

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ. И. Сәтбаев атындағы
Қазақ ұлттық техникалық университеті

Е. К. Джексенбаев

**ШЕЛЬФТЕГІ КЕН ОРЫНДАРЫН
ИГЕРУ МЕН ПАЙДАЛАНУ**

Университеттің Ғылыми-әдістемелік кеңесі
оқу құралы ретінде ұсынған

Алматы 2015 ж.

ӘОЖ 622.276.04(075.8)

КБЖ 33.36я73

Д 37

Пікір жазғандар:

С. З. Қабдолов – техн., ғыл., докторы, профессор;

Ә. Ж. Өмірзақова – техн., ғыл., канд., ассоц., профессоры.

Е. С. Орынғожин – техн., ғыл., докторы, профессор.

Е.К. Джексенбаев

Д 37 Шельфтегі кен орындарын игеру мен пайдалану. ЖОО-на арналған оқу құралы. –Алматы: ҚазҰТУ, 2015. – 207 б.

ISBN 978-601-228-719-6

Оқу құралында шельфтегі мұнай газды пайдалану мен игеру және олардың қасиеті туралы негізгі мәліметтер берілген. Сонымен қатар теңіздегі кен орындарды ұңғыларды бұрғылау техникасы мен технологиясы мұнай-газ өндірудің негізгі технологиялық процестерді, 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 кестелер, суреттер, әдебиеттер тізімі ұсынылған.

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

ӘОЖ 622.276.04(075.8)

КБЖ 33.36я73

ISBN 978-601-228-719-6

© Е. К. Джексенбаев

© ҚазҰТУ, 2015 ж.

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 шикізаттарға деген сұраныс. Шельфте көмірсутектердің 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 физикалық-химиялық қасиеттерін, гидрометеорологиялық шарттардың каталдығын, жағажайдан алыстығын, теңіздің тереңдігін, жағажайлық инфраструктурасының 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 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.км² құрайды. Онда мұнай мен газдың 2500 кен орындары ашылған, онда өндірілетін қор көлемі 130 млрд.т мұнай және 70 трлн.м³ 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 \$ ш.б. болса, ал солтүстік бөлігінде – жуықтап алғанда 5 млн. \$. XX ғасырдың екінші 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, бұрғылау кемелерінің 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 300 м 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 акваториялардың 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 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.

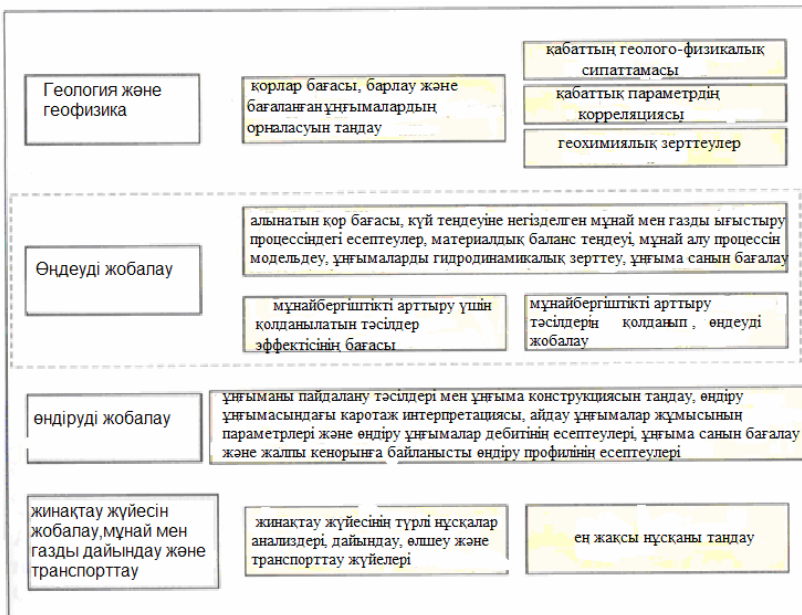
Аталған оқулықтың мақсаты – дүниежүзілік мұхиттың шельфінде көмірсутектерді өндіру болашағы және оның жәй – күйі, теңіз шоғырларын игеру негіздері, теңіз ұнғымаларын бұрғылау технологиясы туралы қысқаша шолудан тұрады. Мұнда жинау жүйесі мен мұнай мен газды тасымалдау жайында ұсыныстар берілген. Оқулық 6M070800, 5B070800-«Мұнай-газ ісі» мамандығының магистранттары мен студенттеріне арналған, сонымен қатар теңіздегі мұнай-газ кен орындарын игеру мен меңгеру сұрақтарымен айналысатын ізденушілер мен ғылыми қызметкерлерге де қолдануға болады.

1. ТЕҢІЗДЕГІ ИНЖЕНЕРЛІК-ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ЖҰМЫСТАР

1.1. Жыныс 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.

1.1-сурет 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.



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

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.

1.2. 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 1.1-кестеде көрсетілген.

Шөгінді бөлшектерді, сынықты жиналымдар мен шөгінді жыныстарды жіктеу

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

1.3. 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 айналған, өсімдіктер мен ағзалардың сүйектері болады.

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

1.4. Шөгінді жыныстардың негізгі типтері

Төменде тау жыныстарының негізгі типтері мен олардың химиялық құрамы келтірілген:

Құмтас – құмның, кварцтың, кварцтың цементтелген бөліктерінің, кальций карбонатының, темір мен саз

қышқылдарының дәндерінен құралған жыныс. Химиялық құрамы: SiO_2 . Тығыздығы $2,87 \text{ г / см}^3$.

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

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

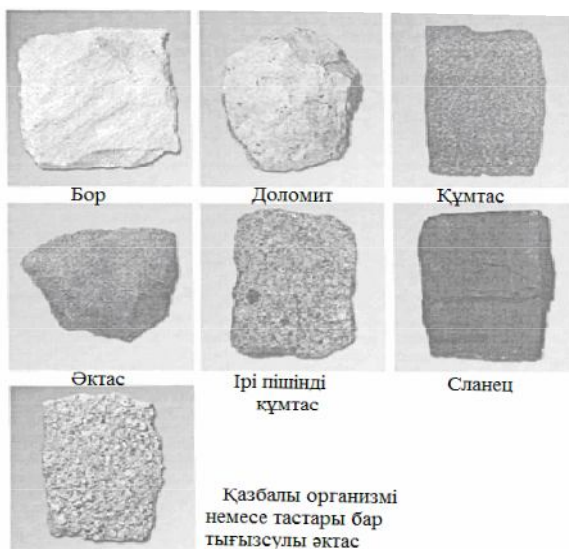
Доломит – негізінде немесе көп бөлігі кальций магнезиум карбонат минералынан тұратын жыныс. Химиялық құрамы: $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$. Тығыздығы $2,87 \text{ г/см}^3$.

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

Мергель – саз бен кальций карбонатынан тұратын борпылдақ шөгінділер.

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

1.2-сурет шөгінді жыныстардың кейбір типтері көрсетілген.



1.2-сурет. Шөгінді типті жыныстардың мысалдары

1.4.1. 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 % шөгінді қабат жыныстары құрайтын аргиллиттер немесе сланецтер.

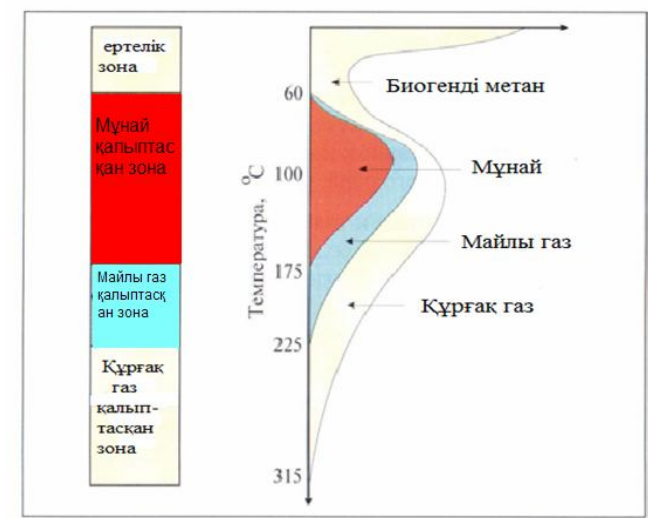
Көмірсутектер жаратылысына қатысты ұзақ уақыт бір-бірімен бәсекелесіп келе жатқан көптеген гипотезалар бар. Соңғы уақытта көптеген зерттеушілер өздерінің оң бағасын берген гипотеза мұнай мен газ фитопланктоннан (микроскопиялық жүзбелі өсімдіктер) және аз мөлшерде балдырлар мен фораминиферден жаралған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

Құрлықта ағаштар, бұтақтар және шөптер сланецтағы органикалық заттың негізгі жеткізушісі болып табылады. Бұл ірі жер үсті 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 сланецтардағы 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 °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 °С аралығындағы температура мұнайлы интервал атауына ие болды (1.3-сурет). 175 °С артық температураларда сұйық көмірсутектердің генерациясы интенсивтілігі температураның артуымен күрт кемиді және газ тәрізді заттың түзілуі жеткіліксіз процеске айналады. Қабаттық температуралар 225 °С жоғары болса, кероген өзінің қабілетін алдында мұнай мен газ генерациясына жұмсағандықтан көмірсутектер түзілімі тоқтайды.



1.3-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.

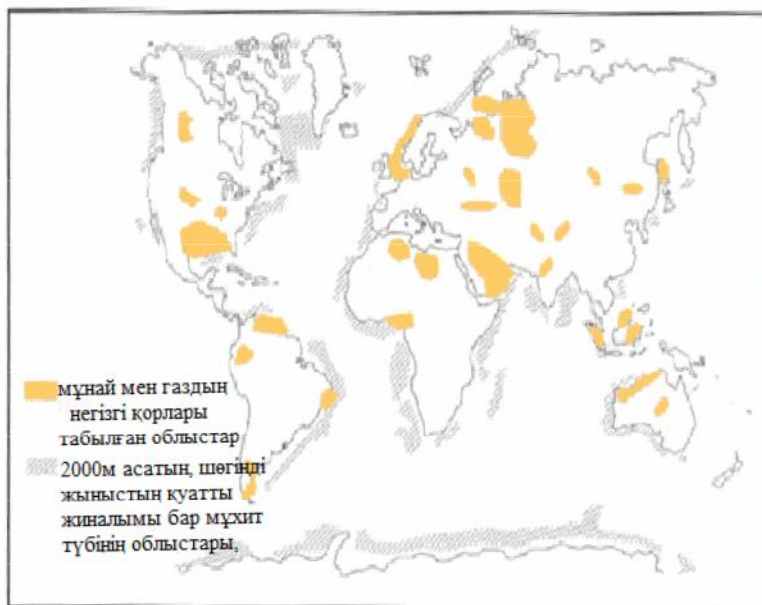
Әлем көмірсутектерінің ірі кенорындарының көп бөлігі көне теңіздердің континентальді шельф аудандарынан табылған. Алайда көлді типті шөгінді қабаттар перспективалы болуы мүмкін. Әлемнің түрлі бөліктерінде ашылған көптеген мұнайлы кенорындар көлді типті шөгінді қабаттарына жатады. 1.4-сурет үлгі түрінде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

1.4.2. 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.

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



1.4-сурет. Шөгінді қабаттар мен оларға ілесетін көмірсутектер жиналымдары

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.

1.4.3. 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. Олардың арасындағы айырмашылық жоғары жақтан қарағанда онай көрінеді, онда жетекті құрылым шеңбер тәрізді пішінге ие антиклиналь ұзын қатпарды еске түсіреді.

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.

Бұзылымдармен байланысты құрылымдар

Көмірсутекті кеніштер бұзылымдар жазықтықтарының бойымен қалыптасуы мүмкін, мысалы, жылжымалы процестер өткізгішті қабаттардың мөрленген өткізбейтін жыныстары болатыны түсінікті.

Үйлесімсіздіктермен байланысты құрылымдар

Құрылымдардың бұл түрі жас, өткізбейтін жыныстар бұрын эрозиялық процестерге ұшыраған кәрі еңісті қабаттарды жабатын кезде қалыптасады.

Линзатәрізді құрылымдар

Көмірсутектер қабаттардың кеуекті және өткізгішті бөліктерінде жинала алады, олар қабаттың кеуекті жыныстарының баяу өткізбейтін жыныстардың алмасуымен қалыптасқан ұстағыштар немесе қалталар деп аталады.

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

1.5. Көмірсутектердің әлемдік қорларының ұстағыш түрлеріне байланысты таралуы

1.5-сурет көмірсутектердің әлемдік қорларының ұстағыштардағы көп кездесетін түрлері бойынша процентті таралуы көрсетілген. Суреттен көріп отырғанымыздай, көмірсутектердің барлық әлемдік қорларының 75 % 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 перспективалы емес етеді. Айта кету керек, егер бастапқы органикалық зат жетілген болса да, ол міндетті түрде толығымен көмірсутектерге айнамайды.

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

1) аналық жыныстардың тек 1 % бастапқы органикалық зат болып табылады;

2) бастапқы органикалық заттың 30 % аз бөлігі көмірсутектерге айналады;

3) көмірсутектердің 99 % жуығы жоғалады немесе шашырап кетеді және тек 1 % 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;



1.5-сурет. Көмірсутектердің әлемдік қорлар ұстағыштарының көп кездесетін түрлері арасында пайызды таралуы

1.5.1. Норвегияның континентальді шельфіне тән ұстағыштар түрі

Құрылымдық ұстағыштар (жетекті құрылымдар, антиклинальдар және жылжу процестерінен түзілген құрылымдар) норвеж континентальді 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.

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

1.2-кесте

Норвеж континентальді шельфіндегі ұстағыштар түрі

Кенорын	Ұстағыш типі	Жыныс типі	Жыныстардың жасы
Агат	Стратиграфиялық	Құмтас	Төрттік
Балдер	Стратиграфиялық	Құмтас	Үштік

1.2-кстенің жалғасы

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. Қазақстанның теңіз жобалары

Қазақстанның мұнай саласы ғасырлық тарихқа ие. Өткен жүз жылдық ішінде мұнайды игеру тек құрғақта ғана жүргізілген. ХХІ ғасырдан бастап 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.

Қазақстанның ішкі теңіздерінің шельфтерінде масштабты геологиялық зерттеулер 1993 жылы 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 жылдары аралығында көлемі шамамен, 26,18 мың км² болатын теңіз сейсмикалық қадағалау жұмыстары жүргізілген. Шамамен, 100 мың км² ауданда 96 құрылым локализацияланған, ірі құрылымдардан Солтүстік Каспий туралы жаңа деректер алынған.

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, Қаламқас теңіз түсінігін толығымен қамтиды. Осы екі аудандардағы жұмыс қазіргі кезде Agip КСО 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.

1.6.1. Солтүстік Каспий жобасы (Қашаған)

2002 жылдың шілде айында «ҚазМұнайГаз» ҰК және Agip КСО 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 Caspian Sea B.V., BG Exploration & Production Ltd, Den Norske Stats Oljeselskap a.s. (Statoil), Mobil Oil Kazakhstan ink., Shell Kazakhstan Developmebt B.V., Total Exploration Production Kazakhstan, «ҚазақстанКаспийШельф» «КазакОйл» 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.

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 ұңғыманы бұрғылауға дайындау жүргізілуде.

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

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

Шығыс Қашаған-1 ұңғысын 5172 метр тереңдікте бұрғылау аяқталды. Есептеу нәтижесі бойынша мұнай дебиті тәулігіне 600 м³-ті құраса, газ дебиті 200 мың м³-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 қарай 75 км 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 м³, газ 215 мың м³-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 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.

2001 жылдың 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 бермдердің құрылысын Баутино ауылының маңында орналасқан Аташ карьерасында алынатын жыныстардан жүргізіледі деп шешілген. Жасанды аралдардың құрылысын жүргізу тендерін американдық түрік Bechtel-Enka компаниясы жеңіп алды.

Өлшемі 120x80 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 КСО 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 елдімекендер құрылысын қарастырады. Сол уақытта ақшаның үлкен бөлігін консорциум жоғарғы технологиялық жұмыстар мен қондырғыларға бағыттауда, онда Қазақстандық өндірушілердің мүмкіндіктері шектелген.

1.6.2. «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 Екі жақты Келісімге арналған Хаттама 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 жобасында конкурстық 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.

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

Алыс шығыс аумақтарда шамамен, 300 перспективті антиклинальді қоймалар ашылған. Шамамен, 140-тан астам кен орындарын ашу болжамдануда, олардың 100-ден астамы Охотоморскідегі 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 м³ 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 Моликраф 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

Кириң 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 қаныққан 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 2-30 м Солтүстік Каспийде және 10-60 м тереңдікте Батыс Каспийде. 1995 жылы мұнда 81,6 мың тонна мұнай өндірілген. Бірінші кезекте нысандарға Инче-теңіз мұнай конденсатты кен орындарын және Солтүстік-Батыс Каспийде мұнай қаныққан локальді ауданды жатқызуға болады. 2010 жылдың аяғына таман бұл кен орындарда мұнай өндіру көлемі жылына бірнеше миллион тонна болуы мүмкін.

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. 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 бассейнің 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.

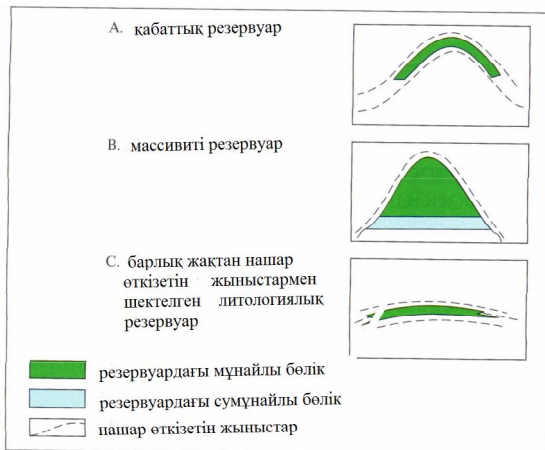
Табиғи резервуарлардың үш негізгі типі бар (1.6-сурет):

- 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.



1.6-сурет. Табиғи резервуарлар түрлері

Басқаларға карағанда көтеріңкі, жоғары жағынан флюидтірекепмен 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 өткізгішті шектерімен, нашар өткізгішті жыныстардың төменгі бетінің майысуларымен, қабаттың көтерілімі мен төселімі бойынша коллектордың литологиялық орналасуымен, қима беті немесе стратиграфиялық үйлесімсіздік бойынша коллектормен байланысқан өткізгіштігі төмен жыныстар шектелуімен бақыланады.

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

Арктика бассейндерінің табиғи резервуарлары түрлі геологиялық жағдайларда және әр түрлі уақыттарда қалыптасқан. Бірақ олардың 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 *мұнайгазсорпты бассейн* деп аталады. Шөгінді тысының мұнайгаздылығы мен жер қыртысында мұнай мен газдың таралу заңдылығының қалыптасуы – шөгінді – жынысты бассейннің даму нәтижесі болып табылады.

Арктикалық континентальді шельфтің 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, Чукотск, шығыс Сібір шельфтерінің және аз мөлшерде Лаптевой теңізінің құрылымдары жатады. Екі сегментте де бассейндер әр түрлі дәрежеде қайта игерілу процесінде, 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-Печарск, Лаптевой (батыс бөлігі) теңіздік. Батыс сегментте Свердрупск бассейнінің, дельта өзені Маккензи – Бофорт теңізінің, Солтүстік – Аляскалық, Солтүстік және Оңтүстік Чукотск теңіздері бассейндерінің табиғи резервуарлары көрсетілген. Солтүстік – Батыс секторда мұхиттық қозғалмалы белдемден Анадырлық және Наваринск бассейндері қарастырылған.

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

Бассейннің дамуының рифтілік кезеңіндегі резервуарлар тығыз сулы – континентальді, шағынсулы – теңіздік және терең сулы еңісті шөгінділерінің әртекті жиналымдарымен көрсетілген. Резервуарлар терригенді арналы, аванделътті, барлық 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 – Баренцевотеңіздік және Баренцевотеңіздік МГБ және Тимано – Печорск МГБ). Мұндай резервуарлардың қалыптасуы суасты релефтің күрт дифференциациясы жағдайларында жүреді. Сынықтары бойынша түсірілген блоктарда созылған терең сулы алқаптар қалыптасады. Оларға түсетін материал суасты грабендердің осьті блоктары бойынша ағыстармен таралады. Жоғары гидродинамикалық жағдайларда материал сұрыпталады, сонымен қатар сазды фракциялар шайылады. Терригенді кабаттарда 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 резервуарлар жұқа дәнді, жұқа – микрокабаттық биогенді, сирек биохеогенді 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. Континентальді рифтогенез аймақтары шектерінде көмірсутектердің локализациясы жоғары қалдықты тектоникалық белсенділігімен байланысқан, ол келесі геологиялық кезеңдердің аралығында әрекет етеді. Рифтогенез аймақтары ұзақ тұрақты жүктемемен ерекшеленеді, шөгінділердің үлкен қуаттарымен және рифтүстілі кешеннің таралу аудандарымен сипатталады. Органикалық заттың концентрация аймақтарында жоғары жылулық ағын мұнайгаз түзілу процестерінің белсенділігіне әсер етеді.

Бассейннің дамуының пострифтілі кезеңінде қалыптасқан табиғи резервуарлары қазіргі уақытта интенсивті дамуын бастан

өткізегін белсенді бүгілуінің кең облыстары үшін тән. Бұл облыстар платформалардың шеттері. Бассейннің дамуының пострифтілік кезеңінде қалыптасқан табиғи резервуарларына жатады:

– Баренцево теңіздік бассейндегі көне өзендер, палеорек дельталарының, Амур өзені дельталарының, Маккензи өзені дельталарының тастандылары конустарының даму аймақтары шектеріндегі құмды резервуарлар. Мұндай құмды резервуарлар антиклинальді емес ұстағыштардың тұтас аймақтарын 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. Антиклинальді 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, сейсmobарлау, бұрғылау және палеогеографиялық реконструкциялау палеодельт, тастандының қуатты конустары мен барьерлі рифттер аймақтарының даму облыстарын бөлуге мүмкіндік береді. Бұл антиклинальді 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 – Печорск және Баренцево теңіздік бассейндердің тектоникалық шекарасы, Алыс Шығыс бассейндерінің қатпарлы негіздерінің сатылы жүктеме облыстары қызықты.

Антиклинальді 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 жең тәрізді құрылымды құрайтын литологиялық экрандалған жиынтықтан тұрады. Палеозойлық бассейндерде (Тимано - Печорск) 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 рифкұраушы 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 және оның эволюциясының даму тарихын талдауды қажет ететін өзіндік бағыты бар жұмыстар ретінде қарастырылады.

1.8. Арктикалық шельфтің шығыс сегменті
Арктикалық шельфтің мұнай-газ бассейні (МГБ):
Баренцево теңіздік, Тимано-Печорск,
Оңтүстік – Карск, Лаптевых теңіз бассейні

Баренцево теңіздік МГБ

Баренцев теңізінің шығыс бөлігін алатын Баренцево теңіздік МГБ пермьді-триастық және юралық МГК резервуарларында мұнай және газ кеніштері табылған. Борлы МГК резервуарлары жаңа мұнай және газ кеніштерін іздеу үшін потенциалды перспективалы болып табылады. Олардың барлығы бассейнінің кең жүктелген жағдайында дамудың пострифтлік кезеңінде қалыптасқан.

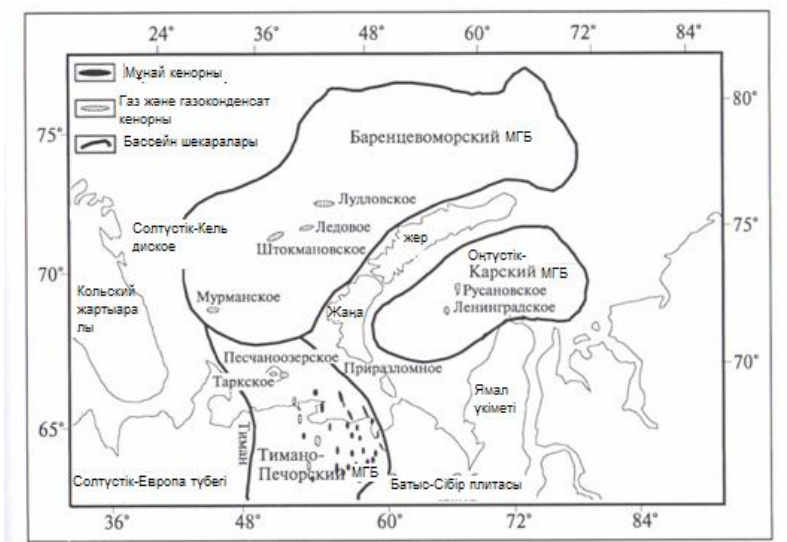
Пермьдік-Триасты резервуарлар құмды фракциялармен берілген. Олар аймақтық таралуы бар бірыңғай құм-сазды қалыңдықта бөлінеді. Қалыңдықтың қуаты Тимано – Печорск бассейнінің солтүстік бөлігінің шегінде 500 м-ден Баренцево теңізінің акваториясында 5-7 км дейін өзгереді. Жеке құмды горизонттардың қуаты 10–50 м құрайды. Құмтастардың кеуектілігі 10 %-дан 20-30 %-ға дейін кең шектерде өзгереді. Өткізгіштігі 200-500 мД құрайды.

Пермьді – триасты жастағы құмды резервуарлардың жағалық – теңіздік және шағынсулы – теңіздік шельф жағдайларында қалыптасуы салыстырмалы түрде шағын сулы жағдайлардағы палеодельталар мен турбидитті ағындар қызметімен байланысты. Нәтижесінде табиғи резервуарлар көбінесе жұқа өткізбейтін жыныстар қабатында төселуі бойынша нашар ұсталған құмды кабаттар мен құм линзаларымен көрініс табады.

Олардың таралу аймақтары палеографиялық фактормен анықталады және палеодельталар мен суасты палеоағыстардың даму аймақтар шегінде бөлінеді. Олар құрылымдық факторлармен бақыланбайтын күрделі линзатәрізді құрылысты кеніштерден тұрады, нәтижесінде оларды осы теорияға болжау қиын. Мұндай

барлық жағынан литологиялық шектелген құмды денелермен Баренцев теңіздік шельфтің орталық бөлігіндегі пермьді-триасты терригенді МГК негізгі перспективалары байланысқан. Олардың табиғатын нақтылау литологиялық ұстағыштардың орнын, пішінін болжауға және іздеу тактикаларын анықтауға мүмкіндік береді.

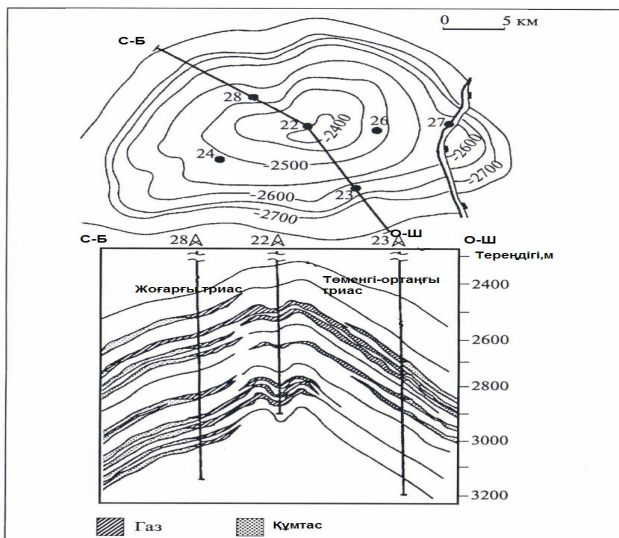
Триасты жастағы құмдарда қазіргі уақытта Солтүстік – Кильдинск және Мурманск кенорындарында газ кеніштері табылған (1.7-сурет). Өнімді қабат өткізгіш құмды – алевролитті қораптар мен өткізбейтін сазды қораптардың ырғақты қайта қатпарлануымен бейнеленген (1.8-сурет).



1.7-сурет. Арктикалық шельфтің батыс бөлігіндегі бассейндер

Жоғары триасты жатыстардың газдары жеңіл (тығыздығы 0,565) құрамында ауыр көмірсутектер аз (орта шамамен көлем бойынша 0,562 %) және жоғары құрғақтылықпен сипатталады. Мұндай газдардың құрамында изоалкандар басым болады. Ортатриасты шөгінділердің газдары жоғары триастыларға карағанда ауырлау (тығыздығы 0,600), олардағы ауыр көмірсутектердің мөлшері 2 % дейін көтеріледі. Төментриасты қабаттардың газдары ең ауыр, олардың тығыздығы 0,601 %.

Солтүстік – Кильдинск кенорны үшін мөлшері 98,3 %-ға жетеді. Ауыр көмірсутектер үлесі көп емес, орта есеппен көлем бойынша 0,92 %. Жоғарыпермьдік газдар – азотты (азоттың орта мөлшері көлем бойынша 41 %). Газдардағы ауыр көмірсутектер мөлшері минималды (0,18%).



1.8-сурет. Төмен триас құмдарындағы Мурманск газды кенорны

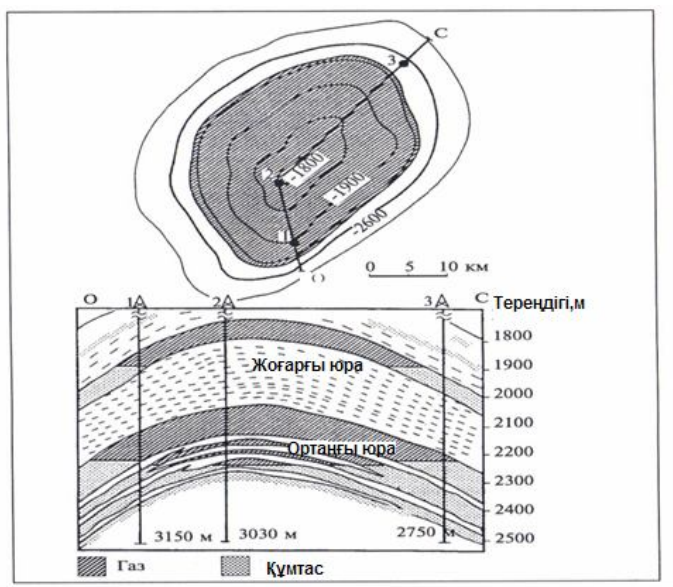
Юра жасындағы резервуарлар Баренцево теңіздік бассейнінің орталық бөлігінде таралған. Олар пермьді – триасты жастағы резервуарлармен салыстырғанда қарапайым құрылымға ие және аудан бойынша жеткілікті жақсы ұсталған. Олар жеке құмды қабаттары бар сазды қалыңдықтағы юралық МГК құрамында. МГК (мұнай-газ кешені) құрылысы бассейнінің барлық территориясы бойынша біртекті, себебі, оның қалыптасуы салыстырмалы тұрақты теңіздік жағдайда жүрген. Кешеннің қуаты 700 – 1200 м құрайды және бассейнінің орталық бөлігіне қарай заңды артады. Юралық құмды резервуарлардың жатыс тереңдігі 700 – 1100 м аумағында өзгереді.

Резервуарлар Лудловск, Штокмановск және Арктикалық газды кенорындардың ұңғымалары бойынша меңгерілген. Олар

құмдар мен саздардың жұқа қайта қатпарланудың бумаларымен кезектесетін коллекторлардың (қуаты 20-80 м) біртекті құмды бумалары.

Құмды және сазды қабатшалардың қуаты сәйкесінше 30-50 м және 10-30 м. Олар үшін аймақтық флюидтірек болып кейінгі юра және кейбір жерлері бор жасындағы құрамы бойынша біртекті сазды қабат қызмет етеді. Аймақтық флюидтірек қуаты – 100 – 200 м (1.9-суретті қараңыз).

Резервуарлар жоғары сыйымдылық қасиеттерге ие. Кеуектіліктің орташа коэффициенттері 20-25 %-ды құрайды. Өткізгіштігі кең аумақтарда өзгереді – 500 – 1000 мД. Резервуарлар үлкен қашықтықтарда ұсталған қабаттық. Олардан газды кеніштер табылған және олар ірі антиклинальді құрылымдармен байланысқан.



1.9-сурет. Штокманды газконденсатты кенорын.
Жоғарғы юра құмтастарындағы қабатжетекті кеніш

Баренцево теңізінің Лудловский және Штокманды кенорындары аумағында меңгерілген юралық шөгінділер

газдары құрамы мен физика-химиялық қасиеттері бойынша біртегіс және метанды ретінде жіктеледі. CH_4 мөлшері көлем бойынша 78-96,5 %, CO_2 – 0,02 – 1,45 %, гелий мөлшері – 0-ден 0,44 % дейін, күкіртсутекті элементтер жоқ.

Бор жасындағы резервуарлар Баренцево теңіздік шельфінің шекарасында мұнай және газ іздеу үшін ғана перспективалы. Арктикадағы борлы шөгінділер мұнайгазды. Борлы шөгінділерде Свердрупта, Маккензи сағанасында, Солтүстік Алясканың жағалық аймағында (Купарук гигант-кенорны), Солтүстік теңізде кенорындар ашылған. Карск теңізінде екі гигант – кенорын ашылған – Русановск және Ленинградск, Белый аралында мұнай ағыны алынған.

Баренцево теңізінде борлы кешен акваторияның орталық және шығыс бөліктерінде кең дамыған. Жабынның жүктелуінің максимал тереңдігі 800 м жуық, яғни заманауи бұрғылау үшін оңай қол жеткізілетін. Кешен қуаты 700 – 900 м аралығында өзгереді. Теңіздік құмды – сазды формация кешені болып табылады. Құмдардың көп бөлігі апт ярусының түбінде шоғырланған. Құмды резервуарлар жақсы ұсталған және олардың жалпы қуаты 100 м құрайды.

Тимано –Печарск МГБ

Тимано – Печарск бассейнінің шегіндегі мұнай және газ резервуарлары ордовик пен триасқа дейінгі бассейннің шөгінді тасы қимасында бөлінген. Олардың барлығы Печорск теңізінің акваториясында жалғасады. Олардың арасында бассейннің дамуының рифтілі және пострифтілі кезеңдерінде қалыптасқан резервуарлар бөлінеді.

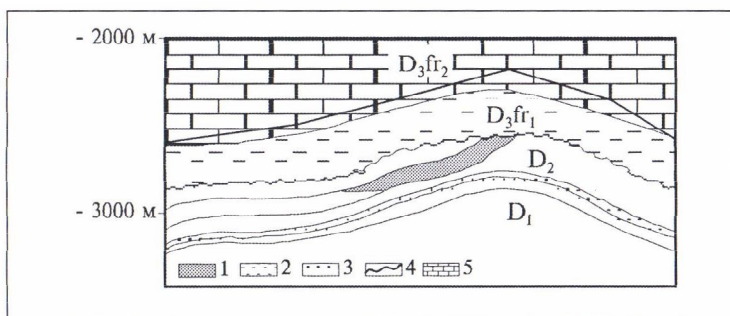
Бассейннің дамуының рифтілі сатысында қалыптасқан резервуарлар екі МГК құрамында бөлінеді – ордовикті – төменфранский және ортадевонды – төменфранский. Бұл резервуарларда кеніштер тек құрлықта ашылған.

Ордовикті – төмендевонды жастағы резервуарлар жарықшақты – қуысты және каверналы – қуысты әктастар мен доломиттерден тұрады. Олардың кеуектілігі 5 – 10 % аралығында ауытқиды, өткізгіштігі 30 – 70 мД аспайды. Жеке өткізгішті қабаттардың қуаты 50-100 м құрайды. Олардың құрамында негізінен мұнайдың массивті кеніштері қалыптасады.

Мұнай кеніштері ордовикті, силурлы және төмендевонды шөгінділерде анықталған. Кеніштерде тығыздығы бойынша жеңіл және орташа парафинді мұнайлар басым. Сондай – ақ, күкірт (2,63 %) пен асфальтендер (9,7 %), смола (15,3 %) мөлшері көп гипергенді өзгерген ауыр мұнайлар (0,934 г/см³) да кездеседі.

Ортадевонды – төменфранский жасындағы резервуарлар сазды нашар өткізетін жыныстар қабатында құмды коллекторлы горизонттардан құралған. Кешен құрамында бірнеше өнімді құмды қабаттар бөлінеді. Олардың қуаты 20 – 70 м арасында ауытқиды, коллекторлар кеуектілігі – 23 %-дан 6-12 % дейін. Коллекторлық горизонттардың өткізгіштігі сәйкесінше 30 – 70 мД-ден 800 мД дейін өзгереді. Көмірсутекті флюидтер үшін аймақтық экран қызметін кең таралған жоғарыдевонды сазды қалыңдығы атқарады.

Ұстағыштардың көп бөлігі ортадевонды және төмендевонды қабаттардың стратиграфиялық қима облыстары мен олардың жоғарыдевонды кыновс – саргаев сазды жиналымдарының астынан шығуымен байланысты. Нәтижесінде қабаттық стратиграфиялық экрандалған кеніштер қалыптасады (1.10-сурет).



1.10-сурет. Тимано – Печорск МГБ Усинск мұнайлы кенорны.

Ортадевонды құмдардағы стратиграфиялық
экрандалған мұнай кеніштері:

1 – мұнай; 2 – аргиллиттер; 3 – құмдар; 4 – стратиграфиялық
үйлесімсіздік; 5 – әктастар

Ортадевонды – төменфранск МГК мұнайлары – жеңіл, тығыздықтары $0,82 - 0,85 \text{ г/см}^3$. Алайда кеніштер қатарында мұнай тығыздығы $0,949 \text{ г/см}^3$ жететін мұнайлы жиектер бар.

Кенорындар шекарасында мұнайлардың қасиеттерінің өзгеруінің келесі заңдылығы байқалады: ауыр азпарафинді жоғары смолалы мұнайлар баяу қима бойынша жоғары жеңіл жоғарыпарафинді (10% артық) асфальтендері жоқ мұнайлармен ауысады.

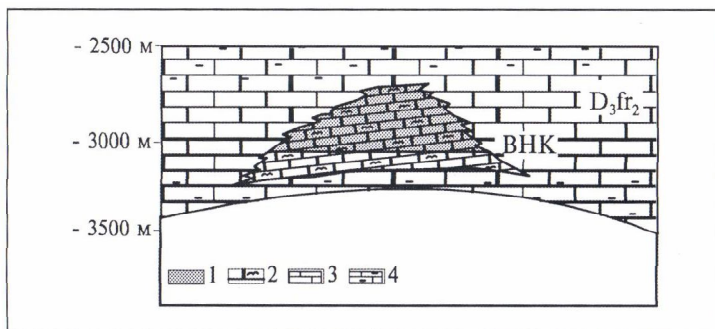
Тимано – Печорск бассейнінің құрғақ бөлігі шегінде 100-180 м тереңдіктердегі ортадевонды резервуарларда тығыздығы $0,947 \text{ г/см}^3$ нафтенді – ароматты тұтқыр мұнай кеніші табылған (Ярегское кенорны).

Бассейннің дамуының пострифтілі сатысында жоғарыдевонды – турнейлік, төмен таскөмірлі, жоғарытаскөмірлі – төмен пермьді және жоғарыпермьді – триасты жастағы резервуарлар қалыптасқан. Сәйкес МГК аймақтық мұнайгаздылы және бассейннің акваториялы бөлігінде жалғасады.

Жоғарыдевонды – турнейлік жастағы резервуарлар карбонатты массивті денелермен қалыптасқан. Коллектор балдырлы қуысты – каверналы әктастардан және сыйымдылық қасиеттері жоғары: кеуектілігі 30 % дейін, өткізгіштігі 2000 мД дейін доломиттерден құралған.

Мұнайдың негізгі кеніштері аймақты дамыған рифогенді массивтер мен биогермді денелерде орнатылған (1.11-сурет). Мұнайлар жеңіл (0,837 %), әлсізкүкіртті және күкіртті (0,18-0,58 %), парафинді (2-4,3 %).

Төментаскөмірлі жастағы резервуарлар құрамында оолитті темір рудалары, бокситтер мен көмір қабаттары бар континентальді және шағынсулы теңіздік жаратылысты терригенді жыныстардан тұрады. Мұнайдың көптеген мұнайгаздыжаратылысты және өндірістік жиналымдары құмды горизонттардың жапсарлану аймақтарымен байланысқан және құрылымдық және құрылымдық – литологиялық типті ұстағыштарға орайластырылған.



1.11-сурет. Тимано – Печорск МГБ харьягнск кенорны.
Жоғары девонның рифогенді әктастарындағы массивті кеніш:
1 – мұнай; 2 – рифті массив; 3 – әктас; 4 – сазды әктас

Құмтастардың коллекторлық қасиеттері жоғары (кеуектілік 25 % дейін, өткізгіштік 500 мД дейін). Барлық кеніштер өлшемдері бойынша үлкен емес, ол құмтастар үстінде сенімді аймақтық жабынның болмауымен түсіндіріледі.

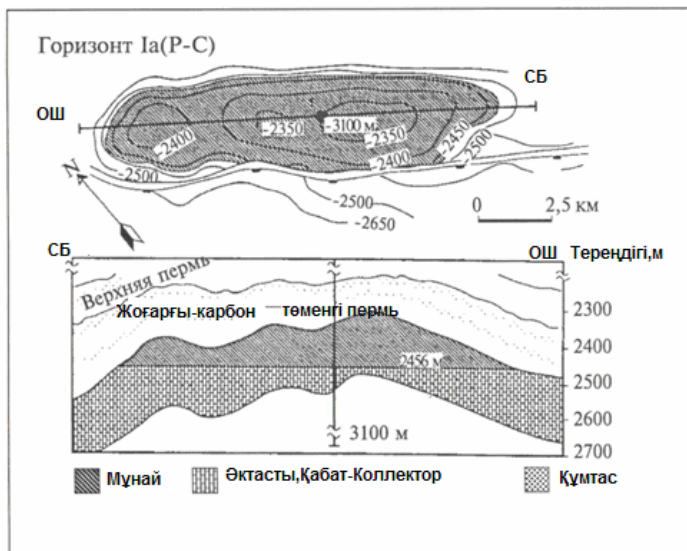
Жоғары таскөмірлі – төменпермді резервуарлар қуаты 100 – 350 м фораминиферо – балдырлы және сазды әктастардан тұрады. Әктастардың жоғары кеуекті әртүрлілігі сазды тығыз сан алуандылықпен кезектеседі. Орташа резервуарлардың кеуектілігі 10 – 20 % құрайды. Өткізгіштік 100-200 мД шегінде өзгереді. Жабын ретінде кунгурск жасындағы сазды қабат қызмет етеді. Резервуарлар массивті және қабаттық – жетекті типті.

Мұнайлар бассейнінің солтүстік – шығыс бөлігінде гипергенді өзгерген, смола мен асфальтендері көп (17-30 %) жоғары күкіртті ауыр. Жеңіл мұнайлар мен газконденсат бассейнінің солтүстік – батыс бөлігінде шоғырланған.

Тимаон – Печорск бассейнінің акваториялық бөлігінде төменперм жасындағы резервуарларда ірі мұнай кенорындары ашылған – Приразлом, Варандей – теңіз, Медынский теңізі (1.12-сурет). Мұнай кеніштері қабатты – жетекті, массивті, инверсионды рифтүстілі құрылымдармен байланысқан. Резервуарлар әктастардың аймақтық кунгурлы сазды жабынмен жабылған органогенді,

органогенді – сынықты түрлері. Резервуарлар әртекті. Қима мен аудан бойынша жоғарыөткізгішті және әлсізөткізгішті әртүрліліктің литологиялық орын ауысуы жүреді. Жоғарыда аталған үш кенорнының мұнайлары өздерінің физика-химиялық қасиеттері бойынша жақын (мұнай тығыздығы $0,903 \text{ г/см}^3$, күкіртті мөлшері 2,02 %, смола мөлшері 14,3 %, асфальтендер мөлшері 5,2 %, парафиндер 1,5 %, беттік жағдайларда мұнайдың кинематикалық тұтқырлығы 27,2 – 34,9 сСт, қабаттық жағдайларда 9,66 – 11,8 сСт) .

Мұнай мен газ кенорындарын іздеуге Тимано – Печорск бассейнінің солтүстік – батыс бассейніндегі рифогенді резервуарлар болып табылады. Ассельск – Сакмарск жасындағы рифогенді түзілімдердің тізбегі Колгуев аралының оңтүстігінен солтүстігіне, одан әрі батысқа Баренцев теңізі акваториясына созылған.

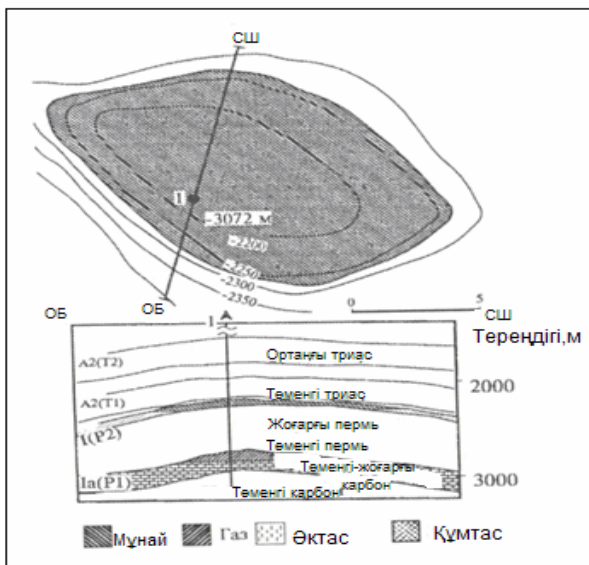


1.12-сурет. Тимано – Печорский МГБ теңіздік бөлігінің мұнайлы кенорны

Жоғарыпермьді – триасты резервуарлар жағалы – теңіздік және аллювиальды генезистің құмтастары. Коллекторлық

қасиеттері жоғары (кеуектілігі 17-23 % және өткізгіштігі – 250 мД (милидарси)) құмды қабаттар зональды таралған. Аймақтық жабыны жоқ. Зональды флюидтіректердің рөлі формациондыішілік қабаттар мен аргиллиттер мен саздар пачкалары қызметін атқарады.

Бұл шөгінділерде Солтүстік – Гуляев кенорнында ауыр мұнайдың шағын кеніштері мен мұнайлы жиегі бар газ кеніштері табылған (1.13-сурет).



1.13-сурет. Тимано – Печорск МГБ теңіздік бөлігінің Солтүстік – Гуляев мұнайгазконденсатты кенорны. Жоғары пермь құмдарындағы мұнайдың қабаттық кеніші

Мұнай мен газ кеніштерін іздеу үшін дельталық жазық жағдайларында қалыптасқан резервуарлар болып табылады. Мұнда көмірсутектер аккумуляциясы үшін қолайлы жағдайлар құрылған. Көптеген құмды қабаттар төселуі бойынша берік және сазды жыныстар қабатында линзалар құрайды. Құмды резервуарларда тік миграция есебінен литологиялық шектелген мұнай және газ кеніштері қалыптасады.

Латеральды миграция алевролитті – құмды қабаттар өлшемдері бойынша салыстырмалы үлкен емес, алевроитті – сазды жыныстармен оқшауланған және төселуі бойынша нашар ұсталған болғандықтан қиын жүрді.

Оңтүстік – Карск МГБ

Бүгінгі күні Оңтүстік – Карск МГБ тек бор жасындағы резервуарлардың өнімділігі орнатылған. Оларда Карск теңізі шельфінде екі газконденсатты кенорындар ашылған: Русановск және Ленинградск. Бұл керемет кенорындарының ашылуы Оңтүстік – Карск аймағындағы борлы МГБ құрамындағы аптылық және аптылық – сеноманды шөгінділердің өнеркәсіптік өнімділігін дәлелдеді.

Үлкен перспективаға қимадағы триасты және юра жасындағы резервуарлар ие, оларда іздеу – барлау бұрғылауының даму шамасы бойынша көмірсутектердің жаңа кеніштері ашылады.

Триас жасындағы резервуарлар бассейнің дамуының рифтілі сатысында қалыптасқан. Бұл тар палеобүгілулер (рифтілерде) аймақтарда дамыған құмды қабаттар. Олар заманауи инверсионды құрылымдар шектерінде мұнай мен газ үшін қабатты – жетекті ұстағыштар құрайтын тар, сызықты – созылған денелер қалыптастырады. Олардың өнімділігі Батыс Сібір аймағында дәлелденіп үлгерді.

Карск теңізінің юралық құмды резервуарларының Баренцов теңізінің шектеріндегі юралық резервуарларға ұқсас өнімділігі сондай-ақ Батыс–сібір бассейнінің шектерінде дәлелденген, ол жерде Ямал түбегінің оңтүстік бөлігінде орта – және төменгі юралық терригенді құмды резервуарларда Новопортовск, Бованенковск кенорындарында мұнай және газ кеніштері орнатылған.

Алайда Карск теңізінің аймағындағы триас және юра жасындағы потенциалды перспективалы объектілерінің көп бөлігі бұрғылау үшін техникалық қолжетімсіз тереңдіктерде орналасқан. Меңгеру үшін қолжетімді аймақтар көмірсутектер кеніштерін іздеу үшін локальды объектілерді юралық – триасты жастағы резервуарлардан табу керек болатын бассейнің бортты бөліктерін алады.

Бор жасындағы резервуарлар бор шөгінділерінің барлық кимасы шегінде бөлінеді және өнеркәсіптік газды болып табылады. Қабаттық резервуарлар континентальді жағалы – теңіздік және шағынсулы – теңіздік жағдайларда жиналған құмды – алевролитті – сазды шөгінділерден құралған.

Құмдардың, алевролиттердің және саздардың ырғақты қайта қатпарлану қалыңдығы Ленинградск және Русановск газды кенорындары сияқты өнімділіктің жоғары сатысына ие көпкөмірші кенорындарының қалыптасуына қолайлы болып табылады. Кенорындар кимасында айтарлықтай литологиялық өзгергіштік байқалады. Құмдық қабаттар қуаты бойынша да, қабаттану сипаты бойынша да өзгереді. Русановск кенорнындағы белсенді гидродинамикалық режим жағдайларында қалыптасқандары жоғары коллекторлық қасиеттерге ие. Олардың кеуектілігі 20-27 % құрайды. Ленинград кенорнындағы құмды резервуарлардың қуаты тез азаяды немесе олар жапсарланады. Қабаттық резервуарлардың әртектілігі нәтижесінде ұңғыманы сынау кезінде газ дебиттері қатты ерекшеленеді. Ленинградск кен орнында газдың төмен ағыстары, Русановск кенорнында – жоғарыдебитті өнеркәсіптік газ ағыстары алынған.

Жоғары борлық аймақтық жабын глобалды трансгрессия және теңіздік жағдайларда қуатты сазды қабаттардың жинақталуы нәтижесінде қалыптасқан.

Русановск және Ленинградск кен орындарынан алынған газдар құрамы бойынша біртекті. Бұл метанның мөлшері көп – 91 % дейін, гелий мен көмірсутекті емес компоненттері аз – 1 % (көлемдік) жуық, күкіртсіз метанды газдар. Газдардың тығыздығы жоғарыға қарай қима бойынша 0,676-дан 0,565-ке дейін азаяды.

Төменгі горизонттар газдары ауыр (орта есеппен олардың тығыздығы – 0,616). Оларда көп мөлшерде ауыр көмірсутектер болады – көлем бойынша 6,1 % дейін. Бұл майлы газдар. Олардың құрамдары мұнайконденсатгенерациялаушы қабаттардың органикалық заттарынан алынатын газдар үшін тән. Қима бойынша жоғары қарай ауыр көмірсутектердің мөлшері көлем бойынша 0,5 – 1,0 % дейін азаяды.

Лаптев теңізінің бассейні

Лаптев теңізінің бассейні Арктиканың шығыс секторында орналасқан және батыстағы Таймыр түбегінен шығыстағы Новосибирск аралдарына дейінгі ауданды алады. Акваторияның 2/3 бөлігі 50 м дейінгі теңіз тереңдігінде. Солтүстік мұзды мұхитына Новосибирск аралдарынан солға қарай жылжығанда континентальді еңісте теңіз тереңдіктері 100 м дейін артады, оның етектері – 2,5 км дейін болады.

Лаптев теңізінің бассейні әлі өте аз меңгерілген. Бұл қазіргі уақытта интенсивті дамуды басынан өткеріп отырған белсенді иілу облысы. Мұнда Солтүстік мұзды мұхитының рифтілі алқабының жалғасы орналасқан. Рифтқұрылу процестері қазіргі уақытта да жүріп жатыр.

Лаптев теңізінің бассейні Сібірлік платформаның солтүстіктік жалғасы болып табылады. Сібірлік платформаның шектерінде бөлінген рифейдің төменгі борлық шөгінділік кешендері территориялық тұрғыдан Сібірлік платформаның эпикарельсті тысына тиесілі және Лаптев теңізінің шельфінде табиғи резервуарлардың сипатты жиынтығымен шөгінділік киманың төменгі құрылымдық сатысын құрайды.

Бассейннің шығыстық бөлігінің бассейні жас. Палеогенді Лаптев теңізі бассейнінің аймағында грабендердің аймақтық жүйесінің толуы болған, ол шектік және ішкі көтерілімдердің артуымен жүрді. Кайназойда грабендер мен көтерілімдердің жиынтығы рифтогенді табиғаттың құмды резервуарларының сызықты - созылған аймақтарының қалыптасуын негіздеді.

1.9. Солтүстік – Атлант шельфінің МГБ: Солтүстік теңіздік және Норвежді – Батыстық – Баренцевотеңіздік

Солтүстіктеңіздік бассейн

Солтүстіктеңіздік бассейн – Солтүстіктеңіздік синеклизаның акваториясында орналасқан. Бұл бассейн қойнауынан 250 мұнай мен газ кенорындары табылған, және ол көмірсутектердің жоғары потенциалды ресурстарына ие. Мұнда ірі және гигантты кенорындар барланған (газды Тролл, мұнайлы Статфиорд, Брент, Экофиск, Фортис және басқа).

Солтүстіктеңіздік МГБ үшін оны жеке блоктарға мүшелейтін рифттер жүйесінің дамуы тән. Олардың кейбіреулерінде тыс қуаты 9-10 км дейін жетеді. Тыс құрылысына төменгі пермь мен триастың палеозойлы терригенді – карбонатты шөгінділері, карбонатты – терригенді қызыл түсті шөгінділері, жоғары пермнің тұзды жиналымдары (қуаты 3 км дейін), жоғарғы юра мен бордың құмды – сазды және карбонатты шөгінділері (қуаты 3-4 км), кайназойдың құм – сазды шөгінділері қатысады (3,5 км дейін).

Солтүстіктеңіздік МГБ шектерінде мұнай мен газы бар табиғи резервуарлар девонның терригенді – карбонатты шөгінділерінде, пермнің карбонатты – терригенді шөгінділерінде, юра мен палеоценнің терригенді шөгінділерінде бөлінген.

Солтүстік теңіздің МГБ үшін мұнай мен газдың таралуының аймақтылығы тән. Солтүстік теңіздік бассейнінің мұнай мен газ қорларының негізгі бөлігі юра мен палеоценнің рифтогенді кешендерінің резервуарларында концентрленеді. Бұл резервуарлар Орталық – Солтүстіктеңіздің бірнеше грабендерден тұратын рифтілік жүйесінің шектерінде кең таралған.

Девонды құмды резервуарлар ең көне өнеркәсіптік – мұнайгазды резервуарлар болып табылады және құмтастардың, алевролиттердің және саздардың қызыл түсті қабаты. Қызылтүсті терригенді қабат бассейнінің дамуының ерте рифтілік сатысында шағынсулы – теңіздік жағдайларда қалыптасқан. Девон жасының құмды резервуарларында Викинг грабенінде Батыс Брей кенорнында, Фортис грабенінде – Бучас кенорнында, Орталық грабенде – Арджил кенорнында қабаттық кеніштер ашылған.

Төменпермді резервуарлар ротлингендс кен қабаттары шектерінде таралған. Олар жағалық – теңіздік бассейндердің аридты жағдайларында қалыптасқан және құмтастардың, алевролиттердің және аргиллиттердің қайта қатпарлану қабаттары болып табылады. Құмтастар әдетте линзатәрізді пішінге ие. Жабын қызметін жоғары пермді эвапориттер (цехштейн) атқарады.

Төмен пермнің аллювиальды қызыл түсті құмтастарында Оңтүстік – Солтүстіктеңіздік ойпаттарында газды кенорындар орнатылған.

Ерте – ортаюралық резервуарлар

Ерте – ортаюралық жастағы құмды резервуарлар 3 км тереңдікте жатады. Қабаттық резервуарлар жарықшақтармен қарқынды бөлінген. Құрылымдық типті ұстағыштар горст – антиклинальдармен және тастанды кемерлердің ілмелі қанаттарымен байланысқан. Жоғарғы бор мен кайназойдың саздары жабын қызметін атқарады.

Ұңғымалар қабатының бастапқы дебиттері 3,5 мың т/ тәул дейін жетеді. Мұнайлардың тығыздығы 0,815 – 0,880 г/см³.

Төмен – ортаюралық құмды резервуарларында антиклинальді иірімге орайластырылған Тролл газмұнайлы керемет кенорны бар. Ірі норвеждік Тролл кенорны ауданы 770 км² учаскені алады және екі нақты газды секторға – батыс және шығыс бөлінеді. Газдан басқа Троллда белгілі бір мөлшерде мұнай бар (негізінде батыс бөлігінде). Тролл кенорнының газы метанға өте бай. Орта мөлшермен CH₄ 93 % , CO₂ – 1 %-дан аз, күкіртті сутек жоқ. Газдың метанға жоғары дәрежеде қанығуы оны, салыстырмалы «жұтан» етеді, яғни конденсатты фракциялардың шығуы салыстырмалы үлкен емес.

Жоғарғыталеоценді құмды резервуарлар шөгінді жиналудың жоғары энергетикалық режимдерінде тар грабенпішінді алқаптың шектерінде қалыптасқан дельталық кешеннің шөгінділерімен байланысқан. Осыған байланысты олар жоғары коллекторлық қасиеттерге ие. Кеуектілік коэффициенттері 20-23 % жетеді. Мұндай резервуарларда шамамен бірдей мөлшерде мұнай мен газдың көптеген қабаттық кеніштері табылған. Мұнайларының тығыздығы 0,816 – 0,843 г/см³.

Норвежді – Батыс – Баренцевотеніздік МГБ

Норвеждік – Батыс – Баренцевотеніздік бассейн шектеріндегі мұнай мен газы бар табиғи резервуарлары триасты, төменгі – ортаюралық және төменгі бор жасындағы шөгінділерден табылған.

Шектерінде мұнай мен газдың ашық кенорындары бар рифтогенді ойпаттар Солтүстік теңіз рифттер жүйесінің жалғасында орналасқан.

Триасты құмды резервуарлар грабендер мен рифттердің жарылу аймақтарында теренсулы – теңіздік жағдайларда қалыптасқан. Олар 2,5-3,0 км артық тереңдіктерде орналасқан. Қабаттық құмды резервуарлар көбінесе тектоникалық

құрылымдармен күрделенген. Газ және газконденсат кенорындары Тромсе, Хейдрун аудандарында (Баренцев теңізінің батысы) Сморбук (Норвеж теңізі) кенорнында ашылған. Триасты резервуарларда газдың шағын жиналымдары Нордкап және Хамерфест иілімдерінде (Алке кенорны) табылған. Триасты жиналымдармен Нордкап иіліміндегі тұзды штоктар мен диапирлермен экрандалған құмды қабатты резервуарлардағы көмірсутектер кеніштерінің ашылу перспективалары байланысты.

Норвеждік – Баренцевотеңіздік МГБ құмтастардың коллекторлық қасиеттерінің 2,5 км төмендеуінің жеке жағдайларына қарамастан 4 км тереңдіктерде өнімді резервуарлардың болу мүмкіндігі дәлелденген.

Теңіздік генезистің *ортаюралық құмды резервуарлары* салыстырмалы тұрақты қуатқа (10 – 50 м-ден 100 – 150 м дейін) ие. Олар аудан бойынша жақсы ұсталған және көлденең қимасы тегіс линзалар сипатына ие кең және созылыңқы жолақтар болып табылады. Бұл жолақтар жандарынан депрессия шектерінде сазды және сазды карбонатты немесе көне көтерілімдер шектерінде континентальді сазды шөгінділермен жиектеледі. Резервуар шектерінде құмдардың, алевролиттердің және аргиллиттердің, кейде эктастардың ырғақты кезектесуі байқалады.

Юра жасындағы резервуарлар көбінесе тектоникалық экрандалған ұстағыштар түзе отырып, тектоникалық бұзылымдармен күрделенген. Құмды қабатшалар кеуектілігі 16% , өткізгіштігі 200 – 500 мД. Бұл резервуарлармен Баренцево теңізінің батыс секторындағы газдың негізгі кенорындары байланысқан. Сновит кенорнында орта/төменюралық жастағы құмды резервуарлардан биіктігі 105 м газды кеніш және биіктігі 15 м мұнайлы кеніш табылған.

Ерте бор жасындағы құмды резервуарлармен Баренцево теңізінің батыс секторындағы жалғыз мұнайлы кенорын – Мирсилд кенорны байланысқан. Ол Лопс көтерілімінің оңтүстік еңісінде ашылған.

1.10. Арктикалық шельфтің батыс сегменті.

**Свердрупск бассейндері, Маккензи дельта
өзендері – Бофорт, Солтүстік – Аляскалық,
Солтүстік- және Оңтүстік - Чукотск теңіздері
Свердрупск МГБ**

Свердрупск бассейні Солтүстік – Американдық платформаның Арктикалық шекарасын алады. Бассейн шектеріндегі шөгінді тысының максимал қуаттары 14 км артық жетеді. Газ кеніштері бар негізгі резервуарлар *төмен юра – жоғарғы триас (Хейберг кемері), орта юра – төменгі бор* құмдарымен байланысқан. Хекла (198 млрд м³) және Дрейк – Пойнт (142 млрд м³) кенорындары ең ірі газды кенорындары Мелвилл аралының солтүстік жағалауында орналасқан. Хекла кенорнында 950 – 1067 м тереңдіктегі төменюралық және жоғарғытриасты құмтастар өнімді. Дрейк – Пойнт кенорнында газ кеніштері 1098 – 1159 м тереңдіктегі орта юра құмтастарында.

Қабаттық типті резервуарлар. Кенорындар тұзды штоктардың жетектерінің үстінде дамыған антиклинальді құрылымдармен байланысқан. Құрылымдардың ұзындығы 30 км дейін, ені 15 км дейін. Газ жиналымдарының тереңдігі 600 – 2450 м, мұнай жиналымдарының тереңдігі – 876 – 3263 м.

Свердрупск бассейнінің мұнайлы кенорындары 3263 м тереңдіктегі *ортадевон рифтті массивтерімен* (Бент – Хорн кенорны) байланысқан.

Бофорт теңізінің – Маккензи өзендерінің МГБ дельталары

Бассейн Солтүстік – Американдық платформаның солтүстік жүктемесі мен субмеридиональды төселген Маккензи өзен дельталарының рифтогенді иілімінде қалыптасқан тереңсулы шұңқыр еңісіне орайластырылған. Бассейн мезазойлық иілімдік жүйедегі көне платформаның мүшелену аймағында қалыптасқан. Шөгінділік тыс төменгі палеозойдың, девонның, жоғарғы карбонның және пермьнің терригенді – карбонатты жиналымдарынан, триастың, юраның және бордың құмды-сазды жиналымдарынан және палеоген – неогеннің континентальді – теңіздік көмірлі құрылымдарынан тұрады. Шөгінді тұсының қуаты жағадан мұхитқа қарай алыстау шамасына байланысты 10 км дейін күрт өседі.

Ұстағыштар стратиграфиялық және литологиялық экрандалған, көне дельталық жазық жағдайларында қалыптасқан және фракциялардың өзгеруімен байланысты. Коллектор қызметін жоғарыкеуекті (20-30%), өткізгішті (жүздеген мД), эоцен – плиоцен жасындағы құмтас атқарады. Литологиялық ұстағыштардан басқа тастандылар мен ірі антиклинальдарға орайластырылған құрылымдық қабатты – жетекті ұстағыштар да кездеседі.

Көмірсутектердің негізгі кеніштері бор мен палеогеннің құмды резервуарларымен байланысқан. Бұдан басқа, төмен дәрежеде неогенді құмдар мен девонды әктастардың мұнайгаздылығы орнатылған.

Девонды резервуарлар орта – девон жасындағы рифтті массивтер болып табылады. Олар 2,5 км артық тереңдіктерде таралған. Рифогенді әктастардан 2820 – 2865 м тереңдіктерде Мейогиак кенорнында мұнайдың массивті кеніштері табылған.

Төменгі бордың *құмды резервуарларында* бірнеше кенорындар ашылған, солардың ішінде Аткинсон – Пойнт газмұнайлы кенорны, төменгі бор құмдарында кеніші бар Парсонс газды кенорны.

Палеоген мен неогеннің құмды резервуарлары Маккензи өзені дельтасының мұнайгаз жиналу аймағының ареалымен байланысты. Ареалда 15-тен көп мұнай және газ кенорындары табылған, оның ішінде 2465 – 2545 м тереңдіктегі палеоген құмдарында кеніші бар Таглу кенорны және Малик кенорны. Соңғы кенорында газогидратты кеніш орнатылған. Бофорт теңізі шельфіндегі ірі мұнайлы кенорны Копаноар кенорны болып табылады.

Палеоген мен неогеннің құмды қабаттарындағы кеніштердің негізгі бөлігі 2,5 – 3,5 км тереңдікте орналасқан. Барлық кеніштер антиклинальды құрылымдармен байланысқан.

Солтүстік – Аляскалық МГБ

Солтүстік Алясканың арктикалық жағалауы бойымен мұнай мен газ өндірісі Арктикалық платформаның өнімді қабаттары болып табылатын миссисипия, пенсильвания, триас, юра, бор және палеогеннің құмды коллекторларынан іске асырылады. Бұдан басқа, территорияның оңтүстік бөлігіндегі миссисипиялық карбонатты жыныстар өнімді. Құмды және карбонатты резервуарлар ашық теңіз жағына қарай солтүстік

бағытта таралады. Қалдықты бұзылымдардың, кең иілімдердің және стратиграфиялық ұстағыштардың болуы өнімді жыныстардың барлық кешеніне тән. Бассейннің шөгінді тысының жалпы қуаты 13 км артық.

Солтүстік Аляска бассейнінде 3 мұнайлы кенорындар (олардың біреуі гигант, Прадхо-Бей) және 8 газды кенорындар ашылған. Прадхо-Бей гигант – кенорны керемет: мұнайдың алынатын қорлары 2000 млн т жуық. Мұнайдың негізгі кеніштері юра (2060 – 2150 м), триас құмдары (2460 – 2650 тереңдікте) мен карбон әктастарында (2680 – 3190 м).

Триас пен юраның құмды горизонттарының кеуектілігі өте жоғары – 26 – 30 %. Өткізгіштігі 1000 мД. Бұл дельталық теңіз балшықтарының жұқа қатпарларымен қайта қатпарланатын құмдар жақсы сұрыпталған.

Таскөмірлі жастағы карбонатты резервуарлар аса жоғары емес коллекторлық қасиеттерге ие. Прадхо – Бей кенорнындағы олардың өткізгіштігі 100 мД аз. Кенорын барлық жағынан тектоникалық бұзылымдармен шектелген антиклинальді иіліммен байланысты. Кеніштер жетекті, кейде стратиграфиялық және тектоникалық экрандалған. Мұнайларының тығыздығы $0,833 - 0,989 \text{ г/см}^3$.

Юралық және борлы құмды резервуарларда мұнайдың ірі кенорны Купарук – Ривер ашылған. Купарук – Ривер ауданындағы барлық мұнайлы кеніштер неокомның, альбаның және сеноманның теңіздік құмдарымен байланысқан. Құмды горизонттар аудан бойынша жақсы ұсталған және жоғары коллекторлық қасиеттерге ие. Мұнайы ауыр ($0,922 \text{ г/см}^3$).

Солтүстік- және Оңтүстік- Чукотск бассейндері

Чукотск теңізінің аумағында екі мүмкін мұнайгазды бассейн – Солтүстік және Оңтүстік бассейндері бөлінеді. Олардың контурлары әлсіз меңгерілгендіктен шарттылықтың үлкен үлесімен анықталған. Сейсmobарлаумен меңгерілуі $0,1 \text{ км/км}^2$ аз. Чукотск теңізінің бассейндерінің шөгінді тысының қуаты оңтүстікте 5 км асады, солтүстікте – 13 км асады.

Солтүстік – Чукотск бассейнінің шөгінді тысы кимасында пермьдік жастан голоценді жасқа дейін көмірсутектердің жиналымдарының қалыптасуы үшін қолайлы үш МГК бөлуге болады. Олардың барлығы Солтүстік Алясканың біржасты МГК – мен жақсы арақатынаста.

Оңтүстік – Чукотск потенциалды МГБ мұнайгаздылық перспективаларын бағалау құрықтардың аудандары бойынша материалға негізделеді: Врангель көтерілімі, Чукотск иілімді аймағы және Стюард Массив. Қойнауудың мұнайгаздылығының тура сипаттарының бірі бассейндік жиектелуіндегі донды шөгінділер мен нафтидтерде метан мен оның гомологтарының аномальды мөлшерлерінің болуы.

**1.11. Тынықмұхиттық қозғалмалы белдемнің
Солтүстік – батыс секторы Охоттық
МГБ және Берингов теңізінің бассейндері
(Анадыр және Наваринск бассейндері)**

Охоттық МГБ

Охоттық МГБ мұнай мен газдың негізгі кенорындары Сахалинде және Солтүстік – Шығыс – Сахалиннің аумақтарында ашылған Охотск теңізі акваториясын қамтиды.

Сахалиндегі мұнай және газ резервуарлары ретінде қарастыруға болатын жыныстар – жыныстардың түрлі топтарына жатады: сынықты, кремнийлі, сазды және эффузивті. Қимадағы стратигарфиялық интервал бойынша олар жоғарғы бордан төрттікке дейінгі диапазонды қамтиды. Аймақтық флюидтіректер болып құмды – алевролитті қуаты төмен қабатшалары бар сазды жыныстардың пачкалары табылады. Олар құрлықта орта миоценнің және шельте плиоцен – миоценді саздары.

Табиғи резервуарлар өздерінің табиғаты бойынша әртүрлі және қима бойынша қатты ерекшеленеді. Олардың бір бөлігі бассейндік рифтілі даму сатысында қалыптасқан МГК-мен байланысқан, басқа бөлігі бассейндік дамуының пострифтілі кезеңінің МГК-мен байланыста.

Жоғары борлы қабатты құмдық резервуарлар жоғары емес қасиеттерімен ерекшеленеді, жалпы кеуектілік 5 – 10 %, қанығу кеуектілігі 3 – 5 %, өткізгіштік жүз үлестен милидарсидың бірінші ондықтарына дейін.

Палеоцен – эоценді және олигоценді құмды резервуарлар бассейндік дамуының рифтілі сатысының ерте кезеңінде қалыптасқан. Бұл уақытта бассейн горсттар мен грабендер жүйесіне мүшеленген, оларда жиналымдардың потенциалды

мұнайгазды кешендері қалыптасады. Палеоцен – эоценды кабаттық резервуарлар теңіз фацияларының құмдарымен толтырылған және жеке грабендердің аумақтарында ғана таралған. Олар құмды – сазды жыныстардың қуатты қабатында (2 – 3 км) бөлінеді.

Ілімдерде қалыптасқан палеоценді және эоценді – олигоценді сынықты жыныстарда (мысалы, Солтүстік Сахалиндегі тумская свитасы) салыстырмалы жақсы коллекторлық қасиеттері бар олигомикті құрамды құмдар (жеңтәрізді) дамуы мүмкін. Сахалиннің батысындағы кейбір учаскелерде кеуектілігі 10 – 20 және өткізгіштігі 100 мД коллекторлар дамыған. Миоценді құмдар жақсы коллекторлар болып табылады.

Неоген астындағы Солтүстік – Сахалин иілімінің батыс бөлігінде гипергенді жарықшақты коллекторлары бар массивті резервуарлар ретінде қарастырылатын кейбір учаскелерде эффузивті жыныстар ашылған. Осындай сипаттаманы Батыс Камчаткадағы бор – палеогеннің табиғи резервуарларына беруге болады.

Олигоцен жасындағы резервуарлар барлық жерлерде таралған. Олардың құрамында ашық теңіздің тереңсулы фацияларына қатысты алевроитті – кремнийлі жыныстар көп. Қимада қайта кристалданған жарықшақты және жарықшақты – кеуекті коллекторларда көмірсутектер кеніштерін іздеу үшін кабатты перспективалы етеді.

Олигоцен жасындағы резервуарлар Шеңберлі кенорынның негізгі өнімді горизонтын құрайды (пиленгіті свита). Олар ашық, кара-сұр, кара, қатты жарықшақтанған кремнийлі, сазды – кремнийлі жыныстар – туфогенді жыныстары аз силициттер мен кремнийлі аргиллиттердің жұқа қатпарлануы. Жеке қатпарлар қуаты – 1 – 10 см.

Кенорын жетектерінде массивті резервуарлар құрайтын кремнийлі жыныстар (силициттар) бассейн шегінде жалпы сипатқа ие. Қасиеттері минералды зат (кремнезем) трансформациясына байланысты өзгереді. Ең жақсы коллекторлық қасиеттері түрлендірудің ерте және орта сатыларымен байланысты. Органогенді құрылымнан глобулярлы құрылым пайда болатын, сыйымдылық қасиеттері жоғары болатын ерте катагенезде, кварцтеуге өткенде жоғары

өткізгішті – жүздеген миллиардси жарықшақты коллекторлар пайда болады, ол Сахалиндегі Окружной және Калифорниядағы Монтерей формациясының кремнийлі жыныстарында дәлелденген.

Окружной кенорнындағы бұл резервуарларда түрлі типті кеніштер табылған: қабатты – жетекті, тектоникалық және литологиялық экрандалған. Олардың барлығы бір-бірімен тектоникалық бұзылымдар және қарқынды дамыған жарықшақтық арқылы байланысады және гидродинамикалық бірыңғай, массивті резервуар құрайды. Ал жалпы жабыны төмен миоценнің сазды жарықшақты емес жиналымдары болады.

МГК-ң жабынды және табандық бөліктерінде орналасқан бұл жиналымдардың екі объектісінің ішінен сәйкесінше 11,5 мм штуцерде 119 т/тәул және 7,5 мм штуцерде 87 т/тәул дебитті мұнайдың фонтанды ағыстары алынған. Мұнай салыстырмалы жеңіл, құрамында 0,17 – 0,45 % күкірт бар, аз парафинді (0,14 – 2,18 %), смолалы (25 % дейін).

Охот теңізінің солтүстігінде Окружной кенорнында мұнайлы кеніштің ашылуы алғаш, алыс шығыстың кремнийлі жиналымдарының өнеркәсіптік мұнайгаздылығын дәлелдеді.

Дамудың сатысындағы жиналымдарымен ерте – ортамиоценді жастағы резервуарлар байланысты (даехуринск МГК және уйнинск – дагинск МГК).

Орта – төменгі миоценнің резервуарлық қабаты бір маңызды регрессия жағдайында қалыптасқан. Бұл уақытта фронты Охот теңізі шельфінің оңтүстік бөлігінде орналасқан Палеомутра дельтасы дами бастады. Авандельтада коллекторлық қасиеттері жақсы қуатты құмды қабаттар қалыптасты (МГК жоғары жағында 40 – 70 % құмды – алевроитті жыныстар). Қазіргі уақытта оларда мұнай мен газ кеніштері 19 кенорны бар (ең ірісі Сахалинде – Монгинское, Аркутун – Дагинское және Лунское кенорындары).

Қабаттың жоғары бөлігі аймақтық ортамиоценді жабынмен үйлесіп массивті – қабаттық резервуар құрады. Қабат жиналымдары қолайлы катагенетикалық жағдайларда. Кеуектілік пен өткізгіштік мәндерін қадағалауда седиментационды фактордың рөлі артты. Дельталы жазықтық пен авандельта жағдайларында Солтүстік Сахалиннің

Катанглинско – нобильск аудандарында және шельфтің түйіспелі аудандарында (Лунское кенорны) жоғары сапалы коллекторлар (кеуектілік 20 – 30- 35 %, өткізгіштік – жүздеген миллиардси және дарсидің бірінші бірліктері) қалыптасты. Коллекторлардың жоғары саздылығы Оңтүстік – Сахалин және Батыс – Камчатск бассейндерінің жоғары кеуектілігімен (10 – 20 %) салыстырғанда олардың аса жоғары емес өткізгіштігін (әдетте, 100 мД аз) негіздейді.

Солтүстік Сахалиннің орталық және батыс бөліктерінде ерте – ортамиоценді жастағы резервуарларда ашық кеуектілігі 15 – 30 % және өткізгіштігі 1000 мД дейін қуысты коллекторлар дамыған. Солтүстік – шығыс бөлігінде сыйымдылық – фильтрациялық қасиеттері шельфке қарай төмендейтін әлсіз өткізгіш коллектор басым.

Кейінгі миоценде мұнай мен газдың негізгі кеніштеріне (окобыкайск – нutowск МГК) ие болатын дельталы алевритті – құмды резервуарлар қалыптасты. Палеамур авандельтасы Одоптинск антиклинальді аймақтың Чайвинск кенорнымен байланысатын заманауи шельфтің солтүстік бөлігіне шықты. Шельфтің оңтүстігіндегі және солтүстігінде, оның шығыс шекарасында орналасқан дельталы құмды фациялар теңіздік, сазды, кейбір жерлері кремнийлі фацияларға ауысады.

Құмды резервуарлардың қалыптасуы палеоарналардың суасты жалғасы жағдайында жүрді. Палеodelьта жағдайында қалыптасқан өнімді кешен қуаты 1100 – 1300 м, иілімдерде 1800 м дейін, салыстырмалы көтерілу жағдайында 400 – 500 м дейін. Қуаттың азаюымен бірге құмды қабаттардың саздануы жүреді (олардың толығымен араласуына дейін). Саздалу аймақтары аймақтық литологиялық экран рөлін атқарады.

Орта – жоғарымиоценді резервуарлық қабат шөгінді жиналудың ірі трансгрессивті цикліне сәйкес келеді және қуаты 1,5 км дейін қабаттық резервуарлар жүйесін құрайды (Солтүстік – Сахалин иілімі). Сазды кремнийлі жиналымдары бар ойпаттарда (Дерюгинск, Пограничный иілімдері) немесе литифицирленбеген шөгінділерде (Шантарск, Гижигинск) коллекторлар болмайды. Басқа бассейндерде белгілі бір көлемде қанағаттандырылғыш және жақсы сапалы коллекторлар таралған (кеуектілігі 15 -35 %, өткізгіштігі 10 – 1000 мД).

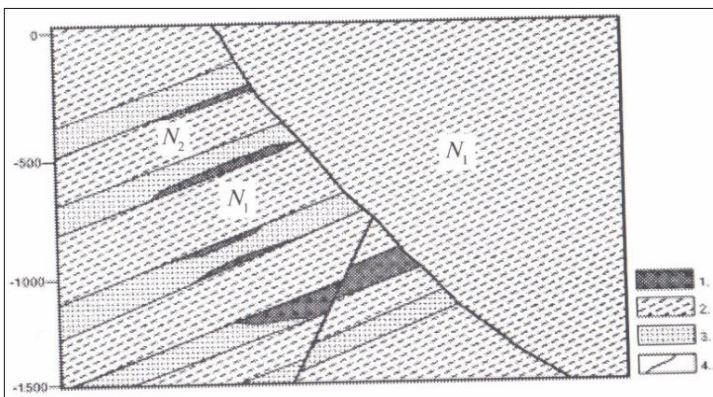
Кешен қимасында шельф аумағында қуаттары 20-дан 150 м дейінгі бірнеше құмды – алевритті қабаттар бөлінеді. Құмды денелердің төселуіне крест тәрізді орналасқан түзеу профильдерінде төмендегі сазды жыныстардың эрозиялық бүлінуі және олардың есебінен толатын денелер қабаттарының артуы байқалады (Николаев И. Е., (1997)). Д. А. Буш пікірі бойынша (1977) бұл құмды денелердің арналық табиғатын орнатудың негізгі және ең сенімді критерийі болып табылады. Фациалды аймақтардың төселуіне крест тәрізді орналасқан ағындық генезистің құмды денелері ағыс аралық учаскелердің алевритті – сазды немесе сазды шөгінділеріне айналады. Қуысты коллектордың кеуектілігі – 21-29 % және өткізгіштігі 28 – 526 мД. Қуаты 530 м сазды бөлімдер аудан бойынша ұсталмаған. Мұнайлардың тығыздығы 0,836 – 0,859 г/см³.

Плиоценді резервуарлық қабатта қанағаттандырылғыш сападағы қуысты коллекторлары бар қабаттық резервуар бөлінеді (кеуектілігі 10 – 25 %, өткізгіштігі 1 – 100 мД).

Бассейндердің шөгінді тысының МГК ұстағыштар морфогенетикалық типтердің кең спектрі: қабаттық жетекті, бұзылымдармен және сазданудың жапсарлану аймақтарымен экрандалған, тастандының, турбидиттің конустарының седиментационды денелері. Аралас типті ұстағыштар да бар – құрылымды – литологиялық, құрылымды – стратиграфиялық. Қабаттық – жетекті және тектоникалық экрандалған ұстағыштар бассейнде басымдыққа ие (1.14-сурет). Ашық кенорындар аудандары 200 км² артық антиклинальдармен бақыланады.

Тастанды мен турбидиттердің конустарының седиментационды денелерімен байланысқан литологиялық және құрылымдық – литологиялық ұстағыштар шайылу көздерінен алыс тереңсулы иілімдердің шөгінді тысында маңызды рөл атқарады: Дерюгинск, Оңтүстік – Охот және Тинро. Коллекторлық қабаттардың жапсарлануы және саздануымен байланысты құрылымдық – литологиялық ұстағыштар Солтүстік – Шығыс Сахалин шельфінде кенорындардың орналасуында маңызды рөл атқарады. Солтүстік Сахалин мен Батыс Камчаткадағы мұнай мен газдың бірқатар кеніштері құрылымдық – стратиграфиялық ұстағыштарға орайластырылған.

Қазіргі уақытта Охот бассейнінің акваториялық бөлігінде мұнай мен газ үшін 250 артық ұстағыштар табылған.



1.14-сурет. Мухто кенорнының жылжымалы аймағындағы тектоникалық экрандалған кеніштер:

1 – мұнай, 2 – алевриттер мен аргиллиттердің кезектесуі,
3 – құмтастар, 4 – тектоникалық бұзылым

Анадыр және Наваринск бассейндері Беринг теңізінің акваториясын алып жатыр. Олардың мұнайгаздылығы құрлықта мұнай, газ және газконденсаттың шағын кенорындарын ашу нәтижесінде орнатылған. Беринг теңізі бассейндерінің көптеген перспективалары Анадыр бассейнімен байланысқан.

Негізгі болжамдық ресурстар *миоценді және палеогенді құмды – сазды резервуарларға* орайластырылған. Ашылған кенорындардың көпшілігі неоген жиналымдарына орайластырылған.

Анадыр ойпатының оңтүстігінде өлшемі 10,1х1,25 км амплитудасы 210 м антиклинальді иілімге орайластырылған Жоғары – Эчинск мұнайлы кенорны табылған. Өнімді горизонт 1400 – 1600 м тереңдікте жатыр және қатты саздалған алевриттер және саздары бар кеуекті вулканогенді құмдардың қайта қатпарлану қабаты болып табылады. Жоғары миоценде Озерно газды кенорны барланған.

Көмірсутектер кеніштері миоценнің кеуекті коллекторлары мен эоценнің жарықшақты коллекторларында болжанады. Орта

эоцен – олигоценнің және орта – жоғары миоценнің сазды жыныстары сенімді флюидтіректер бола алады.

Арктикалық шельф пен Алыс Шығыстың қарастырылған бассейндері жоғары перспективаларға ие. Бұл бассейндердің барланбаған ресурстарының жоғары бағасы Баренцево және Карский теңіздері шельфтерінде керемет және ірі кенорындардың ашылуымен, Сахалин шельфіндегі бірінші ұңғымалармен дәлелденеді. Бұл бассейндердің геологиялық құрылымының ерекшеліктері, таралу сипаты мен резервуарлар типі әрі қарай іздеу-барлау жұмыстарын жүргізгенде Арктика бассейндерінде мұнай мен газдың жаңа кенорындарын іздеуге перспективалы мұнайгаз жиналудың кең аймақтарын болжауға мүмкіндік береді.

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 Берингов теңізінің бассейндері (Анадыр және Наваринск бассейндері).

2. ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БҰРҒЫЛАУ, ТАБИҒИ КЕН ОРЫНДАРДЫ ӨНДЕУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ

2.1. Бұрғылау жұмыстарының инженерлік қамтамасыздандырылуы

Ұңғыларды бұрғылаудың мақсаты – жер беті мен бір немесе бірнеше қабатты біріктіретін каналды жасау. Бұл канал барлау кезеңінде кен орынның қорын бағалау, зерттеу үшін; өндеу 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 өтуде өте маңызды. Көп жағдайларда жоғары қабаттарды бұрғылау көп қиындықтарды туғызады.

Бұрғылау қондырғылары

Бұрғылау қондырғылары мен түрлері құрлық пен теңіздегі жағдайларға сай болу үшін әлем бойынша үздіксіз жетілдіреді. Қазіргі кезде бұрғылау қондырғыларының келесі негізгі түрлері бар:

- құрлықтағы бұрғылау қондырғылары;
- теңіз платформаларының бұрғылау қондырғылары;
- бұрғылау баржалары;
- көмекші кемелер;
- жартылай суға бататын бұрғылау қондырғылары;
- өздігінен көтерілетін бұрғылау қондырғылары;
- бұрғылау кемелері.

Құрлықтағы бұрғылау қондырғылары

Құрлықтағы бұрғылау қондырғылары әлем бойынша құрлықта бұрғылауда пайдаланылады. Жүк көлігі немесе

сүйреуіш негізінде құрастырылған шағын құрлық қондырғылары бөлшектеусіз жекеше орыннан орынға жылжиды. Сонымен қатар тікұшақтар таситын шағын қондырғылар да болады.

Теніз платформаларының бұрғылау қондырғылары

Қондырғылардың бұл түрлері өндіру платформаларында құрастырылады, бұрғылау және өндіру ұңғыларында арнаулы жұмыстар үшін пайдаланылады. Бір платформадан бұрғыланатын ұңғылардың жалпы саны ұңғылардың өнімділігінен, қабаттың фильтрациялық-сыйымдылық қасиеттерінен, кен орынның өлшемімен байланысты болады, әдетте 40-50 ұңғылардан аспайды. Көп жағдайларда бұрғылау мұнарасы үнемі платформада орналасады, бірақ кейде бөлшектеніп, бұрғылаудан кейінгі жұмыстарды орындау үшін арнайы жабдықпен алмастырылады.

Бұрғылау баржалары

Бұрғылау баржалары түбі бұрғылау мұнарасы үшін негіз ретінде болатын кемені айтады. Бұрғылау баржалары әдетте тағайындалған орнына тартылады және бұрғылау жұмыстарына дейін балласттар көмегімен теңіз түбіне батырылады. Бұрғылау қондырғыларының бұл түрі – батпақты аудандар мен таяз суларда қолданылады.

Көмекші кемелер

Көмекші кемелер шельф аудандарында, мысалы, Қиыр Шығыс немесе Венесуэлада қолданылады, су тереңдігі үлкен емес, арзан платформалар тиімді пайдаланылады. Бұрғылауға керекті жабдықтармен жабдықталған көмекші кемелер зәкірге тұрғызылып, платформаның жанында орналасады. Көмекші бұрғылау кемесі ретінде баржа немесе жартылай батырылатын қондырғы болуы мүмкін. Бұрғылау жұмыстары аяқталған соң кеме келесі платформаға көшіріледі.

Жартылай суға бататын бұрғылау қондырғылары

Жартылай суға бататын бұрғылау қондырғысы 60-2500 м су тереңдігінде пайдалану мерзіміне, түрі мен өзгешелігіне байланысты жүзбелі конструкцияны айтамыз. Ол өздігінен еспе бұранда арқылы бір жерден келесі жерге ауысады немесе тартылады. Жартылай суға бататын қондырғылар бұрғылау жүргізілетін орынға тұрақты орнығуға шынжыр немесе арқанмен бекітіледі. Қазіргі кейбір қондырғылар нақты

навигация жүйесіне негізделген, бұрғылау кезінде тұрақтылықты сақтайтын, динамикалық жайғасымдық (ДЖ) жүйелерімен жабдықталған. Үлкен тереңдіктерде зәкір қою көп уақыт пен шығындарды қажет ететіндіктен ДЖ жүйесі қолданылады.

Өздігінен көтерілетін бұрғылау қондырғылары

Өздігінен көтерілетін бұрғылау қондырғылары 20-120 м теңіз тереңдігінде бұрғылау жұмыстарын жүргізуге арналған, теңіз түбіне тірелетін конструкцияны айтамыз. Өздігінен көтерілетін қондырғы бұрғыланатын орынға тартылып, платформа аяқтары ағытылып, теңіз түбіне тығыздалып қысылады. Өздігінен көтерілетін қондырғылар негізгі платформасымен жақын орналасқан көмекші кеме ретінде де қолданылады. Бұл жағдайда бұрғылау мұнарасы негізгі платформаға жылиды да, бұрғылау жұмыстары тұрақты платформаның тесігі арқылы жүргізіледі.

Бұрғылау кемелері

Бұрғылау кемелері жүккөтергіштігі үлкен, өздігінен қозғалатын кемелер. Олар көп мөлшерде пайдаланған материалдар мен негізгі жабдықтарды таси алады, сол себепті алыс орналасқан акваторияларда қолданылады. Бұрғылау кемелері терең бұрғылауда кең пайдаланады.

2.2. Бұрғылау жабдықтары

Мұнай ұңғыларын бұрғылауға арналған бұрғылау жабдықтары келесі негізгі 6 компоненттерден 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 тоқты тұрақты токқа айналдыратын аспап) жабдықталған.

Жылдамдықты қарапайым бақылау мүмкіндігінен үлкен қуатты моторлардың көпшілігі үшін тұрақты токқа жоғары баға беріледі. Ауыспалы 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.

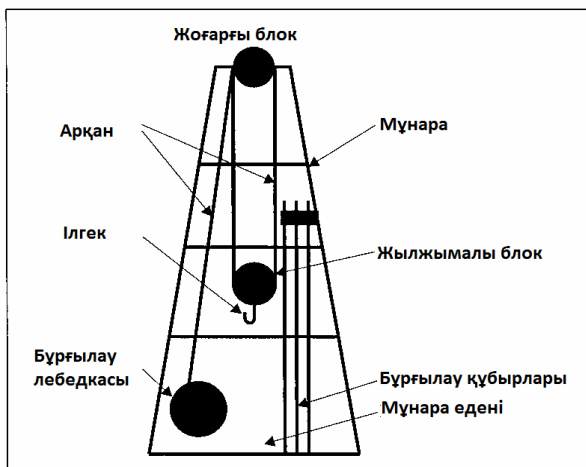
Бұрғылау тізбегі

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 сыналуды 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

Құралдарды түсіріп-көтеру жүйесі 2 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 көлденеңге қарағанда уақыт пен аудан-аумақты 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.



2.1-сурет. Құралдарды түсіріп -көтеру жүйесі

Лебедка электрэнергиясын 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.

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 гидравликалық 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:

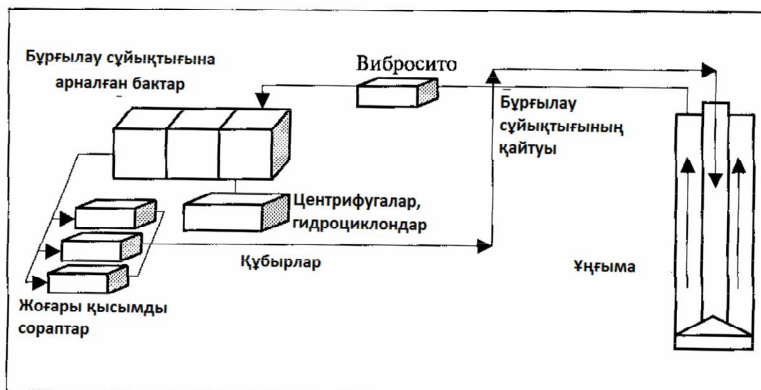
1. Су негізді сұйықтық. Ол тұщы су мен инертті материалдардан жасалады. Бұл материалдар ерітіндінің салмағын үлкейтеді. Ал түрлі химиялық реагенттер тұтқырлықты жоғарылатады, сонымен қатар ағып кетуді бақылайды.

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 (2.2-сурет). Қажет жағдайда тұндырғыштарда түрлі ерітінділерді сақтайды. Тұндырғыш бұрғылау сұйықтығының буфері ретінде істейді, жұмыс жасаған мезетте бұрғылау сұйықтығына химреагенттерді қосып, араластыруға мүмкіндік береді.



2.2-сурет. Айналым жүйесі

Гидравликалық сораптардың қысымы шамамен 345 бар, әрбіреуі айдау қысымына байланысты минутына 2000 литр 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.

Ерітіндіні өңдеу жүйесіне, ерітіндіні ауырлататын және қоюлататын инертті материалдармен қатар, үлкен көлемді резервуарлар жатады. Түрлі қаптар мен күбілер химреагенттерді сақтау қолданылады. Химреагенттер мен материалдар 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 тазаланылады. Ол дірілдеуіш фильтрден (вибросито) және ұсақ бөлшектерді тазалауға арналған центрифуга гидроциклоннан тұрады. Ерітінді цистерна - қоймаларға оралып, қайтадан ұңғымаға айдалады.

Айналым жүйесінің келесі бір компоненті-цементтергіш 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

Қысымды бақылау жүйесін бұрғылау кезінде көмірсутектердің 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);

- нашар жоспарлау және жұмыс жасау, соның нәтижесінде көмірсутектер ұңғыма оқпанына өтеді;

- ерітіндінің қабатқа енуі-ерітіндінің гидростатикалық қысымын төмендетеді. Осының нәтижесінде қабат қысымы ерітіндінің гидростатикалық арынынан жоғары болады;

- көмірсутекке толы ұңғымада бұрғылау және жұмыстар жүргізу.

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

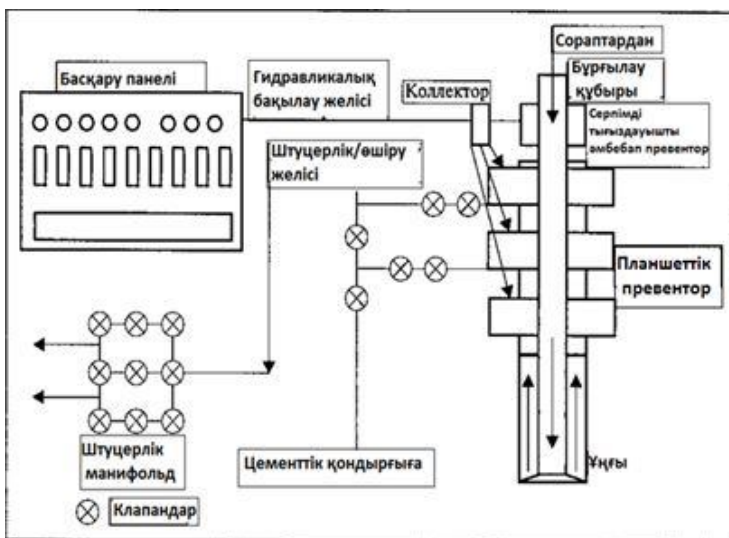
- Превентор;
- Штуцерлер желісі мен ұңғымаларды өшіру желісі;
- Бақылау жүйесі.

Превенторлар платформада, жұмыстарды жүргізу кезінде құрлықта тікелей бұрғылау алаңының астында немесе жартылай суға бататын қондырғылар мен бұрғылау кемелерінде теңіз түбінде орналасады. Ол серпімді тығыздаушы 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.

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.



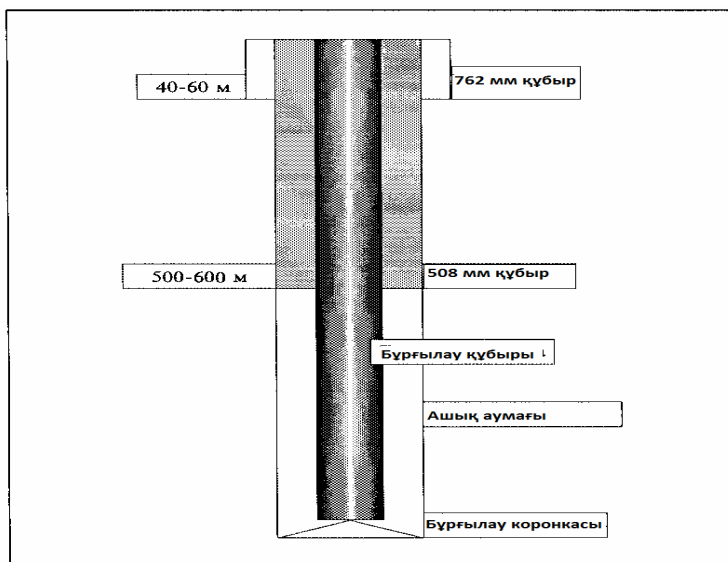
2.3-сурет. Қысымды бақылау жүйесі

2.3. Ұңғы

Мұнай ұңғыларын бұрғылау принциптері

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 мәселелерге байланысты.



2.4-сурет. Ұңғыма конструкциясының үлгісі

2.4. Әр түрлі жұмыстарды орындауға арналған кенорындағы 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 және 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.

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 сумен қамтамасыз 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.

2.4.1. 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 мұнайқаныққан 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 жоғарыдан 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», «кұлау 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.

Ұңғы 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 болу мүмкін. Бұның бәрі, әдетте, бұрғылау кезіндегі каротаж деп аталады (БК). Бұл мәліметтер күнделікті бұрғылау жобалауда қолданылады, сонымен қатар әр

түрлі мәселелер туған жағдайда, нақты уақытта алынған БК ақпараты ұңғыдан алынған жалғыз петрофизикалық деректер болу мүмкін. БК мәліметтері стандартты каротаж арқылы алынған, дәстүрлі петрофизикалық бұрғылау рапортын алмастыра алмайтындығымен, ұңғының көптеген аралық интервалдары БК арқылы зерттелуде.

2.4.2. 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 шарошканы қашау, шарошканың үстінде тістері орналасады. Тау жынысын тиімді үгіп, шарошкалар қашаудың өзі айналғанда айналады. Тістер әр түрлі ұзындықты, түрлі металдардан, алуан-алуан қабаттарға арналып жасалады.

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

- Алмаздық қашау. Ол үшін жыныстарды ұсақтап - ұнтақтауға арналған шағын өндірістік алмаз 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 шарошканы қашауларда кейбір параметрлерді жақсарту мақсатында табиғи алмазды қолданады. Қашаудың конструкциясы көптеген шөгінді тау жыныстарын бұрғылауға мүмкіндік береді.

2.4.3. Ұңғыны аяқтау

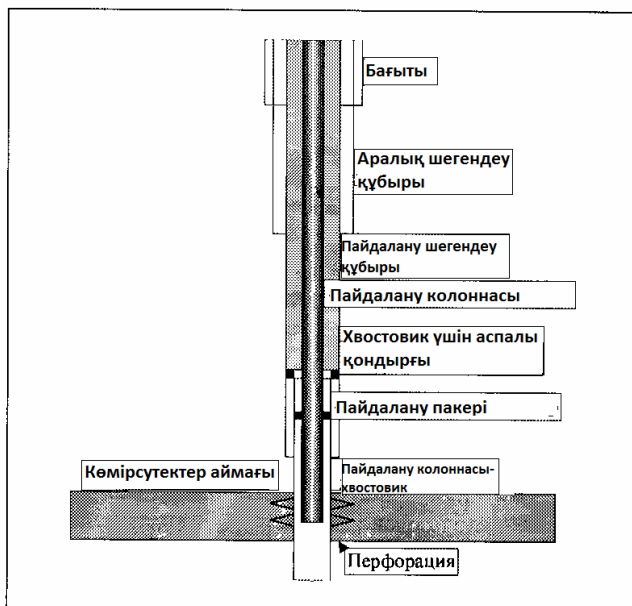
Пайдалану ұңғысы бұрғыланғаннан кейін, ол жер бетіне шығарылған пайдалану колоннасы арқылы көмірсутектердің еркін, барынша аз тәуекелмен жер бетіне көтерілу, яғни ұңғыны аяқтау кезеңінен өтеді (2.5-сурет). Ұңғыны аяқтау әдісін таңдауда көптеген факторлар әсер етеді:

- 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. 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 қолданылу мүмкін, мысалы, батырмалы сораптар немесе газлифт әдісі.

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



2.5-сурет. Ұңғыны аяқтаудың үлгісі

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

Бұрғылау мұнаралары қауіпсіздікке тәуекелмен байланысты болады: ауыр механизмдердің қолданылуы, үлкен қондырғыларды қолмен басқару, қиын өндіріс жағдайлары. 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 болу мүмкін, бірақ оларды жағаға тасымалдау қызметшілердің қауіпсіздік тәуекелін арттырады.

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

2.5.1. Түсініктемелер

Бұрғылау мәселелері

Бұрғылау кезінде әр түрлі техникалық мәселелер туындауы 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.

Бұрғылау кезінде пайда болатын негізгі мәселелерге 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 жыныс 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 болу мүмкін;

- ұңғыны өтуді қадағалау ысырабы немесе қабат сұйықтығының ұңғы ішіне енуі жұмыстардың дұрыс жүргізілмеуі, 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 мәселелердің барлықтарына жұмыс мерзімінің ұзартылуы, ал ол өз кезегінде үлкен шығындарға әкеледі.

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 процесінде 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 камтамасыз ету жүйесі ескерілуі қажет;
- бұрғылау мұнарасы мен қызметтерде профилактикалық жөндеу мен барлық кондырғыларды бақылау жүйелері болу керек;
- қарапайым және төтенше жұмыстарды жүргізуге арналған жақсы жабдықтау жүйесі болу қажет;
- айқын есеп беру жүйесі болу тиіс;
- жақсы байланыс жүйесі орнатылу 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 қиындықтарын түсінуге әр жақты практикалық тәжірибе мен жақсы теориялық дайындық қажет.

2.5.2. 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 (фльтрацияның 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. Фльтрацияның 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 көлемінің 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. Фльтрацияның серпімді және қатаң суарынды режимдері қабатта мұнайдың 35-тен 75%-на дейін алуға мүмкіндік береді.

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 шапқасының* 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 шапқасы (яғни, қабаттың мұнайға қаныққан бөлігінің үстінде газдың жиналуы) бар болса, мұнай өндіру негізінен *газ шапқасы* мен *газарынды* режим есебінен жүзеге асады. Газдың жоғары сығылғыштығы мен газға қаныққан қабат бөлігінің айтарлықтай көлемі тиімді, әрі ұзақ өндіруді

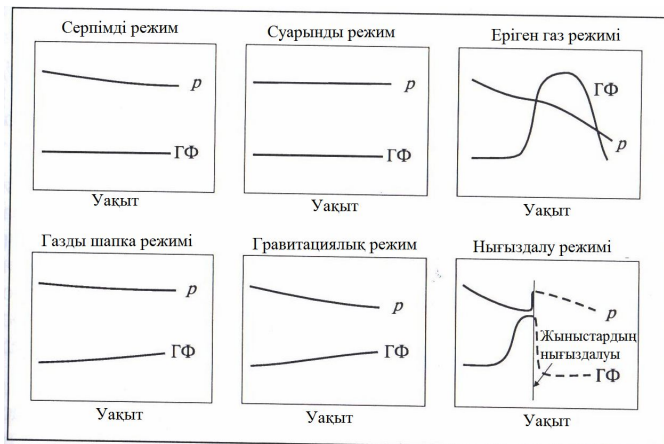
камтамасыз етеді: қабатта жатқан мұнайдың 40%-ға дейін газарынды режимі кезінде өндіріледі.

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 сарқылу 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 континенталді 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 әр түрлі режим туындағанда, қабат қысымы p мен газды фактордың (ГФ) қалай өзгередіні көрсетілген.

Игерудің жоғары көрсеткіштеріне қол жеткізу мақсатында (жоғары экономикалық тиімділік, жоғары мұнай бергіштік, аз уақытта пайдалану және т.б.) *екіншілік және үшіншілік* мұнай өндіру, кейде, *мұнайбергіштікті арттыру тәсілдері* (МАТ) деп те аталатын әдістер қолданылады. Ереже бойынша, МАТ, қабатқа су қоюлатқыштар (полимерлер), беттік белсенді қоспалар (ББК) сияқты су мен әр түрлі 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.



2.6-сурет. Әр түрлі фильтрация режимдері кезіндегі газды фактор мен қабат қысымының (p) динамикасы

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, ББК және т.б.) қалған мұнайқанықтылықтың азаюына 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 директоры берген мәліметтер негізінде, әдістердің классификациясын анықтайтын МАТ-нің 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.

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

- мұнай мен газдың алмасып немесе кезектесіп айдалуы;
- физика-химиялық МАТ (полимерлер, ББҚ, гелдер, көбік айдау, т.б.)
- көмірсутектерден басқа газдарды (мысалы, көмірқышқыл газы, азот, түтінді газдар т.б.) айдау;
- микробиологиялық әдістермен арттыру;
- термиялық әдістері.

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

Мұнайбергiштіктің жетілдірілген әдістері термині, белгілі бір уақытта мұнайды өндірудің дәстүрлі технологиялармен салыстырғанда, жоғарырақ мұнайбергiштік көрсететін барлық әдістерді біріктіреді

Мысалы, жоғары мұнайбергiштікке, кенішті сапалы игеруді басқару мен бақылау нәтижесінде, дәстүрлі игеру технологияларын тиімді үйлестіру, шығындарды азайту арқылы, сонымен қатар мұнайбергiштікті арттыру әдістерін қолдану арқылы қол жеткізуге болады.

Әдетте, қолданыстағы мұнайбергiштіктің 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 ахуалға, технологиялық деңгей сияқты кейбір шарттарға байланысты болады және бастапқы геологиялық мұнай қоры сияқты, өзгермейтін шамадан тұрмайды.

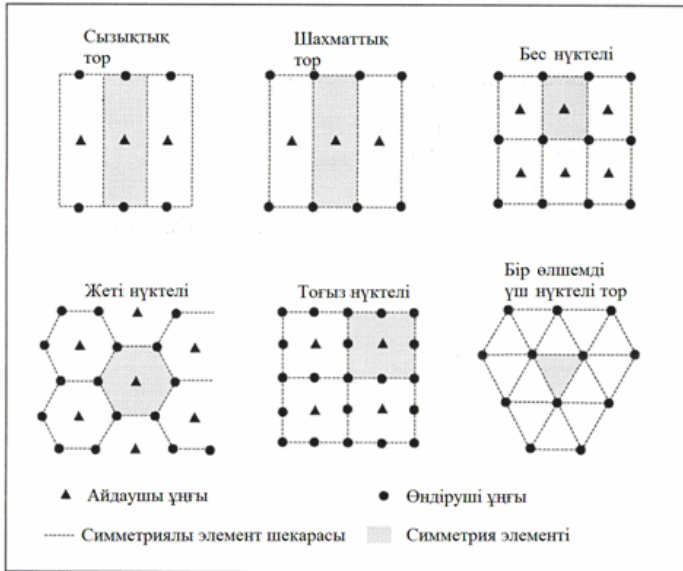
2.6. Ұңғыны кен орнында орналастыру жүйесі

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

- сызықтық;
- шахматтық;
- бес нүктелі;
- жеті нүктелі;
- тоғыз нүктелі;
- біркелкі немесе үш/төрт нүктелі;
- перифериялық.

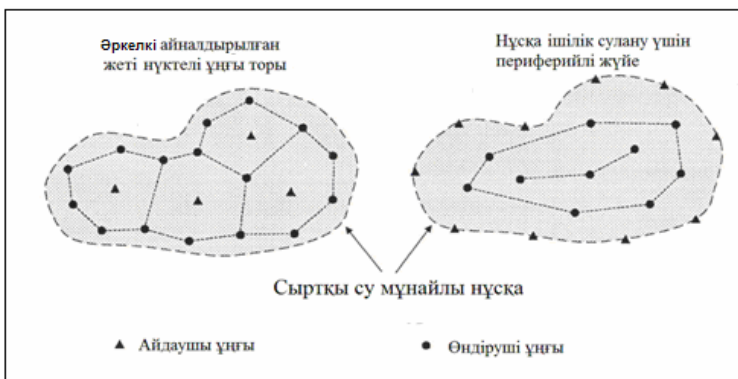
Ұңғыларды біркелкі және әркелкі орналастыру жүйелері

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 2.7-суретте бейнеленген.



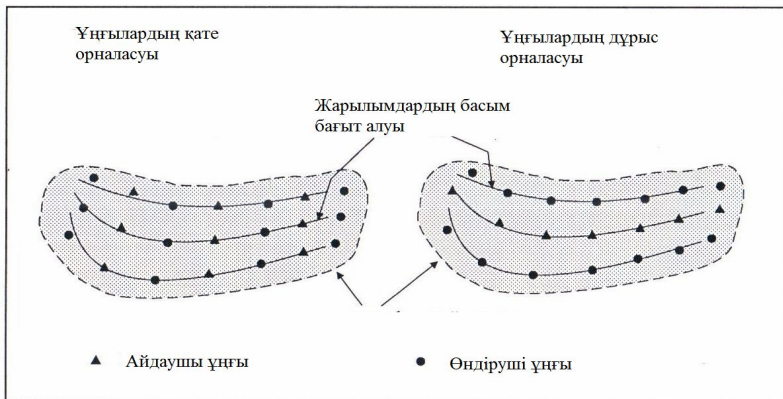
2.7-сурет. Ұңғыларды біркелкі орналастырудың жүйелері

Тәжірибеде бұл орналастыру жүйелері ұңғылардың әркелкі немесе таңдамалы орналасу жүйелерінің прототиптері (түп нұсқасы) ретінде жиі қолданылады (2.8-сурет).



2.8-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, 2.9-суретте көрсетілгендей, ұңғыны аймаққа орнату кезінде ескерілуі керек.



2.9-сурет. Жарылымды мұнай қабатын игеру кезіндегі ұңғыларды дұрыс 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. 2.1-кесте S_p көрсеткіштерінің кейбір сипатты мәндерінен тұрады.

2.1-кесте

S_p көрсеткіштеріне тән мағыналар мен соған сәйкес
ұңғылар арасындағы арақашықтықтың мәні

Қабаттың сипаттамасы				
$S_p=10^4 \text{ м}^2/\text{ұңғы}$	Ауыр мұнай	Төмен өткізгіштік, $K<50 \text{ мД}$	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. 2.2-кесте кейбір орналасу жүйелері үшін w көрсеткіштерінің мәндері.

Кейбір ұңғылардың орналастыру жүйелерінің w
көрсеткіштерінің мәндері

Ұңғылардың орналасу жүйелері				
Сызықтық	Шахматтық	Бес нүктелі	Жеті нүктелі	Тоғыз нүктелі
1	1	1	0,5	0

Ұңғыларды орналастырудың қарқынды жүйелері, әдетте, өткізгіштігі нашар әртекгі 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 әр түрлі мөлшердегі ұңғы санын орната алады. Екінші жағынан, бес, жеті және тоғыз нүктелі 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, бес нүктелі жүйе, өз кезегінде бүйірлік төрт өндіру ұңғысын бұрғылау арқылы тоғыз нүктелі жүйеге, ал соларды қайтадан тоқтату арқылы, бес нүктелі жүйеге оңай айнала алады.

2.7. 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 Уиллхайд 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:

$$d_f = D \cdot C, \quad (2.1)$$

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: $d_f = 1.70 \pm 0,05$;

бес нүктелі жүйе: $d_f = 1.61 \pm 0,05$.

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

$$E_{A, Lin} \propto C \cdot L^{0.11}; \quad (2.2)$$

$$E_{A, Areal} \propto C \cdot L^{-0.5}. \quad (2.3)$$

(2.2) 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. (2.3)-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:

$$E_R = E_A \cdot E_D, \quad (2.4)$$

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 көрсеткішінің 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 тандалып, 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:

$$E_R = E_{De} \cdot b^L, \quad (2.5)$$

мұндағы, b - қабат немесе сұйықтықтың қасиетіне және тандалған ұңғыны орналастыру жүйесіне тәуелді коэффициент.

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

$$S_K \approx a E_R L^2, \quad (2.6)$$

a параметрі, өз кезегінде, келесі түрде есептеледі:

$$a \approx h \phi S_{oi} \quad (2.7)$$

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, (2.5), (2.6) 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.

Қорытындыда, өзіміз ұңғыаралық арақашықтық пен норвегиялық континентальді шельфті кен орындарының меншікті шығарылатын қорының орташа мәндерінің жуық бағасын береміз. Норвегиялық мұнай директорының 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 коэффициенті шамамен 0,65 құрайды дей отырып, (2.5) қатынасы арқылы, E_D мен b көрсеткіштерінің келесідей мәндерін алу қиын емес:

$$E_R = 0.65 \cdot \exp(-1.08 \cdot 10^{-6} L^2). \quad (2.8)$$

Ұңғыға келетін меншікті мұнай қорының S_K мәні келесідей:

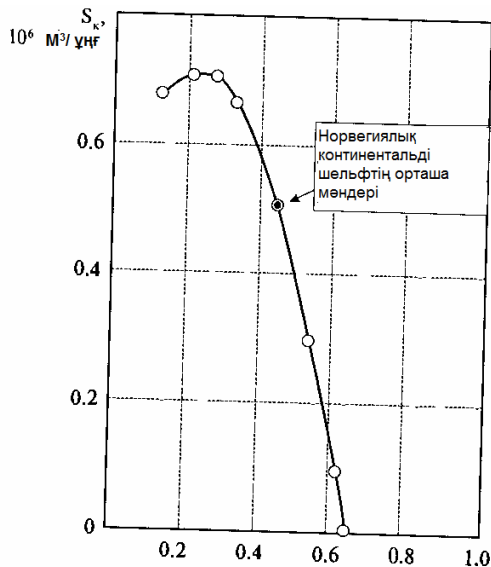
$$S_K = 3.2 \cdot 10^6 E_R L^2. \quad (2.9)$$

Әр түрлі ұңғыаралық арақашықтық үшін екі көрсеткіштердің есептерінің нәтижелері 2.3-кесте мен 2.10-суретте келтірілген.

2.3-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



2.10-сурет. Өндірілетін меншікті мұнай қорының мұнайбергіштік коэффициентіне тәуелділігі

2.8. 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:

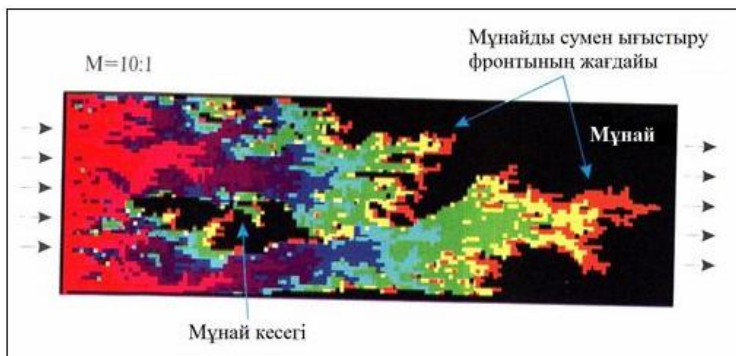
- кеніштің фильтрациялық-сыйымдылық қасиетінің әртекстілігі;
- қабаттағы қозғалмалы фильтрацияланатын фазалардың жағымсыз әсері;
- қабаттың жоғарғы жағында газдың және төменгі жағында судың артық фильтрациялануына әкелетін, фазалардың гравитациялық ажырауы;
- сулы және газды конустардың пайда болуы.

Бірге немесе жекелеп білінетін осы барлық факторлар қабатты төмен макроскопиялық (яғни, кеніштің барлық шетінде байқалатын) қамтуға, сәйкесінше, нашар мұнайбергіштікке

әкеледі. Мұнайбергiштiкке әсер ететiн басқа фактор болып, мұнайды сумен ығыстырудың тиiмдiлiгi табылады. Бұл факторды микроскопиялық қамту коэффициентi деп жиi айтады.

Мұнай кесектерiнiң қалыптасуы

Мұнай кесектерiнiң қалыптасуы (яғни, мұнай ығыстырылмайтын аймақтар) өткiзгiштiгi әртектi 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. Өткiзгiштiгi бойынша қабаттың әртектiлiгiне байланысты, су өткiзгiштiгi нашар аймақтарды аралап, қалдық мұнайдан мұнай кесектерiнiң қалыптасуына әкеледі (2.11-сурет).



2.11-сурет. Мұнай кесектерiнiң қалыптасуы:
мұнай мен судың арақатынасы 10:1 кезіндегi бiртектi
коллектордан мұнайды сумен ығыстыру үрдісін
стохастикалық модельдеудің нәтижесі

Сулы және газды конустардың қалыптасуы

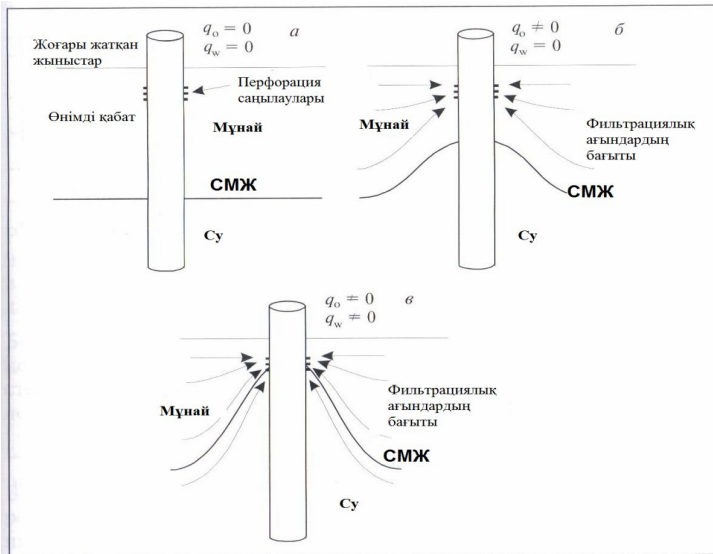
Статикалық тұрақты жағдайда, яғни ығыстыру үрдісі басталғанға дейін, газ, мұнай және су қабатта өз тығыздықтарына сәйкес орналасады. Еріген газ құрылымның жоғары жағында газ шапкасын түзеп, төменде мұнай мен су орналасады.

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. 2.12-суретті осы сулы конустың қалыптасу үрдісінің көрінісі ретінде қарастыруға болады.

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).

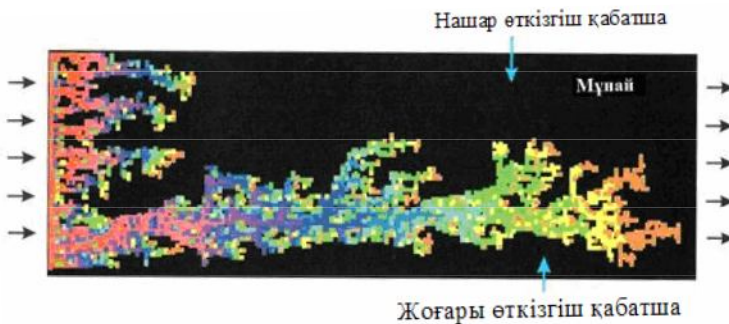
Қабатқа әсер етудің төмен қамту коэффициенті

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 2.13-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 2.14-суретте айтылғандардың көрінісі ретінде қарастыруға болады.

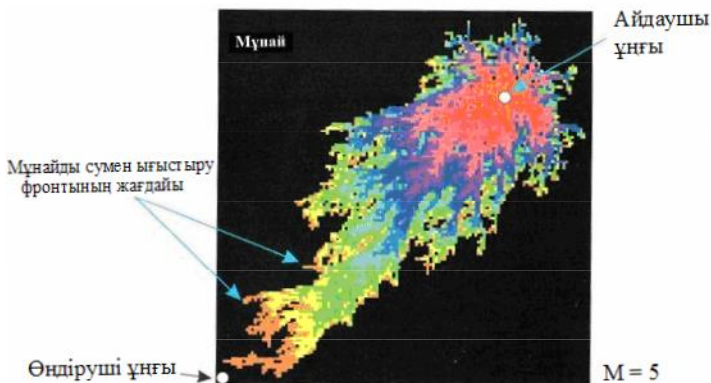


2.12-сурет. Су конусының қалыптасу үрдісі:

а – фазалардың стационарлы орналасуы; б – конустың қалыптасуының бірінші сатысы; в – конустың перфорациялық саңылауларға қарай өтіп кетуі, мұнай мен газды бірге өндіруді бастамасы



2.13-сурет. Қабатшаларының өткізгіштігі әр түрлі, екі қатпарлы қабаттан мұнайды ығыстыру



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

2.8.1. 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 және т.б.);
- қабаттағы мұнай мен газ қорына;
- қабат және оны қанықтыратын мұнай мен газдың қасиеттеріне;
- кеніштің орналасуына (құрлық, шельф, тереңсулы шельф);
- саяси және экономикалық жағдайда.

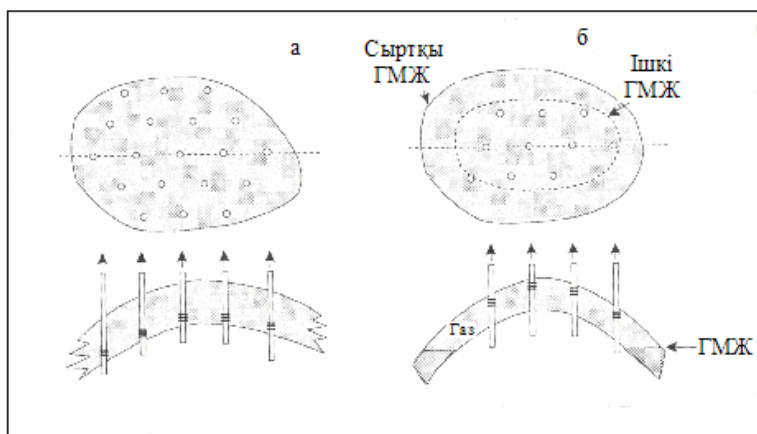
Ұңғыларды өзара тиімді орналастыру, ұңғылардың жалпы санына, түріне (өндіруші, айдаушы, бақылаушы және т.б.) және ауданда өзара орналасуына, сонымен қатар, қолданылатын мұнай өндіру әдісіне байланысты.

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 (2.15 а-сурет).

Газды кеніш табан судың үстінде орналасқан жағдайда, перфорация аралығын қолдан келгенше СМЖ-нан қашық, яғни киманың жоғарғы жағына орналастырған дұрыс (2.15 б-сурет).



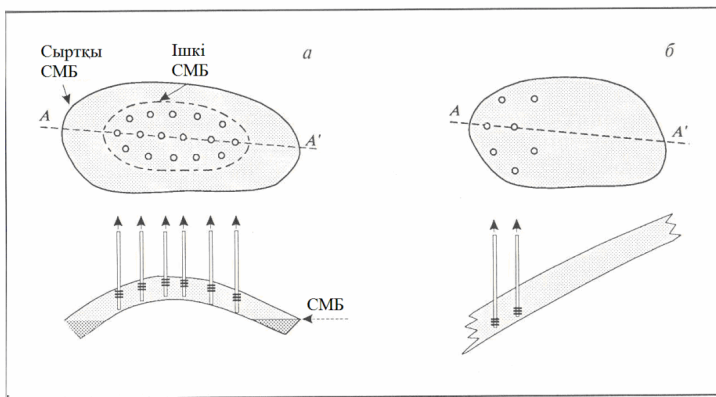
2.15-сурет. Газды кенішті игергенде ұңғылардың аудан бойынша орналасуы: а - таңбаланған газды кеніш. Игеру әдісі - газ шапкасы режимі; б - су үстінде орналасқан газды кеніш. Игеру әдісі - газ шапкасы мен суарынды біріккен режим

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 (2.16 а-сурет).

Таңбаланған қабаттардың құлау бұрышы үлкен болған жағдайда, мұнайлы кеніште өндіруші ұңғылар, бірыңғай үш және төрт нүктелі торлармен, айтарлықтай аз перфорация аралығымен, құрылымның төменгі жағында орналасады (2.16 б-сурет). Ұңғылардың былайша орналасуы келесі себептер көмегімен, пайдаланудың жағымды шарттарын қамтамасыз етеді:



2.16-сурет. Мұнайлы кенішті 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;

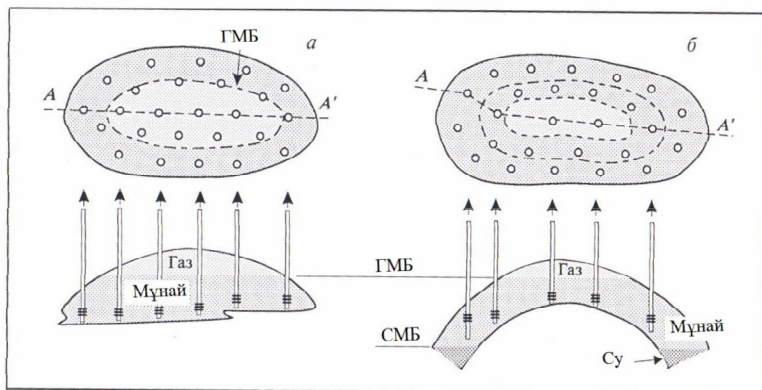
- гравитациялық күштер, ұңғылардың осылай орналасуы кезінде тұтқырлық күштеріне көмектесіп, ұңғыға мұнайдың ағылуын арттырады, ал сол кезде тұтқырлық күштерінің пайда

болуына байланысты, газ жоғарыға қарай қабаттың жоғарғы жағына қарай ұмтылады. Кей жағдайларда осындай өндіру үрдісі *екіншілік газ шапқасының* қалыптасуына әкеледі.

Газды шапқасы бар мұнайлы кеніш

Газды шапқасы бар оқшауланған мұнайлы кеніш жағдайында, ұңғыларды орналастыру үшін газ мұнайлы байланыстың (ГМБ) бастапқы орны ескеру керек. 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 шапқасы 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 (2.17 б-суреті).



2.17-сурет. Газды шапқасы бар мұнайлы кенішті игеру кезіндегі ұңғылардың аудан бойынша орналасуы:

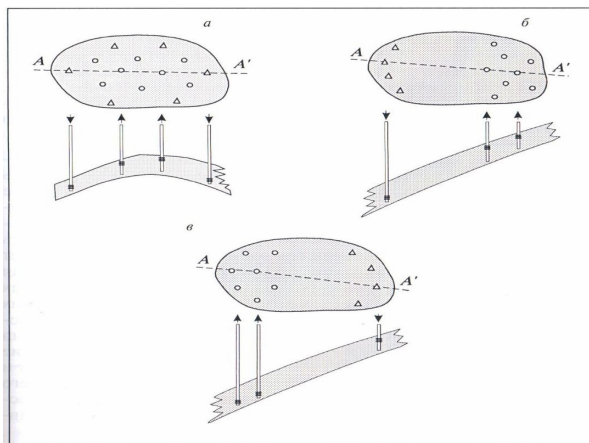
а - газды шапқалы таңбаланған мұнайлы кеніш. Игеру әдісі - газ шапқасы режимі; Перфорация аралығы - қиманың астыңғы жағында; б - газды шапқалы суда жайғасқан мұнайлы кеніш. Игеру әдісі - газ шапқасы мен табиғи суарынды режим арқылы. Перфорация аралығы - СМБ жақын, қиманың төменгі жағында

Екіншілік/үшіншілік 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, әр түрлі 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 қабатқа 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 (2.18 а-сурет). Орташа мұнай қоры бар кеніштерде бес немесе жеті нүктелі 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 (2.18 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 (2.18 в-сурет). Соңғысы, қабатқа көмірсутекті еріткіштер айдау арқылы игеретін ұңғыларды кен орнына орналастыру кезінде дұрыс шешім болып табылады.



2.18-сурет. Екіншілік әдістерді қолданумен, мұнайлы кенішті игеру

кезіндегі ұңғылардың аудан бойынша орналасуы:

а – суландыру режимінде мұнайлы немесе газды кенішті игеру;

б – бергіштігі жоғары кенішті суландыру режимінде игеру;

в – қабатқа газ айдау арқылы бергіштігі жоғары кенішті 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 жасайды. 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.

2.8.2. Ұңғыларды аяқтау

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 кіші диаметрлі 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;

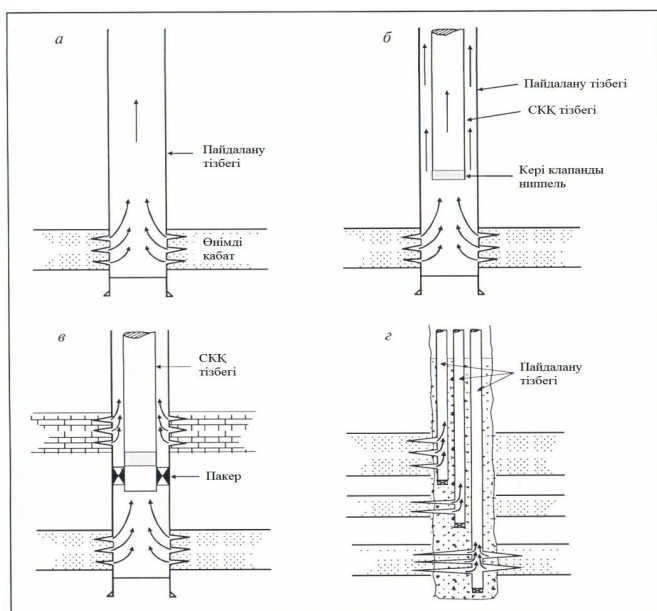
- ұңғының кешенді жөндеу жұмысын жүргізу жиілігі – ұңғыны аяқтау түрі, тросспен түсірілетін перфоратордың немесе құбырішілік перфораторлардың көмегімен, қабатты қайта ашу мүмкіндігін ескеруі тиіс.

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.

2.19-суретте пайдалану ұңғыларының аяқталуының кейбір түрлері көрсетілген.



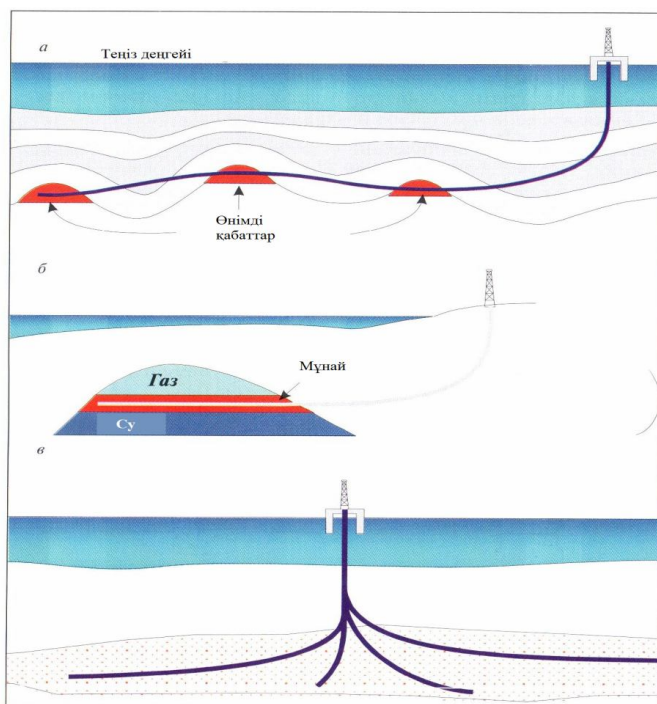
2.19-сурет. Ұңғыны аяқтаудың түрлері:

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

2.9. 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.

Бүгінде мұнай мен газ кәсіпшілігінің саласын ұзаққа созылып жатқан қисайтылған және көлденең, көпоқпанды және тармақталған ұңғыларсыз (2.20-сурет) елестету мүмкін емес.



2.20-сурет. Созылыңқы ұңғыларды қолдану мысалдары:

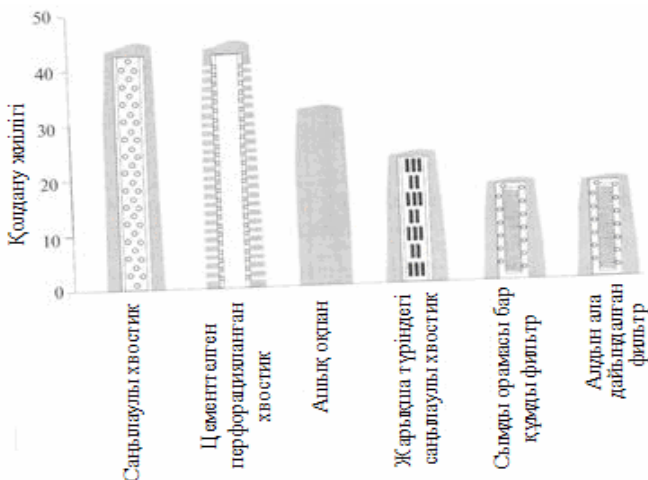
а – бір көлденең ұңғы арқылы бірнеше мұнайлы қабатты пайдалану;

б – көлденең оқпанды мұнайға қаныққа кеніш бөлігі арқылы өткізу;

в – теңіз платформасынан бұрғыланған тармақталған ұңғы нұсқасы

Бұрғылаудың заманауи технологиясы орталық ұңғы оқпанынан 10000 м дейін түпкі қабатты жоюға мүмкіндік береді. Басым жағдайда созылыңқы ұңғылар континентальді 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 т.б.) бұрғылау созылыңқы ұңғыларды платформада немесе шашыраңқы бұрғылау және басқа да жасанды негіздер негізгі әдіс есебінде қолданыла бермек.

2.21-суретте көлденең ұңғыларды аяқтаудың жиі қолданылатын түрлері бейнеленген. 2.21-суретте көрсетілгендей көлденең ұңғыларды аяқтауда, я алдын ала тесілген хвостовик, я перфорацияланған және цементтелген хвостовик қолданылады. Дегенмен, ұңғыны аяқтаудың түрі ұңғыны пайдалану жағдайларына сай болуы тиіс екенін ұмытпаған жөн.



2.21-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

Көп оқпанды 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;

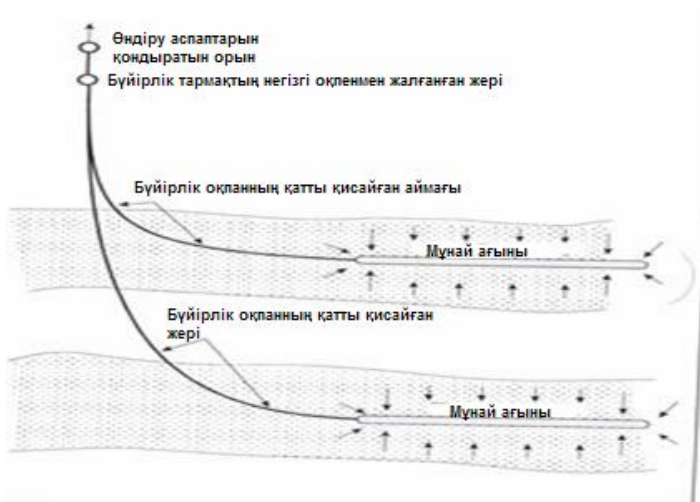
- бүйірдегі тармақтарда жекелеген жұмыс жасау қажеттілігін болжау;

- бүйірлік оқпандарда толығымен немесе олардың жеке интервалдарының оқшаулау мүмкіндігі;

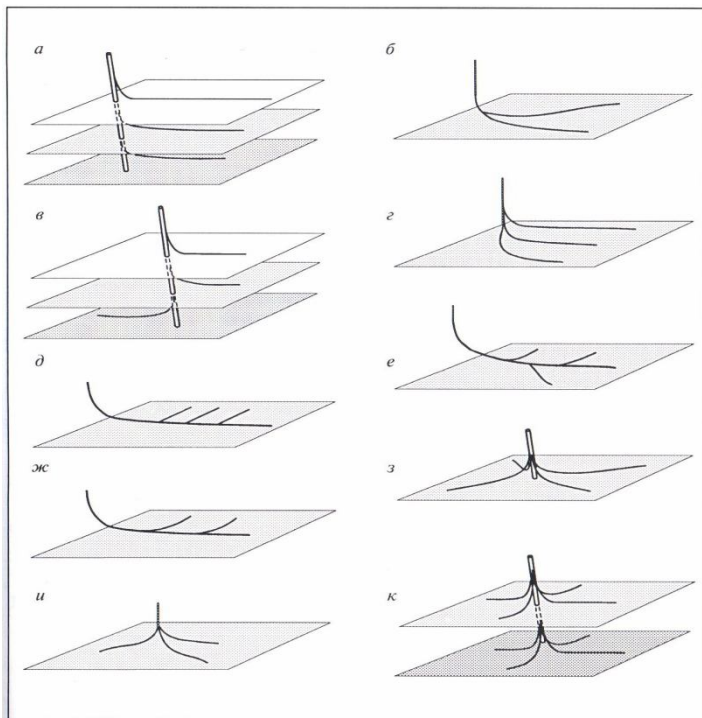
- бүйірлік оқпандарда перфорациялау аралықтарын ұлғайту немесе өзгерту мүмкіндігі.

2.22-суретте негізгі ұңғыдан екі бүйірлік тармақталған көп оқпанды ұңғыма сұлбасы бейнеленген.

Тармақталған ұңғылардың түрлері 2.23-суретте бейнеленген.



2.22-сурет. Негізгі оқпаннан тармақталған
екі бүйірлік оқпанды ұңғы



2.23-сурет. Ұңғының тармақталуының әр түрлі конструкциялары:

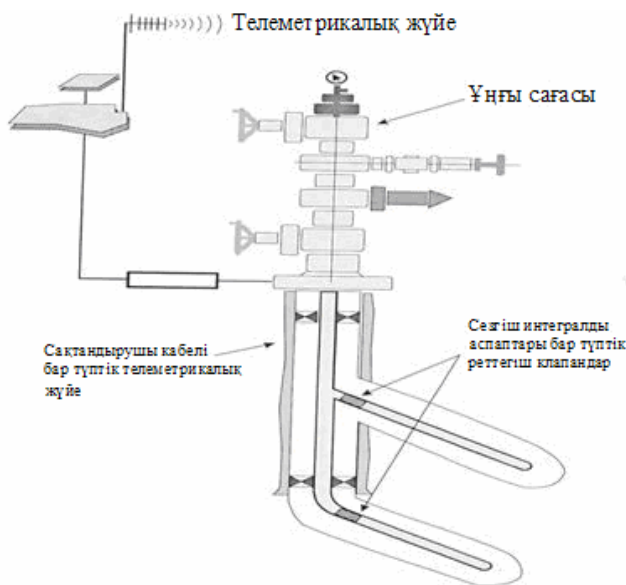
*а – үш оқпанды; б – бір қабатқа бұрғыланған екі тармақты;
в – қарама-қарсы бағытта тармақталған үш оқпанды; г – бір қабатқа бұрғыланған үш тармақты; д – «гребенка»;
е – «балық қаңқасы»; ж - қисық бүйірлік тармақталған үш оқпанды;
з – радиалды үш оқпанды; и – негізгі оқпаннан бұрғыланған радиалды төрт оқпанды; к – екі радиалды төрт оқпаннан құралған қиын ұңғы*

2.10. «Заманауи» ұңғылар

«Заманауи» деп аталатын ұңғылар ұңғылық технология мен ұңғы жұмысын басқаруда жаңа бағыт болып табылады. «Заманауи» ұңғыларды қолдану кезінде, ұңғы жұмысына үнемі бақылауды қамтамасыз ететін құрылғылар мен жабдықтарға ерекше назар аударылады. Осындай бақылау жүйелерін енгізудің артықшылықтары, өндіру жұмысының операторы

барлық ұңғылармен бірге, оның әрбір бүйірлік тармақтарын толықтай бақылау кезінде, бірнеше қабатта бір уақытта бір ұңғымен мұнай өндіргенде толық көрінеді (бұл технология *бірге-бөлек өндіру* деген атауға ие).

«Заманауи» ұңғы, ұңғы жұмысы туралы әртүрлі ақпарат беретін және оның жұмысын басқаратын телеметрикалық жүйелермен және түптік датчиктермен жабдықталған ұңғыдан тұрады. Осындай ұңғы конструкциясы 2.24-суретте көрсетілген.



2.24-сурет. «Заманауи» ұңғыны жабдықтаудың принципті сызбасы

2.11. Мұнайды бұрғылау әдістері

Өнеркәсіптік мұнай бұрғылау қоғамының қажеттіліктерінің едәуір бөлігі бағалы мұнай-химиялық шикізаты және қуат тасымалдаушылары қазіргі уақытта қанағаттандырады. Өкінішке орай, көмірсутектердің құрылым қоры азаюда, оларды өндіру кезінде көп шығынға алып келіп соғады. Кейбір елдерде мұнайды бұрғылаудың негізгі орны шельф болып табылады, ал

мұндай елдер үшін, Ресей және Норвегия, Арктикалық шельф жатады. Ғылыми қағида бойынша мұнай кен орнын игеруінің айқындамалар арасында айырмашылық осындай құрғақ, шельфте, мұхиттарда болмайды. Шельфті кен орнының көмірсутектерін меңгеру мен өңдеу кезінде көптеген айырмашылықтар болуы мүмкін. Осы айырмашылықтарға тоқтамай, мұнайды бұрғылау кезіндегі кейбір негізгі жағдайларды қарастыра отырып, техникалық қаржыны және олардың мүмкіншіліктерін қолданады.

2.11.1. Ұңғымадағы энергияның теңгерілуі

Мұнайды бұрғылаудың негізгі процесі ұңғымадағы өнімнің көтерілуі болып келеді, күндізгі бет жағына сұйық немесе газ-сұйық қоспасы ұсынылады. Осыған сүйене отырып, ұңғыманы негізгі пайдалану тәсілін тұжырымдауға болады – ұңғыманың өнімі көтерілуі көп мөлшерде тиімді процесі мен мүмкіндігінше үздіксіз болады. Осы процесс келесі түрде өтуі мүмкін:

- 1) мұнай шоғырының W_n есебінен табиғи қуаты;
- 2) қуат есебінен, мұнай шоғырына жасанды енгізу немесе бет жақ $W_n \backslash$ ұңғымасы;
- 3) табиғи және қуат жасанды енгізу есебінен $W_n + W_n$.

Ұңғыма өнімінің қозғалыс процесі түптен бет жаққа дейін белгілі бір қуат шығындарымен байланысты, процестің өзі қуаттың белгілі бір арақатынасы бойынша көтерілуі мүмкін, ұңғыманың өніміне ие, және олардың қозғалуында қуаты жоғалуы мүмкін. Ұңғымадағы сұйық және газ-сұйық қоспасының қозғалу кезіндегі жұмсалған шығындардың негізі түрлері:

1. Гидростатикалық бағана сұйық немесе қоспаның салмақ жеңуге кеткен қуат (газдың сырғуын есептеусіз) W_{tt} ;
2. Көтерме қоспа астындағы құбырдағы қоспа қозғалысымен және устьеvті қондырғы арқылы кеткен қуат W_{ac} ;
3. Бетті байланысты ұңғыма өнімі алға басу үшін саға ұңғымада кейбір қарсы қысымды ұстауға кеткен қуат W_{tJ} ;

Осы құрылған қуатты баланс көтеру процесіне ешқандай қатысты болмайды, саға ұңғыманың шетіне сұйық немесе қоспа

ағынымен кеткен қуатты көрсетеді $W_{r.c}$. Жұмыс жасап тұрған ұңғыманың жалпы түрдегі баланс қуатын былай жазуға болады:

$$z = W_{re} + qz^{\wedge} + W_y = W_a + W_H. \quad (2.10)$$

Көтерме ақы астындағы құбырдағы қоспа қозғалысымен және саға қондырғысы арқылы кеткен қуат W_{ac} , келесі шығындардан тұрады:

1. Құбыр бойынша қоспа қозғалысына байланысты кеткен үйкеліс шығыны W_{γ} , салыстырмалы түрде газдың сұйыққа сырғуына байланысты кеткен үйкеліс шығыны W_{zg} .

2. Жергілікті кедергілерге кеткен шығын (қоспаның қозғалысы құбырдың муфталы қосындысы мен сағалы арматура арқылы өтеді) W_{μ}

3. Қоспаның жылдам қозғалысына байланысты инерциялық шығындар W_m :

Осыған байланысты келесі түрдегі формуланы көрсетуге болады:

$$W = W_n + W_u = W_{r.c} + W_{\gamma} + W_{cg} + W_{m.c} + W_{\mu} + W_y \quad (2.11)$$

Мұнайлы ұңғымада өткен тәжірибелі зерттеулердің көп мөлшердегі анализі, жалпы құрылған қуат балансы аз және практика жүзінде қатені болдырмауға болатынын көрсетеді:

$$W = W_n + W_u = W_{r.c} + W_{\gamma} + W_{cg} + W_y \quad (2.12)$$

Бетті байланысты ұңғыма өнімі алға басу үшін саға ұңғымада кейбір қарсы қысымды ұстауға кеткен қуат $W_{r.c}$ газ-сұйықты қоспаның тығыздығы бойынша газға сығылса ғана ыңғайлы түрде көрінеді:

$$W_{r.c} = W_{r.c'} + W_{cg} \quad (2.13)$$

мұндағы $W_{r.c}$ -бетті байланысты ұңғыма өнімі алға басу үшін саға ұңғымада кейбір қарсы қысымды ұстауға кеткен қуат.

Жоғарыдағы көрсетілген есеп бойынша келесі түрде болады (2.11):

$$W = W_n + W_u = W_{r.c} + W_{\gamma} + W_y \quad (2.14)$$

Ұңғыманың түбіндегі өнім потенциалды қуатқа ие, сұйық қуатының сомасын және мұнай-газ қуатынан айыратын жалпы мөлшері.

Бет жағына ұңғының өнімі көтерілу үшін керек,

$$W_n \geq W_{r.c} + W_{\gamma} + W_y \quad (2.15)$$

$W_n \geq W_{r.c} + W_{\gamma} + W_y$ осы жағдайда, ұңғымаға қосалқы жасанды қуат көзі берілуі керек.

2.11.2. Бұрғылайтын ұңғымаларды пайдаланудың негізгі тәсілдері

Егер сұйық немесе қоспалар түптің бетіне көтерілсе тек табиғи қуаты 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 артезианды 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 бұрғылау ұңғыма тек колонналы сорапты-компрессорлы құбырдан жабдықталса, осы көрсетілген тәсілді жасанды-фонтанды деп атайды. Жасанды-фонтанды тәсілі бұрғылаушы 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 кіргізеді: комприминді газбен (ауамен) немесе арнайы терең сораппен. Бірінші тәсіл бойынша ұңғымаға қуатты кіргізу компрессорлы пайдалау тәсілін, ал екінші — терең сорапты тәсілді пайдаланады.

Бұрғылаушы ұңғыманы пайдаланудың кейбір тәсілдері арнайы жерасты қондырғыны пайдаланған сұйық пен газды қуат көзі болып келмейтін табиғи қуатты пайдалана отырып жүзеге асырады. Оларға жататыны:

а. Ұңғыларды пайдалану (ұңғы ішіндегі) компрессорсыз газлифт, ұқсас осындай фонтанды – компрессорлық пайдаланудың жанында өнімнің көтерілуінің теориялық негізі. 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;

б. 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.

2.11.3. 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 $Q_c = \text{const}$, қабат қысымы- $P_{\text{каб}} = \text{const}$, шығын кезінде $P_{\text{шығ}} = \text{const}$, сұйық деңгейінде $P_{\text{дең}} = \text{const}$, құбыр үшін- $P_{\text{шығ}} = \text{const}$ және сағалы- $P_{\text{сағ}} = \text{const}$; жүйенің геометриялық сипаттамасы: ұңғыманың диаметрі $D_{\text{ұңғ}}$ және ұзындығы $L_{\text{ұңғ}}$, диаметрі d_n және динамикалық деңгей - $H_{\text{дин}} = \text{const}$.

2.12. 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 (поршеньді).
2. Ортатепкіш
3. Винтті (бұрандалы).
4. Сығылған
5. Дірілді (дыбыстық).
6. Диафрагмалық.
7. Роторлы-поршеньді.
8. Гравитациялық тағы басқалар.

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. Ұңғымалықтағы жетек.

Таралу ұңғымалар қор бойымен ең үлкен плунжер сораптармен қондырғылар жататын (ШТСҚ-штангалы терең сорапты қондырғы) ұңғымаға штанга сораптарын қондыру, қуатты жеткізіп берудің механикалық тәсілімен терең, ал жетекпен бет жағына орнатылған (штанг бағананың көмегімен) сораппен. Ұңғыма плунжер сораптарын жіктеу

Ұңғыманың плунжерлік сораптарының классификациясы

I. Құрылым

1. Сорап (тұрақты диаметрдің бір плунжерімен) қарапайым.
2. Сорап дифференциалды екі және плунжер аса әр түрлі диаметрі.

Бақылау сұрақтары

1. Бұрғылау жабдықтары.
2. Мұнай ұңғыларын бұрғылау принциптері.

3. Әр түрлі жұмыстарды орындауға арналған кенорындағы ұңғылар түрлері қандай?
4. Бағытталған – ол қандай бұрғылау?
5. Бұрғылау қашауы.
6. Ұңғыны аяқтау.
7. Түсініктемелер.
8. Табиғи көмірсутекті кен орындарды игеру.
9. Ұңғыны кен орнында орналастыру жүйесі.
10. Ығыстыру үрдісімен қабатты қамтудың тиімділігін бағалау.
11. Кен орнын игеруді қиындататын факторлар.
12. Кен орындарында ұңғылардың орналасуы және перфорациялау аралықтарын тандау.
13. Ұңғыларды аяқтау.
14. Көлденең, көп оқпанды және тармақталған ұңғылар.
15. «Заманауи» ол қандай ұңғылар?
16. Ұңғымадағы энергияның теңгерілуі.
17. Бұрғылайтын ұңғымаларды пайдаланудың негізгі тәсілдері.
18. Мұнайды бұрғылау әдістері.
19. Ұңғыманың қысым сипаттамасы.
20. Механикаланған мұнай өндіру

3. ТЕҢІЗДЕГІ ҚАЛҚЫМА ЖӘНЕ ТҰРАҚТЫ БҰРҒЫЛАУ ТЕХНОЛОГИЯСЫ

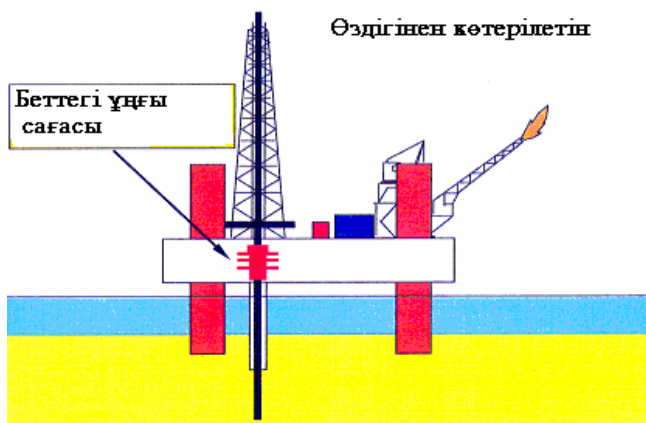
3.1. Теңіз бұрғылау қондырғылары. Өздігінен көтерілетін бұрғылау қондырғысы (ӨКБҚ). Тіректі тізбектер түрлері

Жүзбелі бұрғылау құрылғыларды ұңғы үстінде орнату тәсілі бойынша екі негізгі кластарға бөледі:

1) бұрғылау кезінде теңіз түбіне тірелетін (жүзбелі БҚ өздігінен көтерілетін (ӨКБҚ) 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 (3.1-сурет).



3.1-сурет. ӨКБҚ-ның жалпы сұлбасы

Бұл қондырғылар қондырғының корпусы болып келетін жүзбелі пантоннан, 3 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:

$$H = 0,6h_{50} + 1,5$$

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.



3.2-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, корпусың жалпы салмағы, дайындалу салмағы, дайындалу технологиясы әсер етеді.

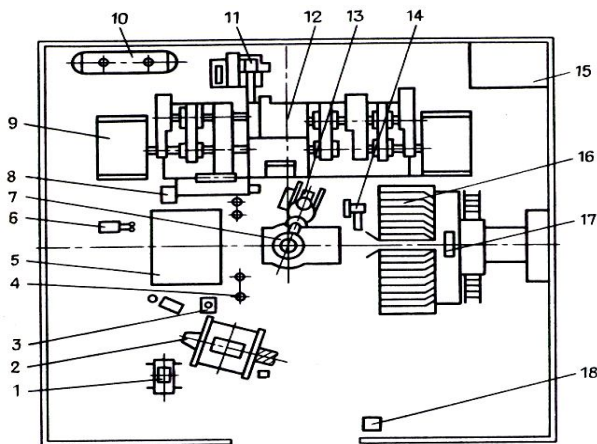
Үлкен тереңдіктерде әрбір тірекке толқын жүктемесінің әсері өседі. Үлкен ұзын тізбектерді иілуге қаттылығын сақтау мақсатында оның көлбеу қимасын өсіруге тура келеді. Сондықтан, 60 м тереңдікте 3 тіректерді қолданылады. Цилиндрлі тіректері бар қондырғыларды 45 м дейін және 45-75 м диапазонында цилиндрді және фермендік тіректермен қолданады, ал 75 м-ден жоғары тереңдікте тек ғана фермендік тіректі қондырғыларды қолданылады.

Ферменді тіректердің конструкциясын тікбұрышты, квадрат және үшбұрышты етіп жобалайды. Ең жақсы конструкция – үшбұрышты қималы тірек. Өйткені толқын әсерлеріне ұшырайтын элементтер саны аз.

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.

ӨКБҚ -ның технологиялық жабдығы



3.3-сурет. «Бақы» ӨКБҚ-да мұнараның айналасы

Теңіз акваторияларында бұрғылау жұмыстарын жүргізу тәжірибесі 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 қызметкерлерге қызмет көрсету яғни қажетті 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 электрметрлік және каротажды жұмыстарды жүргізу жабдығы;

- Су асты саға жабдығы;

- Ұңғыны игеруге арналған жабдық;

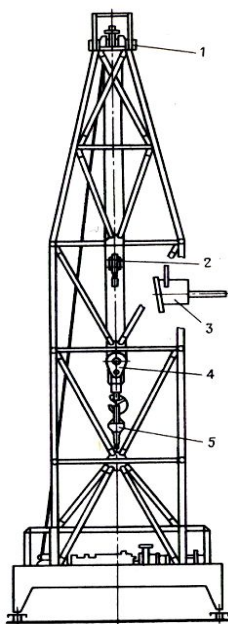
- Қосымша қондырғылар (көтергіш крандар, кіші механизация қондырғылары т.б.)

- Теңіз ластануынан сақтау жабдығы;

- Ұңғыны құру кезінде технологиялық процесті бақылау және басқару жүйелері.

Мұнара айналасында (3.3-сурет) келесі жабдықтар орнатылған: бұрғылау мұнарасы (3.4-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, АKB-3M2 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 механизмінің балконы 3, тәл арқанында қыстырылған тәл блогы және свечаларды көтеру және қысу механизмі 4, автоматты элеватор және вертлюг 5.



3.4-сурет. «Бакы» ӨКБҚ
мұнарасы

Свечаларды қолмен орнату кезінде тәл блокпен автоматты элеватор орнына ілмек блогын қолданады. Осыдан басқа мұнарада монтажды блок, жылжымалы орталағыш 2, төменгі блок, жапқыш, машина кілттерінің жапқыштары және т.б.

Негізгі палубада көлемі 120 м³ 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 электрқозғалтқыштарының қуаты жоғарыны таңдайды.

ӨКБҚ-ны жаңа нүктеге апару

ӨКБҚ-ны жаңа нүктеге апару өте жауапкершілікті операцияның бірі. Көп ӨЖБҚ өздігінен жүрмейді. Олардың буксировкасы үшін арнайы буксирлеу кемелері қолданылады.

Буксирлеудің 2 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). Экспериментті зерттеулермен қабылданған, буксирлеу кедергісі – жалпы судың 80 % кедергісі, ал 20 % толқын кедергісі құрайды.

Буксирлеу алдында апару жобасын буксирлеу жылдамдығын 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.



3.5-сурет. «Лукойл» компаниясының ӨКБҚ-сы

ӨКБҚ үлкен тереңдіктерде тиімді қолдануға негізгі кедергілер келесілер жатады:

1) Теңіз бетінде үлкен негіздерді тасымалдау, монтаж және демонтаждың 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 – 2600м². Буксирлеудің алдында орын ауыстыру жобасын өңдейді, онда қашықтықта, жүзу ауданына, метеоболжамның сенімділігі және ұзақ мерзімділігіне байланысты буксирлеу жылдамдығы, буксирлердің саны мен қуаты, олардың орналасу сұлбасы және басқа да қауіпсіз орын ауыстыру шаралары белгіленеді. Қондырғының беріктігіне және мықтылығына есеп жүргізіледі. Көбінесе, тіректі аяқтарды ұзындығына үлкен көңіл аударады. Буксирлеу тросының үзілу күші келесі формуламен анықталады:

$$F_{\text{үз}} = 0,716 S_{\text{п}} v_{\text{б}}^2, \quad (1)$$

мұндағы $S_{\text{п}}$ - ӨКБҚ-ның батырылған бөлігінің кедергі ауданы, м²;
 $v_{\text{б}}$ – буксирлеу жылдамдығы.

Өзі жүрмейтін ӨКБҚ үшін буксирлеу тросының ұзындығы келесідей анықталады:

$$l = 350 + 0,045N_c. \quad (2)$$

N_c – якорлық қамтамасыз етудің таңдау сипаттамасы.

$$N_c = K_1 K_2 \Delta^{2/3} + K_3 A. \quad (3)$$

мұндағы $\Delta^{2/3}$ – суды алу көлемі, m^3 .

A – конструкциясы жобасының қосынды ауданы, m^2 ;

K_1 – тұлға пішінін ескеретін коэффициент (пантондары тікбұрышты 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 тұрақтың 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 арақашықтыққа жүзгіштігі;
- автономдылығы немесе мол қормен қамтамасыз ету.

3.1.1. Теңіз бұрғылау қондырғылары. Жартылай батпалы бұрғылау қондырғылар (ЖББҚ)

Гравитациялық негіздерді үлкен теңіз тереңдіктерде қолдану мүмкіншілігі 60-жылдары ЖББҚ-ны құру қажеттілігіне әкелді. ЖББҚ-ды геологиялық барлау жұмыстарын 200-300 м дейінгі тереңдікте жүргізу үшін қолданады (3.6-сурет).

ЖББҚ жоғарғы бөлім төменгі патондардан тұрады және оларды (стабилизациялайтын тұрақтандырғыш) тізбектерден тұрады.

ЖББҚ ерекшелігі- жеңіл орын ауыстыру, 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.

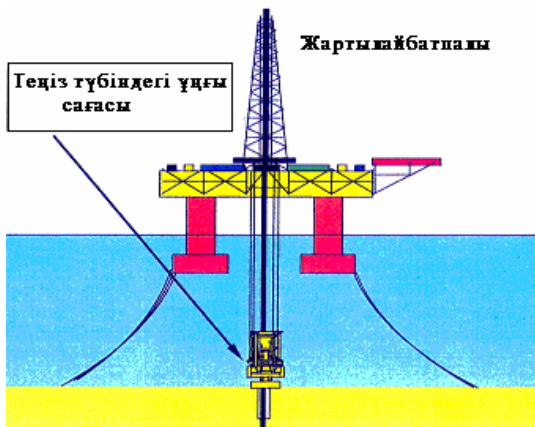
Төменгі понтондарда және тұрақтандырғыш тізбектерде балласты, техникалық суға жанармайға, майларға арналған арнайы цистерналар болады.

ЖББҚ-ның оптималды конструкциясын табу тәжірибеде конструкторлармен әртүрлі формалы ЖББҚ-ны шығаруға әкеледі. Көбінесе, конструкциясы 2 пантонды және 6-8 тұрақтандырғыш тізбектерімен, тікбұрышты бөлімнен тұрады.

ЖББҚ-ны тасымалдаудың 3 тәсілі бар: *буксир арқылы, өздігінен жүргіш, комбинацияланған*. Бұрғылау процесінде скважина үстінде ұстау тәсілі бойынша 3 түрге бөлінеді: *якорлі ұстау (бекіту) жүйесі* бойынша, *динамикалық позициялау* бойынша, *тартқыш тіректер* арқылы бөлінеді. Су тереңдігі 200-300 м – якорлі 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;



3.6-сурет. ЖББҚ-ның жалпы сұлбасы

Якорлі ұстау жүйесімен бекітілген ЖББҚ негізден және одан орналасқан бұрғылау қондырғылы платформадан тұрады. Негізге – айнымалы жүзбелі понтондар 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 негізгі бөлігі судың бетінде қалады.

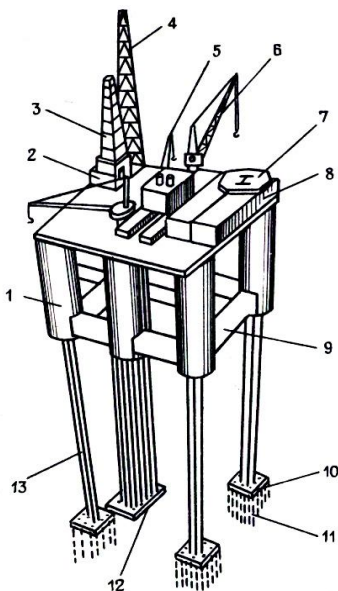
Жартылай батпалы жағдайында ЖББҚ өзінің тіректерінің жүзгіштігі арқасында ұсталады. Сумен толтырылған понтондар ЖББҚ-ң ауырлық ортасын төмендетеді (егер ортасы судың жоғарғы жағында болса, толқындар қысымы әсерінде болар еді) қатты (күшті) толқын жүктемелерін қабылдайтын элементтердің кима ауданының кішірейту және ауырлық ортасын төмендету ЖББҚ-ның тұрақтылығын арттырады. Якорлі ұстау жүйесі тек ғана 300 м тереңдікке арналған, өйткені тереңдік өскен сайын якорлі тростардың ұзындығы өседі, якорлі лебедкалардың салмағы мен габариттары, өседі, олар якорлау процестерін қиындатады. Мұндай ЖББҚ, мысалы «Седко-701» (Великобританияда жасалған) «Шельф».

ЖББҚ-ны динамикалық позициялау якорлі бекітуге қарағанда бұрғылау процесінде ұңғы үстінде қондырғыны ұстау жүйесімен ерекшеленеді. Айырмашылығы: мұнда акустикалық аппарат, есептеуіш машина және винттен тұрады (көлденең және бойымен орналасқан).

Шығатын сигналдар гидрофондармен қабылданып, есептеуіш машина арқылы ЖББҚ-ң орналасу жағдайын анықтайды. Скважинаға қатысты өзінің орнын ауыстырған кезде автоматты 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 якорлі бекіту және динамикалық позициялаудың бірқатар кемшіліктері бар: ұңғы осі горизонталь бойынша орнын ауыстыруы, ағымды акваторияларда якорлі тростардың үзілу қауіптілігі. Сондықтан, басқа түрлі ЖББҚ-ға қарағанда басты орынды алатын (келешектері жоқ) тартқыш тіректілі ЖББҚ болып саналады (3.7-сурет).



3.7-сурет. Солтүстік
теңіздің Хаттон кен
орнында орнатылған
платформа

Негізгі элементтері: айнымалы жүзгішті понтондар, платформа астындағы тіректер, бұрғылау нүктесінде орналасатын фундамент және фундаментті понтондармен жалғайтын тартқыштарды (олар түп якорінің рөлін атқарып, понтондарды ұстайды). Тартқыштар әртүрлі болады: грунтқа батырылған үлкен 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 құбыр тәрізді тартқыштардың тарту күшіне байланысы (тартқыш тіректер деп аталады), бірақ олардың саны мен диаметрінен тәуелді емес. Диаметрлерін олардың беріктік шарттарынан анықтайды.

Қазіргі кезде тартқыш тіректілі ЖББҚ-ны шет елдерде теңіздің 800 м тереңдігіне орнату мүмкіндігін бағалап отыр (келешекте 2000 м дейін артады).

ЖББҚ-ны пайдалану ерекшеліктері

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, ал төменгі жағы телескопиялық жалғану арқылы суасты саға қондырғысына жалғанған.

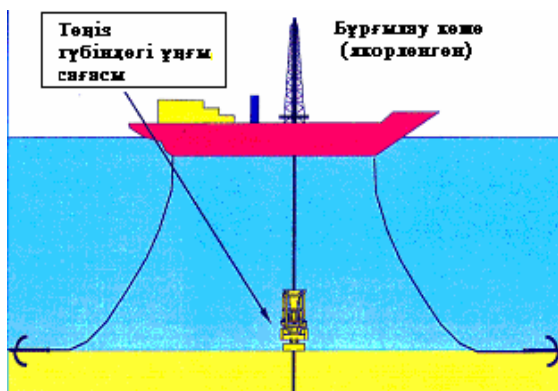
Теңіз стояғы бұрғылау ерітіндінің жабық түрде циркуляциялауын қамтамасыз етеді.

Теңіз тұрығында орналасқан бұрғылау тізбегі тәл блогтағы компенсатор арқылы ілінген (ол оның вертикал қозғалысын ескереді.) ЖББҚ-ның горизонталь ығысу (орын ауыстыру) мөлшері теңіз тереңдігінің 3-5 % шегінде болады.

3.1.2. Теңіз бұрғылау қондырғылары. 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 (3.8-сурет). Конструкция ерекшелігі – оның палубасында жабдықталған бұрғылау мұнарасының орналасуы, ал судно ішінде және палубада – теңіз акваторияларында мұнай газ скважиналарын бұрғылауды қамтамасыз ететін бұрғылау және басқа технологиялық қондырғылау және жүйелер кешенімен қамтылуы.



3.8-сурет. Якорленген бұрғылау кемесі

Тәжірибеде көбінесе біртұлғалы және көптұлғалы өздігінен жүретін және өздігінен жүрмейтін кемелер қолданады.

50 жылдың ортасында 70 – жылдың аяғына дейін тек ғана якорлі бекіту жүйесі бар кемелер қолданылады. Якорлі жүйемен тұрақтандыру кемелері 300 м дейінгі теңіз тереңдігімен шектелген.

Теңіз кен орындарын игеру жаңа перспективалар (жетістіктер) 1970 ж. динамикалық позициялау (қалыпта ұстау) жүйесінің құрылуы арасында ашылды. Барлау

акваторияларының аркасында тереңдік бойынша бірқатар рекордтарды жасау мүмкіндігі болды.

Шетелдерде диаметриялық тұрақтандыру жүйелері бар келесі кемелерді айтуға болады: «Пеликан» (350 м дейін), «Седко - 445» (1070 м дейін және 3000 м.д. кейінгілері) «Гломар Челенджер» (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 баланс

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 тереңдік 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.

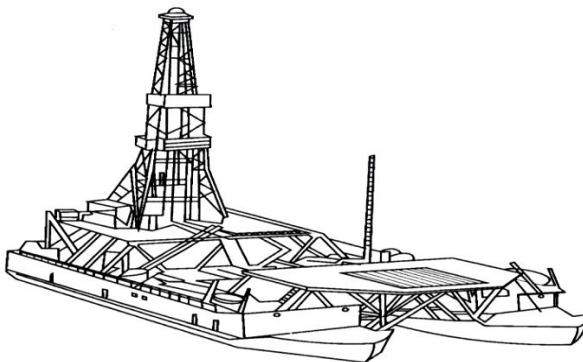
Кейбір кемелерде скважина бұрғылауын аяқтаған кезде бұрғылау мұнараны арнайы құрылғылар арқылы көлденең жатқызады. Ол ауысу кезінде кеменің ауырлық центрін төмендетеді.

Кемелерде пайдаланудың негізгі режимінің 85 – 90 % барлық уақытын скважинаны бұрғылау болып табылады. Сондықтан пішіні, түрлі және негізгі өлшемдері талаптарға сай анықталуы тиіс. Кеменің негізгі өлшемдерін таңдау, скважинаның бату тереңдігі мен кеме автономдылығынан анықталатын – қажетті жүккөтергіштіктен тәуелді.

Қазіргі бұрғылау кемелерінің көтеру салмағы 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» кемесі көтеру салмағы 6990 т, «Пеликан» 6000 т, «Сайпем II» 5800 т.



3.9-сурет. "Катамаран" бұрғылау кемесі

Өздігінен жүретін бұрғылау кемелері бір бөлім және екібөлімді (катамарандар) болады (3.9-сурет). Өндірістік ұйымдарда көбінесе бірбөлімді қолданылады. Бұл олардың дайындалуына аз шығынмен шартталған, өйткені олар балық аулайтын кемелердің дайын жобалау базасында құрылады.

Бірбөлімді кемелер түрлері «Диорит», «Диабаз», «Чароит», «Кимберлит» якорлі тұрақтандыру жүйесімен жабдықталған және инженерлі – геологиялық ізденіс. 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 якорлі 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 якорлі шоғыр; 110 адамға арналған жатын бөлмелері бар.

Қазіргі уақытта Ресейде 300 м аса тереңдікке арналған кемелер жоқ.

Жетістікті болып табылатын кемелердің бірі – катамарандар. Олардың бірқатар жетістіктері бар: жоғарғы тұрақтылығы (бірбөлімді 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 аудандылығы: (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 (ілемек) арасында арнайы құрылғы – *компенсатор* орнатылады.

Кеменің горизонталь орын ауыстыруын компенсациялайтын арнайы құрылғыны – судан бөлетін тізбек немесе тұрық деп аталады, 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.

3.1.3. Жүзбелі бұрғылау құрылғыларын (ЖБҚ) ұстау жүйелері

Ұстау жүйелері берілген ауытқу шектерінде ЖБҚ-ны (БК және ЖББК) бұрғылау және пайдалану ұңғының өсіне горизонталды бағытты ұстау үшін арналған.

Өдетте жүзбелі бұрғылау құрылғының горизонтал ауытқу теңіз тереңдігінен 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:

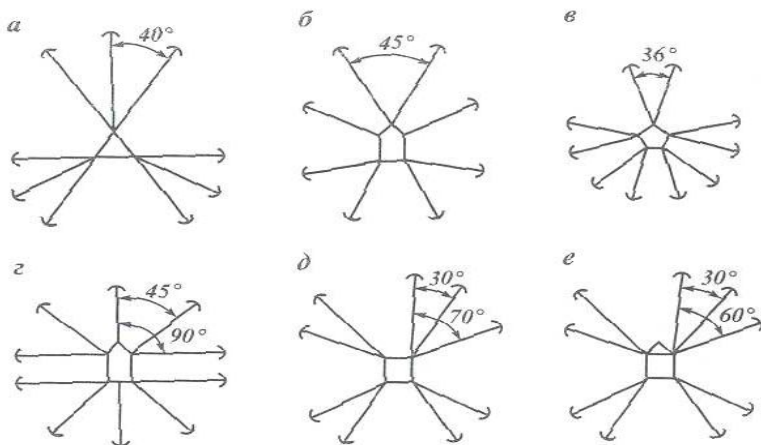
- 200 м теңіз тереңдігіне дейін – якорлы шынжырлар немесе тростар арқылы (кей жағдайда комбинацияланған);
- 200 м теңіз тереңдігінен жоғары–динамикалық стабилизациялау жүйесі арқылы (динамикалық позициялау).

Якорлық ұстау жүйесі

Якорлау жүйесі якорлық шынжырлар, шоғыр, стопорлы құрылғы, роульстан (якорлық тростың орын ауыстыру бағытын өзгерту құрылғысы). Жергілікті жағдайлар, бұрғылау жүзбелі құрылғының сипаттамалы және де басқа факторларға байланысты якорлы шынжырларды орналастырудың әртүрлі сұлбаларын қолданады.

3.10-суретте әлем тәжірибесінде кеңінен таралған алты жолдары көрсетілген, мұнда n – якорлы арқандар саны.

Якорлы шынжырларды немесе тростарды оларға түсетін жүктемеге, теңіз тереңдігіне, жұмыс қондырғының сипаттамасына, құнына және т.б. факторларға байланысты таңдайды.



3.10-сурет. Якорлау жүйесінің үлгі жолдары:

а, б, в – сәйкес, $n = 9, 8, 10$ болатын симметриялық жүйелері; г, д, е – $45^\circ - 90^\circ$ бұрышта бір-біріне сәйкес орналасқан ($n = s$); $30 - 70^\circ$ бұрышпен платформа осіне және $30 - 60^\circ$ бұрышпен кемеңің көлбеу осіне орналасқан якорлы арқан жүйесі

Якорлау үшін екі түрлі жазық звеналы шынжырларды қолданады: звенолары тура пісірілген шынжыр және құлыпты шынжыр. Көп жағдайда диаметрі 57 – 76 мм (кейде 90 мм) метал 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 болды. 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 онын $\Delta x, \Delta y$ және $\Delta \varphi$ ауытқуларынан анықтайтын салыстырмалы блок;

3. ЖБҚ-ны бастапқы орнына әкелу үшін қозғалтқыштар мен кері байланыста болатын басқару пульті.

4. Кемені $\Delta x, \Delta y, \Delta \varphi$ шамасына ауытқуын қамтитын рөл құрылғылары (қозғалтқыштар және қалаулар).

Автоматтандырылған басқару пунктінде ЭВМ кері байланыс шынжыры арқылы ЖБҚ-ң орны туралы мәліметтер алады. Бұрғылау бұрышын гидрокомпас, ал x, y координаттары акустикалық өлшегіш АМС жүйесімен есептеледі.

3.2. Теңіз ұңғыларын бұрғылау ерекшеліктері.

Суасты саға қондырғысы

Теңіз тұрағы

Ұңғыларды теңізде бұрғылау құрлыққа қарағанда қиын және қымбат. Бұрғылау қондырғысын орнату үшін арнайы теңіз негіздерін құруды қажет ететін және оларда ұңғыны жүргізумен, жұмыстардың күрделі гидрогеологиялық және метеорологиялық жағдайлармен байланысты кешенді жұмыстарды орындау, бұның бәрі ұңғы сағасының үстінде су кеңістігінің болуымен қиындатылады.

Су кеңістігінің ағымы, толқуы және жел, жүзбелі бұрғылау қондырғының шайқалуына әкеліп, оның палубасында жабдықтардың, инструменттерді жылжуы, жел және ағымның бағытына қондырғының дрейфі және орын ауыстыру болады. Сонымен қатар, шайқалу бұрғылау қондырғысында жұмыс істейтін адамдарға жағымсыз физиологиялық әсері бар.

Теңіз түбінің бос жыныстары қатты суланады. Осындай жыныстарда кернді және ұңғылардың қабырғасының беріктігін сақтау үшін арнайы техникалық құрылғыларды қолданып, қосымша материалдық шығындарды және қоршаған ортаны ластаудан сақтау үшін қатаң талаптарды қанағаттандыруды қажет ететін технологиялық шараларды жүзеге асыру қажет.

Теңіздің арнайы гидрологиялық және метеорологиялық жағдайлары құрлықта пайдаланатын бұрғылау технологиясын, әдістерді, техникалық құралдарды қолдану тиімділігін төмендетеді және мүмкіншілігін шектейді. Сондықтан, теңізде ұңғыларды бұрғылау мәселесінің тиімділігінің жоғарылауы су асты кен орындарды меңгерудің негізгі үрдіс болып келеді.

Осындай ұңғыларды бұрғылау және ары қарай пайдалану үшін бұрғылау техникасы орнатуға қымбат массивті стационарлы, жартылай стационарлы және батпалы конструкцияларды пайдалану экономикалық тұрғыдан өтейтінін білдіреді.

Теңізде бұрғылау шарттары

Теңізде ұңғыны бұрғылау үрдісіне табиғи, техникалық және технологиялық факторлар әсер етеді (3.11-сурет). Ең көп әсерін тигізетін табиғи факторлар, өйткені олар жұмыстарды ұйымдастыру, техниканы конструктивті қолдану, оның құны, бұрғылаудың геологиялық мәліметтенуді және т.б. анықтайды. Осы факторға гидрометеорологиялық, геоморфологиялық және тау – геологиялық шарттар жатады.

Гидрометеорологиялық шарттар теңіз толқуы, оның мұз және температуралық режимдері, су деңгейінің толқулары және ағымның жылдамдығымен (тұман, төмен бұлттану, жел) сипатталады.

Ресей жағалауын сулайтын көптеген теңіздер (Япондық, Охотский, Берингово, Белое, Баренцева, Татарлы ағын) үшін келесі толқын биіктерінің орташа қайталануымен сипатталады; %: 1,25 м дейін (3 балл) – 5+; 1,25-2,0 м (4 балл) -16 ; 2,0-3,0 м (5 балл) – 12,7; 3,0-5,0 (6 балл)-10.

Түптің топырағы кішкентай аудандарда да біртекті емес болып келеді.

Барлық теңіздердің шельфтерінде түптері аз еңкіштігімен сипатталады. Жағалаудан 300-150 м арақашықтықта изобаттар 5 м-де болады, ал 20 – 60 км арақашықтықта 200 м-де болады.

Теңізде барлау үшін ұңғыларды бұрғылау талаптары

Теңізде кеңінен 0,12 м диаметрлі бұрғылау құбырлары қолданылады. Ұңғының диаметрі 0,132 м-ден кіші болмауы керек.

Өртүрлі акваторияларды барлаудың нәтижесінде келесі параметрлерді ұңғыларды бұрғылаудың геолог-әдістемелік және пайдалану – техникалық талаптар ретінде мақсат етеді:

Ең үлкен ұңғының тереңдігі м:

Суда/жыныста 300/300

Бос түсімдерде ұңғылардың диаметрі, м:

Ең үлкен 0,325/0,351

Ең аз 0,146/0,166

Түпті жыныстарда ұңғының диаметрі, м:

Ең үлкен 0,131

Ең аз 0,059

Мұзды жерден ұңғыны бұрғылау кезінде ұңғыны бұрғылау нүктесінен жағаға дейінгі арақашықтық 5 км болады.

Тау – геологиялық шарттар негізінен ұңғымен жанасатын тау жыныстарының физика-механикалық қасиеттері және қуатымен сипатталады. Шельфтің түзілімдеріне вакумдары бар ұсақ жыныстар жатады.

Түптік түзілімдердің құраушысы болып негізіне – құмдар, топырақтар, илалар және галька болып келеді. Алыс шығыс теңіз жыныстарының түп түзілімдері келесі түрлерімен келеді, %; ила-8, құмдар-40, топырақтар-18, галька-16, басқалары-18.

Теңізде барлау ұңғыларының бұрғылаудың рационалды тәсілдері.

Ең аз еңбек және материалды шығымдарымен қосылған мәселені сапалы түрде орындауды қамтамасыз ететін ұңғыны бұрғылау тәсілін тиімді деп атайды. Осындай бұрғылау тәсілін таңдау көптеген факторлармен анықталатын, оның тиімділігін салыстырмалы түрде бағалауда негізделеді. Әрбір фактор

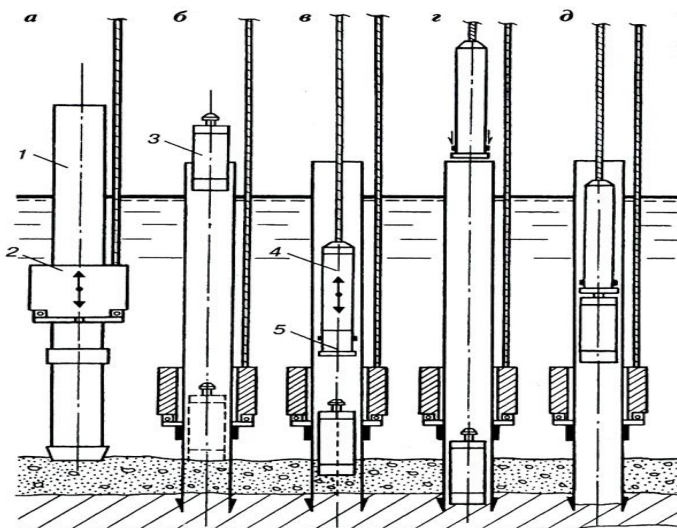
бұрғылаудың геолог-әдістемелік талаптарына, тағайындалуына және шарттарына байланысты шешілетін мәнге ие болады. Рационалды бұрғылау тәсілін таңдау кезінде ең бастысы ұңғының тағайындалу мақсатын сипаттайтын фактор бойынша бағалау керек. Екі немесе одан көп бұрғылау тәсілдері болған жағдайда оларды басқа факторлар бойынша бағалауды жалғастырады. Егер салыстыратын тәсілдер бұрғылаудың геологиялық немесе техникалық мәселелерін тиімді шешуін қамтамасыз етпесе, онда оларды мысалы өнімділігі немесе экономикалық тиімділігі жағынан бағалаудың тәжірибелік мәні жоқ.

Теңізде ұңғыны бұрғылаудың тиімділігі мен үрдісінде әсер ететін факторлар арнайы болып келеді. Құрлықта қолданылатын кейбір тиімді бұрғылау тәсілдерінің қолдануын бұл факторлар шектейді немесе толығымен қолдануға мүмкіндік бермейді. Осыдан теңізде барлау ұңғыларын бұрғылау тәсілдерінің тиімділігін келесі төрт көрсеткіштер бойынша бағалауды көздейді»:

- Геологиялық мәліметтену;
- Пайдалану-техникалық мүмкіншілік;
- Техникалық тиімділік;
- Экономикалық тиімділік.

Геологиялық мәліметтену барлау ұңғылардың бұрғылауының нақты есептерімен анықталады. Пайдалы қазбалар кен орындарын барлау кезінде бұрғылау тәсілдерінің геологиялық мәліметтенуін, алынған керннің сапасы бойынша бағалайды. Керн геологиялық қиманы алуды және кен орнынның келесі нақты параметрлерін алуды қамту керек: бұрғыланған түзілімдердің метологиялық және грануиометриялық құрамы, олардың сулануы, өнімді қабат шекаралары, онда болатын металдың үлкендігі, пайдалы компоненттердің болуы, жұқа дисперсті материалдардың болуы және т.б. Осы параметрлерді дәл анықтау үшін әрбір сынау интервалында алынатын кернді көп алып немесе аз алуға болмайды.

Соңғы кезде геологиялық мәліметтенуді ашу үшін грунттар (моноклиттер) сынамаларын бұрғылап алып олардың қасиеттерін ұңғы бағанасында анықтау өте тиімді болып келеді, өйткені зерттеу нәтижелерін жылдам және сапалы алуды қамтамасыз етеді.



3.12-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 итангасын лақтырып жынысқа итанганы батыру; г – ұңғыдан итанганы алу және стаканды ұстауға ұстағышты тұралау; д – соққылау итанганы ұстағышпен ұңғыға түсіру, стаканды ұстау және оны бетке шығару; 1 – шегендеу тізбек құбырлары; 2 – ұрғыш снаряд; 3 – кернқабылдағыш стакан; 4 – соққылау итангасы; 5 – бекітілген ұстағыш

Техникалық тиімділікті бағалау критериялары: Бұрғылау жылдамдығының тез, орташа, рейсті, техникалық, циклді түрлері; бір ауысуға немесе сезонға өнімділік; жеке операцияларды орындау уақыты, жеке интервалда немесе барлық ұңғының өтуі; инструменттің, шегендеу құбырларды, жабдықтардың төзуі; универсалдығы; металсыйымдылығы; энергия сыйымдылығы; қуат: бұрғылау қондырғының тасымалдануы және т.б.

Теңіз жағдайында бұрғылау тәсілін таңдау үшін уақыт фактор негізгісі болып келеді. Экономикалық тиімділіктің

негізгі критериясы — ол техникалық тиімділіктен тәуелді болатын бір интервалды немесе ұңғының барлық құрылымдар бағасы, 1м бұрғылаудың құны.

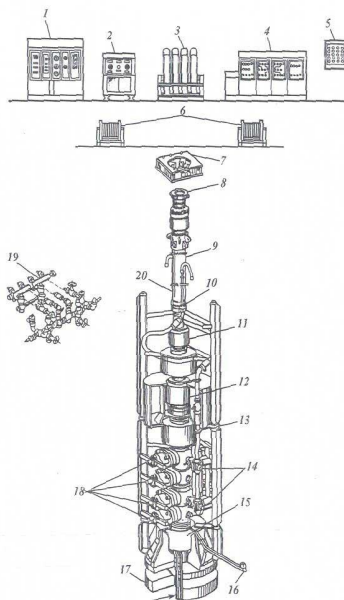
Бұрғылаудың соққылау тәсілі

Бұрғылаудың соққылау тәсілі кернді алу әдісіне байланысты келесілерге бөледі: тұтас түппен соққылау, сақиналы түппен алу және соққылап ұру немесе сақиналы түппен ұру. Теңізде тұтас түппен соққылап бұрғылауға өте қатты жыныстар, валундар кездескен жағдайда көшеді.

Суасты саға қондырғысы

Жүзбелі бұрғылау құрылымдарынан (БК, ЖББК) ұңғыларды бұрғылау тәжірибесінде теңіз түбіне қондырылатын суасты саға қондырғы (ССҚ) кешенін кеңінен қолданады.

Осындай орналасу ұңғы ортасынан жүзбелі құрылымның көбірек орын ауыстыруға мүмкіндік береді, осы кезде теңіз түбінде орналасқан жабдық механикалық жұмыс ауытқуына аз ұшырайды.



3.13-сурет. Бірблоқты суасты саға кешені

ССҚ кешенінің тағайындалуы:

- толқындар мен ағымдар әсерінен орын ауыстыратын БК немесе ЖББҚ арасы мен теңіз саға арасында иілгіш тұйық технологиялық байланыспен ұңғыны бұрғылауға мүмкіндік береді;

- бұрғылау аспабын ұңғыға бағыттау, бұрғылау ерітіндінің тұйық циркуляциясын қамтамасыз ету, бұрғылау кезінде ұңғыны басқару және т.б.;

- апаттық жағдайларда ұңғыдан мүмкін лақтырулар болуы немесе теңіздің үлкен толқу кезінде бұрғылау қондырғысын ажырату мақсатында бұрғылау ұңғыны сенімді жабу үшін.

Ұңғыларды теңіздің әртүрлі тереңдігінде – 50-ден 1800 м-ге дейін бұрғылауды қамтамасыз ету үшін ССҚ конструкциясының бірнеше түрлері болады. ССҚ-ны үлкен тереңдікке орнату оның қасиеттеріне үлкен талаптар қояды: сыртқы қысымдарды ұстай алу үшін қондырғы берік, тербеліске тұрақты, саңылаусыз және үлкен қашықтықта басқаруға сенімді болуы қажет.

Кешендегі тармақтар конструкциясы бір-біріне жалғануы нақты (дәл) және ССҚ-ны басқаруда дұрыс жұмысты қамтамасыз ету қажет.

БК немесе ЖББҚ-да орналасатын және толқын, ағым, жел әсерлеріне ұшырайтын сенімді құрылғыларға – яғни байланыс механизмдерінің орналасуына үлкен көңіл аударады.

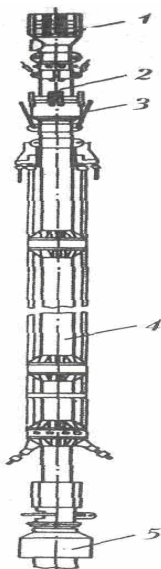
Теңіз түбіне ССҚ-ны орнату кемшілігі – басқарудың, пайдаланудың және жөндеудің қиындығы. Жүзбелі бұрғылау қондырғыларынан бұрғылаудың көпжылдық тәжірибесі негізінен осы ұңғылардың суасты саға конструкциясының екі түрін анықтады.

Бірінші конструкцияда (5000-6500 м ұңғы тереңдігі үшін) диаметрі 762 мм фундаменталды тізбекті, 508 мм – кондукторды, 340 мм бірінші аралық тізбекті, 178 мм екінші аралық тізбекті қолданады. Қабаттарды бір мезгілде – бөлек пайдалануда екі тізбекті ССҚ-ды түсіріп, қолдануды пайдалану тізбектің диаметрі қамтамасыз етеді.

Екінші конструкцияны ұңғылардың қарапайым конструкциясында аз тереңдікте бұрғылау кезінде қолданады. Осы конструкцияда диаметрі 762 мм фундаменталды тізбек, 406 мм кондукторды, 273 мм аралық тізбекті, 178 мм пайдалану тізбекті қолданады. Теңізде БК және ЖББҚ-да бұрғылау жұмысын жүргізу үшін бір немесе екі блокты ССҚ-ны қолданады. Суретте көрсетілген бір блокты суасты саға қондырғысы келесі тармақтардан тұрады:

- 1-бұрғылаушы пульті;
- 2-штуцерлі манифольдпен басқару пульті;
- 3-аккумуляторлық қондырғы;
- 4-гидравликалық күш қондырғысы;
- 5-дистанциялы басқару пульті;
- 6-штангылы барабандар;
- 7-гидравликалық спайдер,
- 8-теңіз тұрақтың жоғарғы жалғануы;
- 9-телескопиялық компенсатор;
- 10-қосылғыш;
- 11-бұрыш компенсаторы,
- 12-теңіз тұрағының төменгі бөлігі;
- 13-бағыттауыштар;
- 14-суасты ысырмалар;
- 15-цангылы муфта;
- 16-тіректі плита;
- 17-акустикалық бергіш;
- 18-плашкалы превенторлар;
- 19-штуцерлі манифольд;
- 20-теңіз тұрақ.

Бір блокты ССҚ конструкциясының жетістігі – кешенді қондыруға және монтажға аз уақыт кетуі, және осы бірблокты саға қондырғы барлық бұрғылау уақыты аяғына дейін болуы. 3.13-суретте терең көп тізбекті ұңғыларды бұрғылауды қамтамасыз ететін бір блокты ССҚ конструкциясы келтірілген.



3.14-сурет. Теңіз тұрағы:
1-дөңгелек компенсаторы және арын
бұрғышы бар жоғарғы секция;
2- телескопиялық компенсатор;
3-тарту арқандары; 4- аралық
секция; 5-дөңгелек және
гидравликалық қосқышы бар
төменгі секция

Теңіз тұрағы

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

3.3. 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.



3.15-сурет. Тереңсулы ТСП-ның классификациясы

3.15-суретте тереңсулы теңіз стационарлы платформалардың классификациясы келтірілген. Классификацияның бірінші деңгейінде ТСП-ның қатты және серпімдіге бөлінгені байқалады. Авторлардың ойы бойынша бұндай 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-да 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 қозғалмайды 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.

Серпімді конструкциялар екінші деңгейде бекітілу тәсілі бойынша қыспалары бар мұнаралар, жүзбелі мұнаралар және серпімді мұнаралар болып бөлінеді.

Қыспалары бар мұнаралар өзінің тұрақтылығын: қыспалар жүйелерімен, жүзбелілік пантондар және кері салмақтары арқылы ұстайды (сақтайды).

Жүзбелі мұнаралар тербелмелі маятникке ұқсас. Олар өзінің тепе-теңдік күйіне жүзбелілік пантондар (жоғары жағынан орналасқан) арқылы келеді.

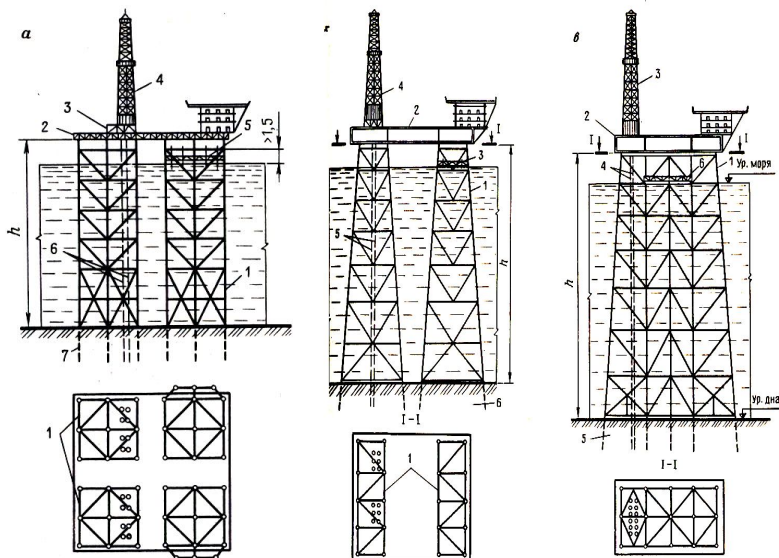
Серпімді мұнара вертикалдан толқындар әсерінен ауытқиды, бірақ серпіле орнына келеді. Қарастырылған топталуда 76 % - қатты платформалар құрайды.

Жалпы теңіз түбіне бекітілуі және тірелу 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.

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 (қатандықтар), бекітілу сипаты, материалы, тасымалдау тәсілі және тіректі бөлікті монтаждау.

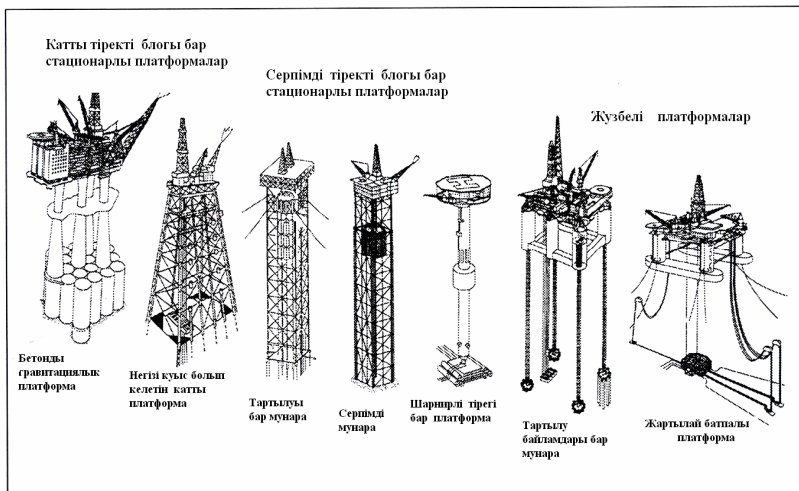


3.16-сурет. Каспий теңізінде қолданылатын ТСП сұлбалары:
 а — төрт блокты ТСП; 1 — тіректі блок; 2 — жоғарғы құрылым;
 3 — мұнара асты конструкциясы; 4 — бұрғылау мұнарасы;
 5 — причалды-қону құрылымы; 6 — суайырғыш тізбек (шегендеу);
 7 — свайлы фундамент; б" — екі блокты ТСП; 1 — тіректі блок;
 2 — жоғарғы құрылым; 3 — причалды-қону құрылымы; 4 — бұрғылау
 мұнарасы; 5 — суайырғыш тізбек; 6 — свайлы фундамент;
 в — моноблоқты ТСП; 1 — тіректі блок; 2 — жоғарғы құрылым,
 модульдері; 3 — бұрғылау мұнарасы; 4 — суайырғыш тізбек;
 5 — свайлы фундамент; 6 — причалды-қону құрылымы

«Баллункл» атты мұнарасы бар ТСП 411 м тереңдікке қойылуын 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 бекітетін болатты ферменділер, 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.



3.17-сурет. Шельфті мұнайгаз кен орындарын игеру үшін қолданатын қазіргі тереңсулы платформалар

Қатты ТСП–лар

Свайлармен бекітілген ТСП – свайлар арқылы теңіз түбіне бекітілген тіректі бөліктен және технологиялық қондырғылармен камтылған жоғарғы жабдықтардан тұратын гидротехнологиялық құрылым.

Тіректі бөлік немесе бірнеше блоктардан пирамида түрінде немесе тікбұрышты параллелепипед сияқты болып орындалады. Решеткалардың стерженьдері (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.

3.16-сурет а,б,в–да Каспий теңізінде қолданатын ТСП сұлбалары келтірілген. Төменде теңіз стационарлы платформаның қысқаша техникалық берілгендері көрсетілген. Мұнда платформа бір-бірінен 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 қамтамасыз ететін 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.....	71x50
тіректі блоктың.....	16x49

Салмағы, мың. т:

платформаның	12,1
тіректі блоктың.....	2,04

Тіректі блоктар теңіз түбіне свайлармен бекітіледі. Тіректі блоктарда модулдары сәйкес технологиялық, қосымша жабдықтары және жүйелерімен 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 магистральды құбырды орналастыруға кететін шығын бір километрге 2-3 млн., долларды құрайды.

Шельфті меңгеруде әрбір кезеңде пайда болатын мәселелерді шешуге, жаңа шешімдерді қабылдауды талап етеді.

Шельфті меңгерудің тұтас техникалық құралдар спектрі өңделген, оны таңдау технологиялық, геологиялық, гидрометеорологиялық, экономикалық, саясат жағдайларының жиынтығымен анықталады.

3.17-суретте ұңғыларды бұрғылау, барлау және мұнай газды өндіруге қажетті әртүрлі техникалық құрылымдар 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.

Гравитациялық теңіз станциялы платформалар (ГТСП)

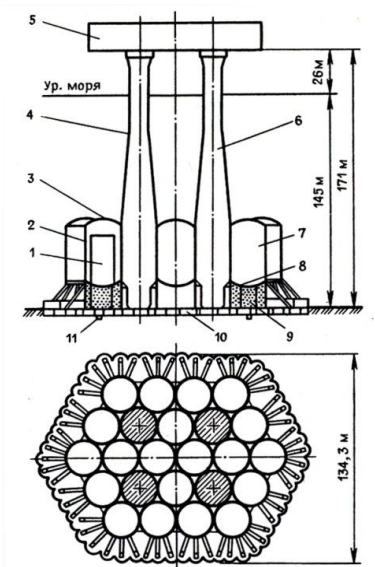
Гравитациялық ТСП-лар металды свайлы ТСП-дан конструкция, материалы, дайындалу технологиясы, теңізде орнатылуымен ерекшеленеді.

Толқындар мен желдердің сыртқы жүктемелер әсерінен болатын жалпы ГТСП-ның тұрақтылы, беріктігі өздерінің салмағымен және балласт массасымен қамтылады, сондықтан оларды теңіз түбіне бекіту қажеттілігі 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 (3.18-сурет).

Өте биік емес база тіректерімен салыстырғанда бір-бірімен қатаң байланысқан ұялы-понтондардан тұрып, төменгі жағы теңіз түбіне орналасатын кең ауданымен бітеді. Тіректі көпблоқты плиталар өлшемдері ұзындығы бойынша 180 м және ені бойынша 135 м-ге дейін жетеді.

ГТСП-ң жетістіктері – ол аз уақыт ішінде теңізде металл свайлы платформаларды свайлармен бекітіп, қондыру (яғни, 12 айда орындалатын жұмыс 24 сағатта орындалады).



3.18-сурет. «Кондип» платформасының сұлбасы:

- 1 – жанармай 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 – болат «юбкасы»;
11 – итифт

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 деформациялануы 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.

3.3.1. Гравитациялы-свайлы теңіз стационарлы платформалар. Серпімді мұнаралар

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 мұнаралар деп горизонтал белбеулерінің арасында арақашықтығы бірдей болатын сырықтар арқылы құрастырылған жұқа болат ферманы айтады.

Серпімді мұнара класына Мексика ағынында пайдаланатын 305 м тереңдіктегі «Лена» ТСП-ны жатқызады. Оның конструкциясы төртбұрышты қималы ферма болып келеді. Төртбұрыштың қабырғасы 36,6*36,6 м, биіктігі 320 м, салмағы 21 мың.т. 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 орналасы. 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 күштер свайлар, тартылулар, понтондарға, конструкция инерттілігіне таратылады. Конструкцияның дұрыс шешімін, осы жүктемелерді аталған бөлшектерге таратып алуға болады.

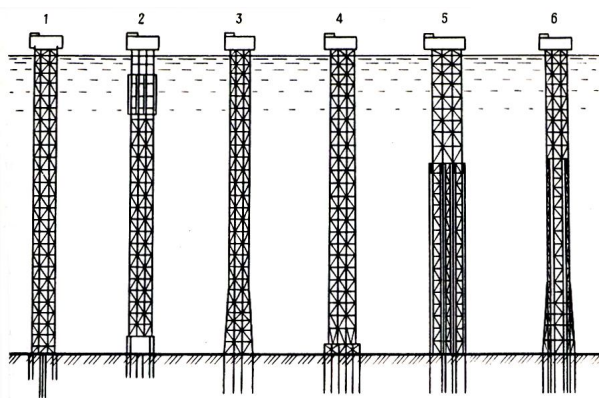
Понтондар көлденең күштерді компенсациялап, платформаның беріктігін қамтиды, тартылуларға түсетін жүктемелерді азайтып немесе толығымен алып тастайды.

Негіздің инерциясы тербелістердің периодын көбейтіп, амплитудасын азайтып, свайлармен тартылуларға динамикалық жүктемелерді сәйкес төмендетеді.

Серпімді мұнаралардың жобаларының варианттарында айырмашылық, ол берілген тербеліс периодымен және толқынды жүктемелермен анықталатын тәсілдерінде (3.19-сурет).



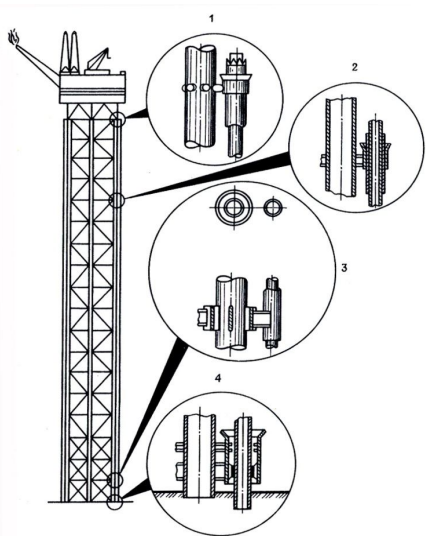
3.19-сурет. Серпімді мұнаралардың конструкция элементтеріне жүктемелерді тарату сұлбасы



3.20-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

катаңдығы иілгіш сырықтың негізгі тербелуінің үлкен кезеңі жеткенге дейін азайған. Иілгіш сырықтың негізгі тербелістерінің периоды деп көлденең тербелістердің периодын түсінеміз, ал екі реттік тербелістің периоды деп - иілгіш тербелістердің периодын түсінеді.



3.21-сурет. Платформа тіректеріне свайларды бекіту:

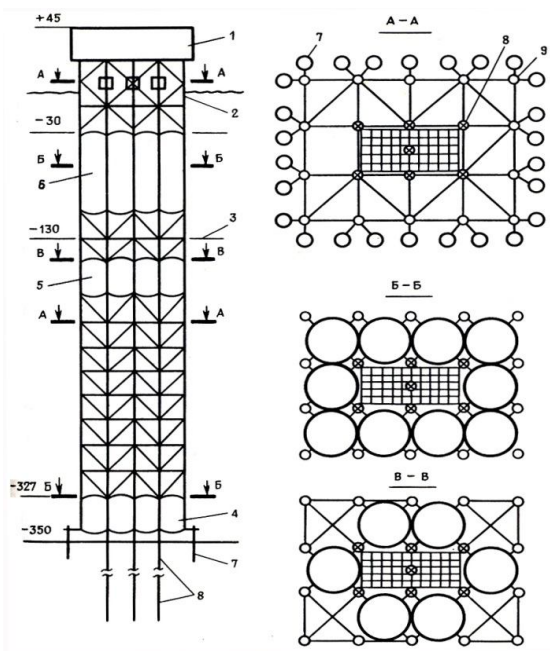
1-бағыттау төлкесіне пісірілген свай; 2- свай бағыттау төлкесінен еркін өтеді; 3-негізгі тіректе бағыттау төлкесінің бекіту тармағы; 4- төменгі ұзартылған бағыттау төлкесі

Көлденең тербелістің периоды 25 с. Иілу тербелістердің ең үлкен периоды 7 с шамасында.

Биіктігі 372 м мұнара (3.21-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 және секция ұзындығы 217 м өлшемдері 14,6*20 м 6 понтондардан тұрады. Жоғары понтондар теңіз деңгейінен 30 м төмен орналасады. Олардың периоды 6 с мұнара тербелісін болдырмайды.

Диаметрі 2134 мм 26 периферийлік свайлар горизонтал жүктемелерді қабылдайды, және олар теңіз түбіне 50 м-ге тереңдетіліп түсіріледі. X осі бойынша мұнаның 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 $1,12^0$ -градуска, ал үлкен толқуда – $2,52^0$ градуска өзгереді.



3.22-сурет. РВР платформа сұлбасы:

- 1-палуба массасы 30 мың. т; 2-ості свайды 10 м белгіде бекіту;
3-жоғарғы және төменгі секцияларды жалғау; 4-балластты
камералар; 5-төменгі понтондар; 6-жоғарғы понтондар;
7-26 периферийлік свайлар; 8-жеті остік 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 300 м-ден жоғары гравитациялы-свайлы негіздер ұшаяқ 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 15 м орталық тізбектен және ол диаметрі 8 м көлбеу тізбектермен ұсталады. ТСП конструкциясы төрт фундаментке қондырылады. «Хайлант» жобасында ортаңғы 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 мың.т. 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 110 м. Тіректер ортаңғы фермаға теңіз деңгейінен $40 \div 79$ м төмен бекітіледі.

3.4. Жартылай батпалы платформалар. Эстакадалар. Таязсулы негіздер

Теңіз кен орындарын игеру, әдетте барланған акваторияларда жүргізіледі.

Каспий теңізінде кен орындарды игеру үрдісінде теңіз стационарлы негіздерде орналасқан жеке объекттер арасында сенімді байланыс болуын қажет етті. Жүктерді кемелерде теңіз толқуының 4 баллы және желдің 5 балл болуында қиындай түсті. Содықтан, игеру орындарында кәсіпшілік объекттерінің арасында байланыс болуы үшін эстакадаларды құру қажет болады.

Осы тәсілдің маңызы – кен орынды игеру жобасының негізінде тармақталған магистральды эстакадалар желісін құру. Эстакадаларды құрумен қатар ұңғыларды бұрғылау және пайдалану үшін, эстакаданың жанына алаңдар, мұнай жинау пункттері, суларды жинау үшін сорапты, тазалау құрылымдары, тауарлы резервуарлар паркі, тұрғын үйлер салынады.

Эстакадалар деп бұрғылау платформалардың автокөлік арқылы су үстінде үздіксіз байланысын қамтамасыз ететін созылыңқы құрылымды айтады.

Теңіз эстакада теңіз толқынының жағдайына қарамай объектер арасында құрлықты байланыс үшін қажет, және онда келесілер орындалады:

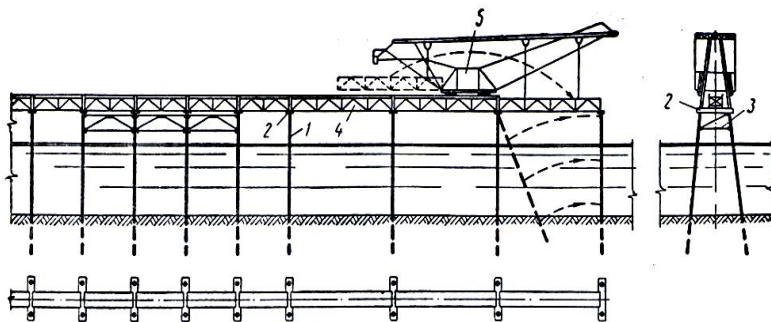
1. Теміржол транспортының, автокөлігінің қозғалысы;
2. Тағайындалуы әртүрлі (су, мұнай, газ, бу, топырақ ерітінділері үшін) қажетті құбырлар санын құру (орнату).

Жалпы айтқанда теңіз эстакадасы құбыршалы тіректерге тірелген, кеңістік фермалардан құрастырылған сызықты құрылым.

Терең емес акваторияларда жоғарғы жағынан ригельмен байланысатын екі көлбеу свайлардан тұратын жазық тіректер қолданылады.

Эстакаданың алаңдары олардың тағайындалуына қарамастан свайлы құбырлы тіректерге тірелетін көп қатарлы фермалар жүйесі болып келеді. Свайлы тіректері көлденең және тік қаттылығын қамтамасыз ететін ригельдер байланысқан.

Бір пролетті құрудың үрдістер циклі келесі негізгі жұмыстар түрінен тұрады, рамалы түрдегі свайлы тіректерді құрастыру, грунтқа свайларды кіргізіп, олардың жоғарғы жағын ригендермен байлау, пролетті құрылымдарды монтаждау, уақытша рельсті жолды құру.



3.23-сурет. Металды эстакада:

1-свай, 2- ригель, 3- көлденең су үсті байланыс, 4- ферма,
5- гипроморнефтің эстакадалы құрылыс краны

Су бассейнінің түбінен ұңғыны бұрғылау мүмкіндігін алу, одан кейін мұнай және газды өндіру үшін, бұрғылау және пайдалану жабдықты орналастыруға арнайы негіздерді құру керек. Стационарлы негіздер келесілерге бөлінеді: құйылған шығанақ свайлы түрдегі металконструкциялы негіздер, ірі блоқты түрлері, гравитациялы типті үлкен салмақты негіздер.

Шет елде ұңғыларды бұрғылау және мұнайды өндіру үшін металл стационарлы теңіз негіздері 6 м тереңдіктен қарапайым конструкциялы 305 м тереңдікте күрделі конструкциялыға дейін өз дамуын алды.

Свайлы және ірі блоқты типті металконструкциялы 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 бір деңгейде болатындай егіп кеседі. Құбырлар аяқтарын жазық металды фермалармен байланыстыратын, 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 фермалармен қамтылған. Олар түп рельефтің 1 м-ға дейін өзгеруінде қолдануға мүмкіндік береді.

Бақылау сұрақтары

1. Теңіз бұрғылау қондырғылары. Өздігінен көтерілетін бұрғылау қондырғысы (ӨҚБК).
2. Тірек тізбек 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?
10. Эстакада – дегеніміз не?

4. СУУСТІ ЖӘНЕ СУАСТЫ ТЕҢІЗ ҰҢҒЫМАЛАРЫНЫҢ ЖАБДЫҚТАРЫ

4.1. Суусті және суасты пайдалану

Теңіз мұнай газ кәсіпшілігі (ТМК) – теңіз кен орындарын мұнай, газ, конденсатты өндіру және жинауға, өнімді дайындау, тасымалдауға арналған технологиялық кешендер.

Өнімді өндіру фонтанды тәсілмен (ҚҚҰ әдісімен), одан кейін газлифтілі немесе өндірудің механикаландырылған тәсілдеріне көшіріледі. Өндірілген мұнай және газ газлифтілі циклда энергия тұтынудың ішкі қажеттілігі үшін қолданады.

ТМК-нің құрлықтағы кәсіпшілігінен айырмашылығы негізгі және қосалқы жабдықтарды теңіз мұнайгаз кәсіпшілікті гидротехникалық құрылымдарда орналастыру қажеттілігі.

ТМК-нің технологиялық сұлбалары тереңдік, толқын биіктігі, жел жылдамдығы, мұздардың пайда болуы және т.б. табиғи-климатты жағдайлардан тәуелді. Мұз қатпайтын акваторияларда пайдалану 300 м тереңдікке дейін жүзеге асырылады.

25-30 м тереңдіктерде ТМК көбінесе табиғи түбек, дамбалар (5-10 м), эстакадаларда және басқа свайлы құрылымдарда орналастырады.

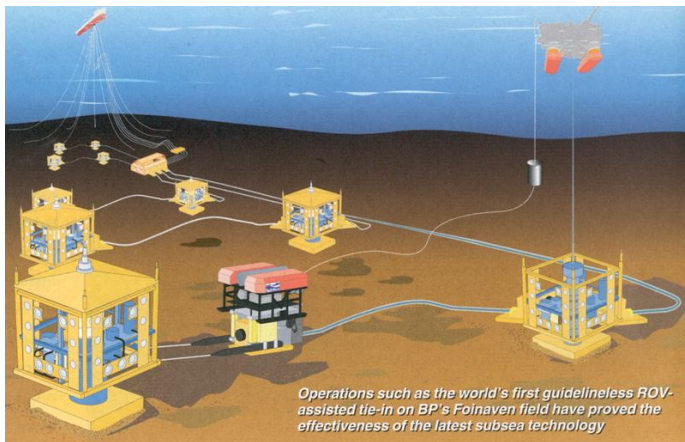
Суусті пайдалану – стационарлы платформалар, негіздер және эстакада алаңдарынан мұнай және газды алудың, тасымалдаудың шаралар кешені.

25-30 м тереңдікте металл немесе темірбетонды тіректі бөліктерден тұратын стационарлы платформалар қолданып, оған кәсіптік жабдықтарды орналастырады. 60-80 м тереңдікке дейін негізінен өндіру ұңғылары немесе технологиялық жабдықтары (өнімді жинау, дайындау үшін), энергетикалық объектері бар бірфункциялы платформалар қолданады.

80 м-ден жоғары тереңдік – көпфункциялы болып, әрбір платформа жеке мұнай газ кәсіпшілігі болып есептеледі. Платформалардың саны дренирлеу объектісімен анықталып, әдетте 2-ден 4-ке дейін болады. Шельфті пайдаланудың ерекшелігі көп шығындар және жабдықтарды орналастыру үшін орынның жетіспеушілігі. Осы шектеулер мұнай қабатының дренирлеу ауданын ұлғайту үшін көлбеу ұңғыларды бұрғылауға апарды.

Әрбір ұңғыны неғұрлым көп қоршап алуға жетуді бағытталған бұрғылау технологиясын көптеген мұнай компаниялары өңдеді. Мысалы, Статойл 7 километрлі ұңғыны бұрғылауды және ол платформадан қабаттың түбіне 5 км жайылған.

Сағасы суастында орналасқан ең алғашқы рет 1943 ж. Эрн өзенінде (АҚШ) 11,5 м тереңдікте бұрғыланған. Осы кезден бастан осы әдіспен әртүрлі теңіз кен орындарында: Мексикалық ағысы, АҚШ-тың Тұнық мұхит жағасында, Оңтүстік- Шығыс Азия жетегінде, Солтүстік теңізде жуықтап 300 ұңғы бұрғыланған. 1976-1980 жж. аралығында сағасы суастында орналасқан ұңғылар саны 217-ден 283-ке дейін барды. 1980 жылдың басында тағы 66 ұңғыны бұрғылау жоспарланған.



4.1-сурет. Суасты ұңғыларды пайдалану кешені

Теңіз кен орындарында ұңғы сағасы су астында орналасқан кезінде игеру өте күрделі болғанмен, бірқатар жетістіктерге ие болады.

Осы әдістің негізгі жетістігі, ол – мұнай кен орнын пайдалануға кезекпен жіберу мүмкіндігі. Әдетте ол тәжірибеде алғашқы мұнайды алуды жылдамдатады. Бұрғылау кемесінен бірнеше ұңғыларды бұрғылап, олардың саға үстіне сәйкес суасты арматураларын қондырып, пайдалануға еңгізу, қымбат

стационарлы платформаларды орнату және одан көлбеу бағытталған ұңғыларды бұрғылап, тек содан кейін кен орынды пайдалануға жіберуге қарағанда жылдам орындалады. Сонымен қатар, бұл әдіс кен орынның бірнеше геолог-физикалық сипаттамаларын игерудің алғашқы кезеңдерінде пайдалану параметрлерін алуға мүмкіндік береді.

Күрделі қаражат, қаржы салыстырмалы түрде аз болғандықтан, осы әдісі мұнай қоры көп емес кен орындарын игеру үшін қолдануға болады, өйткені стационарлы қымбат платформаларды пайдалану тиімсіз.

Сағасы су астында орналасқан жүйелердің тағы бір жетістігі, ол- түпте орналасқан қондырғының сыртқы климаттық жағдайлардан сақталатыны. Су үсті стационарлы платформалар үлкен қауіп төндіреді, ал осы кезде су астында қондырғыны орналастырудың бұндай қауіптігі жоқ, және өрт қауіптігі де болмайды.

Осындай жүйелердің кемшілігі үлкен тереңдікте болған жағдайда саға қондырғысына жету қиыншылығы және ұңғыларды жөндеу қиыншылығы болып саналады. Осыдан басқа, бұндай мәселені шешу үшін тәжірибелі сүңгуіршінің еңбегінің қажеттілігі.

Бірақ, көптеген шет ел мұнай фирмалары теңіз кен орнын, сағасы су астында орналасқан ұңғылармен игеру әдісінде мол байлықпен қарайды, өйткені осы әдіс тәжірибелі кезеңдерден шыққан жоқ және ол тек ғана жеке бөлінген ұңғылар үшін қолданады деп есептейді.

Су астында саға қондырғысын жеке тік бұрғыланған ұңғы сағасына немесе шектеулі тармақ ауданында бұрғыланған бағыттаушы ұңғылар сағасына орнатады. Су асты саға қондырғысын және манифольдті басқару үшін гидравликалық немесе электргидравликалық жүйелерді қолданады. Әрбір ысырмаларды басқару кемеден келетін жеке желілер арқылы немесе бір тармақтау блогы арқылы жүзеге асырылады.

Су асты қондырғыны орнатудың екі жүйесін бөледі:

- Су астында саға қондырғысының ашық орналасуы;
- Су астында саға қондырғысының жабық орналасуы – «құрғақ» (атмосфералы).

Ашық түрлі жүйелерде барлық саға жабдығы теңіз тереңдігіне сәйкес гидростатикалық қысым әсерінде болады. Жабық түрлі жүйелерде саға жабдығы арнайы батпалы камераларда орнатылып, оның ішінде атмосфералық не болмаса кішкене жоғарылатылған қысым сақталады. Осылардың ішінен ашық түрлі жүйелер «құрғаққа» қарағанда кеңінен қолдануда. Жабдықты жөндеу, монтаж және техникалық қызмет көрсету ашық жүйелерде манипулятор немесе сұңгуіршілер арқылы жасалынады, ал жабық жүйелерде – операторлар кәдімді киімдерімен атмосфералық камерада жүргізеді. Су асты сағаға арматураны орнату өлшемдермен, конструктивті шешімдермен айырықшаланады.

Суасты технологиясының сенімділігі

Сенімділікті қамтамасыз ету мәселесі – суасты технологиясын қолдануда ең маңыздысы болады, өйткені суасты жабдықты инспекциялау қиындатылған, ол оған қызмет көрсету немесе алмастыру үлкен шығындарға әкеледі. Сонымен қатар, суасты жабдықтардан бас тарту қоршаған ортаның күйіне әсер етеді. Суасты қаржыны қайтаруды қамту керек.

Суасты үрдістерін минимумға келтіру үшін инспекция жөндеуге немесе алмастыруға суасты жабдықтар компоненттерін алуды қамтамасыз ету маңызды болады. Осыған байланысты өнімнің үздіксіздігіне кепілдік бола алатын, суасты жүйелерге дубльдеу принципін енгізу қажет. Сондықтан модульді жүйелер стандартты компоненттерді қосумен жобалану арнайы сынамалар өткізу және сапасын қатаң бақылаумен дайындалу қажет.

Бір сөзбен айтқанда, суасты жүйелердің сенімділігін қамтамасыз ету үшін шығармашылық ізденулерді жаңа талаптарға сай біріктіріп, қолдану қажет.

Суасты жабдыққа қызмет ету

Жоғарыда айтылғандай суасты жабдықта қызмет көрсету мәселесі оның сенімділігін қамтамасыз етумен тығыз байланысты. Суасты не болмаса басқа да жүйелерге қызмет көрсету бір принциптерге негізделеді. Модульді жүйелерді қолдану сыналған компоненттерді қолдануды ұсынады, өйткені оларды алуға және жаңалармен ауыстыруға мүмкіншілік береді.

Бірақ, кез келген жүйеде тек бір кен орынға тағайындалған компоненттер болады. Олар алынбайды және кен орынды игерудің барлық кезінде қызмет көрсетеді. Басқа жүйелер бұзылуы мүмкін. Осындай жағдайда екі жол бар. Бірінші жол – суасты жүйесінде осы компоненттердің жоғарғы сенімділігін қамтамасыз ету. Екінші жол – жүйені жобалау кезінде бір компонент істен шыққанда оның функциясын басқа компоненттер орындай алатындай жасау. Олардың рентабельдігін талдау нәтижелерімен қатар қолдану мәселелерін шешу кезінде ескерілу керек.

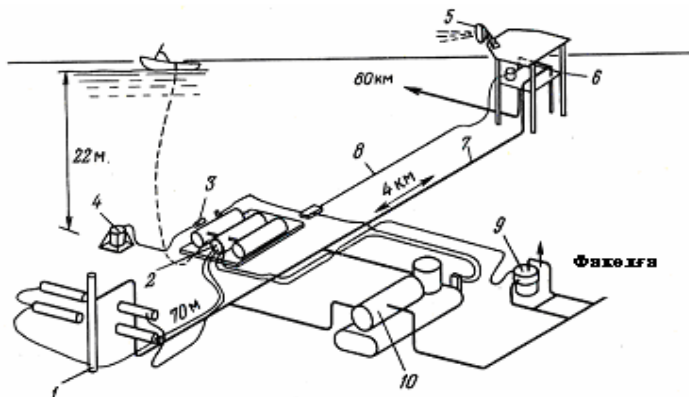
«Закум» суасты өндіру жобасы

«Закум» суасты өндіру жобасын жасау 1969 ж. тамызында ұңғы бұрғыланып 1972 ж. сәуіріне дейін жалғасқан кезде, және мұнай суасты сағалы арматурасы бар ұңғыдан жақын орналасқан платформаға дейін жеткен жағдайда болды. Осы мерзім ішінде әртүрлі суасты пайдалану қондырғылар және әртүрлі суасты үрдістер сыналды. Жобаны жүзеге асыру келесі мақсаттарды көздеді:

1. Суасты әдістер арқылы мұнай өндіруді қамту.
2. Суасты жабдықтарды және суасты әдістерді тәжірибе жинау және оны мұнай кен орындарын игеруде қолдану.

Жобада суастында мұнай өндіру аспектілердің барлығын алатын жабдықтар мен үрдістер сыналды. Негізгі пайдалану жабдықтарымен (саға арматурасы, қақпақтар, лақтыру желілер т.б.) қатар келесі жабдықтар түрлері болады:

- саға қондырғысы;
- мұнай және газ сепараторлары;
- газды лақтыру жүйелері;
- қақпақтар жұмысын реттеу құрылғысы;
- бақылау-өлшегіш аспаптар және байланыс жүйесі;
- электрэнергия көздері және оларды тарату жүйелері;
- құбырлар және манифольдар;
- арқан жұмыстары;
- сүңгуірші жұмыстары;
- қосымша кеме.



4.2-сурет. «Закум» бойынша суасты мұнай өндіру сұлбасы:
1-қақпақтарды іске қосу үшін екі құрылғы және қоректену блогы бар суасты ұңғы; 2-негізгі қоректену блогы; 3-трансформаторлар;
4-радиосигналдар; 5-радиобайланыс; 6,9- құбырлар; 8- кабель;
10-сепаратор

«Закум» суасты жүйені пайдалану жағдайлары жағымды болды. Судың тереңдігі 20 м-ден аспай, қондырғыны орнату және оған қызмет көрсетуі бойынша үрдістерді арнайы сүңгуіршілермен орындауға мүмкіндік берді. Сонымен қатар пайдалануды жеңілдеткен, жұмыстар орындалған жерден жаға базасының алыс болмағандығы. «Закум» жобасының арқасында суасты үрдістерін жүргізудің тәжірибесі үлкен тереңдіктерде алынды.

4.2. Мұнай ұңғыларын меңгеру әдістері

Ұңғыны меңгеру – ағымды шақыру және ондағы өнімді арттыру үрдістерінің технологиялық кешені. Ол қабаттың мүмкіндіктеріне сәйкес таңдалады. Ұңғыны қабатқа өткізгеннен кейін қабатты ашу және шегендеу ұңғысын перфорациялау, кейде оны қабатты екінші қайтара ашу деп те атайды, ұңғының түп аймағы әсіресе ашылған қабат үсті жағы сазды әктен немесе сазды қабықшамен ластанған болады.

Меңгеру мақсаты – коллекторлардың табиғи өткізгіштігі ұзындығы бойынша, қабаттағы перфорацияланған арынның

ашық бетіне дейін қалпына келтіру және ұңғы өнімін оның сәйкес потенциалды мүмкіндігінше алу.

Қабатты меңгеру әдістері қысым өте жоғары болғанда, яғни фонтандауды күткен жағдайда және қысымы аз, яғни ашық фонтандау қаупі жоқ және механикаландырылған әдіс қолданылатын болып екіге бөлінеді. Мұнай өндіру тәжірибесінде көптеген ашық фонтанды ұңғыларының ұзақ уақыт жануы, оның себебі қабатты ашу және ұңғыны меңгеру технологиясын бұзылу салдарынан болады. Мұндай құбылыстар ұңғының істен шығуымен қоймай, кен орынның өзі өнімінің азаюына әкеліп соқтырады.

Ағым шақырудың негізгі алты әдісін атап айтуға болады:

- тартание;
- поршеньдеу;
- ұңғы сұйығын алмастыру (тұғыздығы жеңіліне);
- компрессорлы әдіс;
- газды сұйық қоспаны айдау;
- терең сораппен сору.

Тартание – бұл ұңғыда сұйықты 16 мм жұқа арқанды лебедка көмегімен желонка түсіру арқылы алу. Желонка 8 м ұзындықты құбырдан дайындалады, оның төменінде штокты клапан бар, яғни шток белгілі бір жерге тірелгенде клапан ашылады. Желонка диаметрі көбінесе шегендеу құбырының 0,7 диаметрінен аспайды. Желонканың жоғарысында арқанға бекітілген қысқыштар қарастырылған желонканы бір түсіргенде сұйық көлемі $0,06 \text{ м}^3$ -тен аспайды.

Поршеньдеуде поршень диаметрі (25-37,5 мм) клапанды құбыр күйінде болады. Құбырдың сыртқы бетінде серпімді резеңкелі манжеттер (3-4 мт) сымды қор арқылы ұсталған. Поршень сұйық бағанасына түсірілгенде сұйық поршень арқылы поршень үсті кеңістігіне өтеді. Көтерілгенде клапан жабылады, ал манжеттер сұйық бағанасын қысып тұрған қысым арқылы, СКҚ қабырғаларына қысылып, тығыздалады. Поршеньді әдісте де саға ашық қалады, ол әрі қарай күтпеген қауіптердің болуымен байланысты.

Қабат сұйығын ауыстыру. Ауыстыру ұңғыға түсірілген СКҚ және саңылаусыздандырылған сағада жүргізіледі, бұл лақтырылуларды және фонтанды құбылыстан қорғайды.

Бұрғылаудан шыққан ұңғы әдетте сазды қоспамен толтырылған болады. Ұңғыны жуу сұйығымен немесе газдандырылған мұнаймен болсын жуғанда, оның түп қысымын мына көлемге азайтуға болады:

$$\Delta p = (\rho_1 - \rho_2) \lg cjs\beta \quad (1)$$

мұндағы ρ_1 – сазды қоспа тығыздығы; ρ_2 – жуу сұйығының тығыздығы; L – СКҚ түсірілген тереңдік; β – ұңғы қисықтарының орташа бұрышы.

Осындай әдіспен қабат қысымы үлкен $P_n \setminus \rho_2 qL \cdot \cos \beta$ және меңгеруге жақсы берілетін коллекторлары бар ұңғылар меңгеріледі. (1) формуладан көріп отырғандай сазды сұйығын ($\rho_1 = 1200 \text{ кг} \setminus \text{м}^3$) мұнайға ($\rho_2 = 900 \text{ кг} \setminus \text{м}^3$) ауыстырғанда, максималды қысымның түсуі тек барлық қысымнан 25 % ғана азаяды.

Осыдан да әдістің қолданылуы шектеледі. Ұңғыда сұйықтың ауыстырылуы сорапты агрегат көмегімен жүреді, ал кейде бұрғылау сораптарымен де іске асады. Кей жағдайларда берілген кенорында игеру кезіндегі қауіпсіздік және сенімділік біршама бар болса, онда қосымша поршеньді әдісте қолданылады.

Меңгерудің компрессорлы әдісі фонтанды ұңғыны меңгеруде, жартылай фонтанды және біршама механизацияланған ұңғыларда қолдануда кең өріс алды. Ұңғыға СКҚ тізбегі түсіріліп, ал сағасында фонтанды арматура қондырылады. Құбыраралық кеңістікке қозғалмалы компрессордан айдау құбыры қосылады.

Газды айдағанда құбыраралық кеңістіктегі сұйық СКҚ башмағына дейін ығыстырылады немесе СКҚ-ның түсірілу тесігіне дейін ол сәйкес тереңдікте алдын ала жасалады. Газ СКҚ-ға келіп, ондағы сұйықты газдайды. Нәтижесінде түп қысымы біршама төмендейді. Газдың шығымын бақылап, мөлшерлей отырып (ауа): құбырдағы газды-сұйық қоспаның тығыздығын, сонымен бірге түп қысымын да P_t -да мөлшерлеуге болады. $P_t \leftarrow P_{тка}$ болғанда ағым басталады, осыдан ұңғы фонтанды немесе газлифті режимге өтеді. Тәжірибе және

тұрақты ағым алғаннан кейін ұңғы ағымы стационарлы режим жұмысына ауыстырылып, жұмысын жалғастыра береді.

Меңгеру герматизацияланған ұңғыларда процестің параметрлерін үздіксіз бақылаумен жүреді. Сондықтан әдіс біршама қауіпсіз және қабатқа депрессияны әсер еткізуде біршама тиімділіктерге жетеді. Бірақ компрессорлы меңгеру әдісі бұзылғыш, тұрақсыз компрессорларда қолдану жұмысы шектеулі кей аудандарда ұңғы тереңдігі 4500-5500 метрде меңгеру қасиеттілігі туады, ал тереңдіктің өсуі ол да компрессорлы меңгеру әдісін қолдануда оның жұмысын шектейді.

Қабат энергиясын сұйық шығаруда және әртүрлі жууларда барынша пайдалану үшін СКҚ башмағы перфорацияның жоғарғы тесігіне дейін түсіріледі. Сұйық бағанасын СКҚ башмағына дейін ығыстыру үшін, әсіресе өте үлкен тереңдіктерде бірнеше МПа-ға дейін көтеретін қуатты компрессорлар керек. Бұл меңгеруді қиындатады, сондықтан құбыр тізбегінде алдын ала анықталған тереңдіктерде түсірілетін тесіктер деп аталатындар жасалады. Құбыр аралық өтіп жатқан сұйық бағанасы осы тесікке келгенде, айдау газы СКҚ арқылы сұйыққа қосылып тесіктен жоғары сұйық бағанасын газдайды. Егер СКҚ-дағы сұйық бағанасының тесіктен кейінгі газдалған қысымы P_1 болса, онда түп қысым P_t мынаған тең:

$$P_t = P_1 + (H - L)\rho_1 q \cos \beta : \quad (2)$$

мұндағы, H – түп тереңдігі (жоғарғы перфорацияға дейін);
 L – түсіру тесігі тереңдігі; ρ_1 – ұңғы сұйығының тығыздығы;
 β – ұңғы қисығының орташа бұрышы.

Айдалған газға дейінгі түп қысым:

$$P_{go} = H\rho_1 q \cos \beta - \rho_1 \quad (3)$$

(2) (3)-тен есептеп қабат депрессиясын анықтаймыз.

$$\Delta P = L\rho_1 q \cos \beta - P_1 \quad (4)$$

Бірақ L -дің көбеюімен P_1 -де көбейеді, ол негізінен айтқанда газ шығымына тәуелді, бірақ (4) формулада анықталған гидростатикалық қысымнан 7-10 %-дан артық түсірілмейді. Сондықтан терең ұңғыларда меңгеру үшін жоғары қысымды беретін компрессорлар қолданылуы керек.

Ұңғыны газды сұйық айдау арқылы меңгеру. Ұңғыға газды сұйық айдау арқылы меңгеруде таза газдың орнына құбыраралық кеңістікке газ қоспасын айдайды. Бұндай газды сұйық қоспаның тығыздығы айдалатын газ және сұйық шығынының қатынасына байланысты. Бұл процесс параметрлерін қадағалап отыруға мүмкіндік береді. Газды сұйық қоспаның тығыздығы таза газ тығыздығынан көп болғандықтан, ол біршама терең ұңғыларды қысымы аз компрессорлар көмегімен меңгеруге көмегін тигізеді. Бұл процесс қиын.

Газды сұйық қоспа айдағанда ауа көпіршіктеріне Архимед күші әсерінен олар ағымда бетке шығады. Бетке шығу жылдамдығы газды көпіршіктердің өлшеміне байланысты, сұйық тұтқырлығына және оның тығыздығына байланысты: көпіршік қаншалықты кіші, оның бетке шығу жылдамдығы соншалықты аз. Одан басқа газ СКҚ башмағына жетпей, түп қысымы азаяды. Біршама қажетті жылдамдық болу үшін үлкен шығымдар болуы қажет. Процестің қажетті жылдамдығы 0,8-1 м/с болса, процесс қуанарлықтай нәтижеге жетеді.

Түптен ауыр тұнбаларды ашып шығу үшін әдетте керу, жуу қолданылады. Сондықтан ГСК айдау, ол жуудан кейін іске асады, ол да керу, жуу жүйесіндей жолмен жүргізіледі.

ГСК айдау кезіндегі балансты қысымды сақиналы кеңістіктегі сораптың қысымы максималды болған кездегі мәнді жазып аламыз. СКҚ башмаққа дейін сұйыққа толтырылып; ол құбыр сырты кеңістік ГСК толтырылады; сонымен бірге екі жүйенің қозғалу жылдамдығы ГСК айдау жылдамдығына тең болған жағдайды қарастырып көреміз.

a_t – сұйықтың СКҚ-да үйкелу жерінен қозғалыс жылдамдығын жоғалту; a_k – сұйықтың сақиналы кеңістікте үйкелу әсерінен қозғалыс жылдамдығын жоғалту.

Кері жуудағы СКҚ башмақ қысымы сақиналы кеңістік жағынан мынаған тең:

$$P_{cm} = \rho_{cm} qL \cos \beta - a_k \rho_{cm} qL + P_k \quad (5)$$

башмак қысымы СКҚ жағынан тек:

$$P_T = \rho_{жс} qL \cos \beta + a_T \rho_{жс} qL + P_y \quad (6)$$

мұндағы, ρ_{cm} -сақиналы кеңістікте ГСҚ тығыздығының орта айдау мәні; β -қисаю бұрышы; P_k -сақиналы кеңістіктің сағасындағы айдау қысымы; q -жылдамдатылған еркін құлау.

Осыдан $P_T = P_{cm}$; сондықтан (5) және (6)-ны теңестіре отырып L -ді шешкенде мынаны аламыз;

$$L = \frac{P_k - P_y}{(\rho_{жс} - \rho_{cm})q \cos \beta + (a_T \rho_{жс} + a_k \rho_{cm})q} \quad (7)$$

(7) формула СКҚ башмагының берілген мәндерде ($\rho_{жс}, \rho_{cm}, P_k, P_y, a_T, a_k$) шектеулі тереңдігін анықтайды.

(7) формуладан сағалық қысымды аламыз, ол ГСҚ-ны айдау үшін берілген L тереңдікке СКҚ-і түсіруге қажет:

$$P_k = P_y + Lq[(\rho_{жс} - \rho_{cm}) \cos \beta + a_T \rho_{жс} + a_k \rho_{cm}] \quad (8)$$

P_y ; L ; $\rho_{жс}$ -мәндері әдетте белгілі болады. a_T, a_k және ρ_{cm} олар a_T -әдеттегідей құбыр гидравликасы формуласымен анықталады; ал a_k және ρ_{cm} -ЕЕМ (ЭВМ) қолдану арқылы қиын теңдеулермен анықталады.

Сұйықтың орналасу мөлшеріне байланысты, ГСҚ айдау қысымы үлкейе береді, ГСҚ СКҚ башмагына жақындағанда қысым максимумға жетеді. ГСҚ СКҚ-ға түскенде айдау қысымы азая бастайды.

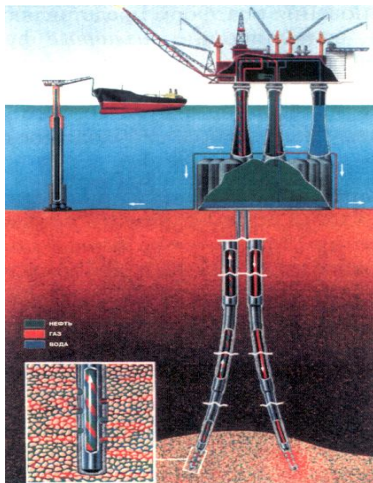
4.3. Теңіз кен орындарын игеру әдістері. Ұңғыларды орналастыру жүйелері. Қабаттың жұмыс режимдері

Теңіз кен орындарды игеру құрлықтағы кен орындарын игеруге қарағанда стратегияларды қолдануды қажет етеді. Негізгі айырмашылық ұңғылар саны және модельдерде.

Құрлықта қарапайым тор моделін қолданса, теңіз жағдайындағы ұңғыларды бірнеше «қатайған» орындардан (платформалар, суасты тіректі плиталар) бұрғылауға тура келеді. Сонымен қатар, теңізде дренирлеу орнын анықтау құрлыққа қарағанда өте маңызды болып келеді. Бірақ, көптеген мұнай компаниялары ұңғыны ең көп қоршап алуды қамту үшін бағытталу бұрғылау технологиясын өндірген.

Жобаны жүзеге асыру мүмкіндігін бағалау фазасында әртүрлі игеру сценарийлерін қарастырады. Кен орынды игерудің технологиялық сұлба сценарийлері келесілерден тұрады:

1. Саға платформалары, өндіру платформалары, тұрғылықты платформалау;
2. Интегралданған пайдалану платформалар;
3. Жүзбелі пайдалану жүйелері;
4. Суасты пайдалану жүйелері;



4.3-сурет. Теңіз платформасы кимада (OLF-1990)

Осылармен қатар, тасымалдау жүйелері келесілерді қоса қарастырады:

- газконденсатты экспорт құбырлары;
- экспорт мұнай құбырлары;
- мұнайды сақтау жүйесі.

Теңіз қондырғысының кампактілі сипатына байланысты персонал үшін жағдайлар жасау және қауіпсіздігіне үлкен стандарттармен қамтамасыз етуге қосымша шығындарды талап етеді (тұратын орын, қорғау шлюпкалар және т.б.).

4.3-суретте типті теңіз платформасы кескінде көрсетілген.

Ал 4.4-суретте Солтүстік теңізде қолданылатын кемеде орналасқан пайдалану қондырғылары кимада көрсетілген.

Екі еселенген және үш еселенген әдістерді енгізуге дейін мұнайды өндіру қабаттың және оны қанықтыратын флюидтердің энергиясынан жүзеге асырылған.

Табиғи (немесе бірінші реттік) ұңғыға сұйықтар мен газ ағындарының келу режимдері келесілер арқылы жүзеге асады:

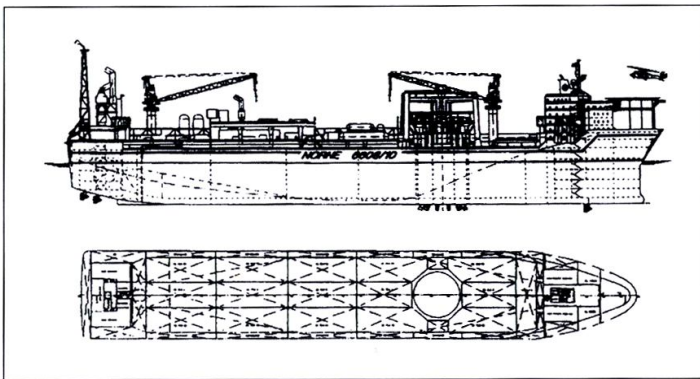
- серпімділік күштер әсері (серпімді немесе серпімді – суарынды фильтрация режимі);
- мұнайда газдың еруімен бөлінуінен (еріген газ режимі);
- қабаттың газға қаныққан бөлігінде газдың кеңеюі (газ төбесінің режимі);
- ауырлық күш әсері (гравитациялық режим);
- коллектор-жынысына үлкен тиімді кернеулер әсерінен жыныс қаңқасының беріктігін аз жоғалтуында коллекторлардың тығыздалуы.

Серпімді режим кен орынды бастапқы стадияларында пайдалану кезінде болады. Серпімді режимде қабаттың ұңғыға мұнай мен газдың фильтрацияланып қозғалуы мұнай мен газдың сығылуынан болады. Жыныстың серпімді деформациясы мен қабат қысымының төмендеу кезінде сұйықтардың көлемінің ұлғаюына әкеледі. Қабаттың таза серпімді режимі кезінде қабаттың мұнайбергіштігі 1-2 % аспайды.

Мұнай қабаттың айналасында суға қаныққан зонаның созылуы көп болуы серпімді режимнің **серпімді-суарынды режимге** ауысып, осы кезде нұсқа сыртындағы судың серпімді қасиеттері пайдаланады (яғни мұнайлылық нұсқасының сыртында орналасқан су). Осы режим қатаң-суарынды режимге ауысуы мүмкін, яғни бұл кезде ұңғылардан алынатын өнімнің

көлемі (мұнай, газ, су) қабаттың аймағындағы нұсқа сыртындағы сумен компенсацияланады. Осы кезде кеніште қабат қысымы бір деңгейде ұсталынып, мұнай өндірудің тиімділігін қамтамасыз етеді. Серпімді және қатаң-суарынды фильтрация режиміндегі алғашқысында қабатта болатын 35-тен 75 % дейін мұнайды алуға мүмкіншілік береді.

Қабат қысымы қанығу қысымынан төмендей бастағанда мұнайдан, газ бөліну үрдісі басталады. Қысым одан әрі төмендегенде газ көпіршіктері кеңейіп, мұнайды кезекті кеңістіктен ығыстыра бастайды. Бұл үрдісті еріген газ режимі деп атайды, өйткені мұнайды ұңғыларға көбінесе ығыстыратын еріген газ. Еріген газ режимі вертикал бағытта өткізгіштігі төмен болатын қабаттарда ұзақ тиімді болады. Кей жағдайларда қосымша бірнеше газдың бөлінуі екінші газ телпегін болдыруға әкеледі.



4.4-сурет. Солтүстік теңізде өндіру үшін қазіргі кемеі пайдалану қондырғысы («Норте» кемесі, Статойл)

Бақылау сұрақтары

1. Теңіз мұнай-газ кәсіпшілігі.
2. Суасты жабдыққа қызмет ету.
3. Ұңғыны меңгеру деп нені айтамыз?
4. Тортание деген не?
5. Теңіз кен орындарын игеру әдістері қандай?
6. Ұңғыларды орналастыру жүйелері.
7. Қабаттың жұмыс режимдері қандай?

5. ШЕЛЬФТЕ ҰҢҒЫМА ӨНІМІН ТАСЫМАЛДАУ ЖӘНЕ САҚТАУ

5.1. Құбыржелілер арқылы тасымалдау

Мұнайдан алынатын өнім, мұнай және газ тасымалдауға дайын болуы, өнімді қабаттан алғаннан кейін ол теңізден жағаға тасымалдануы керек. Өндіруші қондырғылардың монтажымен бірге құбырсалұшы баржалар құбыржелілерді төсеумен айналысады.



5.1-сурет. Суастында құбыржелілерді
төсеуге арналған баржа

Орын ауыстыру шегі бойынша құбыржелілер баржадан теңіз түбіне түсіріледі. Дәнекерлеу учаскісінен құбырлар рентгеноскопия учаскісіне орын ауыстырылады, онда әрбір жаңа дәнекерлеу жігі тексеріледі. Егер ақаулар табылмаса, дәнекерлеу шовы коррозияға қарсы оқшаулаумен жабылады.

Құбырөткізгіш мұнайды 5.2-суретте көрсетілгендей мұнай базасына әкеледі, онда өнім мұнай өндеуші зауыдқа тасымалдауға дейін сақталады.

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.



5.2-сурет. Құбырөткізгіштер арқылы өнімді жинау

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 магистральды құбырларды құру ең алғашқы рет 60 жылдары Южное газ кен орнының ашылуымен байланысты жүзеге асты. Осы кен орнына газды жағаға тасымалдау үшін ашық теңіз жағдайында магистральды 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 монтажды-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 кемемен 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 баллға дейін толқуында төсеуге болады.

5.2. Газды тасымалдау

Газды тасымалдау табиғи қысым есебінен жүзеге асады. Осыған байланысты қондырғы жүйесінде қысым жұмысшы қысымға немесе сағалы қысымға тең болады. Мұнайды, газды немесе газды конденсатты өндіру ауданынан өңдеу орнына тасымалдау суасты құбырөткізгіштер ойынша жүзеге асады.



5.3-сурет. Суасты техникалық жұмыстарына арналған кеме

Қазіргі кезде осындай кемелерде құбырөткізгішті салудың екі әдісі қолданылады. Құбырөткізгішті 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. Жартылай батырылған типті қазіргі құбыртөсегіштің жалпы түрі берілген. 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 құбырөткізгіш диаметрі 216-дан 813 мм-ге дейін, төсеу кезіндегі су тереңдігі 10 м-ден 300 м-ге дейін, құбыр төсеудің тәулік өнімділігі 1500 м-ден 1800 м/тәу.

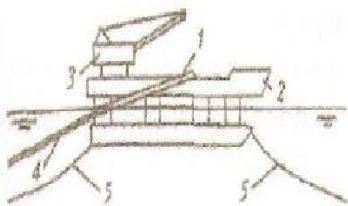
5.3. Мұнайды суастында сақтау

Төменде қалқып жүрмейтін, теңіз тереңдігіне сүйенетін мұнайды суастында сақтау жүйелері қарастырылады.

Мұнайды суастында сақтаудың артықшылықтары және кемшіліктері:

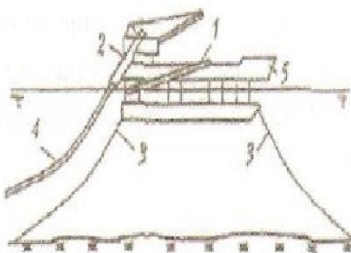
1. Мұнайды сақтауға арналған суасты сыйымдылығы қалқып жүретін сыйымдылыққа қарағанда толқынды жүктемелердің әсеріне ұшырамайды.

2. Мұнайды суастында сақтау кезінде сыйымдылықтың кемелермен соқтығысу қаупі болмайды.



5.4-сурет. Таяз тереңдікте құбыр төсеу:

- 1 – төмен түсіруші құрылғы;
2 – бөлім құрылғысы;
3 – кран; 4 – құбыр;
5 – зәкірлік арқан



5.5-сурет. Үлкен тереңдікте құбыр төсеу:

- 1 – төмен түсіруші құрылғы;
2 – стингер; 3 – зәкірлік арқан;
4 – құбыр; 5 – құбыр жүргізуші құрылғы

Мұнайды суастында сақтау айлақтың (причал) бағасы мен өлшемдерін азайтуға мүмкіндік береді, себебі оған теңіз тыныш болған кезде аз ғана танкерлер тоқталады, 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.

Барлық сорғыштар, таратушы клапандар және мониторлы жүйелер суастында орналасады және танкермен немесе платформамен дистанционды түрде қорғалады. Сонымен қатар, инспекция, қызмет көрсету және жөндеу сүңгуірлердің немесе арнайы суасты жүйелерінің араласуын талап етеді, ал олар белгілі бір тереңдікте жұмыс істейді. Мұнайды суастында сақтау бағасы өте жоғары болып келеді.

Бақылау сұрақтары

1. Ұңғымалы өнімді транспорттау түрлерін көрсетіңіз.
2. Транспорттау үшін турбоқұбырды жатқызу қалай іске асырылады?
3. Мұнайды суастында сақтаудың артықшылықтары және кемшіліктерін атаңыз.
4. Құбырларды ең алғашқы рет қалай орналастырады?
5. Жағадағы монтажды-пісіру алаңында не орындалады?
6. Стингер деген не және не үшін қажет?

6. ТЕҢІЗДЕГІ ТЕХНИКА ҚАУІПСІЗДІГІ ЖӘНЕ ЕҢБЕК ПЕН ҚОРШАҒАН ОРТАНЫ ҚОРҒАУ

6.1. 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.

Осы жұмыстардың барлығын орындау кезінде теңіздің мұнаймен, мұнай өнімдерімен, химиялық реагенттермен, қабаттың құммен ластануы мүмкін.

6.2. 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 штангаларды 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.

6.3. Мұнай және газ ұңғылары өнімдерінің қалдықтары

Каспий мұнай-газ кен орны 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 оқшаулануы үшін сонымен қатар гельдер түзетін композицияны пайдаланады. Бұл кезде гель түзілу үшін айдалатын реагентпен жанасу кезінде сәйкес келетін компоненттері бар қабаттарды тандайды.

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 тандау кезінде жер бетіне шығуымен жалғасады.

ТМД және шетелдерде құммен күресу үшін түптік аймақта дымкыл коллекторларды бекітуінің түрлі 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, компрессорлы 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.

6.4. 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, физикалық-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 10⁰С 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.

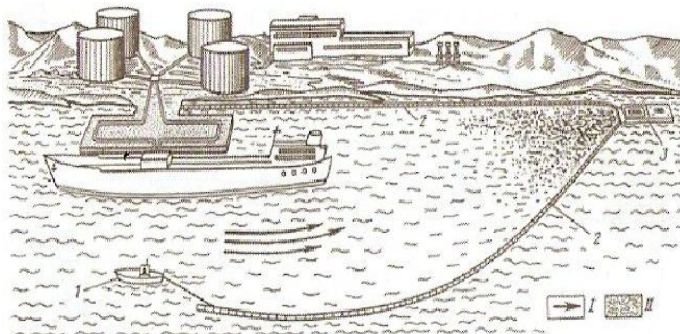
Физикалық-химиялық әдіс диспергенттер бентосына және басқа да химиялық препараттарға кері әсермен, мұнайдың өзінің массасымен салыстырғанда, төмен жұтымдылығымен сипатталады.

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 (*6.1-сурет*) мұнай төгінділерін жайылдырмау үшін қолданылады. Қоршаулар якорларда екі ұшында немесе қалқыма құралдар көмегімен ұстанады, немесе трал ретінде сүйреленеді. Қоршаудың әрбір ұзындығы қажет болғанда (ірі төгінділер кезінде), бонды зәкірлерде әрбір 30-45 м аралықта орнатады.



6.1-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

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.

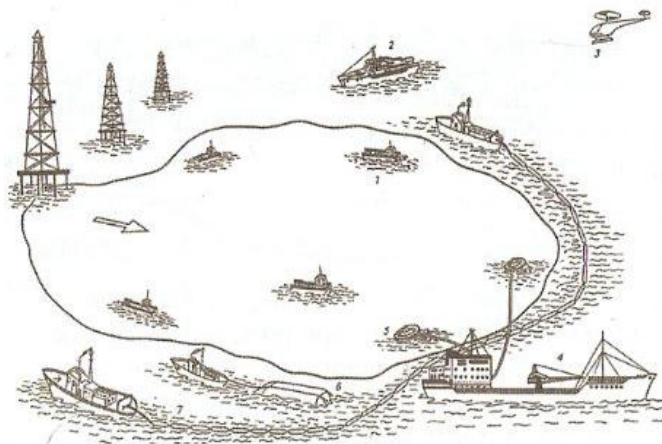
Қозғалу және бекіту тәсіліне байланысты мұнай жинау қондырғылары: өздігінен жүретін, стационарлы, сүйретілетін және сорапты болады, ал мұнай және мұнай жинау принципі бойынша абсорбционды және адгезиондық, шектік (порговые), ортадан тепкіш, сорғыш деп бөлінеді.

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 беттік бөлімі теңіз бетінен жиналған мұнайдың сыйымы ретінде пайдаланады. Арнайы айырғыш құралдары жиналған мұнайдың теңіз суынан бөлінуін камтамасыз 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 *6.2-суретте* көрсетілген.

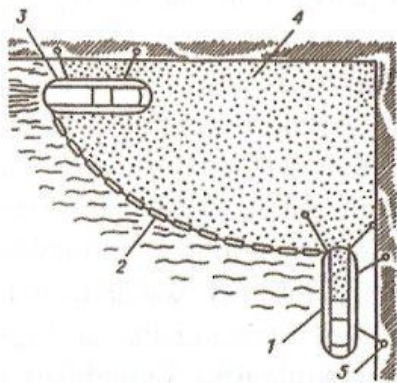


6.2-сурет. Ашық теңізде мұнайдың апаттық төгілуін экспедициялық кеме қатысуымен жою сұлбасы:

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.

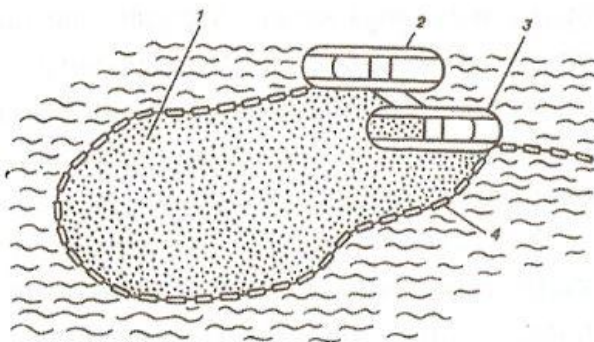
Мұнайды және қоқысты жинау сұлбалары *6.3-, 6.4-, 6.5-суреттерде* көрсетілген.



6.3-сурет. Айлақтар арасы бұрыштарындағы мұнайды және қоқысты екінші мұнайқоқыс жинағышты немесе катерді және бонды пайдаланып жинау:

*1-мұнай жинағыш; 2-бондар; 3-екінші мұнайқоқыс жинағыш;
4-мұнай және қоқыс; 5-швартовкалар*

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.



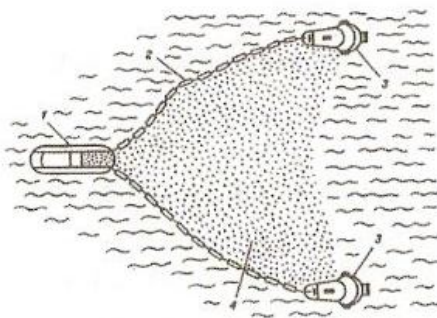
6.4-сурет. Акваторияның қоршалған учаскесіндегі мұнайды жинау:

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, резеңке) материалдары қолданылады. Жасанды сорбенттерді синтетикалық материалдардан дайындайды және материялық түйіршік түрінде шығарады. Табиғи сорбенттермен салыстырғанда, жасанды сорбенттердің артықшылығы – оның қайта қолдану мүмкіндігінде. *Түйіршіктелген сорбенттер* материалдылыққа қарағанда, тиімдірек және үлкен аудандағы мұнай ластануларын жоюға қолданылады.

6.5. 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 пунктті және кәсіпорынды жағымсыз әрі қауіпті әсерден қорғау болып табылады.



6.5-сурет. Акваторияның түбінде мұнайды бондарды қолданып жинау:

1-мұнайқоқыс жинағыш; 2-бондар; 3-бондарды сүйрегіштер; 4-мұнай

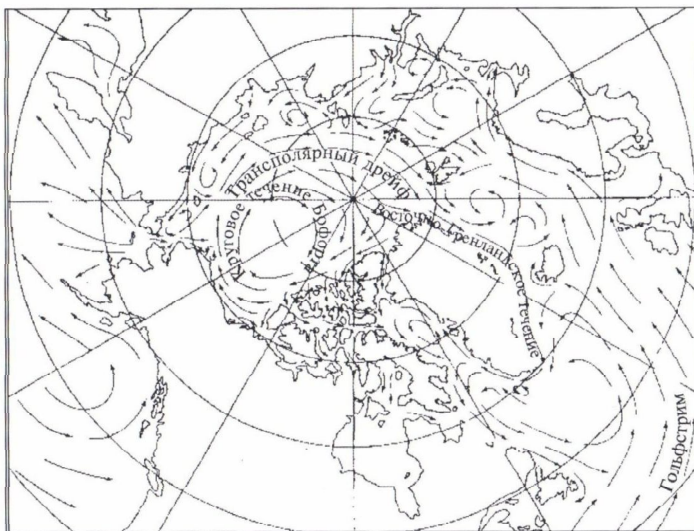
Технологиялық тізбекте апат болған кезде қауіпсіздік жүйесі барлық технологиялық үрдісті немесе оның жартысын тоқтату тиіс. Өрт кезінде қауіпсіздік жүйесі барлық қондырғының және өрт сөндіру жұмысынан басқа кез келген түрдегі жұмыстардың тоқтатылуын қамтамасыз етуі керек. Мұндай жағдайлар табиғи құбылыстармен, кемемен соқтығысудан, жабдықтың ақауынан, сонымен қатар қызмет көрсетуші қызметкердің қателігінен болуы мүмкін. Теңіз платформаларын жобалау кезінде технологиялық жабдықтың сенімді жұмысын қамтамасыз ету үшін:

- технологиялық жабдықты таңдаудың негізгі критерийі жұмыстың қауіпсіздігін қамтамасыз ету және табиғат қорғау шараларының орындалу 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.

6.6. 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. Бұл айырмашылық Гольфстрим ағысы әсерінен келетін температураға байланысты. Тіпті қыста да Баренц теңізінің оңтүстік-батыс бөлігінде мұздан ада (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 (6.6-сурет). Бұл бөлімде Бофорт, Карск, Печорск және Баренц теңіздеріндегі физикалық жағдайларының жалпы сипаттамасы келтіріледі. Физикалық жағдайлар бір теңіз көлемінде де қатты ерекшеленуі мүмкін 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.



6.6-сурет. Солтүстік теңіздердегі ағыстар бағыты

6.6.1. 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 желдері 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 максимальды 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 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 максимальды жылдамдығы Медвежий аралдарының айналасында байқалып, шығыс және солтүстік бағыттарда азаяды. Бұл аймақта сонымен қатар жел жылдамдығының 36 м/с-тан асатын максимальды 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 ($-18,3^{\circ}\text{C}$) және минимальды температуралар (-50°C) Карск теңізінде қыста байқалады. Бірақ ақпаннан бастап орташа температура Карск теңізімен салыстырғанда $5-7^{\circ}\text{C}$ -қа төмендейді, ал Печорск

теңізінің шығыс бөлігімен салыстырғанда 7-8°C-қа төмен болады; наурызда бұл айырмашылық сәйкесінше 2 және 11°C, ал сәуірде 5 және 7 °C-қа жетеді. Сонымен бірге, Босфорт, Карск және Печорск теңізінің шығыс бөліктерінде ауа температурасының температура минимумдары шамалас болады.

6.6.2. Теңіз толқуы мен ағыстары

Солтүстік теңіздерде, әсіресе Бофорт және Карск теңіздерінде толқындық режим толқын екпінін шектейтін мұз жабынының болуымен анықталады. Алайда толқын параметрлері өте үлкен болуы мүмкін, жұмыс деректері бойынша Босфор 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 максимальды 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 максимальды 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, жұмыс деректері бойынша 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.

6.6.3. Мұздық жағдайлар

2 және 3 бөлімдерде көрсетілгендей ауа температурасын, жел жылдамдығы және толқу параметрлерін қарастырылып жатқан акваторияларда салыстыруға келеді, әсіресе Бофорт және Карск теңіздерін. Бірақ бұл теңіздердің мұздық жағдайлары қатты ерекшеленеді. Онда көктемдегі мұзқырқалардың су асты бөліктерінің қалыңдығының орташа шөгуі көрсетілген және қыстағы. Бұл құбылыстың негізгі себебі ағыстар бағыты.

6.6.4. 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. Жағалық 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. Жұмыс деректері бойынша көпжылдық мұз бөлігі мамырда 40% және шілдеде 20%-ды құрауы мүмкін. 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 карашаның 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 3-5 м-ге дейін барады.

6.6.5 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 максимальды қалыңдығына жеткенде мұз жабыны біртекті болмайды. Мысалы, Карск теңізінде ол күзгі (1,2-1,8 м), қысқы (0,8-1,4 м) және кешкі қысқы мұз (0,4-0,8 м) бөліктерінен құралады. 6.15-кестеден

Бофорт және Карск теңіздерінің біржылдық мұздарының қалыңдығы бірдей екенін аңғаруға болады. Бұл ауа температурасының бірдей режимімен түсіндіріледі.

6.1-кесте

Ауа температурасының режимдері

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

6.1-кестенің жалғасы

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<18 м) 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.					

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 Америкалық 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.

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. Белағаштың 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 баллды 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 максимальды биіктігі шамамен 2 м болады. Ал кеш кезеңдерде 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 кайтудың 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.

Қорытынды

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. Баренц 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 бір жылдық Айсбергтер сынығы Жаңа Жер маңында кездесуі мүмкін. Қалыңдығы 3-4 м болатын кейбір көп жылдық түзілімдер теңіздің шығыс бөлігінде байқалған;

- карск теңізінде мұзқырқалар жағалық сызыққа параллель. Жағалық мұз зонасындағы желкендер биіктігі 0,5-2,5 м, бірақ максимальды 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 максимальды болып есептеледі.

Бақылау сұрақтары

1. Мұнай мен газды өндіру кезінде қоршаған ортаны қорғау.
2. Теңіздің ұңғымаларын жөндеу қалдықтарымен ластануын алдын қалай алуға болады?
3. Су қоймасының бетін мұнай және мұнай өнімдерінен тазалау қандай факторлармен ерекшеленеді?
4. Жел және ауа температурасы.
5. Теңіз толқуы мен ағыстар.
6. Мұздық жағдайлар.
7. Мұз жабыны.
8. Мұз түзілімдері.

Глоссарий

Континентальды еңіс – мұхиттың теңіз сулы бөлігіне континентальды 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 жыныстары 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 конус тәріздес масса.

Екі реттік мұнай өндіру әдістері – әртүрлі агенттерді (су, газ т.б.) қабат қысымын ұстау мақсатында айдауға негізделген әдістер.

Үшінші реттік өндіру әдістері – қабатқа 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 абсолюттік 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 жыныстарының критикалық тығыздығы – бұл жыныстың кез келген соңғы жылжуы кезінде, дилатация 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 аспаған ұңғыма.

Ашылу сипаты бойынша жетілмеген ұңғыма – бұл өнімді қабаттың барлық қалыңдығын ашқан, шегенделген және перфорацияланған ұңғыма.

Ұңғыманың гидродинамикалық жетілу коэффициенті – жетілмеген ұңғыма шығымын жетілген ұңғыма шығымына қатынасы.

Түп – бұл өнімді қабатты ашқан ұңғыма бөлігі.

Ағынды шақыру – тұрып қалған ұңғыма түбінде қарсы қысымдарды төмендетудің технологиялық процесс, 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 болатын физика-химиялық процестер 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 балқыманың жер бетінде немесе жер қыртысы қойнауында қату нәтижесінде пайда болды.

Шөгінді тау жыныстары – органикалық және неорганикалық заттардың су бассейнінің түбінде және материк бетінде шөгуі нәтижесінде пайда болады.

Метаморфтық 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.

Абсолютті немесе теориялық кеуектілік – жыныстағы барлық қуыстардың жалпы көлемі (кеуек, каверна, жарылыс).

Кеуектілік коэффициенті – 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 орыны – 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 көлем қатынасына тең.

Эксплуатациялық бағана – бұл мұнай және газды түптен сағаға көтеру үшін немесе қабат қысымын ұстау мақсатымен өнімді қабатқа суды (газды) айдау үшін арналған 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 коэффициенті – 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 кезеңінде, басым энергия түрі болып газ қалпағында жиналған бос газдың энергиясы әсер етеді.

Газ факторы – 1т шығарылатын мұнайға келетін, қалыпты жағдайға келтірілген газ мөлшері.

Индикаторлық қисық – депрессиядан сұйықтық сығу тәуелділік 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 үшбұрыш бойынша біркелкі орналастырылды.

Таңдаулы суландыру – бұл жүйеде суды айдау үшін ұңғымаларды, кенішті – геофизикалық гидродинамикалық зерттеудің берілгені бойынша ауданды біркелкі тор бойынша бұрғылаудан кейін тандайды.

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 кезд мұнайды көтеру үшін, осы ұңғыма ашқан газ қабаты энергиясын қолданылады.

Сазқышқыл – тұз қышқылы және плавикалы қышқыл қоспасы.

Сусыздандыру – судан шала тотықты немесе теміртотықты жою.

Каротаж – скважиналардың қабырғасында жүргізілетін геофизикалық сынаулар.

Валундар – үлкен домалақ тас.

БИБЛИОГРАФИЯЛЫҚ ТІЗІМІ

1. Сулейманов А. Б. и др. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. –М.: Недра, 1986.
2. В. Ф. Соколов и др. Морские инженерные сооружения. – С-Пб.; 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. А. Б. Золотухин, О. Т. Гудмestad, А. И. Ермаков и др. Основы разработки шельфовых и нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике -М.: Нефть и газ, 2000. –770 с.
6. И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров и т. д. Сб. задач по технологии и технике добычи. –М.: Недра, 1984.
7. Гусейнов Ч. С., Иванец В. К., Иванец Д. В. Обустройство морских нефтегазовых месторождений. – М.: «Нефть и газ» 2003.
8. Мицевич В. И. и др. Разведка и эксплуатация морских нефтегазовых месторождений.
9. Капустин Х. Я. Строительство морских трубопроводов – М.: Недра, 1982.
10. Кулиев Н. П. Основные вопросы строительства нефтяных скважин в море. –Баку. Азербайджан, 1958.
11. Никитин Б. А. и др. Расчет устойчивости морских нефтегазопромысловых инженерных сооружений гравитационного типа, –М.: РГУ им. И. М. Губкина, 2005.
12. Юрчук А. М., Истомин. Расчеты в добыче нефти. М. Недра, 1979.
13. Alepheld, G. and Herzberger. Introduction to Interval Computations, Academic Press, New York, 1983.
14. Zadeh L. A. Fuzzy Sets, Information and Control, 1965, v.8.
15. Jones, A. Kaufmann, and H.-J. Zimmerman. Fuzzy Sets Theory and Applications, D. Reidel Publishing Company, Dordrecht, 1985.

16. D. Dubois, H. Prade. Operations on Fuzzy Numbers, Int. J. Systems SCI, 1978, v.9.

17. Аманқұл Ә. С. Теңіздегі ұңғымаларды бұрғылау және аяқтау.-Алматы, ҚазҰТУ, 2001.

18. Ахмеджанов Т. Қ., Қартабай А. Т., Қамбақов Т.У. «Мұнай және газ кен орындарын игеру және пайдаланудың негіздері», -Алматы, «Дәуір», 2011.

19. Ахмеджанов Т. Қ., Қартабай А. Т., Нұранбаева Б. М., Молдабаева Г. Ж. «Мұнай-газ жабдықтарын коррозияға қарсы қорғау», -Алматы, «Дәуір», 2011.

20. Ахмеджанов Т. Қ., Қартабай А. Т., Ақашев Б. Т. «Мұнай және газ өндірудің техникасы мен технологиясы», -Алматы, «Дәуір», 2011.

21. Ахмеджанов Т. К., Ысқақ А. С. Освоение шельфовых месторождений -Алматы: КазНТУ, 2008.

22. Карабалин У. С., Ермаков М. М. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. –Алматы, 2004.

МАЗМҰНЫ

	Кіріспе.....	3
1.	Теңіздегі инженерлік-геологиялық жұмыстар.....	6
1.1.	Жыныс түрлері, көмірсутектердің жаратылысы және олардың жиналуы.....	6
1.2.	Мұнайкәсіпшілік геологиясының негіздері.....	7
1.3.	Басқа жаратылыс жиналымдары.....	8
1.4.	Шөгінді жыныстардың негізгі типтері.....	8
1.4.1.	Көмірсутектердің жаратылысы және олардың жиналу жағдайлары.....	10
1.4.2.	Көмірсутектердің жиналуы мен миграциясы.....	12
1.4.3.	Мұнай мен газ кеніштерінің қалыптасуы үшін қажетті ұстағыштардың жіктемесі.....	14
1.5.	Көмірсутектердің әлемдік қорларының ұстағыш түрлеріне байланысты таралуы.....	15
1.5.1.	Норвегияның континентальді шельфіне тән ұстағыштар түрлері.....	16
1.6.	Қазақстанның теңіз жобалары.....	17
1.6.1.	Солтүстік Каспий жобасы (Қашаған).....	18
1.6.2.	«Құрманғазы» жобасы.....	22
1.7.	Арктика бассейндерінің табиғи резервуарлары және олардың мұнайгаздылығы.....	24
1.8.	Арктикалық шельфтің шығыс сегменті Арктикалық шельфтің МГБ: Баренцево теңіздік, Тимано-Печорск, Оңтүстік – Карск, Лаптевых теңізі бассейні.....	31
1.9.	Солтүстік – Атлант шельфінің МГБ: Солтүстік теңіздік және Норвежді –Батыстық – Баренцевотеңіздік.....	43
1.10.	Арктикалық шельфтің батыс сегменті. Свердрупский бассейндері, Маккензи дельта өзендері – Бофорт, Солтүстік – Аляскалық, Солтүстік- және Оңтүстік - Чукотск теңіздері <i>Свердрупск МГБ</i>	47
1.11.	Тынықмұхиттық қозғалмалы белдемнің Солтүстік – батыс секторы Охоттық МГБ және Берингов теңізінің бассейндері (Анадыр және Наваринск бассейндері).....	50

	Бақылау сұрақтары.....	56
2.	Ұңғымаларды бұрғылау, табиғи кен орындарды өңдеу және пайдалану.....	57
2.1.	Бұрғылау жұмыстарының инженерлік қамтамасыздандырылуы.....	57
2.2.	Бұрғылау жабдықтары.....	59
2.3.	Ұңғы.....	67
2.4.	Әр түрлі жұмыстарды орындауға арналған кен орындағы ұңғылар түрлері.....	68
2.4.1.	Бағытталған бұрғылау.....	69
2.4.2.	Бұрғылау қашауы.....	71
2.4.3.	Ұңғыны аяқтау.....	72
2.5.	Денсаулық сақтау, қоршаған ортаны қорғау, қауіпсіздікпен қамтамасыздандыру шаралары.....	73
2.5.1.	Түсініктемелер.....	74
2.5.2.	Табиғи көмірсутекті кен орындарды игеру.....	76
2.6.	Ұңғыны кен орнында орналастыру жүйесі.....	82
2.7.	Ығыстыру үрдісімен қабатты қамтудың тиімділігін бағалау.....	86
2.8.	Кен орнын игеруді қиындататын факторлар.....	90
2.8.1.	Кен орындарында ұңғылардың орналасуы және перфорациялау аралықтарын таңдау.....	94
2.8.2.	Ұңғыларды аяқтау.....	100
2.9.	Көлденең, көпоқпанды және тармақталған ұңғылар.....	102
2.10.	«Заманауи» ұңғылар.....	106
2.11.	Мұнайды бұрғылау әдістері.....	107
2.11.1.	Ұңғымадағы энергияның теңгерілу.....	108
2.11.2.	Бұрғылайтын ұңғымаларды пайдаланудың негізгі тәсілдері.....	110
2.11.3.	Гидродинамикалық жүйе «Қабат (түп аймақ бойынша)-ұңғымада- терең қондырғы - лифт». Ұңғыманың қысым сипаттамасы.....	111
2.12.	Терең сорапты пайдалану.....	112
	Бақылау сұрақтары.....	112
3.	Теңіздегі қалқыма және тұрақты бұрғылау технологиясы.....	114

3.1.	Теңіз бұрғылау қондырғылары. Өздігінен көтерілетін бұрғылау қондырғысы (ӨҚБҚ). Тіректі тізбектер түрлері.....	114
3.1.1.	Теңіз бұрғылау қондырғылары. Жартылай батпалы бұрғылау қондырғылар (ЖББҚ).....	122
3.1.2.	Теңіз бұрғылау қондырғылары. Бұрғылау кемелері (БК).....	126
3.1.3.	Жүзбелі бұрғылау құрылғыларын (ЖБҚ) ұстау жүйелері.....	130
3.2.	Теңіз ұңғыларын бұрғылау ерекшеліктері. Суасты саға қондырғысы.....	132
3.3.	Теңіз стационарлы платформалар (ТСП). Гравитациялық платформалар.....	141
3.3.1.	Гравитациялы-свайлы теңіз стационарлы платформалар. Серпімді мұнаралар.....	149
3.4.	Жартылай батпалы платформалар. Эстакадалар. Таязсулы негіздер.....	153
	Бақылау сұрақтары.....	156
4.	Суүсті және суасты теңіз ұңғымаларының жабдықтары.....	157
4.1.	Суүсті және суасты пайдалану.....	157
4.2.	Мұнай ұңғыларын меңгеру әдістері.....	162
4.3.	Теңіз кен орындарын игеру әдістері. Ұңғыларды орналастыру жүйелері. Қабаттың жұмыс режимдері.....	168
	Бақылау сұрақтары.....	170
5.	Шельфте ұңғыма өнімін тасымалдау және сақтау.....	171
5.1.	Құбыржелілер арқылы тасымалдау.....	171
5.2.	Газды тасымалдау.....	173
5.3.	Мұнайды суастында сақтау.....	174
	Бақылау сұрақтары.....	175
6.	Теңіздегі техника қауіпсіздігі және еңбек пен қоршаған ортаны қорғау.....	176
6.1.	Мұнай мен газды өндіру кезінде қоршаған ортаны қорғау.....	176
6.2.	Ұңғының ағымдағы және күрделі жөндеулері кезінде қоршаған ортаны қорғау.....	176

6.3.	Мұнай және газ ұңғылары өнімдерінің қалдықтары.....	177
6.4.	Су бетінен мұнай мен мұнай өнімдерін оқшаулау	178
6.5.	Мұнай, газ өндіретін кәсіпорында еңбекті қорғау	183
6.6.	Солтүстік Мұзды мұхитының кейбір теңіздерінің қоршаған ортасының табиғат жағдайларын салыстыру.....	184
6.6.1.	Жел және ауа температурасы.....	186
6.6.2.	Теңіз толқуы мен ағыстар.....	187
6.6.3.	Мұздық жағдайлар.....	188
6.6.4.	Мұз жабыны. Бофорт теңізі	188
6.6.5.	Мұз түзілімдері.....	190
	Бақылау сұрақтары.....	195
	Глоссарий.....	196
	Библиографиялық тізімі.....	201

Оқулық басылым

Е. К. Джексенбаев

ШЕЛЬФТЕГІ КЕН ОРЫНДАРЫН
ИГЕРУ МЕН ПАЙДАЛАНУ

Оқу құралы

РБ бастығы

З. А. Ғұбайдулина

Редакторы

А. Бейсебаева

Компьютерлік беттеу

Д. Ш. Тажиева

Басуға қол қойылды 27.03.2015 ж.

Таралымы 500 дана. Пішімі 60х90 1/16. №1 баспаханалық қағаз.

Көлемі 12,9 е.-б.т. 12,0 ш.б.т. Тапсырыс № 326.

Бағасы келісімді.

Қ. И. Сәтбаев атындағы

Қазақ ұлттық техникалық университетінің басылымы,

Оқу-баспа орталығы

Алматы, Сәтбаев көшесі, 22

ISBN 978-601-228-719-6



9

7 8 6 0 1 2 2 8 7 1 9 6