

оборудование и технологии, особенно, когда речь идет о работе на шельфе арктического региона и холодных морей Дальнего Востока. Как решается сегодня технико-технологическая задача обеспечения добычи на шельфе северных морей? Континентальный шельф России характеризуется крайне сложными природно- климатическими условиями, что добавляет новый уровень сложности в проблемах освоения морских углеводородных месторождений, а стратегия работ на шельфе должна основываться на новых эффективных технико-технологических решениях, обеспечивающих рациональное использование природных ресурсов, снижение капитальных вложений, выполнение требований безопасности и охраны окружающей среды. В этом контексте ввод в разработку месторождений шельфа арктических и дальневосточных морей является, по существу, крупнейшей стратегической и инфраструктурной проблемой, требующей для своего решения создание и внедрение новых видов техники и технологий, а также необходимых объектов инфраструктуры. Процессы реализации указанных проектов сопряжены с уникальностью каждого месторождения, необходимостью принятия ключевых решений (технических, организационных и инвестиционных) в условиях значительной неопределенности, большой капиталоемкостью проектов и высокой степенью инвестиционных рисков.

### **RESUME**

This article discusses the development of hydrocarbon fields of the continental shelf is a complex science-intensive technical problem associated with exploration, drilling, oil and gas production, field preparation and transportation of hydrocarbons to consumers. Successful implementation of all these technological operations requires the most modern equipment and technologies, especially when it comes to work on the shelf of the Arctic region and the cold seas of the Far East. How is the technical and technological task of ensuring production on the shelf of the Northern seas being solved today. The continental shelf of Russia is characterized by extremely complex natural and climatic conditions, which adds a new level of complexity in the problems of development of offshore hydrocarbon fields, and the strategy of work on the shelf should be based on new effective technical and technological solutions that ensure the rational use of natural resources, reducing capital investments, meeting the requirements of safety and environmental protection. In this context, the commissioning of offshore fields in the Arctic and far Eastern seas is, in fact, the largest strategic and infrastructural problem that requires the creation and introduction of new types of equipment and technologies, as well as the necessary infrastructure. The processes of implementation of these projects are associated with the uniqueness of each field, the need to make key decisions (technical, organizational and investment) in conditions of significant uncertainty, high capital intensity of projects and a high degree of investment risks.

ӘОЖ 622.279.34

**Мурзагалиева А.А.**, аға оқытушы, магистр

«Жәңгір хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық-техникалық университеті» КеАҚ, Орал қ., Қазақстан Республикасы

### **ТЕҢІЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ӘДІСТЕРІ ЖӘНЕ ҰҢҒЫМАЛАРДЫҢ ОРНАЛАСУ ЖҮЙЕЛЕРІ**

#### **Аннотация**

Бұл мақалада теңіз кен орындарын игеру жер үсті кен орындарын игеруден ерекшеленетін стратегияны қолдануды талап ететіні көрсетілген. Негізгі айырмашылық ұңғымалар мен олардың модельдері қатарында. Теңіз әзірлемелері кезінде платформаларда ұңғымалар, өндіруге арналған жабдықтар, қосалқы жүйелер мен персоналға арналған тұрғын үй-жайлар орналастырылуы тиіс. Көптеген сәулелерде, су асты ұңғымаларын балама ретінде немесе платформалық ұңғымаларға қосымша ретінде пайдалана алады. Сондай-ақ көпфазалы ағынның болуын ескеру керек, тіпті, қайта өңдеу орталығы (платформа немесе терминал)

шырша жеткілікті үлкен қашықтықта орналасқаны анықталған. Жоғарғы құрылыстардың салмағының ұлғаюына қарай платформаның тірек блоктары айтарлықтай артатыны және тұратыны анықталған. Сондықтан оған салынған жабдықтың көлемін азайту маңызды. Бұл жобаны әзірлеу кезеңдерінде орын алған мәнге ие. Платформадағы қайта өңдеу жабдықтарының санын кез келген ұлғайту персоналдың, құрал-саймандар санының және құрал-жабдықтарды жөндеудің ұлғаюына әкеледі. Бұдан әрі дренаждау моделіне және өнімнің талап етілетін түрін анықтауға негізделген кен орнын игеру схемасы қалдырылуы тиіс екені ұсынылған.

***Түйін сөздер:** жоғарғы құрылыстар, платформалар, экспорттық мұнай құбырлары, екінші және үшінші әдістер, серпімділік режим, су қысымды режим, еріген газ режимі, гравитациялық режим, мұнай беруді ұлғайту әдістері.*

**Кіріспе.** Теңіз кен орындарын игеру жер үсті кен орындарын игеруден ерекшеленетін стратегияны қолдануды талап ететіні көрсетілген. Негізгі айырмашылық ұңғымалар мен олардың модельдері қатарында. Теңіз әзірлемелері кезінде платформаларда ұңғымалар, өндіруге арналған жабдықтар, қосалқы жүйелер мен персоналға арналған тұрғын үй-жайлар орналастырылуы тиіс. Көптеген сәулелерде, су асты ұңғымаларын балама ретінде немесе платформалық ұңғымаларға қосымша ретінде пайдалана алады. Сондай-ақ көпфазалы ағынның болуын ескеру керек, тіпті, қайта өңдеу орталығы (платформа немесе терминал) шырша жеткілікті үлкен қашықтықта орналасқаны анықталған. Жоғарғы құрылыстардың салмағының ұлғаюына қарай платформаның тірек блоктары айтарлықтай артатыны және тұратыны анықталған. Сондықтан оған салынған жабдықтың көлемін азайту маңызды. Бұл жобаны әзірлеу кезеңдерінде орын алған мәнге ие. Платформадағы қайта өңдеу жабдықтарының санын кез келген ұлғайту персоналдың, құрал-саймандар санының және құрал-жабдықтарды жөндеудің ұлғаюына әкеледі. Бұдан әрі дренаждау моделіне және өнімнің талап етілетін түрін анықтауға негізделген кен орнын игеру схемасы қалдырылуы тиіс екені ұсынылған. Бағалау фазасында жобаны жүзеге асыру мүмкіндігін әзірлеудің әртүрлі сценарийлері қарастырады, ал кен орнын игерудің оңтайлы схемасы жоба тұжырымдамасын қалыптастыру фазасында егжей-тегжейлі аяқтау алады.

Типтік сценарийлер техникалық схема әзірлеу әдісі қамтиды:

1. саға платформалары, + өңдеу платформалары + тұрғын платформалары;
2. интеграцияланған эксплуатациялық платформалар;
3. жүзбелі эксплуатациялық жүйелер;
4. су асты эксплуатациялық жүйелер.

Бұдан басқа, мыналарды қамтитын тасымалдау жүйесі қаралуға тиіс: - газконденсатты экспорттық құбыржолдар; - экспорттық мұнай құбырлары; - мұнайды теңіз арқылы тиеумен бірге сақтау жүйесі.

Мұнай беруді ұлғайтудың екінші және үшінші әдістерін енгізгенге дейін мұнай өндіру қабаттың табиғи энергиясы мен оны қанықтыратын флюидтердің пайда болуы есебінен жүзеге асырылды.

Сұйықтықтар мен газдың ұңғымаға ағуының табиғи (немесе оны қалай атайды, алғашқы) режимі:

- серпімділік күштерінің әсері (Серпімділік және қатты су қысымды сүзу режимі деп аталады);

- мұнайда бастапқы ерітілген газдың бөлінуі және кеңеюі (ерітілген газ режимі);

- қабаттың газға қанықпаған бөлігіндегі газдың кеңеюі (газ қақпағының режимі);

- ауырлық күштерінің әрекеті (гравитациялық режим));

- жыныстың қаңқасы беріктігінің ішінара жоғалуы кезінде коллектор-жынысқа шамадан тыс өскен тиімді кернеулердің әсерінен жыныстардың тығыздалуы.

Серпімділік режим кен орнын пайдаланудың бастапқы сатысында барынша толық көрінеді. Сүзгілеудің серпінді режимі кезінде қабаттан ұңғымаға мұнай қозғалысы қабаттық қысымның төмендеуі кезінде олардың көлемінің ұлғаюына және порттық кеңістіктің көлемін төмендететін жыныстың серпімді деформациясына әкелетін өнімді қабатты қанықтыратын

мұнай мен судың қысымымен байланысты. Қабаттың мұнай берудің таза серпімді режимі байқалған кезде, әдетте, 1-2% - дан аспайды [1].

Мұнай қабатының айналасындағы ұзындығы бойынша үлкен су қанықпаған аймақтың болуы қатты режимнің қатты-су қысымды режимге көшуіне ықпал етеді, бұл ретте сарқынды судың (яғни мұнайдың сыртқы контурына кіретін су) және су тұтқыш қабаттың серпімді қасиеттері пайдаланылады. Бұл режим өз кезегінде ұңғымадан алынатын өнімнің (мұнай, су және газ) көлемі қабаттың қараңғылық аймағынан судың ағуымен өтелетін қатты-су қысымды режимге көшуі мүмкін. Шоғырдағы қабаттық қысым тұрақты деңгейде сақталады, осылайша мұнайды тиімді өндіруді қамтамасыз етеді. Сүзудің қатты-су қысымды режимі бастапқы қабаттағы 35-тен 75% - ға дейін мұнайды алуға мүмкіндік береді.

Қабаттық қысымның қанығу қысымынан төмен түсуі кезінде мұнайдан бастапқы ерітілген газды бөлу процесі басталады. Одан әрі қысымның төмендеуі кезінде газ көпіршіктері кеңейтіледі және мұнайды порттық кеңістіктен ығыстырады. Бұл процесс мұнайдың бастапқы ерітілген газы ұңғымаларға мұнай қозғалысын және оны өндіруді қамтамасыз ететіндігіне байланысты ерітілген газ режимінің атауын алды. Ерітілген газ режимі стратифицирленген қабаттарда немесе мұнай мен газ тығыздықтарындағы айырмашылықтардан туындаған газдың салыстырмалы тез сегрегациясын болдырмайтын тік бағытта төмен өткізгіштігі бар қабаттарда неғұрлым ұзақ әсер етеді. Кейбір жағдайларда газдың "қалқуы" екінші газ қақпағының пайда болуына әкелуі мүмкін. Әдетте, ерітілген газ режимі сүзгілеудің ең аз тиімді режимдерінің бірі болып табылады және қабаттағы мұнайдың 5-тен 25% - ға дейін өндіруге мүмкіндік береді [2].

Шоғырда газ бөрігі болған кезде (яғни қабаттың мұнай қанықпаған бөлігінің үстінен газдың жиналуы) мұнай өндіру негізінен газ бөрік режимі немесе газ арынды режимі есебінен жүзеге асырылады. Газдың жоғары сығылуы және қабаттың газға қаныққан бөлігінің едәуір көлемі ұзақ және тиімді өндіруді қамтамасыз етеді: қабаттағы мұнайдың 40% - на дейін газды арынды режим пайда болған кезде өндірілуі мүмкін.

Қуаты үлкен мұнай құятын кен орындарында және тік құятын мұнай қабаттарында мұнай қорларының едәуір бөлігі гравитациялық күштердің пайда болуы есебінен алынуы мүмкін. Жекелеген жағдайларда гравитациялық сүзу режимі өндірудің өте жоғары технологиялық көрсеткіштеріне қол жеткізуге мүмкіндік береді.

**Зерттеу әдісі.** Жыныстарды-коллекторларды қайта тығыздау процесі тау-кен қысымы мен оған қарсы әрекет ететін қаттық қысым арасындағы айырмашылық) елеулі болған (және тіпті жыныстың беріктілік шегінен асып кетуі мүмкін) және оның қайта тығыздалуына немесе тіпті ішінара бұзылуына әкеп соққан жағдайларда сарқылу режимінде мұнай немесе газ өндіру кезінде туындауы мүмкін. Бұл, өз кезегінде, қабаттың немесе шоғырдың қауырсын көлемінің біртіндеп немесе кенеттен қысқаруы салдарынан болуы мүмкін. Бірінші жағдайда порттық кеңістіктің осындай қысқаруы жер бетінің шөгудімен қатар жүруі мүмкін (Калифорниядағы Уилмингтон кен орны, Венесуэладағы М-6 учаскесі). Шельф кен орындарын игерген жағдайда түбінің шөгуді теңіз тереңдігінің, әсіресе кен орнының эпицентрінде байқалатын, және соның салдарынан теңіз платформасының (норвегиялық континенттік қайраңдағы Экофиск кен орны) батуына алып келеді. Бос кеңістіктің күрт қысқаруы кезінде шоғырды игеру әлсіз жер сілкінісіне ұқсайтын аз күштің жер асты дүмпуларымен қатар жүруі мүмкін. Кен орны ауданында геодинамикалық жағдайдың бұзылуы кезінде, оның игерілуінен пайда болуы мүмкін (Татариядағы Ромашкин кен орны, Баку қ. ауданында Старогрозненское, Орта Азиядағы Ферған аңғары ауданындағы шағын кен орындары). Кен орнын игеруге бастамашылық жасаған ең ірі жер сілкіністеріне мамандар Өзбекстанда Газли газ кен орны ауданында орын алған 1974 жылғы жер сілкінісін жатқызады [3].

Әдетте, табиғи көмірсутектер кен орындарын игеру сүзудің бірнеше режимі бір мезгілде пайда болған кезде жүргізіледі. Бұл ретте өндіру процесін дұрыс сипаттау және әзірлеудің соңғы көрсеткіштерін бағалау үшін сүзудің бір немесе бірнеше негізгі режимдерін бөліп көрсету маңызды.

Игерудің неғұрлым жоғары көрсеткіштеріне қол жеткізу мақсатында (үлкен экономикалық тиімділік, үлкен мұнай беру, аз ұзақ пайдалану және т.б.) мұнай өндірудің екінші және үшінші әдістері немесе мұнай беруді (МБА) арттыру әдістері пайдаланылады. Әдетте МБА (мұнай беруді арттыру) әдістері қабатқа жұмыс агенттерін айдауға негізделеді,

олар ретінде әртүрлі белсенді заттар қосылған су, мысалы, судың қоюландырғыштары (полимерлер), беттік-белсенді заттар (ББЗ), сондай-ақ ауа, көмірсутекті еріткіштер, қабаттық газ және басқа да агенттер болуы мүмкін. Екінші және үшінші әдістердің арасындағы айырмашылық оларды пайдалану кезінде туындайды: екінші әдістер игерудің басынан бастап немесе қысқа уақыт аралығында қолданыла бастайды, ал үшінші әдістер мұнай қорларының едәуір бөлігі өндірілген кезде әдетте қолданыла бастайды.

**Зерттеу нәтижелері.** Екінші және үшінші өндіру әдістерін пайдалану келесі мақсаттарға қол жеткізуді көздейді:

- қабаттық қысымды ұстап тұру. Қабатқа судың немесе газдың жеткілікті көлемін айдаған кезде қабаттық қысым игерудің жоғары көрсеткіштеріне қол жеткізу үшін қажетті деңгейде (мысалы, мұнайды газбен қанықтыру қысымынан бірнеше артық деңгейде) сақталуы мүмкін.);

- мұнай ығыстырылуының жоғары дәрежесі. Қабатқа берілетін кейбір агенттер (еріткіштер, баз және т. б.) қалдық мұнаймен қанығудың азаюына алып келеді және сол арқылы мұнайды ығыстыру деңгейінің артуына ықпал етеді;

- қабаттың мұнайды ығыстыру процесімен қамту деңгейін арттыру. Мысалы, полимерлі ерітіндіні айдау, су мен газды кезекпен айдау, көбікті айдау, қабатқа жылу беру (ыстық су немесе бу айдау) немесе жылудың ішкі қабаттық генерациясы (қабатішілік жану) сияқты технологиялар өз мақсаты қабатта сүзілетін мұнай мен судың немесе мұнай мен газдың қозғалмалылығының арақатынасын жақсарту және соның салдарынан қабаттың ығыстыру процесімен қамтылуын арттыру болып табылады [4].

Дәстүрлі қолданылатын өндіру әдістері әдетте қабаттағы мұнайдың бастапқы қорының 45% - дан аспайтын мөлшерде өндіруге мүмкіндік береді. Осылайша, қорлардың басым бөлігі емделмеген. Игерілмеген қорлардың шамасы кен орнының геологиялық құрылысының күрделілігіне, оның орналасқан жеріне, оны игеру стратегиясына және пайдаланылатын өндіру әдістеріне байланысты болады және едәуір дәрежеде экономикамен немесе өндіру рентабельділігінің деңгейімен айқындалады. Мұнай беруді ұлғайту әдістерін қолданудың мақсаты, жалпы айтқанда, мұнайды ығыстыру процесімен қабатты қамтуды ұлғайту есебінен және/немесе қабаттан мұнайды ығыстыру дәрежесін арттыру есебінен дәстүрлі әдістермен салыстырғанда экономикалық тиімді өндірілетін алынатын қорлардың көлемін ұлғайту болып табылады.

Өндіру технологиялары мен әдістерінің әртүрлі жіктелуі мен көптеген анықтамалары бар. Бұл әсіресе мұнай беруді арттыру әдістері үшін әділ.

МБА термині (мұнай беруді арттыру) әдістері қазіргі уақытта дәстүрлі пайдаланылатын мұнай өндіру технологияларымен салыстырғанда алынатын қорларды арттыруға мүмкіндік беретін өндіру технологияларына қатысты пайдаланылады.

МБА тән ерекшеліктері дәстүрлі пайдаланылатын су мен көмірсутекті газдан ерекшеленетін агенттерді қабатқа айдау және тәжірибелік-өнеркәсіптік жұмыстарды жүргізу қажеттілігі болып табылады.

Мұнай беруді ұлғайту әдістері мынадай мұнай өндіру технологияларын қамтиды (бірақ шектелмейді):

- су мен газды кезекпен немесе кезектесіп айдау; физика-химиялық МБА (мұнай беруді арттыру әдістері) (полимерлерді, беттік белсенді заттарды, гельдерді, пен және т. б. айдау.);

- көмірсутекті газдардан (мысалы, көмірқышқыл газынан, азоттан, түтін газынан және т. б.) басқа газдарды айдау.);

  - мұнай беруді арттырудың микробиологиялық әдістері;

  - мұнай беруді арттырудың термиялық әдістері

Әдетте жетілдірілген мұнай беру әдістерін қамтиды, бірақ келесі технологиялармен шектелмейді:

  - су немесе газ айдау;

  - шоғырды қосымша бұрғылау;

  - жұқа қабаттардан мұнай өндіру үшін көлденең ұңғымаларды немесе мұнайы жоқ қабаттың «қалталарын» бұрғылау;

- қабаттың қашықтағы бөліктерінен мұнай өндіру үшін ұзындықтағы ұңғымаларды бұрғылау (бұл технология әдетте шельфты кен орындарын игеру кезінде немесе жаңа бұрғылау алаңын жайластыру уақыт пен қаражаттың негізсіз үлкен шығындарымен ұштасқан жағдайларда қолданылады);

- мұнай, су және газ жинау және дайындау жүйесін жетілдіру;

- өндіру ұңғымаларындағы сағалық қысымның төмендеуі;

- ұңғымаларды аяқтаудың ең жақсы стратегиясын пайдалану.

**Қорытынды.** МБА (мұнай беруді арттыру) әдістері анықтамасынан кейін мұнай беруді ұлғайту әдістерін қолдану объектілері болып өндірудің бастапқы және қайталама әдістерін қолданғаннан кейін қабатта қалатын мұнай қорлары болып табылады; мұнайдан алынатын қиын қорлар (ауыр және тұтқыр мұнай, төмен өткізгіштігі бар қабаттар, күрделі геологиялық құрылысы бар кен шоғырлар және т.б.) деп аталады.

Екі жағдайда да МБА (мұнай беруді арттыру) қолдану объектілері экономикалық тиімді алынуы мүмкін мұнай қорлары болып табылады. Бұл МБА (мұнай беруді арттыру) әдістері көмегімен өндірілген мұнай көлемі экономикалық жағдайлар, саяси жағдай, технология деңгейі және т.б. сияқты белгілі бір жағдайларға байланысты және мұнайдың бастапқы геологиялық қорлары сияқты өзгермейтін шаманы білдірмейді.

Мұнай кен орнын игерудің ең жақсы нұсқасы ең қысқа уақыт кезеңінде ұңғымалардың ең аз санын қабаттан мұнайдың ең көп көлемін алуға мүмкіндік беретін нұсқа болып табылатыны анық.

#### **ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ**

1. Гальцев Ю.В. Подводная индустрия на шельфе: организация, техника, юридические аспекты. - СПб. : Издательство ДНК, 2007. - 296 с.

2. Абжаппаров А.А. Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса // Доклады Шестых Международных научных Надировских чтений. – Алматы-Ақтау, 2008. - 512 с.

3. Куандыков Б.М. Нефтегазонооть палеозойкой шельфовой окраины Севера Прикаспийкой впадины. - Алматы, 2011. - 280 с.

4. Диаров М.Д. Тупиковый путь освоения колоссальных углеводородных реуров шельфа Казахстанского сектора Каспийского моря с непредказуемыми экологическими. - Атырау: АИНИГ МОН РК, 2007. – 156 с.

5. Золотухин А.Б. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике. - Алматы : Дәуір, 2014. - 777 с.

#### **РЕЗЮМЕ**

В статье рассматривается разработка морских месторождений, которая требует применения стратегии, отличной от разработки наземных месторождений. Основное отличие заключается в числе скважин и их моделях. При морских разработках на платформах должны быть размещены скважины, оборудование для добычи, вспомогательные системы и жилые помещения для персонала. Во многих случаях, подводные скважины могут использоваться в качестве альтернативы или как дополнение к платформенным скважинам. Следует также учитывать наличие многофазного потока, даже, если перерабатывающий центр (платформа или терминал) расположены на достаточно большом расстоянии. Выявлено что по мере увеличения веса верхних строений, будет значительно увеличиваться и стоимость опорных блоков платформы. Поэтому предлагается уменьшить объем расположенного на ней оборудования. Это имеет существенное значение на всех фазах разработки проекта. Любое увеличение количества перерабатывающего оборудования на платформе также приведет к увеличению персонала, количества инструментов и ремонта оборудования. Далее должна быть оставлена схема разработки месторождения, основанная на модели дренирования и определении требуемого типа продукции.

### **RESUME**

The article deals with the development of offshore fields, which requires the use of a strategy different from the development of onshore fields. The main difference is in the number of wells and their models. In offshore development, the platforms should house wells, production equipment, support systems and personal living quarters. In many cases, underwater wells can be used as an alternative or as an addition to platform wells. You should also consider the presence of multiphase flow, even if the processing center (platform or terminal) are located at a sufficiently large distance. As the weight of the upper buildings increases, the cost of the support blocks of the platform will significantly increase. Therefore, it is important to reduce the amount of equipment located on it. This is of paramount importance at all phases of project development. Any increase in the number of processing equipment on the platform will also lead to an increase in personnel, the number of tools and equipment repairs. Further, the field development scheme based on the drainage model and determination of the required type of production should be left.