

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ
МИНИСТРЛІГІ

Қ. И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу
университеті

Д. Ш. Садықов, К. Ж. Әділова, Б. Т. Акашев

**КӨМІРСУТЕКТЕРДІ ӨНДІРУ КЕЗІНДЕ ЖЕР
ҚОЙНАУЫНЫҢ ЖАҒДАЙЫНА БАЙЛАНЫСТЫ
МӘЛІМЕТТЕРДІ ТАЛДАУ**

Университеттің Ғылыми-әдістемелік кеңесі оқу құралы ретінде
ұсынған

Алматы 2016

Пікір жазғандар:

Арымбеков Б. С., «Мұнайгаз инженериясы» каф. меңг., ассоц. проф., PhD, «ҚБТУ» АҚ;

Орынғожин Е. С., «Мұнай және газ кенорындарын игеру» каф. меңг., техн. ғыл. док., проф., Қ И. Сәтбаев атындағы ҚазҰТУ;

Байхонов К. М., «Мұнай газ ісі» каф. ассоц. проф., техн. ғыл. канд., доц., Каспий қоғамдық университеті

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

Садықов Д. Ш.

С15 Көмірсутектерді өндіру кезінде жер қойнауының жағдайына байланысты мәліметтерді талдау: Оқу құралы. / Д. Ш. Садықов, К. Ж. Әділова, Б. Т. Акашев – Алматы: ҚазҰТУ, 2016. – 168 б. График 89. Кесте 6. Библиогр. – 62 атау
ISBN 978-601-228-989-3

Оқу құралында кеннің өзгеру жағдайы жайлы сараптама жүргізілген. Көмірсутектерді өндіру кезінде дүниежүзілік тәжірибе мәліметтері, мүмкіндік шынайы беретін жүріс деформациялық үрдістердің жердің қабаттарында техногендік факторлардың әсері, сондай-ақ көмірсутектерді өндірудің оптималды мүмкін жолдары қабат жағдайының минималды өзгертулері қарастырылған. Оқу құралы бұл авторлардың дүниежүзінің көмірсутектерін өндіру мағлұматтарын жинақтау көпжылдық ғылыми-практикалық зерттеулерінің нәтижесі болып табылады.

Мұнайшылар және геофизиктер, геологтар үшін қызығушылық тудырады, сондай-ақ зерттеушілер және экология, сейсмология, қоршаған ортаны қорғау салаларының мамандарына арналған.

Оқу құралы мұнай мен газ өнеркәсібінің мамандарына, магистранттарға арналған, сонымен қатар осы сала бойынша оқитын студенттерді дайындауға негізделген.

ӘОЖ 550.311:551.24

ISBN 978-601-228-989-3

© Садықов Д. Ш., Әділова К. Ж.,
Акашев Б. Т., 2016

© ҚазҰТУ, 2016

АЛҒЫ СӨЗ

Жер қойнауының күйін зерттеу мәселесі көмірсутектерді өндірудің көбеюімен байланысты көкейкесті міндет болып табылады. [31] көрсетілгендей, Қазақстанда 2010 жылы көмірсутектерді өндіру қарқыны 100 млн тоннаға жетеді. Өндірудің мұндай қарқындауы жер қойнауының күйін зерттеу және бақылауға жағдай жасауы керек.

Жер қойнауының қалыпты күйін көмірсутектердің жаралуымен қатар қойылатын геометриялық және физика-механикалық параметрлермен уақытында және кеңістікте орнықты жер қыртысының бөлікшесі ретінде анықтауға болады. Жер қыртысының мұндай күйі орнықты және қалыпты болып табылады.

Көмірсутектерді өндірумен байланысты жер қойнауының күйінде де өзгерістер жүреді, яғни өнімді горизонттарда қысым және өнімді горизонттарды қосатын қатты, сұйық және газды фазалар арасындағы өзара әрекеті өзгереді. Жер қойнауының күйі жаңа динамикалық және физикалық параметрлерді алумен аномальді және тұрақсыз болады. Жер қойнауының жаңа күйге ауысуы жер қыртысының көмірсутектер алынған бөлікшесінің көлемі және пішінінің өзгеруімен бірге жүруі мүмкін. Қалыпты күйден басқа көмірсутексіз тұрақты күйге ауысу белгілі бір уақыт аралығында болады. Осы аралықта көмірсутектер болатын өнімді горизонттың көптеген физикалық, динамикалық, химиялық параметрлерінде тұрақсыз, аномальді өзгерістер байқалуы керек. Осы үрдістердің нәтижесінде қоршаған ортаның жер бетіндегі және оның қабаттарындағы айқын және айқын емес әсер етумен өзгеруі болуы мүмкін.

Қазіргі уақытта пайдалы қазбалардың әсіресе көмірсутектердің кенорындарын пайдалану және өндіру зардаптарын болжаудың рөлі артып жатыр. Осыған байланысты перспективті геологиялық барлау және мұнай өндіру

технологиясында қоршаған ортаны және жер қойнауын көмірсутектерді және қазбаларды толығымен әзірлеу және өңдеуге дейін, әзірлеу және өңдеу кезінде және одан кейін зерттеу қарастырылуы керек. Геологиялық барлау және өндірістік технологияның мұндай жүйесі келесідей түрге ие болуы мүмкін: іздеу, жер қойнауының күйін бағалау және зерттеу-жер қойнауының күйін барлау және зерттеу-жер қойнауын игеру және күйін зерттеу-қоршаған ортаны және пайдалы қазбалардың және көмірсутектердің кенорындарын игеру аяқталғаннан кейін жер қойнауын зерттеу.

Жер қойнауы күйінің өзгеруі зерттелгеннен кейін пайдалы қазбалар немесе көмірсутектерді өңдеу көлемімен байланысты жер қойнауының күйін геофизикалық және геологиялық бақылау үшін теориялық және әдістемелік базасын құруға болады. Қорыта келгенде, әртүрлі пайдалы қазбаларды әсіресе көмірсутектерді игеру бойынша әлемдік мәліметтерді талдап жер қойнауын және қоршаған ортаны бақылау іздеу-бағалау жұмыстарынан бастап пайдалы қазба кенорындарын игеру зардаптарынан толық тазартуға дейінгі геологиялық барлау және өндірістік технология этаптарымен бірге жүруі керек деуге болады.

Жер қойнауының күйін зерттеу мен бақылау әсіресе мұнай және газ кенорындарын барлау және игеру кезінде маңызды. Осы нысандарда техногенді жер сілкіністер, грунттардың отыруы (шөгуі), өрт, жерасты сулары режимінің бұзылуы және жер қойнауының күйінің басқа да жағымсыз өзгерістері жиі байқалады. Осы кері құбылыстардың қоршаған ортаға және жер қойнауына әсерін азайту көптеген материалдық шығындарды қажет етеді. Осы себептер бойынша жер қойнауын зерттеудің басты мақсаты – бұл техногендік үрдістердің пайда болуын болдырмау және олардың зардаптарын болжанбаған техногендік құбылыстардың және апаттардың орындалуына дейін болжау. Мұндай мәселелерді шешу жер қойнауы күйінің өзгеруінің қарқындылығымен және бағытталғандығымен сәйкес көмірсутектерді өндіру көлемі және технологиясын түзетумен байланысты.

Бұл жұмыс жер қойнауын мүмкін болатын техногенді үрдістерді көмірсутектерді өндірудің қарқындылығының өзгеруімен синхронды болжау, сондай-ақ табиғи ресурстарды максималды пайдалану кезіндегі жағымсыз құбылыстардың алдын алу үшін өндіру технологиясының өзін түзету мақсатында зерттеуге бағытталған.

Жұмыс алғы сөзден, бес бөлімнен және қорытындыдан тұрады. Кітаптың құрастырылуы әлемдегі жер қойнауының күйі бойынша мәліметтерді талдаудан бастап және нақты нысандарды зерттеу кезіндегі негізгі тәсілдерді жүзеге асыру үшін әдістемелік қорытындыдан аяқталатын логикалық тізбекпен жасалған. Бұдан былай осы жұмыста келтірілген теориялық және әдістемелік қорытындыларды практикалық тұрғыда жүзеге асыру жер қойнауын пайдаланушылардың тапсырысына тәуелді болады.

Жұмыс «Компания ГИС» ААҚ тапсырысы бойынша «Аскада-жер» НПФ ЖШС-де геология-минералогия ғылымдарының докторы, профессор, ҚР АЕН академигі Д. Ш. Садықовтың ғылыми басшылығымен орындалған. Әдістемелік және техникалық жұмыстар қатарын орындау кезінде «КонсалтингОйлГео» ЖШС ҰГЗ түсіндіру (интерпретация) департаментінің директоры Е. Е. Истомина белсенді атсалысты.

Жұмыстың кітапқа енген жекелеген кезеңдерін орындау кезінде Б. Е. Садыкова, Д. Д. Садыкова, биология ғылымдарының кандидаттары Г. Д. Садыкова, Ш. К. Мухаметрахимов, А. Д. Садықов, физика-математика ғылымдарының кандидаты, доцент Ж. Наурызбаевтар атсалысты. Жұмыстың авторлары геология-минералогия ғылымдарының кандидаттары, доценттер Р. С. Сейфулин, Л. В. Соколов, К. К. Батталовтардың кеңестері мен нұсқаулықтарын пайдаланды. Физика-математика ғылымдарының докторлары, профессорлар Б. М. Искаков, Г. З. Казиев, М. К. Шукаев, А. Б. Тункатаровтармен күрделі орталарға қарай физика-математикалық есептерді шешудің кейбір жағдайларын жиі талқылау осы жұмыстың орындалуын жеңілдетті. Кітаптың авторлары аталған зерттеушілерге шын көңілмен алғыстарын білдіреді.

Жұмыстың авторлары «Компания ГИС» ААҚ жетекшілері – Директорлар кеңесінің төрағасы В. Г. Поповқа, бас директор Ж. С. Хакимжановқа, бас геолог, геология-минералогия ғылымдарының кандидаты, профессор З. Е. Булекбаевқа және компанияның басқа қызметкерлерін тұрақты қолдау және осы жұмыстың орындалуы кезіндегі назарына ерекше алғыс білдіреді.

КІРІСПЕ

Оқу құралында мұнай және газ кен орындарын игеру мен пайдаланудың заманауи жүйесі, өндіру технологиясын жобалау жұмыстарының кезектестігі, игеру мен пайдалану процестерін бақылау және реттеу тәсілдері, сонымен қатар мұнай және газ кен орындарының жобалаудағы шешімдерін қарастыру, игеру мен алгоритмдердің орындалуындағы технологиялық есептердің нұсқаларын реттеу негізге алынған. Бұл барлық сұрақтар бойынша мұнай кәсіпшілігінің әдебиетінде, жобалаудың әртүрлі әдістемелік міндеттерінің шешімін ұсынатын көлемді материалдар ретінде жарияланған.

Технологиялық процестерді жобалаудағы маңызды мән, жер қойнауында мұнайды шығаруда қолданылатын, қойнау қатты қабатта және құрылыста ақпараттар қасиеттеріне қарай тұрақты және толық болуы. Ақпараттың толық көлемде болмауы – технологиялық процестерді жобалаудағы қабылданған шешімдердің дәлдігі жетіспеушілігінің бірден бір себебі болып табылады. Қабаттың құрылысы жағдайындағы мәліметтердің (резервтік ұңғымалар санының қысқаруы, маңызды мұнайбергіштіктің күрт жоғарылауы, қабат коэффициентінің әсері қатты қамтуы, ұңғымаларды орналастырып қойып, құрылыстың әрекеттілігін есепке алу, т.б.) жеткілікті көлемде болуы кездесетін қиындықтарды эффективті түрде жылдам шешуге мүмкіндік береді.

Өндіру технологиясын жобалауда ұңғыманы әртүрлі тәсілдермен пайдалану кезінде есеп беру және де кен орындардағы әртүрлі сала жұмыстарындағы білімге үлкен мән беріледі. Геологиялық зерттеулерде өнімдердің дайын болуы, сонымен қатар комплексті стратиграфиялық сұрақтардың шешімі кәсіпшілік реттеуде қатты қажет етеді, транспорттық және энергетикалық коммуникацияда есепке алынып барлық аудандарға жоспарлы жеткізілуі қадағаланады.

Жоспарлар мен орындалу принциптерін негізгі игеруде мақсат жобалау және шығару, өңдеуді жөнге салу, кен орынды игеруде бақылау тәсілдері, қазіргі кездегі бақылау геологиялық және гидродинамикалық моделдеу процестерінде мұнай және газ кен орындарын игеру болып табылады, мұнай және газбергіштік қабаттарда жоғарылау тәсілдері, сатылық методологиялық жобалауға әкеліп соғады.

Курстық бөлімдерде негізгі мәліметтер заманауи бағдарламалық өнімдер, қолданылатындардың тәжірибеде жобалау мен анализі кен орындарын игеруде, геология-фльтрационды үлгілерде қолданылатын және құралатын тәсілдер зерттеледі. Ерекше назар аударатын өңдеу технологиясының көрсеткіштерінің есеп-қисап әдістемелері практикалық жолмен орындалуда.

Оқу құралы студенттерге негізгі жобалық құжаттардың мұнай кенорнын игеруде үлесі үлкен екенін таныстырады.

1. ӘРТҮРЛІ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ-ӨНДІРІСТІК МІНДЕТТЕРДІ ШЕШУ КЕЗІНДЕГІ ҰГЗ КЕШЕНІ

Көмірсутектер кенорындары бойынша көп жылдық ұңғымаларды геофизикалық зерттеу (ҰГЗ) мәліметтерін жүйелеу, өңдеу және талдау нәтижелері жер қойнауының күйін бақылау міндеттерін шешу үшін ҰГЗ кешеніне тәсілді таңдау болды. Бұл ретте осы міндеттерді геологиялық іздеу, барлау және өндірістік міндеттерді шешу үшін қолданылатын әдістерді пайдаланып шешу үшін ҰГЗ мүмкіндіктері бағаланды.

[1,13-15,16] әдебиет көздерінен белгілі болғандай мұнай-газ саласындағы ҰГЗ келесідей бағыттарда қолданылады:

1. Геологиялық кималарды ұңғымалық әдістермен (электрлік, магниттік, радиоактивті, термиялық, акустикалық, механикалық, геохимиялық) зерттеу, литологиясын анықтау, коллекторларды бөлу, олардың сүзгілік-сыйымдылық қасиеттерін және қанығу сипатын анықтау.

2. Ұңғыманың техникалық жағдайын (ұңғымалардың еңістену бұрышын және қисаюын есептеу, ұңғыманың және шегендеуші бағананың қимасының профилін анықтау, шегендеуші бағананың цементтелу сапасы, ұңғымалардағы сұйықтықтың құйылатын және жұтылатын орындары, қабаттың гидро-ажырау орындары, сұйықтықтың деңгейі, шегендеуші бағананың және бағананың перфорациялық бөлікшелерінің жалғастырғышпен (муфта) байланыстарының тұрған орны, шегендеуші бағаналардың қалыңдықтары және ішкі диаметрлері, бағаналардың жаншылу және ажырау бөлікшелері).

Ұңғымалардың қисаюы ұңғыманың кеңістіктік жағдайын анықтауға мүмкіндік беретін нүктелік немесе үзіліссіздік инклинометрия арқылы анықталады. Ұңғыма диаметрінің қашау диаметрінен ауытқуы каверномермен, ал кеңістікте ұңғыма диаметрінің өзгеруі әдетте өзара перпендикуляр екі жазықтықта профиломермен анықталады. Цементтелу сапасын зерттеу кезінде термометрия, радиоактивті изотоптар, гамма-гамма-каротаж және толқынды акустикалық каротаж әдістерін қолданады. Құйылуды есептеу кезінде механикалық шығынды есептеумен қатар кедергі, термиялық және фотоэлектрлік әдістер де қолданылады.

Шегендеуші бағаналардың сипаттамаларын және ақауын анықтау кезінде айыққан гамма-сәулелену, индукциялық, электромагниттік, акустикалық (ақау есептегіштер (дефектомер), жалғастырғыштардың локаторы, перфорацияны бақылау аппаратурасы, қысып қалуды анықтағыштар, ұңғымалық акустикалық теледидар, т.б.) әдістері пайдаланады.

3. Мұнай және газ кенорындарын әзірлеуді бақылау. Бұл бағытта ҰГЗ келесі міндеттерді шешу үшін қолданылады:

Қабатта мұнайды ығыстыру процесін зерттеу;

Қабатты пайдалану сипаттамасын зерттеу;

Ұңғымаларды техникалық құрылғылардың жұмысының оңтайлы режимін таңдау үшін зерттеу.

Бұл міндеттердің шешімі қабаттың физикалық қасиеттерін зерттеумен, цементтік сақинаның, шегендеуді бағананың және лифттік құбырлардың жағдайын, оқпандағы, лифттік құбырлардағы және құбыр аралық кеңістіктегі қоспаның құрамы мен қозғалуы жылдамдығын анықтау [16].

Мұнайлы және газды кенорындарды әзірлеуді бақылау үшін импульсті нейтронды каротаж, гамма-каротаж, термометрия, сұйықтықтың гамма-тығыздық есептегіші, резистивиметриялар, механикалық дебитометрлер, термокондуктивті дебитометрлер, жалғастырғыштардың және перфорациялық аралықтардың локациялары, микрокавернометриялар әдістерін, сондай-ақ қолданыстағы және тоқтатылған ұңғымалар үшін қосымша әдістерді қосатын типтік және арнайы кешен анықталған.

Көрініп тұрғандай, көмірсутектердің кенорындарын әзірлеуді бақылау кезінде мұнай-газды горизонтты техногендік жағдайлар кезеңдерін қосатын, яғни геологиялық уақытта геологиялық ортада геология-физикалық және динамикалық сипаттамаларында орнатылған бұзылыстар кезінде әртүрлі компоненттердің өзара әрекетін сипаттайтын параметрлер қатары зерттеледі.

4. Ұңғымада ату-жару және басқа жұмыстарды жүргізу – шегендеуші құбырлардың перфорациясы, бұрғыланған ұңғымалар қабырғасынан жыныс үлгілерін алу, торпедалау.

5. Жер қойнауының күйін бақылауды қамтамасыз ету. Бұл ҰГЗ үшін жаңа міндет болып табылады. Оның теориялық және әдістемелік негізі, тиімді әдістердің кешенін таңдап алу осы монографияда басталған. Бұл ретте 1–4 пункттерде белгіленген геофизикалық зерттеулердің басқа бағыттарында қолданылатын жұмыс түрлері және ҰГЗ әдістерінің кешені ескерілген. Бұл тақырып жер қойнауының күйін бақылау үшін ҰГЗ мәліметтерін пайдалануды негіздеу бойынша үлкен ғылыми-зерттеу жұмыстарының бастамасы болып табылады.

1.1. Көмірсутектер кенорындары бойынша өнімді горизонттардың (коллекторлардың) негізгі геологиялық-физикалық өлшемдерін жүйелеу, өңдеу және талдау

Бұл кезеңнің міндеттерін шешу кезінде ҰГЗ мәліметтерін ғана емес, сондай-ақ «Компания ГИС» ААҚ зерттейтін барлық кенорындар бойынша негізгі геология-физикалық және динамикалық мәліметтерін жүйелеу, өңдеу және талдау қажеттілігі туындады.

Мұндай кеңейтілген зерттеулер жер қойнауының күйін бақылаудың техникалық және әдістемелік негіздерін әзірлеу үшін бір немесе екі нысанды таңдау көмірсутектер кенорындарының геология-физикалық және динамикалық жағдайларының барлық алуан түрлілігін қамтымайтындығымен байланысты. Егер әрбір кенорын табиғаттың қайталанбас сирек кездесетін нысаны болып табылатындығын ескерсе, онда пішіндеу және зерттеу нысандарын «Компания ГИС» ААҚ көпшілік зерттеу нысандарына тән негізгі параметрлер бойынша таңдау қажеттілігі айқын болады. Осыған сүйене отырып, мұнай-газ геологиясында бар жіктеме (классификация) (режим, өнімді горизонттардың жатыс тереңдіктері, қабаттық қысым және т.б.) бойынша барлық 44 нысанның көптеген геология-физикалық және динамикалық параметрлері бойынша талдау жасалды. ҰГЗ көпжылдық мәліметтерін жүйелеу, өңдеу және талдау осы бағытта жер қойнауының күйін анықтайтын физика-динамикалық параметрлерін қамтып жүргізілетін жұмыстардың келесі кезеңдеріндегі міндеттерді шешу үшін пайдаланылуы

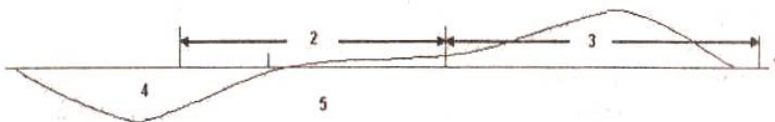
мүмкін нысандарда орындалады. Оларға қабаттық қысым, кеуектілік, өтімділік, мұнайдың тығыздығы, суды өндіру үрдісіндегі қабаттық және айдау қысымы, өндіру қарқыны, т.б. жатады.

Мұнай өндірісі геологиясында көптеген міндеттерді шешудегі ҰГЗ мүмкіншіліктері жалпыға мәлім [1]. ҰГЗ мәліметтерін талдау мұнай өндірісіндегі заманауи қызметте жер қойнауының күйін бақылау үшін ҰГЗ мүмкіншіліктерін бағалауға және нақтылауға мүмкіндік береді. Бұл аспектіде ҰГЗ стандартты кешендерін пайдалану принциптерін және арнайы жер қойнауының күйін бақылау міндеттерін шешу үшін ҰГЗ жаңа әдістемелерін жүргізуді де ескеруге болады.

1.2. Өртүрлі коллекторлардың қалыптасу сұлбасы

Көмірсутектердің кенорындарын қосатын өнімді горизонттар мен коллекторлардың қалыптасу сұлбасы сулы бассейін түбінің төмендеуі немесе көтерілуі [1, 2], сулы бассейін деңгейінің төмендеуі немесе көтерілуі, түсетін седиментациялық материалдың мөлшері және басқа физика-географиялық жағдайларды біріктіреді.

[1] бойынша кварцты коллекторлар (1.1-сурет) негізінен материктік қайраң аумағында (2) және сулы бассейіннің түбінде (3) қалыптасады. Шөгінді жаралымдардың белдемдерінде тасымалдау кезінде бұрынғы шөгінді жыныстардың қиратылу аумағы (3) әдетте нашар бейнеленген бедерге ие және жұмырланған және жақсы сұрыпталған кварцты коллекторлардың жиналу орнынан (2,4) елеулі қашықтықта орналасады.



1.1-сурет. Өртүрлі коллекторлардың қалыптасу сұлбасы

1 – сулы бассейіннің деңгейі; 2 – материктік қайраң; 3 – Жер беті;
4 – сулы бассейін; 5 – метаморфтық және магмалық кешендер

Кварцты-далашпатты коллекторлар (полимиктілі және граувактілі) қирау орындарындағы жер бетінің бір қалыпты бедеріндегі тиісінше тар материктік қайраңды аумақтарда жаралады. Бұл коллекторлардың жаралуы тікелей сулы бассейнде қайраңның кездеспеуі кезінде жүруі мүмкін. Жер бетінің жеткілікті көтеріңкі аумақтарындағы (таулы құрылымдар) бұзылу өнімдері қиратылу материалы болып табылады.

Қорыта келе, қиратылу аумағының (3), қайраңның (2), сулы бассейнің (4) физика-географиялық және геологиялық ерекшеліктері, іргетастың тектоникалық және геологиялық ерекшеліктері (5) көмірсутектерге қатысты өнімді горизонттардың және коллекторлардың көптеген сипаттамаларын анықтайды.

Карбонатты және эвапоритті коллекторлардың жаралуы лагунаның, суастылық барьердің және ашық теңіздің өзара әрекеттесу сұлбасының үйлесуі [1] кезінде сулы бассейнде жүреді. Карбонаттардың коллекторлық қасиеттерін диагенез үрдісінде пайда болатын екінші (жарықшақты-кавернозды) кеуектілікпен анықталады.

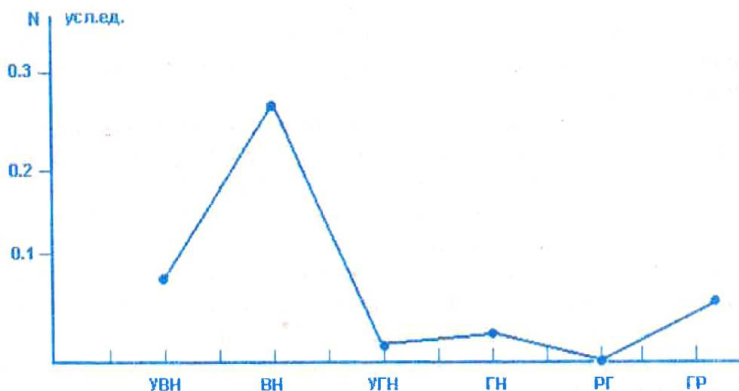
Магмалық және метаморфогенді жыныстардан құралған коллекторлар сирек кездеседі. Олардың кеуектілігі балқымалардан газ бөліну, термалдық сулармен шаймалау үрдісінің дамуы кезінде, сондай-ақ елеулі жарықшақтардың жаралуы кезіндегі тектоникалық үрдістердің әсерінен пайда болады. Коллекторлар эффузивті жыныстармен (туфтар, туффиттер) байланысты және де сирек кездеседі. Олардың кеуектілігі жарықшақтыққа және шаймалануға әкелетін екінші үрдістермен байланысты. Туффиттер физикалық қасиеттері бойынша цементтелу дәрежесі жоғары құмтасты-сазды коллекторларға жақын [1].

1.3. ҰГЗ кешенімен зерттелетін коллекторлардың әртүрлі сипаттамаларын талдау

1. Мұнай-газды қабаттардың режимі. Бұл сипаттама бойынша көптеген нысандар сулы арынды режимге (ВН) жатады [5]. Графиктен (1.2-сурет) көрініп тұрғандай, қалған режимдер әлдеқайда сирек кездеседі. Сулы арында режимде қабаттар кермек

сулы арынды және серпімді сулы арынды болуы мүмкін [6]. Осы себеп бойынша сулы-арын өнімді қабаттың сулы бөлігінде таралуына қатысты анықталмағандыққа ие. Оның мұнайлылық контурынан кішігірім ауданда таралу кезінде және беттік суқоймаларымен байланысының болуы кезіндегі сулы арын серпімді сулы арынға жатады. Егер өнімді қабаттың сулы бөлігі мұнайлылық контурымен салыстырғанда аса көлемді ауданға ие және күндізгі бетімен байланыста болмаған болса, онда мұндай сулы арын серпімді сулы арынды (ССА) режимге жатады. [7, 8] бойынша сұйықтықтың және өнімді горизонттардағы қабаттың серпімділігін есептеуге дейін келесідей режимдер ажыратылады: сулы арынды, газды арынды (газды шелпектің режимі), ерітілген газдың, гравитациялық.

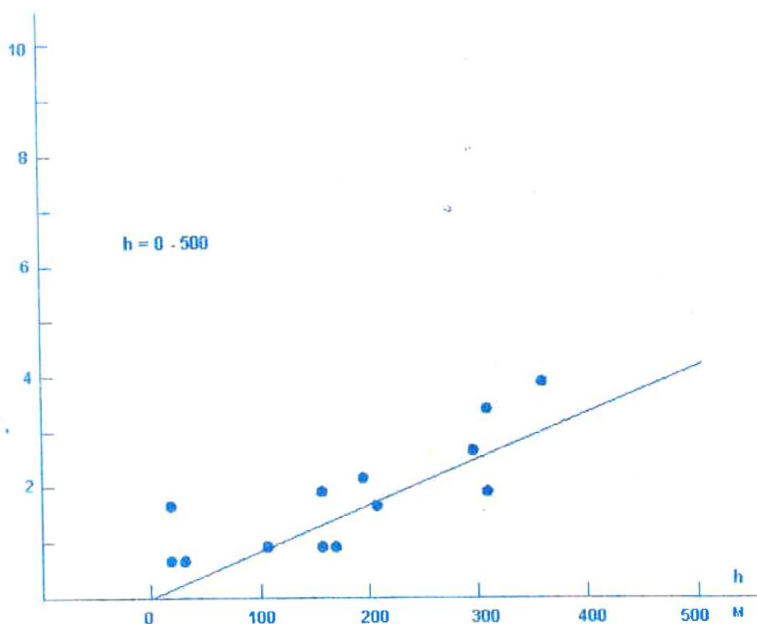
Көрініп тұрғандай, өнімді қабаттың жұмыс режимімен сулы арынның (теориялық және әдістемелік әзірлемелер үшін) нысанын таңдау кернеулік-деформациялық үлгіні жасау кезіндегі көпнұсқалылықтың болуына рұқсат етеді. Талданатын кенорындардың көпшілігі сулы арынды режимге жататындығын ескере отырып келесілерде осындай режимді нысандарға көңіл аударылатын болады.



1.2-сурет. Зерттеу нысандары бойынша мұнай-газды қабаттардың режимдері

ССА – серпімді сулы арында, СА – сулы арынды, СГА – серпімді газды арынды, ГА – газды арынды, ЕГ – ерітілген газ, ГР – гравитациялық

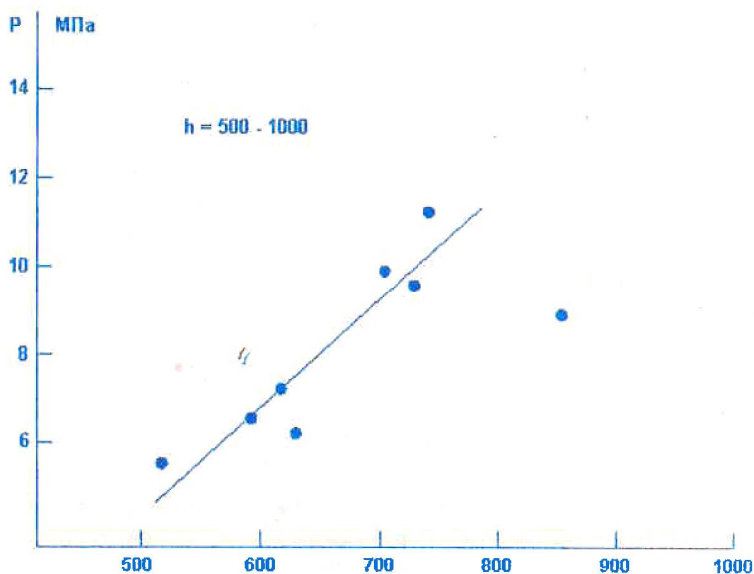
2. Қабаттық қысым. Қабаттық қысым P өнімді горизонттардың негізгі параметрлерінің бірі болып табылады, аномальді жоғарғы қабаттық қысым (АВПД). Коллекторлардың бұл сипаттамаларына әртүрлі факторлар (кеуек сипаты, сұйық фазаның, судың тығыздығы, қатты фазаның құрамы, таулы қысымның деңгейі, т.б.) әсер етеді. Олардың арасынан өнімді горизонттар мен мұнай және газ шоғырының жатыс терндігінің әсерін ерекшелеуге болады. Қабаттың жатыс тереңдігінің әсерін бағалау үшін тереңдік аралығындағы қабаттық қысымның өзгеру сипаты қарастырылған: 60–500 м (1.3-сурет); 500–1000 м (1.4-сурет); 1000–1500 м (1.5-сурет); 1500–2000 м (1.6-сурет); 2000–2500 м (1.7-сурет) және 3000 м терең (1.8-сурет).



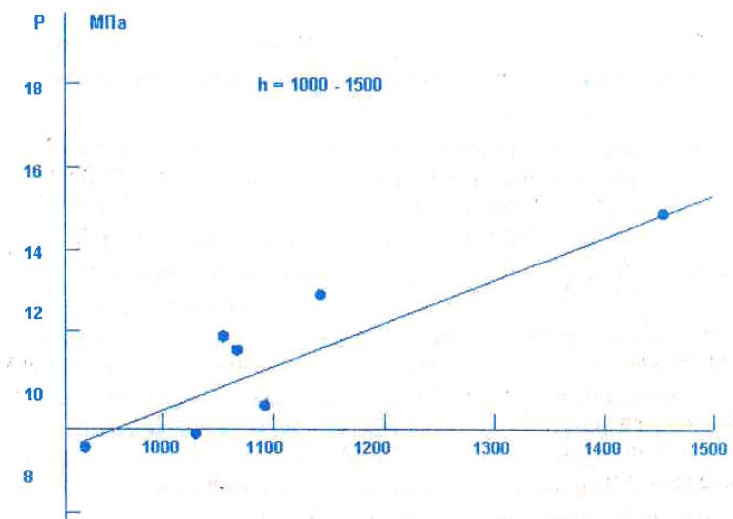
1.3-сурет. Өнімді горизонттардағы қысымның өзгеру графигі
($h=0-500$ м)

График тұрғызу кезінде жоғарғы өнімді горизонт жабынының жатыс тереңдігі алынды [5]. 100 м-дегі Р өзгеруі құрайды: 0–500 м аралығында – 1МПа; 500–1000 м – 2,4МПа; 1000–1500 м – 1МПа; 1500–2000 м – 1МПа; 2000–2500 м – 1,4МПа; 3000 м терең – 2МПа. Өнімді горизонттардың жабыны 2500–3000 м тереңдікте жатқан нысандар кездеспейді. 1.3–1.8-суреттерде көрсетілгендей, құрылыстың шарттылығы айқын. Алынған мәліметтер тереңдікпен қабаттық қысымның көбеюінің және тереңдіктің қабаттық қысымның шамасына мүмкін болатын әсері тәртібінің бірқалыпты емес екендігін көрсетеді. График тұрғызуда [5] бойынша минималды мәндер пайдаланылған.

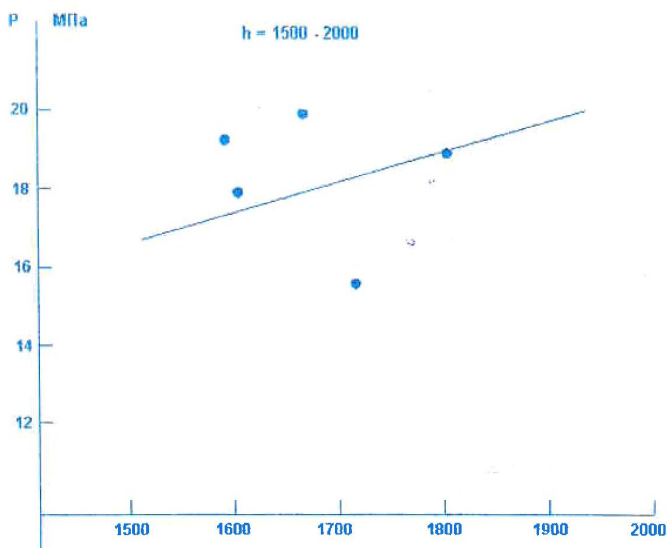
Берілген талдау мұнайлылық ауданы бойынша қабаттық қысымды бөлу және қысымның тереңдікпен сызықтық емес өзгеруінің жоспарын құрастыру қажеттілігін көрсетеді.



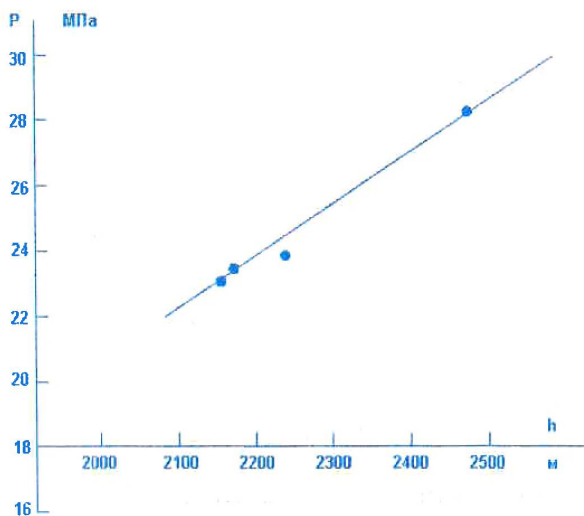
1.4-сурет. Қысымның тереңдікпен өзгеру графигі (h=500–1000 м)



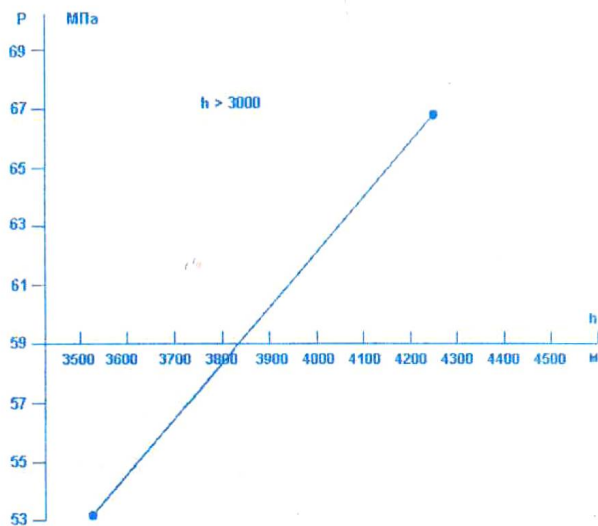
1.5-сурет. 1000–1500 м тереңдіктегі қабаттық қысының өзгеруі



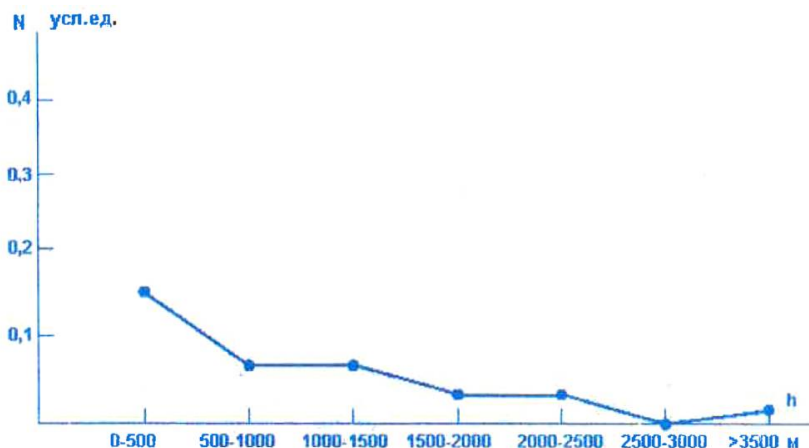
1.6-сурет. 1500–2000 м тереңдіктегі қабаттық қысының өзгеруі



1.7-сурет. Қабаттық қысымның тереңдікпен өзгеру графигі (2000–2500 м)



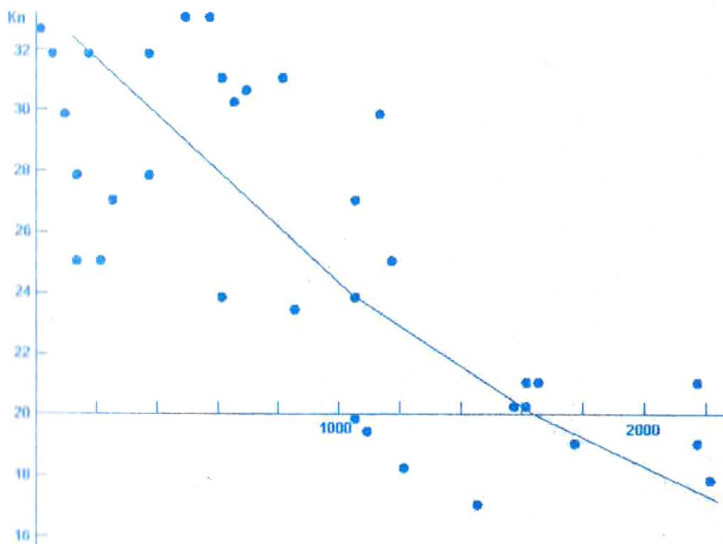
1.8-сурет. Қысымның тереңдікпен өзгеру графигі ($h > 3000$ м)



1.9-сурет. Өнімді горизонттардың жабынының жатыс тереңдігі бойынша нысандарды бөлу

3. Өнімді горизонттардың (коллекторлардың) жабынының жатыс тереңдігі бойынша нысандарды бөлу. «Компания ГИС» ААҚ зерттеу нысандарының көпшілігі 500 м-ге дейінгі тереңдікте (алғашқы өнімді горизонттың жабынының тереңдігі бойынша) орналасқан. Көмірсутектердің аса тереңдікте жатқан кенорындары сандық қатынаста бағынышты мәнге ие (1.9-сурет). Жер қойнауының күйін бақылау міндеттерін шешуде өнімді горизонттардың жатыс тереңдіктеріне көңіл аудару қажет, өйткені жер қойнауының күйін сипаттайтын физика-геологиялық және динамикалық параметрлерін таңдау және талдау осыған бағынышты болады.

4. Коллекторлар кеуектілігінің тереңдікпен өзгеруі. Коллекторлардың кеуектілігі K_n өнімді горизонттардың басты сипаттамаларының бірі болып табылады және көмірсутектерді сыйыстыратын ортаның көптеген геофизикалық параметрлерін анықтайды. [5]-те көмірсутектердің әрбір кенорын үшін коллекторлардың кеуектілігінің өзгеру аралықтары (интервал) көрсетілген. 1.10-суретті құрастыруда сынықты (терригенді) коллекторлар үшін кеуектіліктің минималды мәндері пайдаланылған.



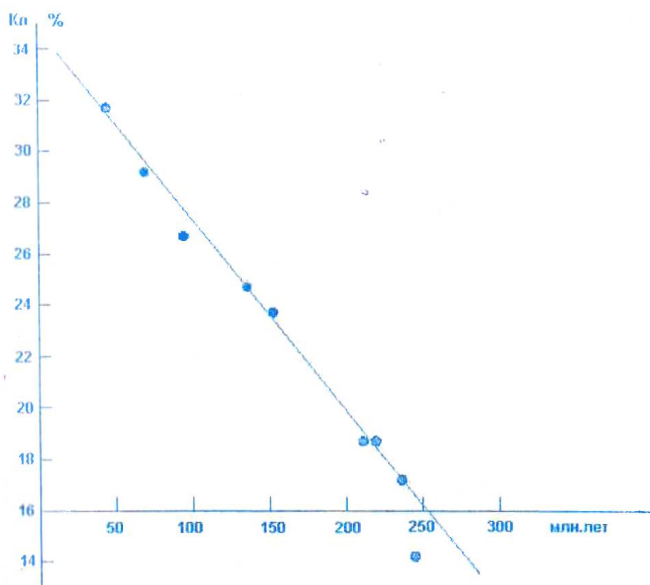
1.10-сурет. Коллекторлардың кеуектілігінің тереңдікпен өзгеруі

Көрініп тұрғандай, тереңдікпен кеуектілік шамасы төмендейді. Бірақ 1000 м тереңдікке дейін кеуектіліктің 100 м-де 1 %-ға төмендеуіне рұқсат берілсе де кеуектілік өзгерісінің градиенті сызықтық емес шама болып табылады. Барлық ықтималдықтар бойынша кеуектілік өзгерісінің тереңдікпен байланысы күрделі және әрбір нақты жағдайларда өлшенген мәліметтерді пайдалану қажет. Геологиялық ортаның мүмкін болатын деформациясының жағдайларын пішіндеу үшін көмірсутектердің коллекторларының жабыны бойынша кеуектіліктің үлестірілу картасына ие болу керек.

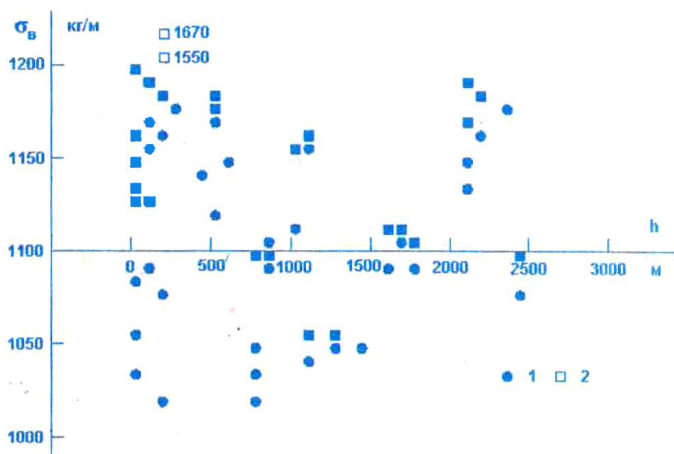
5. Коллекторлар кеуектілігінің олардың жаралуының абсолюттік жасына тәуелді түрде өзгеруі. Каратон-Кошкимбет кенорнындағы палеогенді коллекторлар абсолюттік жасы бойынша ең жас болып табылады. [9–12] бойынша коллектордың түзілімдерінің қалыптасуы 23,3–65 млн жыл аралығында жүрді. Жоғарғы девондық (Қарашығанақ), төменгі таскөмірлік (Әлібек-мола), ортаңғы таскөмірлік (Жаңажол, Кеңқияқ) коллектор-жыныстар «Компания ГИС» ААҚ зерттеу нысандарының ішіндегі ең көне коллектор-жыныстар болып табылады.

Кенорындардың көпшілігі пермь, триас, юра және бордың терригенді жаралымдарға жақын. Өнімді горизонттар кеуектілігінің түзілімдердің абсолюттік жасына тәуелділігін тұрғызуда (1.11-сурет) [5]-те көрсетілген жастық аралықтың жоғарғы шекарасындағы жыныстың кеуектілік мәндері пайдаланылды. Белгілі болғандай, бар стратиграфия бойынша жыныстардың жаралу уақыты үлкен аралыққа ие: $D_3 - 363-377$ млн жыл; $C_1 - 323-363$; $C_2 - 303-323$; $C_3 - 290-303$; $P_1 - 256-290$; $P_2 - 245-256$; $T_1 - 241-245$; $T_2 - 235-241$; $T_3 - 208-235$; $I_1 - 178-207$; $I_2 - 157,1-178$; $I_3 - 145,5-157,1$; $K_1 - 97-145,5$; $K_2 - 65-97$; $P_g - 23,3-65$ млн жыл. 1.11-суреттегі графикте [5] көрсетілген өнімді горизонттарды қосатын терригенді жаралымдардың жаралуының абсолюттік жасының орташа аралық мәліметтері пайдаланылды. 50 млн жылда кеуектіліктің төмендеуі 3,6 % құрайды. Кеуектіліктің төмендеуінің бұл градиенті өнімді горизонттардың жаралу уақытында кең аралықтың және коллекторларлардың жаралуының уақытша шекарасын нақты анықтаудың қиындықтарынан ориентациялық мәнге ие.

6. Қабаттық судың тығыздығының өзгеруі. Қабаттық су көмірсутектермен қатар қабаттық сұйықтықты құрайтын негізгілердің бірі болып табылады. Оның тығыздық сипаттамасы өнімді горизонттардағы динамикалық сұйықтықта және жер қойнауының күйін анықтауда үлкен рөл ойнайды. Қабаттық судың тығыздығының максималды және минималды мәндерінің талдауы көрсеткендей, оның тығыздығы өнімді горизонттардың жатыс тереңдігіне тәуелді болмайды. Осы тәжірибелік мәліметтер қабаттық сулардың минерализациясының қалыптасуын қорытындылауға мүмкіндік береді және олардың тығыздығы тау қысымымен немесе геологиялық ортаның басқа физикалық параметрлерімен түзетілмейді және гидрогеохимиялық және термогидрогеохимиялық үрдістермен анықталуы мүмкін. Осы себептер бойынша қабаттық судың тығыздығының шамасы келесілерде жер қойнауының күйін бақылау үшін теориялық және әдістемелік әзірлеу кезінде бақылған мәліметтердің нәтижелері бойынша қабылданатын болады.

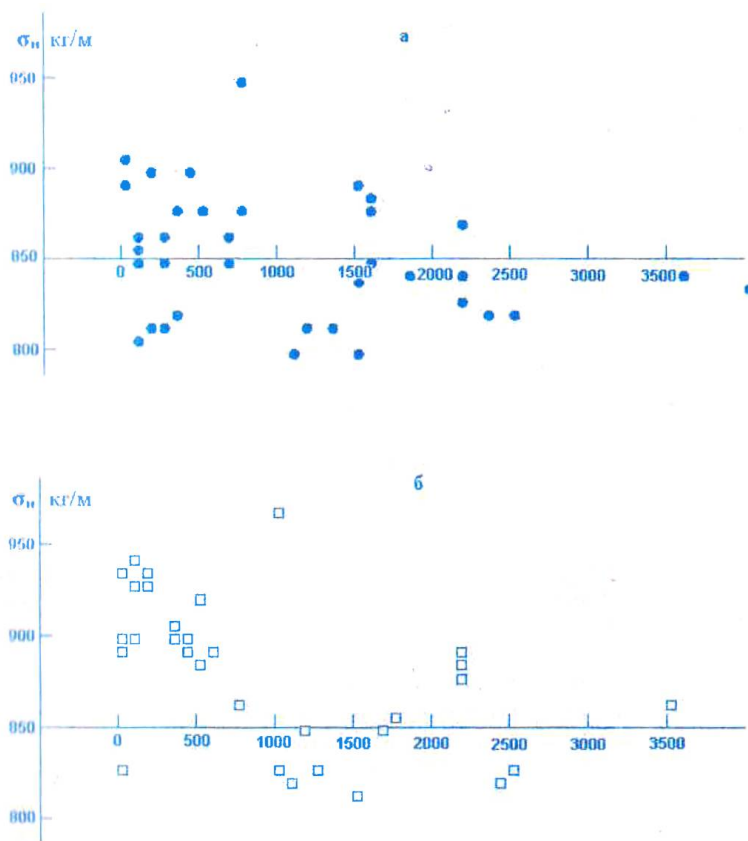


1.11-сурет. Жыныстардың абсолюттік жастарымен өнімді горизонттардың кеуектілігінің өзгеруі



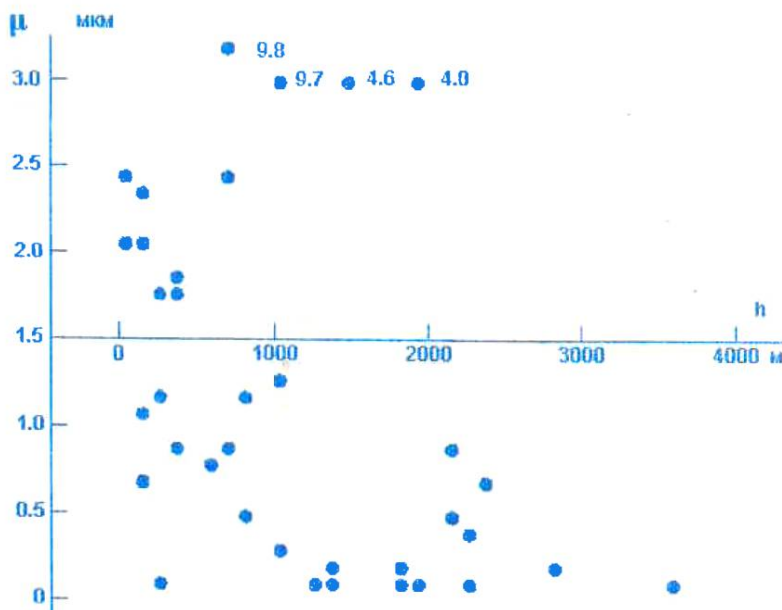
1.12-сурет. Тереңдікпен қабаттық судың тығыздығының өзгеруі
1 – минималды, 2 – максималды мән

7. Тереңдікпен мұнай тығыздығының өзгеруі. Мұнайдың тығыздық сипаттамасы минималды және максималды мәндер бойынша кең ауқымда өзгереді (1.13 а, б-сурет). Қабаттық судың тығыздығы жағдайындағыдай мұнайдың тығыздығы олардың қалыптасуы тереңдікке тәуелді болмайды. Бұл айғақ жер қойнауы күйінің теориялық және әдістемелік сұрақтарын шешуде әрбір нақты жағдайда мұнай шоғырының барлық көлемі бойынша тығыздығының орташа мәндерін қабылдауға рұқсат береді.



1.13-сурет. Тереңдікпен мұнайдың тығыздығының өзгеруі
а – минималды, б – максималды мән

8. Тереңдікпен коллекторлардың өтімділігінің өзгеруі. Көмірсутек коллекторларының өтімділігі минималды және максималды мәндер бойынша да кең ауқымда өзгереді. 1.14-суретте өнімді горизонттардың өтімділігінің тереңдікпен өзгеру графигі (максималды мәндер бойынша) берілген. Көрініп тұрғандай, олардың коллекторлардың жатыс тереңдігіне кейбір тәуелділігі байқалса да, осы параметрлер арасында нақты өзара байланыс орнату қиын. Коллекторлардың жатыс тереңдігінің артуымен олардың өтімділігі кемитіндігі анық. Өнімді горизонттардың сипаттамаларының бастыларының бірінде берілген бұл ерекшелік келесі зерттеулерде ескерілетін болады.



1.14-сурет. Тереңдікпен өнімді горизонттардың өтімділігінің өзгеруі

1.4. Газды-мұнайлы Құмкөл кенорны мысалында ҰГЗ мәліметтері бойынша геологиялық ортаның негізгі геофизикалық және динамикалық параметрлерін анықтау

Газды-мұнайлы Құмкөл кенорнын ҰГЗ мәліметтерін қолданып геологиялық ортаның негізгі геофизикалық және динамикалық параметрлерінің зерттелу күйін бағалау үшін зерттеу нысаны ретінде таңдау өнімді қабаттардың күрделі жұмыс режимімен; барлау және дайындаудың интенсивті қарқынымен; жоғарғы протерозойдан қазіргі түзілімдерге дейінгі уақыт аралығындағы қиманың толықтығымен; өнімді горизонттардың тиісінше терең емес жатыстарымен және жоғарғы кеуектілігімен байланысты.

1.4.1. Газды-мұнайлы Құмкөл кенорнының қысқаша геологиялық сипаттамасы және құрылымдық ерекшеліктері

Құмкөл көтерілімі құрылымдық планда Арысқұм ойысының Ақшабұлақ және Сарылақ грабен-синклинальдарын бөлетін Ащысай горст-антиклиннің оңтүстік бөлігінде орналасқан [5, 17]. Іргетас тектоникалық бұзылыстармен солтүстік-батыс және шығыс-солтүстік-шығыс созылымы блоктарына бөлінген. Қатпарлы тыста тектоникалық бұзылыстар солтүстік-батыс бағытта байқалады.

Ю-IV өнімді горизонтының жабыны бойынша Құмкөлдің құрылымы изогипс (-1300 м) 20*8 км 160 м максималды амплитуда бойынша өлшемді брахиантиклинальді пішінге ие болады. Батыс қанаттағы жыныстардың құлау бұрышы $-1^{\circ}30'$. Қатпар үш тектоникалық бұзылыспен (F_1 , F_2 , F_3) құрылған. Шығыс лықсыманың амплитудасы F_2 60–100 м құрайды.

Протерозойдың жыныстары гнейстермен және олардың мору өнімдерімен берілген. Іргетастың ең төменгі жатыс тереңдіктері (1160–1170 м-ге дейін) кенорынның орталық бөлігінде таралған (2, 9, 12, 17, 19 ұңғымаларының ауданы). Ю-I өнімді горизонтының жабыны бойынша көтерілімнің өлшемі 20x9 км 120 м көтерілім амплитудасы (1220 м) бар

тұйық изогипс бойынша, М-I өнімді горизонтының жабыны бойынша құрылым 51 м амплитуда кезінде тұйық изогипс (-1000 м) бойынша 17х4 км өлшемге ие болады. Құрылымның шығыс қанаты юралық түзілімдерді қиятын, планда іс жүзінде тектоникалық бұзылыстармен F_2 сәйкес келетін флексурамен құрылған. Қимамен жоғары қарай құрылымның амплитудасы Ю-IV жабыны бойынша 160 м-ден, М-I жабыны бойынша 51 м-ге дейін төмендейді. Көтерілімнің ені бетте кішірейеді және оның кескіні М-I горизонты бойынша орталық-шығыс бөлікке қарай жылжуымен өзгереді.

Іргетас жыныстарының үстінде мезозой-кайнозойдың терригенді жаралымдары стратиграфиялық үйлесімсіздікпен жатыр. Бұл жаралымдар аймақтық стратиграфиялық үйлесімсіздікпен ажыратылатын екі құрылымдық подэтажға бөлінеді: жоғарғы триасты-юралық және бор-палеогенді.

Жоғарғы триасты-юралық подэтаждың қимасында жасы бойынша шамамен жоғарғы триас-төменгі юра, ортаңғы және жоғарғы юра уақыттарына сәйкес келетін үш ырғақты қатқабат ажыратылады. Олардың әрқайсысы коллекторлар құрайтын сынықты жыныстардың будасынан басталады және флюидтірек болып табылатын сазды жыныстармен аяқталады.

Екі свитадан (триастың жоғарғы бөлімі – юраның ортаңғы бөлігі – T_3 – I_2) құралған алғашқы ырғақты қатқабаттың қалыңдығы 1735 м-ге дейін жетеді және әркелкі түйірлі құмтастардың, гравелиттердің және конгломераттарға өтпелі аргилиттердің (Кумбулакская свитасы – 1200 м) қабаттасуы және қара аргилиттермен және сазды алевролиттермен (Айболинская свитасы – 535 м) құрылған. Бұл ырғақты қатқабаттың абсолютті жасы – 178–235 млн жыл.

Ортаңғы юралық бөлім (I_2 – дощанская свитасы) сұр түсті құмтастардың, алевролиттердің және қара-сұр түсті аргилиттердің (қалыңдығы 12 м-ден 56 м-ге дейін) қабаттасуымен құрылған. Бұл свита жабынды бөлігінде мұнай-газдылы (Ю-IV горизонты) болып табылады. Свитаның төменгі бөлігінде көмірдің қабаттары (қалыңдығы 4–6 м) кездеседі. Абсолютті жасы I_2 – 161,3–178 млн жыл.

Карагансайская свитасы (I_{2-3}) дощанский түзілімдерінде трансгрессивті жатыр және қара түсті аргилиттермен, сұр түсті сазды алевролиттің аздаған қабатшасы бар аргилитке ұқсас саздармен құрылған. Қалыңдығы 45 м болатын бұл свита дощанский свитасының коллекторларының үстінде флюидтірек болып табылады және грабен-синклинальдарда свитаның жоғарғы бөлігі жанғыш тақтатастармен берілген. Осы құрылымдарда свитаның қалыңдығы 257 м-ге жетеді. Абсолютті жасы I_{2-3} – 157,1–161,3 млн жыл.

Юраның жоғарғы бөлімі (I_3) карагансай свитасының аргилиттерінде шайылыммен жатыр және құмкөл және қоскөл свиталарына жіктеледі. Құмкөл свитасы құмтастармен, құмдармен және алевролиттермен берілген үш өнімді горизонтты (Ю – I, Ю – II, Ю – III) құрайды. Горизонттар барлық аудан бойынша саз және сазды алевролиттердің ұстамды қабаттарымен бөлінген. Құрылымнан тысқары свитаның қалыңдығы 37–38 м-ден 82 м-ге дейін өзгереді. Грабен-синклинальдарда свитаның қалыңдығы 300 м-ге жетеді. Свитаның жаралуының уақыттық интервалы 154–161 млн жыл.

Қоскөл свитасы құмкөл свитасының үстінде үйлесімді жатыр және сазды жаралымдардан тұрады. Бұл түзілімдер юралық өнімді горизонттар үшін флюидтірек болып табылады. Свита екі подсвитаға жіктеледі. Төменгі бөлімі сұр, жасыл-сұр және қара түсті саздармен және сазды, жұқа қабатты, битумды сұр түсті құмтастардың қабатшалары бар карбонатты құмтастардың бөлігімен және сиректеу мергельдер мен әктастармен, алевролиттермен берілген. Оның қалыңдығы 16–25 м. Жоғарғы подсвита саздармен және сазды алевролиттермен құралған. Оның қалыңдығы 16–106 м. Оның жоғарғы жағының шайылуына байланысты қалыңдығының өзгеруі байқалады. Грабен-синклинальдарда свитаның қалыңдығы 550 м-ге жетеді, жанғыш тақтатастары бар орындар 50 м-ге жетеді. Свитаның абсолюттік жасы 145–152 млн жыл.

Бор түзілімдері (K) даульский (неоком надъярусы), карачетауский (K_1), кызылкинский (K_{1-2}) балапанский (K_2 – турон ярусы) свиталарына және де жоғарғы турон-төменгі сенон және жоғарғы сенон горизонттарына ажыратылады.

Төменгі және жоғарғы даульский подсвиталарының түзілімдері қоскөл свитасының үстінде аймақтық шайылыммен және бұрыштық үйлесімсіздікпен жатады. Құмдармен және қоңыр түсті сазды, карбонатты алевролиттердің және саздардың қабатшалары бар алевролиттермен берілген, қалыңдығы 87–123 м арысқұм горизонты төменгі даульский подсвитасының негіздемесі болып табылады. Құмкөлде құрамы бойынша арысқұм горизонты үш будаға жіктеледі: төменгі және жоғарғы – құмтасты-алевритті және ортаңғы – сазды. Жоғарғы құмтасты буда және төменгі бөлімнің жабынды бөлігі өнімді болып келеді. (М-I және М-II).

Төменгі даульский подсвитасының жоғарғы бөлігі сазды және карбонатты (карбонаттылығы 30 %-ға дейін) алевролиттермен және қалыңдығы 16–113 м болатын саздармен құрылған. Олар М-I және М-II өнімді горизонттары үшін флюидтірек болып табылады.

Жоғарғы даульский подсвитасы төменгі және ортаңғы бөліктерінде құмтасты және сазды қызыл түсті жыныстардың будасымен, ал жоғарғы бөлігінде саздармен берілген. Подсвитаның қалыңдығы 153–241 м. Даульский свитасының абсолюттік жасы 132–145,5 млн жыл.

Карачетауский свитасына біріккен апт-альб ярустары даульский свитасының үстінде шайылыммен жатыр және сұр түсті құмтасты әлсіз цементтелген гравелиттердің және саздардың қатқабаттарымен құрылған. Барлық жыныстар көмірленген өсімдік қалдықтарымен қаныққан. Свитаның қалыңдығы 235–350 м. Свитаның абсолюттік жасы 105–124,5 млн жыл.

Альб-сеноман ярусы (кызылкинский свита) шұбар түсті сазды-алевролиттермен және құм және құмтастардың қабатшалары бар саздармен берілген. Свитаның қалыңдығы 87–186 м. Свитаның абсолюттік жасы – 90,5–97 млн жыл.

Бордың турон ярусы балапан свитасына ерекшеленген. Ол кызылкинский свитасында трансгрессивті жатыр және құмдармен және саздармен берілген. Көмірге айналған өсімдік қалдықтары кездеседі. Свитаның қалыңдығы 82–152 м. Абсолюттік жасы 88,5–90,5 млн жыл.

Жоғарғы турон және төменгі сенон түзілімдері қалыңдығы 123–136 м болатын құмдармен және саздармен берілген, балапан свитасында шайылыммен жатыр (жасы 73–88,5 млн жыл).

Жоғарғы сенон түзілімдері палоегенге дейінгі уақытта шайылым түрінде жиі кездеспейді. Олардың қалыңдығы 43 м (жасы – 65–69 млн жыл).

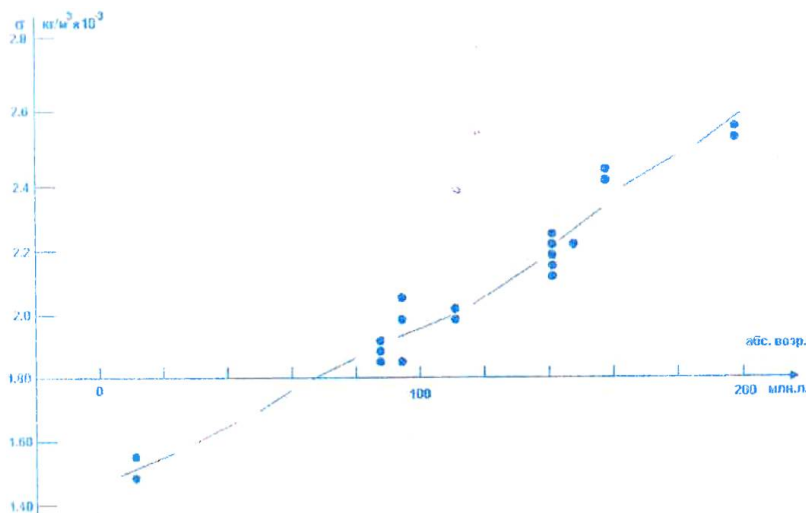
Қалыңдығы 66 м палеоген-төменгі эоценді түзілімдер (саздар, құмдар) көмірге айналған өсімдік детриттерінен тұрады. Жасы – 23,5–50 млн жыл.

Қалыңдығы ондаған метрге жетпейтін неоген-төрттік түзілімдер (жасы – 0–23,3 млн жыл) құмдармен, саздақтармен, құмдақтармен құрылған.

1.4.2. Газды-мұнайлы Құмкөл кенорнының геофизикалық ерекшеліктері

Жекелеген литологиялық әртүрліктердің физикалық сипаттамаларын талдау үшін келесідей уақыт аралықтары қабылданған:

1. Венд – кембрий (530-590) – 563 млн жыл.
2. Триас – юра – алғашқы ырғақты қатқабат (құмбұлақ және айболинский свиталары) – 206,5 млн жыл.
3. Ортаңғы юра (дошанский свитасы) – 169,6 млн жыл.
4. Ортаңғы және жоғарғы юра (карагансайский свитасы) – 159,2 млн жыл.
5. Юраның жоғарғы бөлімі (құмкөл және қоскөл свиталары) – 157,5 млн және 148,5 млн жыл.
6. Бор түзілімдері: даульский свитасы (неоком надъярусы) – 138,75 млн жыл; карачетауский свитасы (апт-альб ярустары) – 114,75 млн жыл; кызылкинский свитасы (альб-сеноман ярусы) – 89,5 млн жыл.
7. Жоғарғы турон және төменгі сенон түзілімдері – 80,75 млн жыл.
8. Жоғарғы сенон түзілімдері – 67 млн жыл.
9. Палеоген-төменгі эоценді түзілімдер – 36,75 млн жыл.
10. Неоген-төрттік түзілімдері – 11,65 млн жыл.

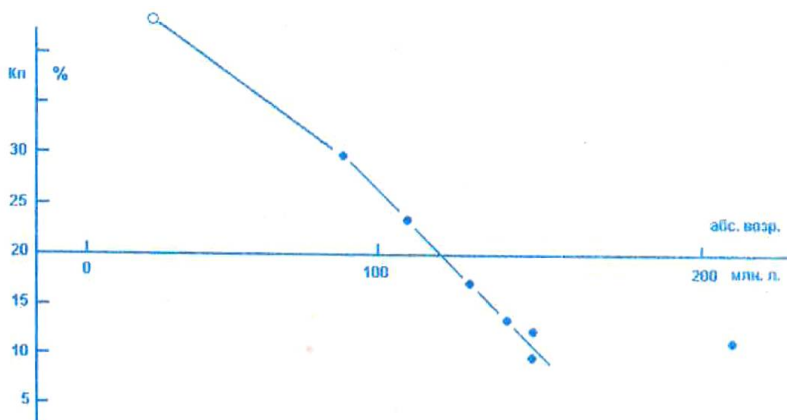


1.15-сурет. Өртүрлі жасты топтардың түзілімдерінің тығыздығының өзгеру графигі

Горизонттардың жаралуының абсолютті жасын таңдау кезінде свиталардың қалыңдайтын шектеріндегі аралықтардың орташа мәні ескерілді.

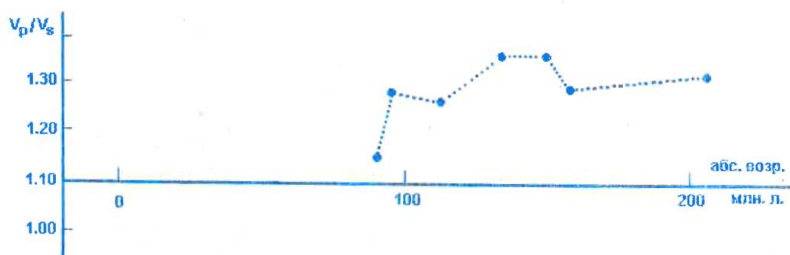
1. Белгілі бір свитаны немесе ырғақты қатқабатты құрайтын әртүрлі терригенді жаралымдардың тығыздық сипаттамасы (1.15-сурет) абсолюттік жастың өсуімен жоғарылау заңдылығына ие. Жекелеген жүйелерді, серияларды, субсерияларды (свиталар, подсвиталар, ырғақты қатқабаттар, горизонттар) абсолюттік жасқа байланыстыру [9–11] берілген, белгілі жүйе бойынша жасалған. Жас терригенді жаралымдар үшін тығыздық және кеуектілік мәндері [1, 19] бойынша бағаланған (11,75 млн жыл).

2. Әртүрлі терригенді жаралымдардың кеуектілігі тереңдікпен азаю заңдылығына (1.16-сурет) ие және тығыздықтың өзгеруіне кері тәуелді сияқты болады.



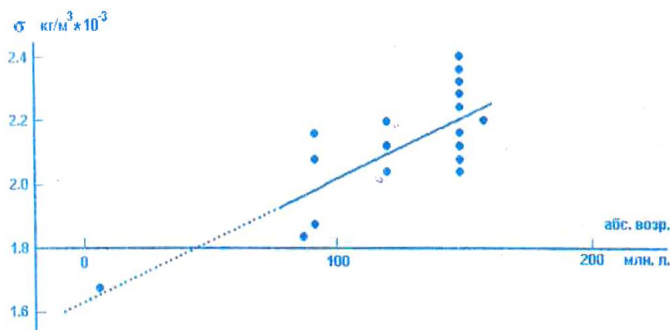
1.16-сурет. Өртүрлі жасты горизонттар түзілімдерінің кеуектілігінің өзгеру графигі

3. Ультрадыбыс жылдамдығының керн осіне жағалай (V_s) және перпендикуляр (V_p) әсері (1.17-сурет) аздаған мәнге ие (1,25). Палеозойлық жыныстардағы кума және көлденең сейсмикалық толқындардың жылдамдығының қарым-қатынасы әдетте 1,73 құрайды. Мұндай айырмашылық үлгілерде және далалық жағдайлардағы өлшеу әдістемесімен, сондай-ақ терригенді және магмалық жаралымдардың ерекшеліктерімен байланысты болуы мүмкін.



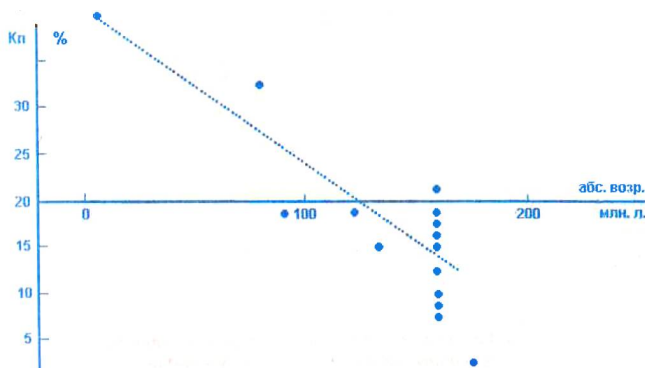
1.17-сурет. Өртүрлі жасты горизонттардың керн осімен (V_s) және керн осіне перпендикуляр (V_p) бойынша ультрадыбыс әсерінің өзгеру графигі

4. Әртүрлі жасты горизонттар үшін саздың тығыздығының өзгеруіне (1.18-сурет) қарай оның бір жасты топтар үшін кең ауқымдағы вариациясын байқауға болады. Саздардың тығыздығының бұл ерекшелігі оның көмірсутектердің таралуының аудан және тереңдік бойынша анықталуына белгілі талаптар қосады.



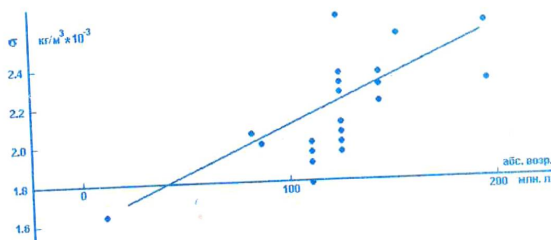
1.18-сурет. Белгілі біржасты горизонттар үшін саздың тығыздығының өзгеру графигі

5. Әртүрлі жасты топтардың саздарының кеуектілігін зерттеу (1.19-сурет) сондай-ақ өз кезегінде оның сазды горизонттардың латералы бойынша зерттелуіне белгілі талаптар қосатын бір жас аралығының шегінде көп өзгеруін көрсетеді.



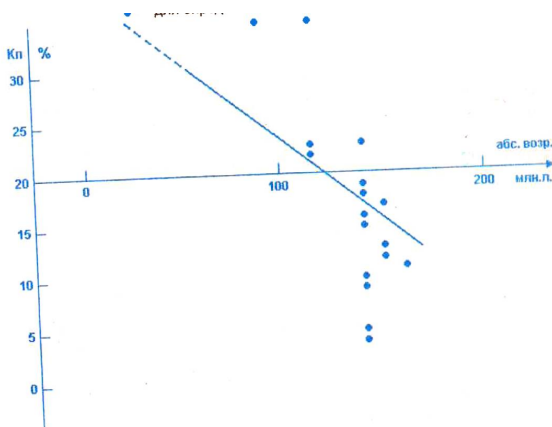
1.19-сурет. Белгілі бір жасты горизонттар үшін саздардың кеуектілігінің өзгеру графигі

6. Әртүрлі жасты топтар үшін құмтастардың тығыздығын зерттеу (1.20-сурет) оның құмтасты горизонттардың латералы бойынша зерттеу қажеттілігін көрсетеді.



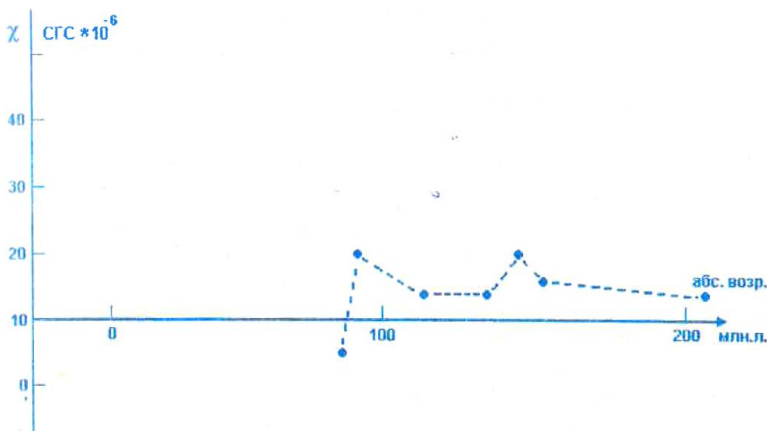
1.20-сурет. Белгілі бір жасты горизонттар үшін құмтастардың тығыздығының өзгеру графигі

7. Кейбір жасты топтардың шегіндегі құмтастардың кеуектілігі (1.21-сурет, 139–148 млн жыл аралығы) үлкен шашылымға ие. Бұл құмтастар горизонттарының жаралуының кең уақыт аралығымен байланысты болуы мүмкін немесе олардың кеуектілігінің латерал бойынша өзгергіштігін сипаттайды. Кез келген жағдайда жер қойнауының күйін бақылау кезінде техногендік үрдістердің қарқындылығын бағалауда құмтастардың кеуектілігін аудандық зерттеу маңызды сипаттама ретінде қажет.



1.21-сурет. Белгілі бір жасты горизонттар үшін құмтастардың кеуектілігінің өзгеру графигі

8. Құмкөл газды-мұнайлы кенорнының бүкіл терригенді кимасы іс жүзінде магниттік қабылдағыштық бойынша дифференциалданбайды (1.22-сурет).



1.22-сурет. Белгілі бір жасты горизонттар үшін түзілімдердің магниттік қабылдағыштықтың өзгеру графигі

9. Көмірсутектері бар горизонттардың электрлік сипаттамасы мен радиоактивтілігінің ерекшеліктері жалпыға мәлім және келтірілмеген.

1.4.3. Өнімді горизонттардың динамикалық сипаттамасының кейбір ерекшеліктері

Қабаттық қысымға қалыпты кернеудің әсері көмірсутектері бар терригенді кималардың негізгі динамикалық параметрі болып табылады. Сондықтан қабаттық қысымның өзгеруі және оған әсер ететін үрдістер жер қойнауының күйін бағалауда анықтайтын мәнге ие. Бұл сұрақ Құмкөлдің алғашқы (M1+M11) және екінші (Ю1+Ю11) нысандары бойынша қабаттық қысымның өзгеру графиктерін салыстыру кезінде, сондай-ақ кенорынды пайдалану уақытында газ-мұнайлы жапсардың (ГМЖ) шекарасының өзгеруі бойынша қарастырылды.

Кенорындағы мұнайды C_2 категориясы бойынша шамалық қоры 32 млн тоннаны құрады. C_2 категориясы бойынша екінші нысанның үлесі 43,3 % тең немесе 13,86 млн тонна. 1996 жылдың бірінші жартыжылдығында 427,52 мың тонна мұнай, 446,97 мың тонна сұйықтық және 58569,6 мың m^3 газ өндірілді. Жартыжылдықта сығымдау ұяшықтарымен жер бетіне айдауға алудың қатынасы 1:1,6 құрады [18]. 1.07.1996 жылғы жағдаймен дайындаудың басынан қабатқа 2581,0 мың m^3 су айдалды.

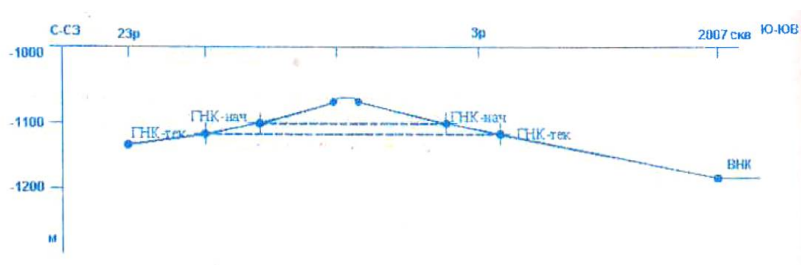
Ондаған жылдардың шегіндегі өндірудің шартты кезеңінде 8550 мың тонна мұнай өндірілуі мүмкін еді. Бұл екінші нысан бойынша C_2 категориясымен 62 % құрайды. Егер екінші нысанның (ЮІ+ЮІІ) 13,8 м-дегі жалпы қалыңдығын қабылдап және осы қалыңдықтың мұнайлылық бойынша ұстамдылығына рұқсат етілсе, онда мұнайлы шоғырдың қалыңдығының азаюы 8,56 м құрайды немесе 23,8 % тең ЮІ+ЮІІ коллекторларының кеуектілігін есептесек, кеуектердің жалпы қалыңдығы (мұнаймен толы емес, сумен немесе газбен араласқан) 2,04 м құрайды. Бұл шартты қабат мүмкін болатын динамикалық үрдістерге және барлық қима бойынша кернеудің және қысымның қайта бөлінуіне қатысты болады.

Мұнайдың кез келген орын басуы қиманың тығыздық сипаттамаларының өзгеруіне және Құмкөл кенорнының құрылымын құрайтын қабаттар арасындағы өзара динамикалық әрекеттесуге әкеледі.

Қабаттық қысым геологиялық ортаның динамикалық сипаттамасының бастыларының бірі болып табылады. Оның Құмкөлдегі көмірсутектерді өндіру кезіндегі өзгеру сипатын, [18] бойынша құрастырылған екі график бойынша (1.23, 1.24-суреттер) бағалауға болады. Бірінші нысандағы қабаттық қысымның P_n максималды мәні солтүстік-шығыс бөлігінде (тектоникалық бұзылысқа жақын) байқалады, ал екінші нысанда ол оңтүстік-батысқа қарай жылжыған. Қабаттық қысымның P_n мұндай біртекті емес үлестірілуі әрбір өнімді горизонтта арнайы динамикалық жағдайларды құруы мүмкін. Бұл нақтылауларды ҰГЗ мәліметтері бойынша режимді жүргізген жөн, яғни өндіру қарқынына тәуелді түрде қабаттық қысымның өзгергіштігін зерттеу арқылы жер қойнауының күйін аудандық бақылау қажет.

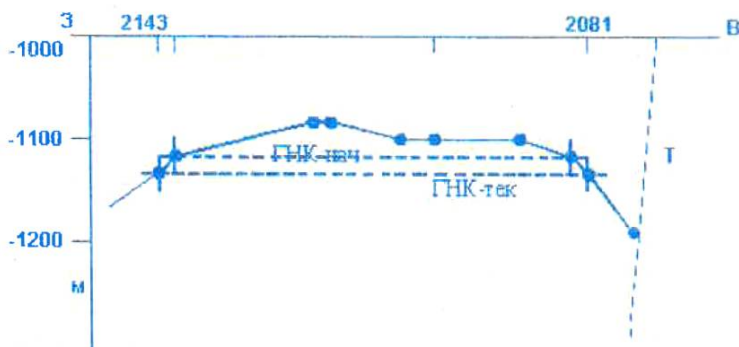
1.25, 1.26-суреттерде 1.01.2001 ж. бойынша екінші нысаннан көмірсутектерді өндіру сәтінен бастап газды телпектің ауданы және қалыңдығының өзгеруін сипаттайтын мәліметтер келтірілген. Газды телпектің әркелкі кеңеюі геологиялық ортаның динамикалық сипаттамаларының әркелкі өзгеруін және газды-мұнайлы Құмкөл кенорны ауданы бойынша техногендік үрдістердің әркелкі дамуын көрсетеді. Осы сипаттамаларды зерттеу теориялық және әдістемелік, сондай-ақ зерттеудің ұңғымалық әдістерінің кешендерін таңдау сияқты қосымша жұмыстарды талап етеді.

Гидродинамиканың, яғни мұнайдың газбен немесе кабаттық сумен өзара араласу сұрағы әзірше қарастырылмады. Бұл мәселелер келесі зерттеулерде қарастырылатын болады. Мұнда олар мұнайдың басқа флюидтермен араласуын бақылауда ҰГЗ мүмкіндіктерінің анықтығына орай талданбайды.



1.25-сурет. 01.01.2001 ж. өндіру уақытында екінші нысанның газды телпегінің С-О бағытында өзгеру графигі

ГНК-нач – бастапқы газды-мұнайлы жапсар, ГНК-тек – ағымдағы газды-мұнайлы жапсар, ВНК – сулы-мұнайлы жапсар



1.26-сурет. 01.01.2001 ж. өндіру уақытында екінші нысанның газды
телпегінің Б-Ш бағытында өзгеру графигі
Т – тектоникалық бұзылыс

1.5. Жер қойнауының күйін бақылау үшін ҰГЗ мүмкіндіктерін алдын ала бағалау

Жер қойнауының күйін бақылау үшін ҰГЗ мүмкіндіктерін келесідей бағыттарда алдын ала күшейтуге болады:

1. Көмірсутектер кенорындарының аудандары бойынша тығыздығының өзгеруін анықтау. Жапқыштардың және коллекторлардың тығыздығының өзгеруіне ерекше назар аудару қажет.

2. Барлық өнімді горизонттар және мұнай-газдылық ауданы бойынша жабындайтын қабаттар бойынша кеуектіліктің өзгеруін анықтау.

3. Геологиялық ортаға түсірілетін динамикалық жүктеменің өзгергіштігін анықтау мақсатында кенорын ауданы бойынша қабаттық қысымның қалпына келу уақытын және жылдамдығын анықтау.

4. Ультрадыбыстың қатысты жылдамдығының қабаттасуға жағалай және перпендикуляр өзгергіштігін зерттеу.

5. Мұнай-газдылықтың ағымдағы контурын белгілеп кенорынның ауданы бойынша пайдалы компоненттерді өндіру қарқынымен синхронды көмірсутектердің сумен немесе газбен алмасу динамикасын анықтау.

6. Көмірсутектерді өндіру қарқынына тәуелді түрде кенорын ауданы бойынша контурдан сыртқы қабаттық судың деңгейінің өзгеруін анықтау.

7. Көмірсутектерді өндіру қарқынымен сәйкес кенорынның ауданы бойынша изобарлар картасын құрастыру.

2. ҚАУІПТІ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ЖӘНЕ ЭКОЛОГИЯЛЫҚ ҚҰБЫЛЫСТАР БАЙҚАЛҒАН КӨМІРСУТЕК КЕНОРЫНДАРЫНЫҢ МӘЛІМЕТТЕРІН ТАЛДАУ, ӨНДЕУ

Қоршаған ортаға залалын тигізбей көмірсутекті өндіріп қазу бұл өзекті мәселеге айналып отыр. Қазынды жүйесінің барлық бұзылыстары мен технологиялық құрал-жабдықтардың бұзылуына байланысты экономикалық шығындарды ескеру қажет.

Көмірсутекті қазып игеру кезінде пайда болған қауіпті геологиялық және экологиялық құбылыстарды үш топқа бөліп қарастыруға болады:

1) барлық қабаттардың толық бұзылуына байланысты жер бетінің отырып, шөгуі;

2) техногендік жер сілікінісіне алып келетін деформациялық процестер;

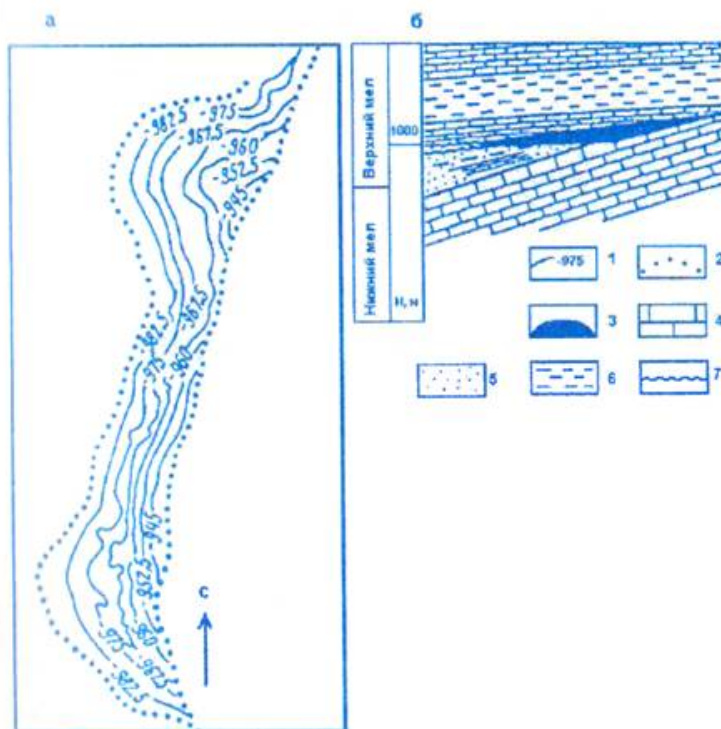
3) жер бетінде техногендік және экологиялық өзгерістердің пайда болуы.

Аталмыш топтарды зерттеу анықтау негізгі геофизикалық және геологиялық өлшемдер арқылы жүзеге асады. Демек қабаттар синхронды түрде қалыптасып қазындыны беткі қабатқа шығарады. Осы мақсатта негізгі физикалық-динамикалық кенорын моноклиналда ашылған динамикалық өлшемдерді қарастырып, кенорын қабаттарын ұзақ жылдар бойы игеруді жалғастырамыз. Ең алдымен көмірсутек кенорындары тексеріліп, нақты мәліметтер алуға зор мүмкіндіктер туындап пайда болады.

2.1. Ұзақ мерзімде қабатты игеру кезіндегі өлшемдердің өзгеру сипаты

Вудбайн қабаты. Бұл қабат ірі Ист-Тексас кенорнының ірі мұнай горизонты болып табылады. Бұл аталмыш мұнай кенорны Техас штатының солтүстік-шығыс бөлігінде орналасқан. Кенорны 1930 жылы ашылған.

Құрылымдық жоспар бойынша аталмыш кенорын ірі мұнайгаз ойпаты Галф-Кост аумағында жатыр. Солтүстігінде Мексика шығынағымен шектесіп жатыр.



2.1 сурет. Ист-Тексас кенорны [20]

А – Вудбайн құмдарының жатыны бойынша құрылымдық карта (жоғарғы бор), б – кенорынның геологиялық қимасы, 1 – изогистер, м, 2 – шоғыр шекарасы; 3 – мұнай, 4 – әктастар, 5 – сумен қаныққан әктастар, 6 – саздар, 7 – стратиграфиялық сәйкессіздіктің беті

Кенорын моноклиналда ашылған. Бұл моноклинал Сэбин көтерілімінің батыс бөлігінде орналасқан (2.1-сурет [20]).

Негізінен құмдардан құралған Вудбайн өнім қабатында моноклиналды бағытта созылған стратиграфиялық тұрғыдан ерекшеленген мұнай шоғырлары орналасқан. Шоғырлар солтүстіктен оңтүстікке қарай бағытталған. Мұнай шоғырының ұзындығы гидродинамикалық байланыспен аймақты қамти отырып ендік көлемде таралған. Бастапқы мұнайбайланыс нүктесі – 10–12 м байқалады.

Өнім қабатының негізгі өлшемдері:

Мұнай ауданы – $567 \times 10^6 \text{ м}^2$;

Орташа қалыңдық – 11,4 м;

Қабаттылықтың орташа коэффициенті – 0,25;

Орташа өткізгіштік – $2\text{Д} (\text{мкм}^2) - 15 \times 10^{-11} \text{ м}^2$;

Қабат температурасы – $62-63^\circ \text{C}$;

Бастапқы ВНК белгісіндегі қабат қысымы – $113,4 \text{ кгс/см}^2$;

Қанығу қысымы – $52-54 \text{ кгс/см}^2$;

Газ факторы – $58-65 \text{ м}^3/\text{м}^3$;

Қабатты жағдайлардан мұнай шоғырына алмасқандағы қалыптылық – $20-21\%$;

Қалыпты жағдайлардағы мұнай тығыздығы – $0,83\%$;

Қабат жағдайындағы мұнайдың тұтқырлығы – $0,93 \text{ сП}$;

Қабат суларының салыстырмалы салмағы – $1,05 \text{ г/см}^3$;

Тесіктерді байланыстырушы судың мөлшері – 17% ;

Қабаттың мұнаймен қанығуы – 83% ;

Қабат жағдайларындағы мұнайдың сығылу коэффициентінің көлемі – $1,39 \times 10^{-4} \text{ 1/атм} (1,39 \times 10^{-3} \text{ 1/МПа})$;

Қабаттағы судың сығылу коэффициенті – $3,78 \times 10^{-5} \text{ 1/атм} (3,78 \times 10^{-4} \text{ 1/МПа})$;

Қабатты ортаның сығылу коэффициентінің мөлшері – $(1-2) \times 10^{-5} \text{ 1/атм} (1-2) \times 10^{-4} \text{ 1/МПа}$.

Жаздағы 40 жуық қазынды шоғырлардың келесідей өлшемдерін анықтауға көмегін тигізді.

Мұнайдың бастапқы геологиялық қоры (НИЗ) – $1,2 \text{ млрд м}^3$ немесе 1 млрд т .

Алғаш рет алынған мұнай қоры (НИЗ) – 950 млн м^3 немесе 800 млн т .

Соңғы мұнай коэффициенті (КНО) – $0,80$.

1956 жылға дейін (25 жыл бойы жүргізілген қазу жұмыстары) мұнай ауданының аумағы $30-35\%$ дейін қысқарған, демек орташа жылдық қысқартулар $1,2-1,4\%$ құрап, құрамдарын өзгерткен. 1.01.1973 ж. мұнай аумағы бастапқыға қарағанда 52% қысқарған. 17 жыл ішінде (1956–1973) жыл сайынғы қысқартулар $1-1,3\%$ құрайды. Көріп отырғанымыздай мұнай аумағы 42 жыл ішінде тегіс жүріп отырды.

Шығыс Техас кенорнының жалпы сипатына тоқталамыз (осы кенорынды зерттеп игеру кезінде кенорын Шығыс-ист-Тексастан Шығыс Техасқа дейін созылып жатыр).

2.1-кестеде мұнай мен суды игеру мәліметтері беріліп, қабат қысымы бойынша су инъекцияланған. Осылайша 1930–1945 жж. қазан айында Шығыс Техас игеріле бастады. Осы мәліметтер бойынша 2.2-суретте өнім қабатының динамикалық өлшемдері берілген. Шығыс Техас мұнай кенорнының Вудбайн өнім қабатының басты ерекшелігі қоректену көздері солтүстіктен батысқа қарай созылып жатыр. Вудбайн қабаты ИглФорд қабатымен көмкеріліп, біртұтас гидравликалық тұрғыдан арындысу жүйесімен байланысқан. Қабат жүйесі бүкіл ауданды қамтып жатыр, демек 80 мың км², яғни 6 млн га сәйкес келеді. Бұл аумақ мұнайлы контурлардан асып түседі.

2.4-суретте мұнайды өндірудің жылдық өзгерістері берілген, сонымен қатар 1930–1972 жж. өнімнің сулануы сипатталған. 1-қисық сызық мұнайдың интенсивтілігін көрсетсе, 2-қисық – барлық сұйықтықты алуды, ал 3-график сулану үлесін көрсетеді. Өнім қабатына тек алынған сулар ғана толған. Бұл мәліметтер мұнайды тұрақты игеру кезіндегі геодинамикалық және геофизикалық жағдайларды көрсетеді.

2.2-суретте қабат қысымы 1 атм кемігенде, төмен түскендегі судың сорғылануын көрсетеді. Бұл кестеде жасанды суландыру қазындының қолайлы жағдайын қалыптастырады.

Шығыс Техас кенорны бойынша тұжырымдалған мәліметтерді ала отырып, осылайша, вудбайн қабаты өнімді қабат болатынын анықтай аламыз.

1. Қабат қысымы мен Мұнайды қазу арасындағы белгілі бір байланыс анықталады (2.1–2.4 суреттер, 2.1–2.2-кестелер).

2. Шығыс Техас кенорнының геологиялық-геофизикалық, гидродинамикалық, тектоникалық жағдайлары бірдей, сондықтан динамикалық разбаланс жүйе бойынша қалыптасқан. Геологиялық орта бойынша қазынды немесе динамикалық өзгерістер орын алып, гидрожүйелердің өлшемдерінің өзгерістері байқалмаған.

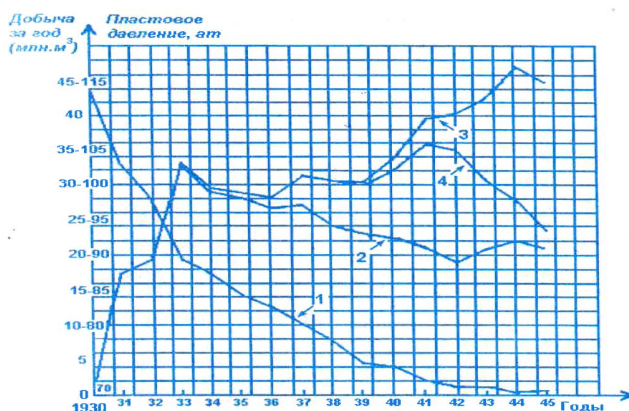
3. Шығыс Техас кенорын туралы көп жылдық эксплуатациялық мәліметтер жиналып, мұнай кенорнының үлгісін тұрғызу кезінде кеңінен қолданылады.

*Көмірсутектерді өндіру кезінде жер қойнауының жағдайына
байланысты мәліметтерді талдау*

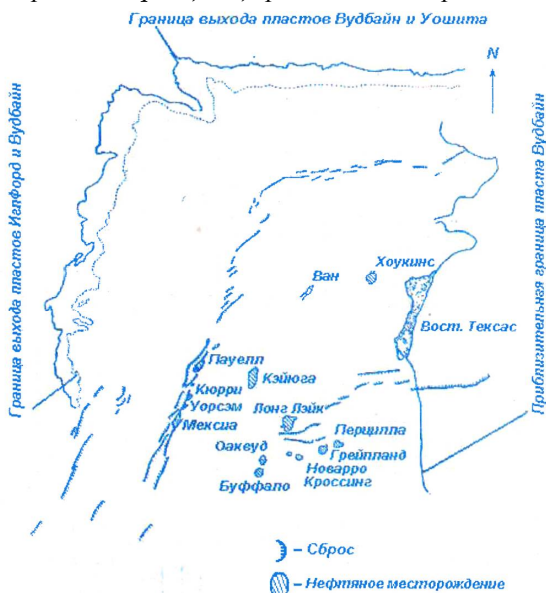
2.1-кесте

Шығыс Текастың вудбайн қабаты бойынша орташа қысым мен қабат бойынша судың инъекциялануы, мұнай мен судың алынуы туралы мәліметтер (қабат қысымы изобар картасының негізінде судың бастапқы көріністері белгісінде келтірілген).

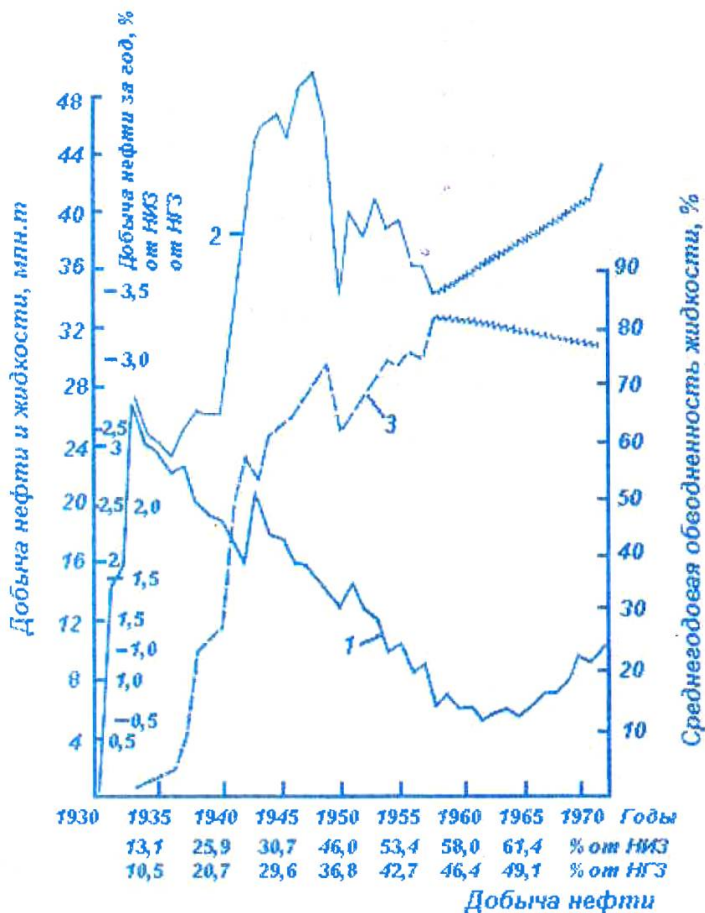
Жыл бойы өндіретін казба млн м ³		Қабатты инъекцияланған Су мөлшері, жыл бойы млн м ³		Қабаттың жылдық балансы (сұйықтықтың өңделген және инъекцияланған сынамалары арасындағы айырмашылық) млн м ³		Жыл соңындағы қабат қысымының орташа мөлшері, атм		1 қантарға дейінгі жинақталған қазынды, млн, м ³		Қабаттың Ортақ Балансы (сынамаланған және инъекцияланған арасындағы айырмашылық)		Мұнайдың орташа тәуліктік мөлшері, мың м ³		1 қантардағы өнім ұңғыма ларының саны		Жыл соңындағы Инъекцияланған ұңғымалар саны	
Мұнай	Барлық сұйықтық							Мұнай	Барлық сұйықтық								
117,4	17,4	0	17,4	103	0,004	0,004	0,004	47,7	5	0							
119,3	19,3	0	19,3	98	17,4	17,4	17,4	52,7	3612	0							
332,6	32,9	0	32,9	89,6	36,7	36,7	36,7	89,2	9372	0							
228,8	29,4	0	29,4	87,6	69,3	69,6	69,6	79	11875	0							
228,1	28,9	0	28,9	84,4	98,1	99	99	77	15507	0							
226,6	28,3	0	28,3	82,7	126,2	127,9	127,9	72,7	1956	0							
227,1	31,3	0	31,3	78,7	152,8	156,2	156,2	74,3	21960	0							
224,2	30,6	0	30,6	77,8	179,9	187,5	187,5	66,2	24269	0							
223	30,4	0,4	30	74,6	204,1	218,1	218,1	63	25765	10							
222,4	33,8	1,7	32,1	74	227,1	248,5	248,1	61,2	25977	32							
221,1	39,7	3,7	36	72,1	249,5	282,3	280,2	57,7	25921	47							
119,1	40,5	5,3	35,2	71,4	270,6	322	316,2	52,4	25820	-							
221	42,6	12	30,6	71,2	289,7	362,5	351,4	57,5	25483	63							
222	47,2	19,4	27,8	70,4	310,7	405,1	382	60,1	25100	75							
221	45	21,5	23,5	70,6	332,7	452,3	409,8	57,4	-	73							



2.2-сурет. Қазынды графигі мен қабат қысымы (атм), Шығыс Техас Вудбайн қабаты бойынша тұрғызылған кесте
1 – әрбір жылдың соңындағы орташа қабат қысымы, 2 – жыл сайын игерілген мұнай өнімі, 3 – барлық сұйықтықтың жыл бойы өндірілген мөлшері, 4 – қабаттың жыл бойындағы балансы (алынған және инжекторланған сұйықтық арасындағы айырмашылық) [21]



2.3-сурет. Вудбайн суарынды жүйенің қабаттылық жоспары [7]



2.4-сурет. Жыл бойына өндірілген мұнайдың өзгерістері, 1930–1972 жж. алынған сұйықтық мөлшері. Шығыс Техас кенорны Вудбайн қабаты. 1- және 2-кисықтар ордината осінің белгілерінде белгіленіп, 3-нүктесі суреттің оң жағындағы белгілерге сәйкестендірілген

2.2-кесте

Контур сыртындағы флюдинг процесінің басына дейінгі және кейінгі орта қабат қысымының төмендеуі және әртүрлі периодтардағы қабат қысымының 1 атм төмендеу кезіндегі сұйықтықты өндіру

Период	Период ұзақтылығы	Период ішіндегі орта қабат қысымының төмендеуі, атм	1 жылдағы орта қабат қысымының төмендеуі, атм	Қабаттан өндірілген сұйықтықтың көлемі, қабатқа инжекцияланған сұйықтықтың көлемін санамағанда, млн м ³	Қабат қысымы 1 атм-ға түскен кездегі қабаттан алынған сұйықтық көлемі, млн м ³	Ескерту
I	3 жыл 3 ай (1/X 1930 ж. - 1/X 1934 ж. дейін)	3 жыл	7,5	69,6	2,9	Қабаттан сұйықтықты өндіру темпінің тез артуы кезіндегі кен орынды игерудің бастапқы периоды
II	3 жыл (1/I 1934 ж. - 1/I 1937 ж. дейін)	6,9	2,3	86,6	12,6	Өзгеріссіз темп кезіндегі сұйықтықты өндіру периоды
III	2 жыл (1/I 1937 ж. - 1/I 1939 ж. дейін)	4,9	2,5	61,9	12,6	Инжекция процесі басталуына дейінгі период: сұйықтықты өндіру, процесс басталғанға қарағанда біршама жоғары
IV	3 жыл (1/X 1939 ж. - 1/X 1942 ж. дейін)	5,7	1,9	98,1	17,2	Қабаттан сұйықтықты өндіру темпі арта бастаған кездегі, су инжекциясының бастапқы периоды; Инжекция қабаттан өндірілген сұйықтық көлемінің артуына ешқандай өзгеріс әсерін тигізбейді
V	4 жыл (1/I 1942 ж. - 1/I 1946 ж. дейін)	1,5	0,4	117,1	78,1	Қабатқа суды инжекциялау периодының интенсивтілігі; Қабатқа инжекцияланған су көлемі, қабаттан алынған сұйықтық көлемінің орнын басады; Қабаттың жылдық қор балансы кемиді

Ескерту. Мәлімет Шығыс Тексас кенорнындағы Вудбайн қабатының көрсеткіштерінен алынған. Есептеулер 2.1-кестедегі берілген мәліметке негізделген

Аталмыш кенорын тамаша гидрожүйе болып табылады. Мұндағы геостатикалық және геодинамикалық кернеуліктер аса өзгеріске ұшырап бұзылмаған. Су тығыздықтарының әртүрлі болуынан төменгі қабатта тығындалу нәтижесінде геологиялық уақыт өзгеріп, ондаған-жүздеген жылдар бойы жалғасып келген консолидация тығыздығының шамасы $2,65 \text{ г/см}^2$ құраған. Бастапқы тығыздық шамасы $1,4\text{--}1,8 \text{ г/см}^2$ құраса, тығыздықтың артуынан геологиялық ортада экологиялық ауытқулар болады. Демек экономикалық, техногендік бұзылыстар орын алып, мұнай толығымен игеріле бастайды. Мұнайдың шығындары артып, экологиялық орта бұзылыстары пайда болады.

2.2. Көмірсутек кенорындарының жер бетіне шығын шөгу сипаты

1. Мұнай алаңы Уилмингтон. Бұл кенорында Лонг-Бич аумағында 1937–1955 жж. аралығында жалпы қалыңдығы 300 м болатын 148 млн т мұнай алынған болатын, жергілікті жердің төмен түсуі 6,6 м құраған. 1945–1946 жж. қарқынды игеру кезінде шөгу жылдамдығы 30 см артпай, одан да процесті күрделендірді. Шөгу тепмі қазу тепмімен корреляцияланады. Пьезометриялық деңгейлер белсенді түрде кемісе, жер бетіндегі белсенді шөгулер орын алады.

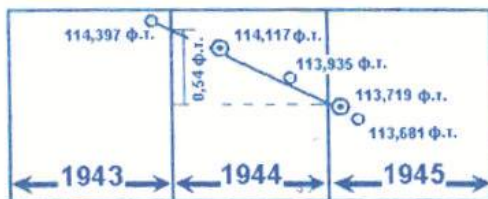
Вертикалды қозғалыстардан басқа Терминал-Лонг-Бич арал аумағында мұнай өндіріліп, жер бетіндегі горизонталдық таралымдар орын алған (жылына 21,2 см, 8 жылда 1,7 м жеткен). Уилмингтон мұнай құрылымының кейбір жерлерінде теңіздік жағалау орын алып, осы аумақты су басып су астына кеткен. Мұндай құбылыстар жиі байқалады.

Калифорниядағы Лонг-Бич кенорнындағы топырақтардың ығысуынан қауіпті апатты сипаттар көрініс тапқан. Бұл техногендік құбылыстар мұнайлы қабаттарда орын алып, мұнайдың сынамасы арқылы анықталады. Тар, Ренджер, Аппер терминал мұнай қабаттарындағы өнімдер 900 м тереңдікте жатыр. Олар борпылдақ құмдармен көмкеріліп, әлсіз

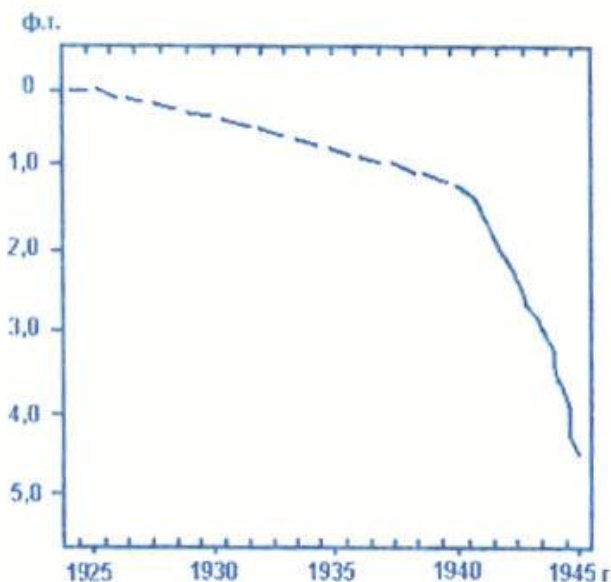
цементтелген саздақтармен жабылған. Бастапқы қабат қысымы 175 атм тең. Лонг Бич пен Лос-Анджелес ауданы Уилмингтон кенорының үстінде орналасқан. Аса үлкен емес күмбездер арқылы шөгінді қабаты 180 м дейін жетіп, бұл қабаттан мұнай секілді су сорғыланды. Нәтижесінде эллиптикалық пішіндер төмен түсіп, геологиялық құрылымдағы өзгерістер қайталанып отырды. Осы шұңқырдың ортасында вертикалды төмен түсулер 1928–1971 жж. аралығында 9 м жеткен. Шұңқыр аймағындағы горизонталды қозғалыстар 3 м құраған. Шығын орнын толтыру мақсатында 100 млн доллар қаражат жұмсалған. Аса шығынға батқан материалдық ақауларға ұшыраған аумаққа теңіздік судоферь жатады. Оның көп бөлігі суда жатыр, сондықтан бетонды қабырғаларын үнемі жасап отыру қажет, өйткені теңіз су толқындарымен соққылап, шайып әкетеді. Яғни теңіз верфьпен толады.

Көріп отырғанымыздай, Уилмингтон кешенінде мұнайды өндіру мен алу ақпараттары әртүрлі сипат алған. Дегенмен оның нәтижесінде апатты жағдайлар болады. Ендігі кезекте Дж. Галюлай мен Ю. С. Гранттың ұсынысы бойынша жер бетінің белсенді түрде төмен түсуі байқалған.

2.5-суретте Уилмингтон кенорын аумағындағы геодезиялық тірек пункттеріндегі 1944 жылғы төмен түсулер берілген. Суреттен көріп отырғанымыздай, орташа жылдық төмен түсу мен шөгулер 0,54 немесе 16,4 см құраған. Ұзақ уақыт бойы шөккен кенорын аумағының сипаты 2.6-суретте берілген. 1940 жылдан бастап бұл кенорындағы шөгулер мен төмен түсулер сызықты болып келген. Өкінішке орай 1945 жылдан кейінгі шөгулер мен төмен түсулер байқалмаған. Уилмингтон бойынша жасалған талдамалар негізінде 1955 жылғы төмен түсулер сипаты орын алады. Келесі жылы Лос-Анджелес аумағындағы экологиялық апаттар кеміген. Демек қоршаған орта жағдайын жақсарту мақсатында бірнеше шаралар орындалған.



2.5-сурет. Уилмингтон кенорын аумағында тіректі геодезиялық пункттердегі 1944 ж. мәліметтері бойынша жасалған орташа жылдық шөгу сипаты. Көрсетілген жыл бойынша орташа жылдық шөгулер 0,54 футты құраған. Көрсетілген абсолюттік белгілер (114,117) мен пункттер футпен берілген [25]



2.6-сурет. 1924-1945 жж. аралығындағы Уилмингтон мұнай кенорындағы топырақтың шөгуі мен өзгеруіндегі графиктер. Үзік сызықтар арқылы орташа жылдамдықтағы шөгулер көрсетілген [25]

Келтірілген мәліметтер (тәжірбиелік және тұжырымдалған) мұнай өндіретін басқа да аумақтар жағдайына аналогты баға беруде кеңінен қолданылады.

2. Екофиск (Солтүстік теңіз, Норвегия) мұнай кенорны. Кенорын жоғарғы бор әктастарында жатыр. Олардың қалыңдығы 300 м, жалпы ауданы 50 км². Қабат таужыныстарында қалың қабатты сазды түзілімдер кездеседі. Демек олар жер қыртысында тығыз жатыр. Осы «субтығындалған аймақтар» деп аталатын аймақтарда қабат аралық қысымдар гидростатикалық қысымнан бірнеше есеге жоғары. Сазды түзілімдердің табанының тереңдігі 3000 м жатыр. 1800 м горизонттағы қысым 32 МПа тең. Дегенмен жоғарғы қысымдар 1200 м тереңдіктерде байқалған.

Мұнай өнім горизонттарында жатыр (Даниан және борлы). Олардың суммарлық қалыңдығы 300 м. Өнім қабатының жабыны 3000–3200 м тереңдіктерде орналасқан. Олардың қабаттылығы мен борпылдақтылығы 48 % (Даниан) және 35 % (бор горизонты). Бастапқы қабат қысымы орташа 46,7 МПа тең.

Екофиск мұнай саласында келесідей техногендік тәуекелдерден тұрады. Атап айтсақ:

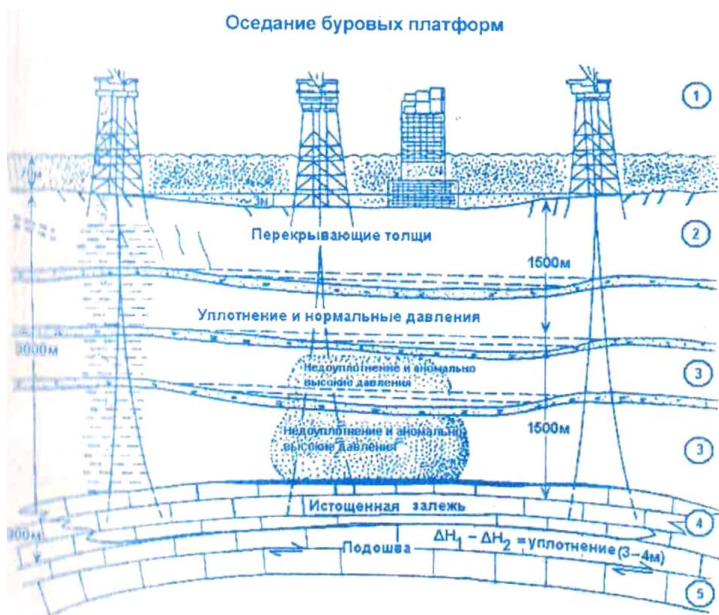
Теңіз деңгейі бойынша платформалық құрылымның биіктігін төмендету. Теңіз түбінің шөгуі немесе иілімденуі негізінен платформаға байланысты дамиды, демек 1985 ж. бұл өзгерістер 3 м дейін жеткен. Демек толқын деңгейлерінен алшақ орналасқан. Қауіпсіздік деңгейлері жеткіліксіз болып, оған 400 млн доллар қаражат салынады. Демек мұнай платформасын 6 м дейін көтердік. Иілім бортында вертикалды түрде таралған екі платформалар мөлшері кеміген, яғни лақтыру аймақтарымен толыққан. 1984 жылдан бастап тереңдіктерді өлшеу көрсеткіштері келесілерді көрсетті:

Теңіз деңгейінің түсуі шамамен жылына 0,40 м/жыл. Соңғы уақытта бұл жылдамдық 0,30 м/жылға дейін қысқарған.

Құбырөткізгіштер деформацияланып, бұзылыстарға ұшыраған. Бұл аталмыш құбырөткізгіштер әртүрлі платформаларды өзара қосады, немесе құрлықпен байланыстырады.

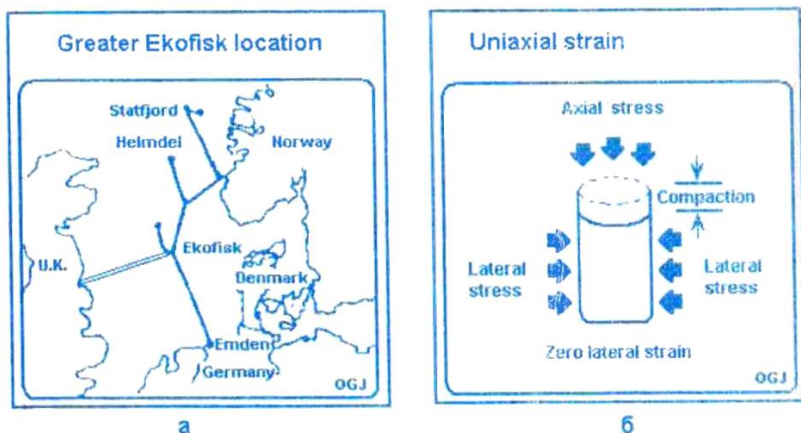
Бұзылыстар мен ұңғымалық құрал-жабдықтар. Соңғы жылдары цементтеніп кату режимдері орын алып, құбырлар бұзылысқа ұшырап, эксплуатациялық бағаналар орын алған. Бор горизонты бойынша су сорғыланып, қауптілік мерзімі 2–3 есеге артқан болатын.

Бұрғылау платформаларының шөгүі



2.7-сурет. Шөгү – «іілімденуі». Экофиск мұнай салаларының тиімділігі мен механизмі

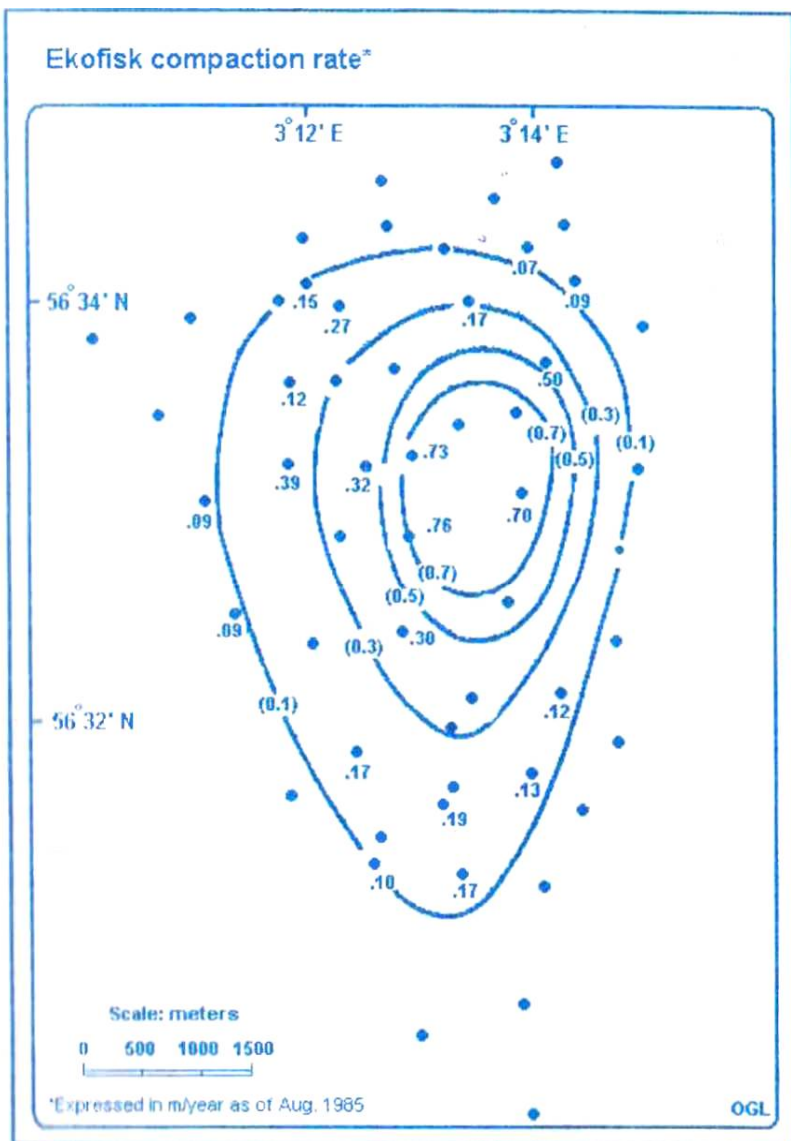
- 1 – қауіпсіздік (құрылымның құлау бұрышы мен жүз жылда бір рет болатын толқын); 2 – негізгі топырақ: кеңею мен жылжу, түзілу негізі; горизонталды таралымдар: кешендерге әсерін тигізу;
- 3 – аномальды қысым разрядтарының мүмкіндігі мен тығындалмаған қабаттардың қауіпі: шоғыр үсті мен асты; қатты қабаттарда; қабаттардағы жарылымдар мен ажыратылымдардың ашылуы, бұзылыстары, қатаюы; 4 – тығындану, матрицалық қабаттылық, матрицалық енгіштік, жарылымдар, құбырлар, бағаналар, қазынды;
- 5 – төселген горизонттардағы разрядка, жетекші жарылымдар, енгізтік, жерасты суларының тигізетін әсері



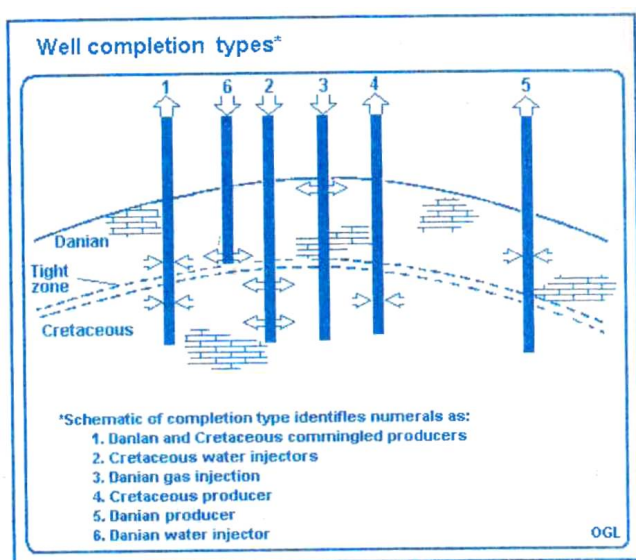
2.8-сурет. Экофиск мұнай кенорнының орналасқан жері сұлбасы (а) және ұңғыма маңындағы кернеулік сипаты (б) [27]

[27] Экофиск мұнай орнындағы теңіз түбінің нақты сипаттары берілген. Нысананың орналасу орны 2.8-суретте берілген. Бұл жерден ұңғыма маңындағы кернеулік бағыты анықталып, көрсетілген. Аудан бойынша теңіз түбінің шөгуі мен таралу сипаты 2.9-суретте толық берілген, м/жылына (1985 ж. тамыз айы). Суреттен көріп отырғанымыздай, шөгу 0,78 м жерлерде байқалады. 2.10-сурет бойынша екі өнім қабаттарының өзара байланыстары берілген, демек өткізбейтін және тығыз аралық аймақтармен берілген. 2.11-суретте мөлшері 350 миллион қалыпты куб футт газды сорғылау мүмкіндігі берілген. 2.12-суретте әртүрлі өнім қабаттарынан газды сорғылау кезіндегі қабат қысымы көрсетілген. Барлық суреттер сақталып, қажетті техникалық материалдары алынды.

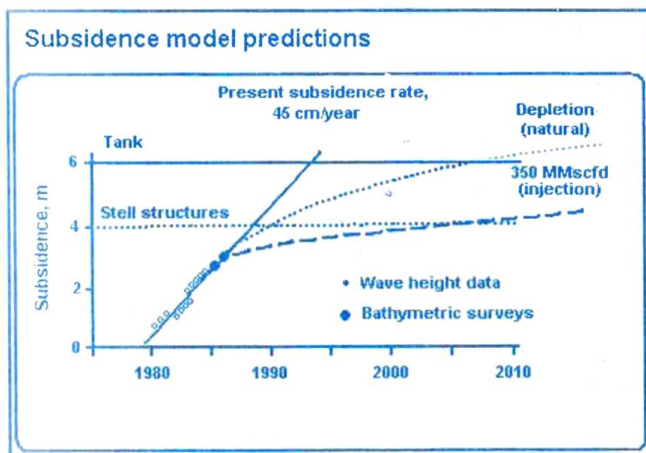
Көріп отырғанымыздай, Экофиск мұнай шоғырындағы теңіз түбінің беткі қабаты шөгіп, әртүрлі сипат алады. Демек Каспий мен Арал теңіздерінің түбіндегі нысандарды зерттеу кезінде қолданылып, экологиялық жағдайларды бағалауға мүмкіндік тудырады.



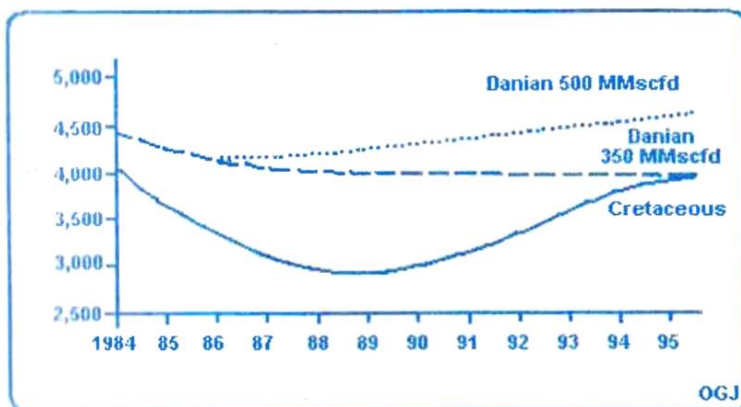
2.9-сурет. Жыл бойына Экофиск мұнай шоғырындағы теңіз түбінің
шөгу сипаты (1985 жылғы тамыз айы)



2.10-сурет. Өткізбейтін аймақтармен бөлінген өнім горизонттарының өзара орналасу сипаты



2.11-сурет. Өнім горизонтындағы газды сорғылау мен сорғылаусыз болжамдау кезіндегі 1979–1986 жж. арналған теңіз түбінің шөгу тізбесі



2.12-сурет. Әртүрлі өнім горизонттарында су мен сұйықтықты сору кезіндегі мұнайгаз горизонттарындағы қабат қысымының өзгерістерін болжамдау (Экофиск ауданы, Солтүстік теңіз, Норвегия)

3. Солтүстік-Ставрополь-Пелагиадин газ кенорны. Бұл кенорын орталықтан 27 км қашықтықта орналасқан. Газдылықтың сызықтары 33x19 км. Кенорында үш өнім горизонты бар, олар: ходум, жасыл свита, чокрак. Ходум горизонты қалыңдығы 37–47 м болатын алевролиттермен берілген, қабаттылық коэффициенті 37–41 %, өткізгіштігі 1000 мД, жоғарғы түйірлер тереңдігі 700–750 м. Ходум горизонтының етегі әртүрлі коллекторлық құрамдарымен алмасып қабаттасып келеді, қабаттылығы 5–10 немесе 16–24 %, өткізгіштігі 10–100 мД. Ходум горизонтындағы шоғырлардың ауданы 600 км². Қабат қысымы 66,7 атм. Газ қоры бойынша екінші өнім горизонты бұл жасыл свита болып отыр. Оның тереңдігі 1000 м, эоцен құмдарымен көмкеріліп, саздақ қабаттарымен алмасып келеді. Қабат қысымы 73 атм, K_n –22–36 %, өткізгіштік 1015–1113 мД. Чокрак горизонты қиманың жоғарғы бөлігінде орналасқан, демек борпылдақ түзілімдермен жабылған. Оған майкоп саздары кіреді. Өнім горизонтының тереңдігі – 220–230 м, құрамында газ бар құмды*сазды түзілімдер тереңдігі 88–15 м, K_n – 20 %.

Көріп отырғанымыздай, аталмыш газ кенорнында көптеген өнім горизонттары болады, олар эоцен-палеоген жасында, сондықтан консолидацияланбаған шөгінді түзілімдер пайда болады.

1956 жылы осы кенорында газ игеріле бастады. Газдың негізгі қорлары А+С категориясы бойынша ходум горизонтында сақталған. Оның қоры 197,2 млрд м³. 1961–1962 жж. арнайы бақылау жұмыстары жүргізіліп, 3 класты нивелирлеу жүргізілген. Осы жерде арнайы полигон құрылады. Жыл бойы барлық реперлер қосымша 8–37 мм дейін төмендеп кеткен.

Жер қыртысы 130–150 мм дейін максималды шөгуінен орталық бөлігіне қарай жинақталады. Кенорынның орталығында қабат қысымының күмбезді құлау бұрышы пайда болған. Теориялық есептеулер бойынша ходум горизонтының шөгу мөлшері бойынша 1962–69 жж. орын алған. Қабат қысымы 13–39 атм құлаған кезде берік деформациялану 33–117,8 мм құраған. Бұл өлшемдер тіркелген нивелир жұмыстарына қарағанда 5 есеге аз. Бұл жоғарғы қабаттағы майкоп саздарының шөгуімен тығыз байланысты.

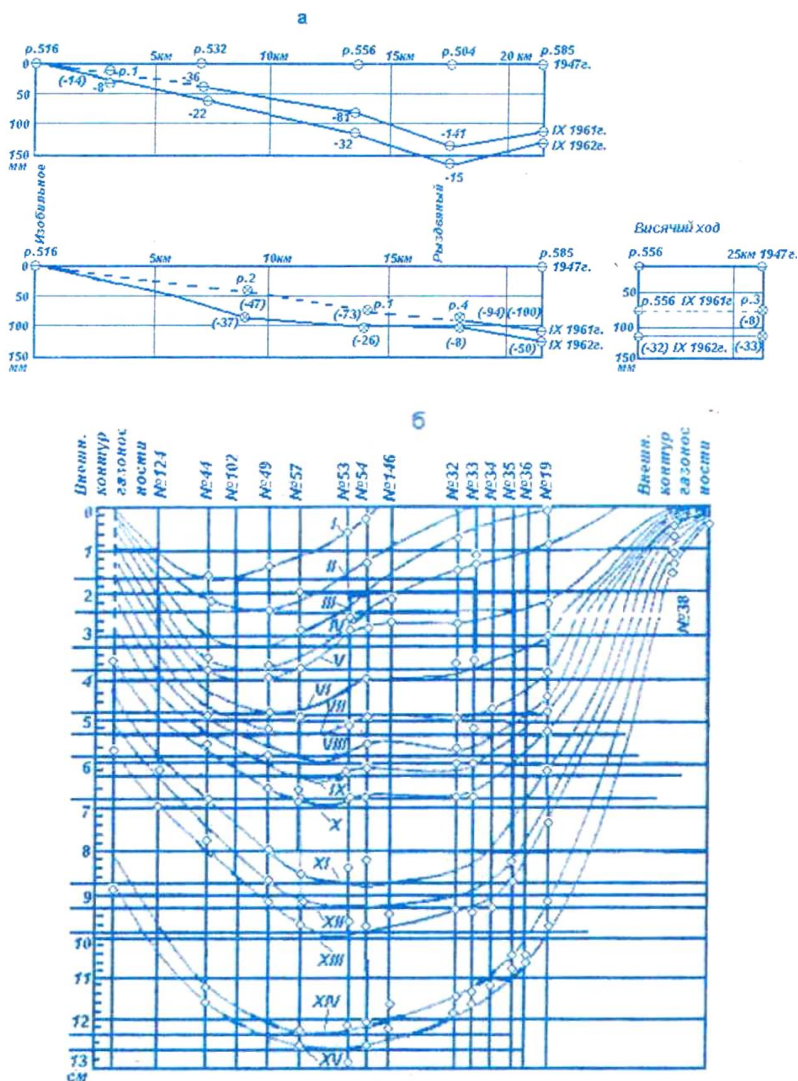
2.3-кесте

Солтүстік-Ставрополь-Пелагиадин газ кенорнындағы реперлердің шөгу өлшемдері, мм

Нивелирлеу күні	Бірінші нивелирлену сызығы						Екінші нивелирлеу сызығы				Ішінбелі жүріс		
	p516	p1	p532	p556	p504	p583	p516	p2	p1	p4	p585	p556	p3
1928–1947 жж.	0	-	0	0	0	0	0	-	-	-	0	0	-
1x1961 ж.	0	(-14)	-36	-81	-141	-108	0	-47	-73	-94	-108	-81	-81
1x1962 ж.	0	-8	-22	-32	-15	-9	0	-37	-26	-8	-9	-32	-32
Барлығы	0	-22	-58	-113	-156	-117	0	-84	-99	-102	-117	-112	-114

Ескерту. Реперлердің шөгу өлшемі, жақшаларда көрсетілгендер нақты шөгулерді көрсетеді, есептелгені экстраполяланған

*Көмірсутектерді өндіру кезінде жер қойнауының жағдайына
байланысты мәліметтерді талдау*



2.13-сурет. Қабат қысымының шөгуі немес құлау қимасы.
Солтүстік-Ставрополь-Пелагиадин кенорны

Ходум гороизонтының қысылуын есептегенде $2,54-3,0 \cdot 10^{-6}$ 1/атм мәні қабылданған. Көріп отырғанымыздай, газ кенорнында консолидацияланбаған түзілімдердің шөгу сипаты анық байқалады.

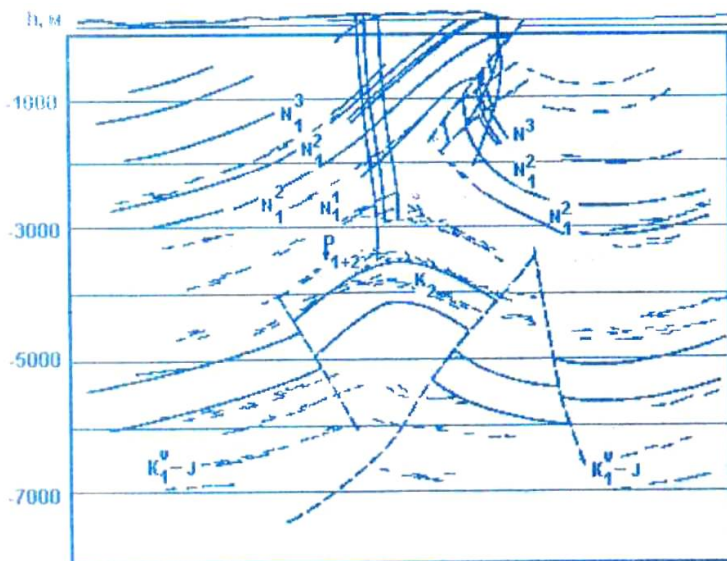
2.3. Көмірсутек кенорындарындағы техногендік сейсмиканың сипаты

1. Старогрозненск мұнай кенорны. Бұл кенорынның нақты сипаттамалары мен құрылымдық ерекшеліктері 2.14-суретте берілген. Бұл нысанда жеті мұнай қораптары берілген, демек жылжымалы блоктағы бірнеше шоғырлардан құралған. Бұл өнім горизонттары қараған және чокрак қораптарындағы терригендік түзілімдермен көмкерілген. Демек XX ғасырдан бастап өңделіп келеді. Өнімді миоцен түзілімдері негізінен құмдарда, құмды түзілімдерден тұрады, яғни майкоп сазды түзілімдермен жабылған.

Құрылымдық және литологиялық сипаты бойынша бұл кенорын өте күрделі. Мұнайлы құрылымының өлшемі брахиантиклиналды қатпарлық түрінде көрініс береді, демек 16-15 км дейін созылады. Құрылымның оңтүстік бөлігі еңкіш, ал солтүстігі көтеріңкі. Өнім горизонттарының өлшемдері: қабатылығы – 6–29 %, өткізгіштігі – 3400 Мд, ВНК-175–220 м, қабат қысымы – 210 атм. Шоғырлар режимі – гравитациялықтан басталып суарынды болып қалыптасқан.

1963 жылдан бастап кенорында жоғарғы бор мұнай шоғырлары ашылып, жарылымды карбонатты коллекторлармен тығыз байланысқан. Шоғыр тектоникалық тұрғыдан оқшауланған, демек ауданның бір бөлігі мұнаймен, екінші бөлігі сумен толысқан. Мұндай локалды гидродинамикалық жүйе басқа құрылымдармен күрделі гидродинамикалық байланыста болады. Шоғырлар өлшемі – 235 км, биіктігі – 675 м, ВНК орны 4250 м (2.14-сурет). Жарылымдану коэффициенті 0,37 %, қабаттылығы шамамен 4 %, екінші ретті қабаттылық 0,68 %. Шоғырлар үшін тұйық-жабық режим тән, аномалды-жоғары қабат қысымы орын алып, оның шамасы 700 атм асады. Ал температурасы 136–146 °С. Қабат жағдайындағы мұнайдың тығыздығы $0,55 \text{ г/см}^3$ [30, 129–130 б].

$M=4,1$ (M -магнитуда) болатын жер сілкінісі Старогрозенск мұнай кенорнының гипоорталығынан 2,5 тереңдікте 26 шілдеде 1971 жылы болған. Жер бетінде жерсілкінісі белсенді түрде жүріп, шамамен 7 балға дейін жеткен, ал афтершоқтары шамамен 5–3 балға барған. Жер сілкінісі болған аудан көлемі 144 78 км, ал 7 балдық аймақ 1,2–3,5 км дейін созылған. Осы кенорынның аумағында жер сілкіністері 1868, 1902, 1914 жылдары болған, сонымен қатар 1939, 1952, 1960, 1961 жылдары да орын алған. Құралдармен бақылау кезінде бұл ауданда жер асты дүмпулері бірнеше рет байқалып белгіленген.



2.14-сурет. Старогрозенск антиклиналындағы көлденең геологиялық-геофизикалық қималар

Жер сілкінісі нәтижесінде ұңғымалық бағаналармен қатар балшықты және кірпішті кешендер бұзылыстарға ұшыраған. Сонымен қатар құбырлар мен жабындар бұзылған. Ішкі капиталдық қабырғалар мен қоршаулар деформацияланып, тік бағыттан ауытқып өзгерген. Сондай-ақ есіктер мен терезелер, өткелдер бұзылып, терезе жиектері деформацияланған.



2.15. сурет. Старогрозенск кенорынында болған жер
сілкінісінің изосейстері (30,31)

1–7 балдық, 2–6 балдық, 4–4 балдық, 5–3 балдық, 6–2 балдық

Барлық сейсмикалық талдамалар нәтижесі бойынша, салалық және геодинамикалық зерттеулер мәліметі бойынша жер сілкінісі туралы келесідей болжамдар жасалған:

Мұнайды сорғылау әсері

Сейсмикалық белсенді аудандарда тектоникалық әсерлерді анықтау.

Мұнайлы өндіру ауданындағы белсенділікті зерттеу.

Бор горизонттарындағы суарындарын толық жүйелей отырып, мұнайды белсенді түрде игеру алдыға қойылған, осылайша қабаттағы қысым түрлері артады. 1963–1971 жж. қабат қысымы 648-ден 440 атм дейін күрт төмендеп кеткен. Сонымен қатар өнім горизонтындағы жылу режимі де өзгерген. Бұл жылуға төзімді кернеуліктердің пайда болып таралуына әсерін тигізген. Осылайша жоғарғыбор түзілімдерінің жоғарғы концентрациясы орын алады.

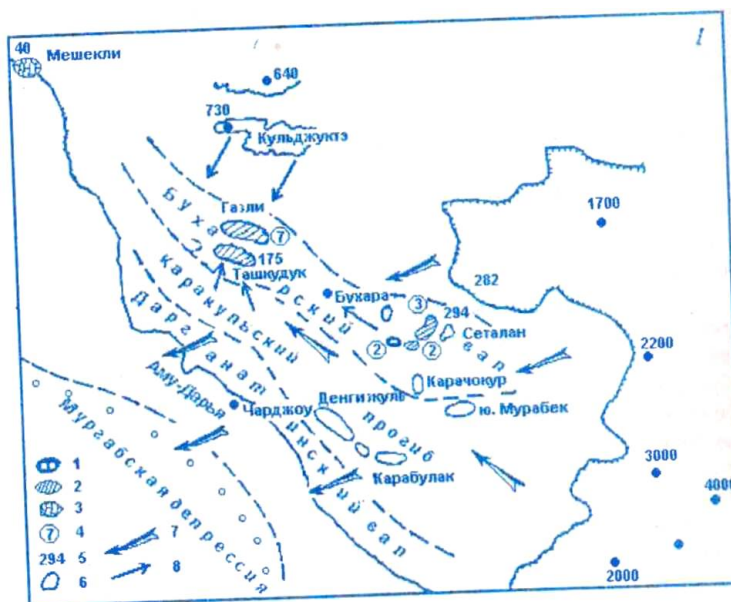
2. Газли газ кенорны. Бұл тамаша көмірсутек орны 1956 жылы Орталық қарақұмда ашылған. Бұл кенорын Қрамын-Қорған микроплита құрамының құрылымдық элементі болып саналады.

Кенорынның құрылымында неоген, палеоген түзілімдері орын алған (түркістан, ханабад, алай, созақ свитасы), сонымен қатар саздақ, мергельдер, құмдар таралған. Бұхар свитасындағы түзілімдерде карбонатты құмдақтар кездеседі. Өнімді горизонттар құмдардың алмасуы арқылы қабаттасып, алевролит пен саз арқылы көмкеріліп отыр. Осылайша бор жүйесімен ұштасып кетеді, шөгінді қабатының жалпы қалыңдығы 1200-1600 м құрайды. Қатпарлы іргетас қызғылт юра доломиттерімен, сұр әктастармен, палеозойлық метаморфты және борпылдақ түзілімдермен көмкерілген.

Жер бетіне VII горизонты жақын жатыр, оның тереңдігі 500 м. 1070–1160 м тереңдік бойынша мұнайгаз горизонты шоғырланған. Кенорында жалпы 11 шоғырлар ашылған (9 – газ және газдыконденсат, 1 – мұнай шоғыры). Кенорын ассиметриялық өлшемі бар антиклинал қатпарлармен қоршалған, антиклинал өлшемі 38 12 км (36-38, 41,33).

Қабат, 7,1–12,2 МПа аралықтарында өзгереді. Құмдақ қабаттарының орташа қабаттылығы K_n барлық горизонты қамти отырып, 20–31 % арылықтарында өзгереді. Коллекторлардың өткізгіштігі $(625–1457)10^{-15} \text{ м}^2$ немесе 675–1457 мД құрайды.

Бұл газ кенорнында күрделі теконикалық құрылым мен гидродинамикалық жүйе анықталған (2.16-сурет). Суреттен көрініп тұрғандай, жерасты суларының бағыты негізгі және локалды бағытта орын алған, демек геологиялық құрылымы қиылысты болып келген.



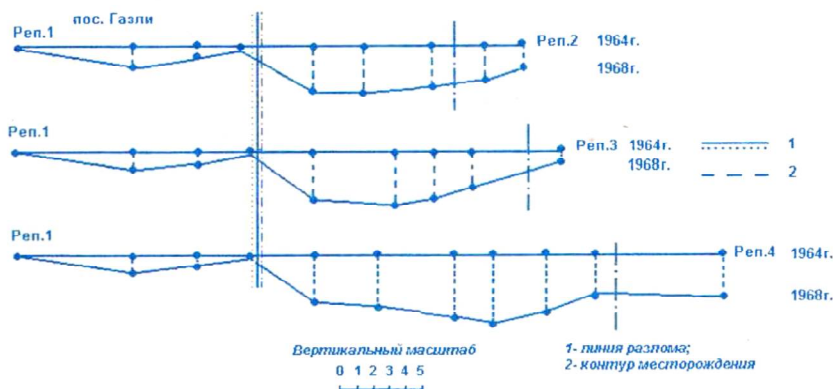
2.16 сурет. Газли газ кенорнының ауданы. Тектоника мен гидродинамика сұлбасы

- 1 – сульфатты-натрий суы, 2 – гидрокарбонатты-натрийлі су,
3 – хлорлыкальцийлі су, 4 – минералдылығы, г/л,
5 – келтірілген пьезометриялық деңгейлер, 6 – құрамы зерттелмеген су, 7 – ағынның басты бағыты, 8 – жергілікті ағын бағыты

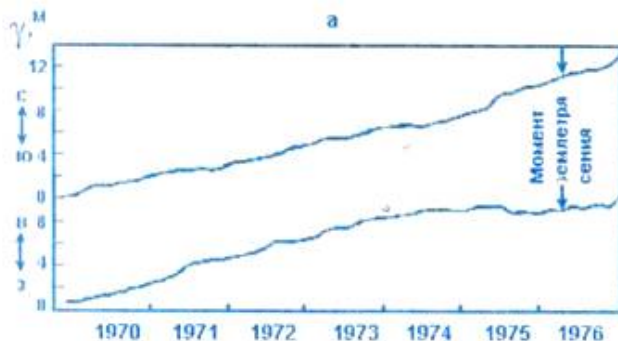
Бұл кенорында жер бетінің шөгуі байқалған. Олардың мәліметі бойынша жер бетінің отыруы мен реперлердің шөгуінен Газли кенорнындағы газды сорғылау жүзеге асырылған, демек $3,5$ жылда $4 \div 6 \pm 1$ құрап, шөгіндінің қалыптасу жылдамдығы анықталған, яғни жылына 17 мм жеткен. Жер беті қыртысының аз мөлшерде шөгуі арқылы Газли кенорнына жақын елді мекендер жерасты суларымен қамтылады. Кенорын шекарасында мульдалар шөгеді, демек газ сорғыланып алынады. Сонымен қатар жерасты суларының деңгейлері төмендеп, шамамен 2000 км^2 шамасын құрайды. 20 жыл бойы газ кенорындарын игерсе де жер бетінің қыртысы 30 см дейін ұлғайып шөге бастайды.

1970–1976 жж. Газли кенорнында жер сілкінісінің болуынан жер қыртысының еңкіштенуіне бақылау жүргізілген. 2.18-суреттен көріп отырғанымыздай, жер бетінің еңкіштенуі белсенді түрде байқалады. Бірінші жылдары орташа жылдық жылдамдықтар анықталып, оның мөлшері белгіленген, демек $1,0-1,75''$, солтүстікте $1,5-2,25''$. Шығысқа қарай еңкіштеніп құлау бұрышы 1975 жылы батысқа қарай өзгерген, сонымен қатар оңтүстіктен солтүстікке қарай апилитудалар екі рет өзгерген. 1976 жылы бастапқы еңкею бағыты қайта қалпына келтірілген.

1976 жылы шілде айында болған жер сілкінісінен кейін 2 класты нивелирлеу жұмыстары жүргізілген. Сонымен қатар 1964, 1968, 1974 жылдары жүргізілген өлшемдер негізінде кенорындағы деформациялық екі зона анықталған болатын. Бұл зоналардың өзіндік белгілері болады. Еңістену зонасы $210 \text{ см} \pm 7 \text{ мм}$, ал көтерілу аймағы $735 \pm 14 \text{ мм}$, демек Газли ауылынан солтүстік-батысқа қарай 40 км қашықтықта жатыр. Максималды төмен түсулер кенорынның орталық бөліктерінде жатыр. Қайталанып жасалатын ниверилеу жұмыстары шілде айында болған жер сілкінісінен кейін орындалған. 1976 жылы геодезиялық көтерілімдердің белгілері байқалмады. Төмен түсу аймақтары арқылы деформациялану жалғасып, жыл бойына 3 см қайталанып отырды. Бұл процесс жаңа жер сілкіністерінің пайда болуының себепшісі болған. Демек 20.03.1984 ж. 7–9 балдық жер сілкінісі болған болатын.



2.17-сурет. Газли кенорнындағы реперлердің 1964–68 жж. аралығында
2–4 есеге жер бетінен түсіп кету сипаты



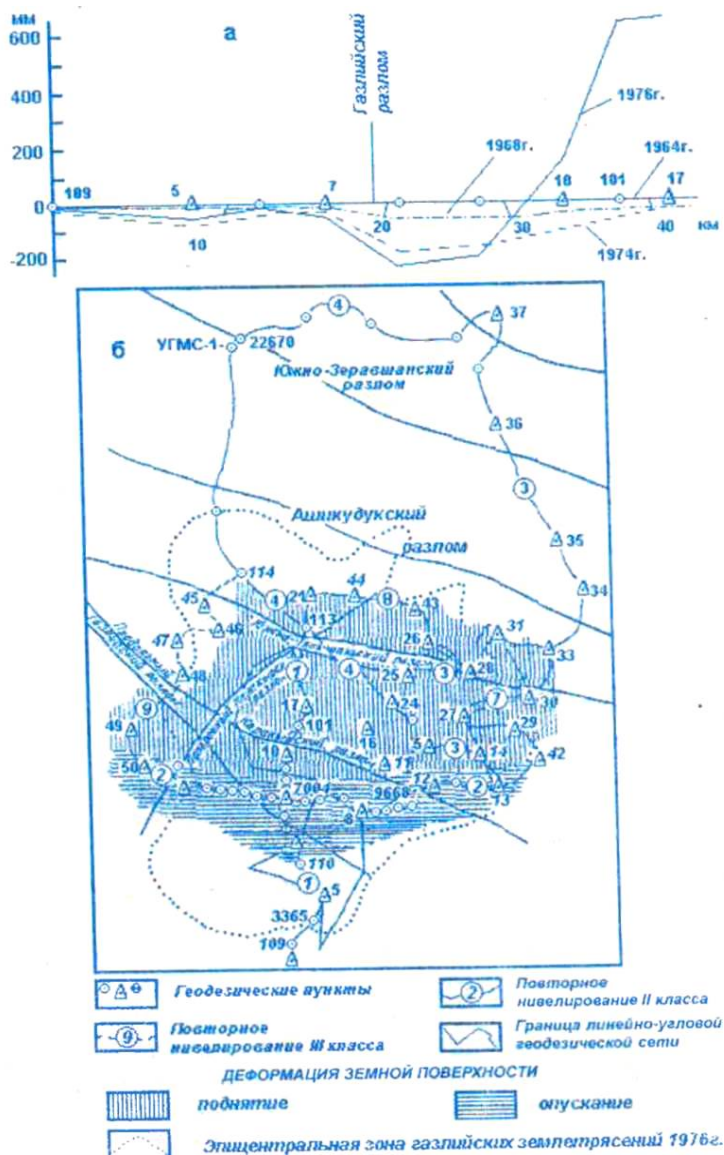
1970–1976 жж. бақылаулар бойынша жер бетінің еңкею графигі



Жер бетінің еңістенуіндегі жылдық жылдамдық

2.18-сурет. Газли газ кенорны. Жер бетінің еңістену сипаты мен еңістену жылдамдығы

2.19, б-суретте көтерілім мен түсулер көрсетілген. Еңістенген зона оңтүстіктен солтүстікке қарай шамамен 10 км дейін созылып жатыр, ал батыстан шығысқа қарай 50 км дейін созылуда. Максималды түсулер 24 см құраған. Бұл тектоникалық құбылыстардағы газды сорғылаумен тығыз байланысты, демек ЖС алғашқы белгілері болып табылады. Газли жер сілкіністерінің гипоорталығы 16–18 км (шамамен 25–30 км) тереңдікте жатыр.



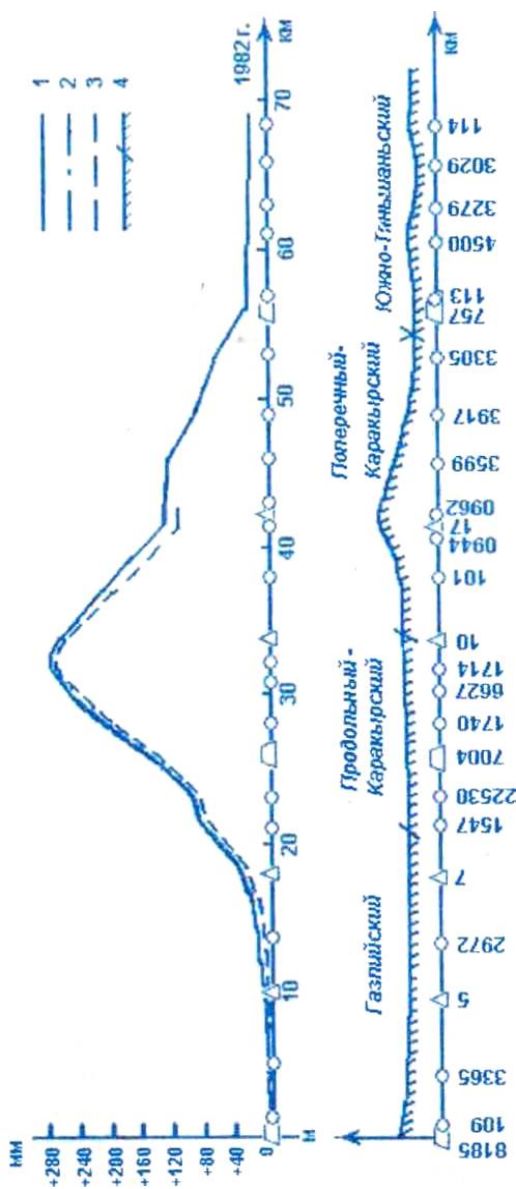
2.19-сурет. Газли ауданындағы жер бетінің деформациялануы
менқайтадан нивелирлеу сызығының сұлбасы

Бұл нақты дәлел табиғаттың жер сілкіністерімен қайта кездесуіне себепші болуы мүмкін. Мұндай құбылыстардың күрделі болуына қарамастан техногендік сипаттағы деформациялық өзгерістерді есепке алмау мүмкін емес. Демек көлемді су мөлшерімен газ орнына корреляцияланады. Осылайша, қосымша жүктемелер арқылы горизонттар шамамен 1 млн т құраған. Осындай көп жүктемеден кейін 1976 және 1984 жылы қатты жер сілкіністері болған. 1976 жылдан кейін көтерілім аймақтары оңтүстіктен солтүстікке қарай 30 км құраса, батыстан шығысқа қарай 60 км дейін созылған.

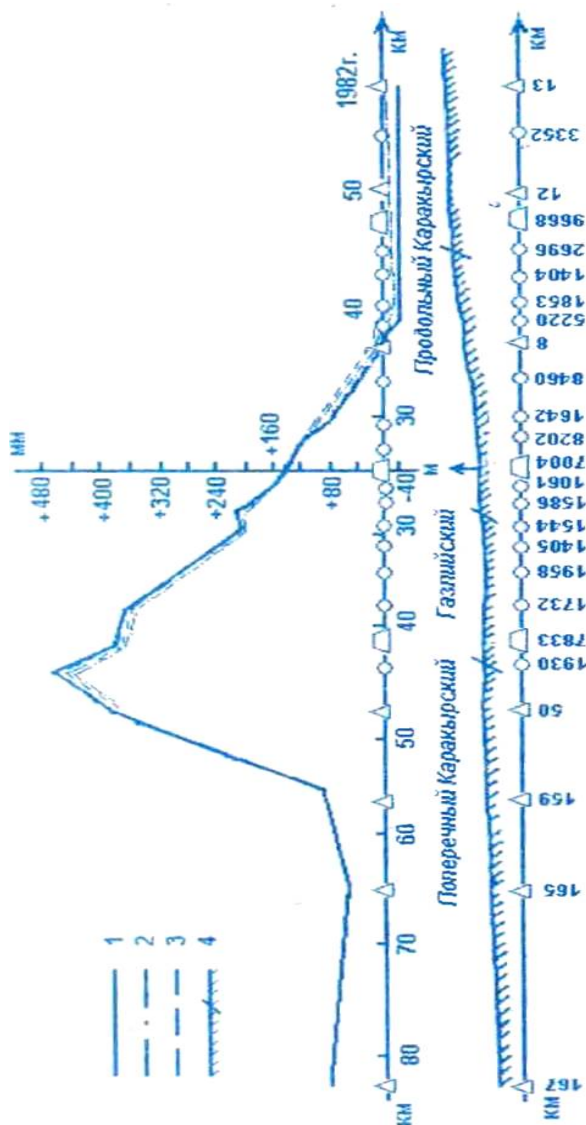
1984 жылы 20 наурызда болған жер сілкісінен кейінгі зерттеулер бойынша деформациялық процестер жер бетінің шөу сипатын көрсеткен. Кенорында ЖС кейін оң тік бағыттағы өзгерістер байқалған, демек оның мөлшері шамамен 272 ± 6 (оңтүстік-солтүстік) және 437 ± 7 мм (батыстан-шығысқа) құраған (2.20, 2.21-сурет). Газли жер сілкісінің батыстағы эпицентрлік араласып кетуі 2.22-суретте көрсетілген. Тіректі геодезиялық нүктелердің ерекшеліктері 2.23-суретте берілген. Максималды горизонтал араласулар $52-(1029 \pm 79)$ мм), $204-(931 \pm 89)$ мм), $48-(741 \pm 74)$ мм) белгілерінде байқалған. Горизонталды векторлардың қосылу мен таралуы әртүрлі болып келеді.

Келтірілген мәліметтер бойынша техногенді ЖС пайда болуының күрделілігі байқалған. Демек мұнда Тұран плитасының жас платформалары тән. Газ кенорындарын игеруде табиғи тектоникалық процесстерді есепке алмау апатты жағдайларға алып келеді.

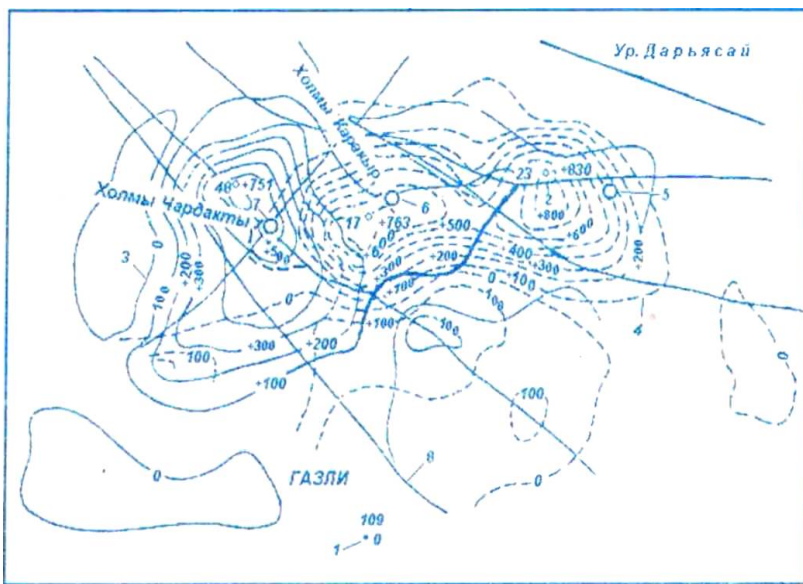
3. Лак (Франция) газ кенорны. Бұл кенорын Бордо қаласынан оңтүстік-шығыс бағытта 200 км қашықтықта орналасқан. Ол Пириней тауларының солтүстік қыраттарымен ұштасып жатыр. Демек Солтүстік-Пириней ысырмасының сейсмикалық аймақтарын қамтыған. Пириней аумағының сейсмикалық ошағы болып табылады. Лак кенорны бойынша барлық геологиялық, сейсмикалық, газды салалық мәліметтер 26 тарауда берілген. Колекторлары юралық доломиттермен берілген, демек ауыспалы қышқылдылығы мен қабаттылығы 1–6 %. Газдың жинақталуы жарылым жүйесімен анықталады.



2.20-сурет. 1984 жылы 20 наурызда Газли кенорнында болған жерсілкінінің
эпиорталық аймағындағы жер бетінің вертикалды деформациялану графигі,
сонымен қатар топырақ реперіне қатысты 8185 фундаменталды іргетас сызығы.
Топырақ репері 114. Нивелирлеу: 1 – 1984 ж. наурыз-сәуір, 2 – 1984 ж. мамыр айы,
3 – 1984 ж. қыркүйек, 4 – жер қыртысындағы жарылымдар

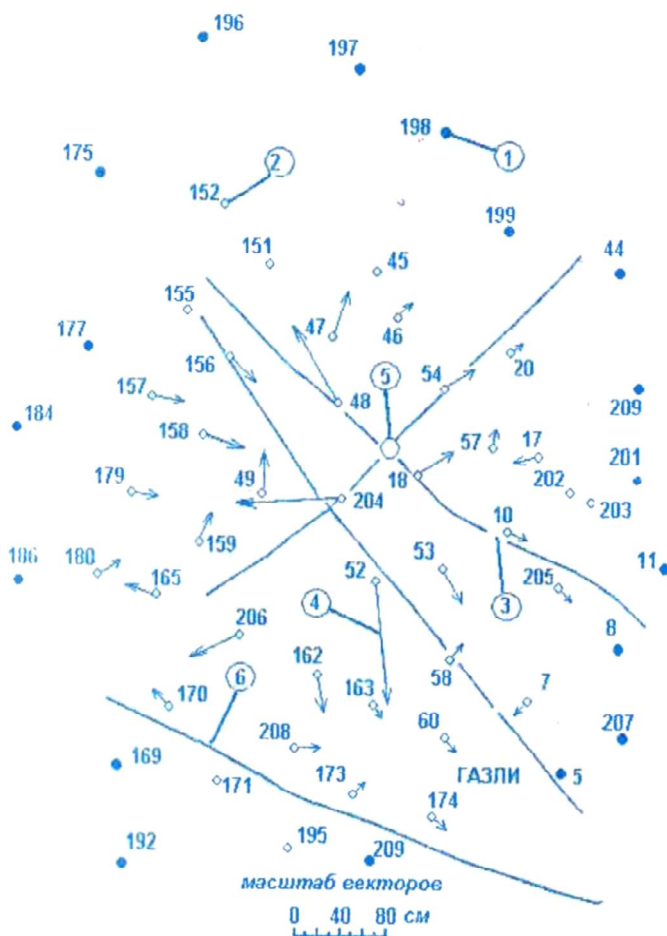


2.21-сурет. Эпироталық аймағындағы жер қыртысында болған вертикалды деформацияның графигі 167-13 (батыс-шығыс) реперінің сызығы бойынша 1984 жылы 20 наурызда болған Газли жерсілікінісі. Нивелирлеу: 1 – 1984 ж. наурыз-сәуір, 2 – 1984 ж. мамыр, 3 – 1984 ж. қыркүйек, 4 – жер бетінің жарылымдары.



2.22-сурет. Геодезиялық мәліметтер бойынша
1984 ж. 20 наурыз бен 1976 ж. 17 мамыр мен 8 сәуірде болған Газли
жер сілкінісінің эпиорталындағы жер қыртысының вертикалды
деформациялану картасы (38)

1 – нивелирлену белгісі мен нөмірі, 2 – қайталанып жүргізілген нивелирлеу торының сипаты, нөмірлері, салыстырмалы өзгерістері, мм, 3 – 100 м сайын жүргізілген 1984 жылы 20 наурызда болған Газли жер сілкінісінің эпицентрлік аумағындағы вертикалды деформацияланудың изосызықтары, 4 – 100 м сайын жүргізілген 1976 жылы 17 мамыр мен 8 сәуірде болған Газли жер сілкінісінің эпицентрлік аумағындағы вертикалды деформацияланудың изосызықтары, 5 – 1976 ж. 8 сәуір, 1976 ж. 17 мамыр, 7–20 наурыз 1984 ж., 8 – жер бетінің жарылымдары



2.23-сурет. 1984 ж. 20 наурызда болған Газли жер сілкінісінің
эпиорталық аймағындағы жер қыртысының горизонталды
деформациялану сұлбасы

1 – өзгермеген жоспарлы геодезиялық пункттер, 2 – анықталған геодезиялық пункттер, 3 – геодезиялық пункт нөмірі, 4 – 1959–1982–1984 жж. триангуляциялану мәліметтері бойынша анықталған геодезиялық пункттердің таралу векторы, 5 – 1984 ж. 20 наурызда болған жер сілкінісінің эпиорталығы, 6 – жер қыртысындағы жарылымдар

Газды құрылым антиклиналды құрылымға орналасқан, демек өлшемдері 16 км (шығыс-батыс) және 829 км (солтүстік-оңтүстік) құрайды. Өнім горизонтының қалыңдығы 500 м, ал жабын тереңдігі 3240 м. Бастапқы қабат қысымы 64 МПа. Газдың геологиялық қоры 269 млрд м³ 900 м тереңдіктердегі сенон әктастарында мұнай шоғырлары бар. Одан 1950–1990 жж. 3,8 млн тонна мұнай өндірілген. Негізгі геологиялық-құрылымдық сипаты бойынша Лак газ кенорны 2.24, 2.25-суретте берілген.

Өнім горизонтының Лак кенорнындағы техногендік сейсмикамен байланысы нақты зерттелген, демек 1959–1989 жж. мәліметтермен сәйкес келеді. Мұнай горизонтынан суды сорғылау 1986 ж. басталған, демек 525 тереңдіктегі бастапқы қабат қысымы 6,1-ден 6,4 МПа дейін артып отырған. 1975 ж. құрамында газы бар горизонттардан суды сорғылап алу ісі басталып кетті. Кейбір сықалған ұңғымаларда 13 МПа қысым көрсеткіштері байқалып, артық қысым шамасы қабат шоғырының қысымдарына сәйкес келеді.

1950 жылы газ өндіріле бастады. 1969 жылдары қабат қысымы төмендеп, 30 МПа шамасына жетті. 1969 ж. аяғында (қарашада) бірінші сейсмикалық тербелістер тіркелген болатын. 1972 жылдың қаңтары мен желтоқсанында $M=3-4$ болатын екі тербеліс байқалған. Бұл тербелістердің эпиорталықтары газ шоғырында орын тепкен. 1974 жылдың сәуірінен 1989 жылдың желтоқсанына дейін M шамасынан жоғары көрсеткіштері бар 900 тарта жуық оқиғалар тіркелген (2.26, 2.27-сурет).

2.28-суретте жер беті қыртысының отыруы мен шөгуі байқалып, ЖСМ көрсеткіші 3 жоғары болған, осындай сипат қабат қысымын кемітеді. Максималды шөгулер (600 мм) 1989 ж. нивелирлеу жұмыстарын жүргізу кезінде тікелген. Тереңдіктері бойынша гипоорталықтардың таралуы мен тереңдіктері 2.29-суретте көрсетілген. Көріп отырғанымыздай, уақыт өте келе Жер сілкіну гипоорталықтары терең горизонттарға ұласып кеткен. 2.30-суретте қима бойынша жер бетінің түсіп кету сипаты берілген, осылайша қысымдары өзгеріп, уақыт аралықтары байқалады. Бастапқы 10 жылда қысым 25 МПа дейін кеміп, алғашқы сейсмикалық талшықтар пайда болған. Бұл жер сілкіністері қысым 30 МПа дейін кеміген кезде туындаған.

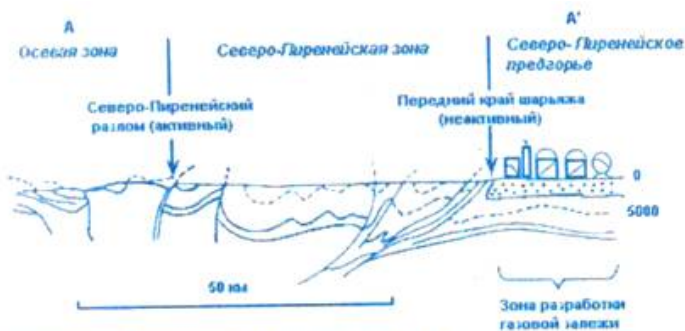
Мысалы, Лак кенорнында қабат қысымдары арасында күрделі байланыс орнаған. Олардың белсенділігі байқалып, өзгерістері сипатталған.



Географическое расположение газового месторождения Лак, основных геолого-структурных элементов района и характеристика сейсмоактивности территории.



Взаиморасположение основных геолого-структурных элементов в районе газового месторождения Лак (по данным Маттауэра и Анри)



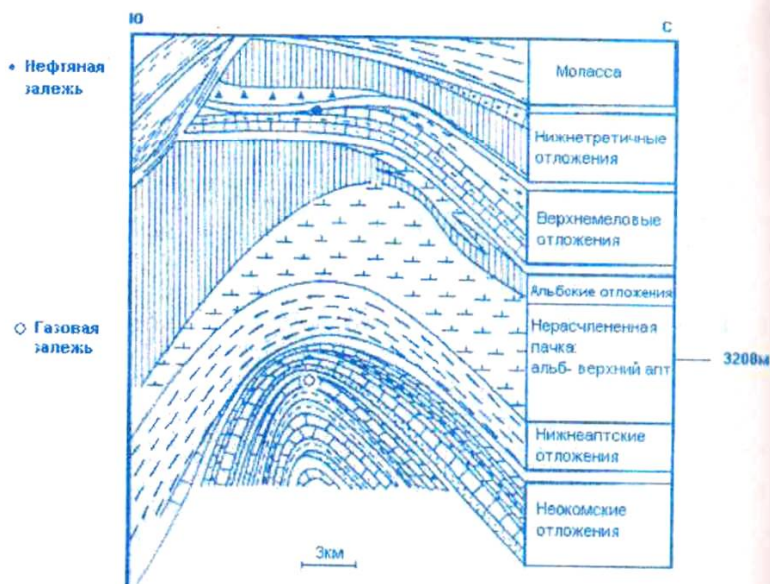
Схематический тектонический разрез по линии А-А'

2.24 сурет. Лак газ кенорны аймағының жалпы сипаттамасы

*Көмірсутектерді өндіру кезінде жер қойнауының жағдайына
байланысты мәліметтерді талдау*

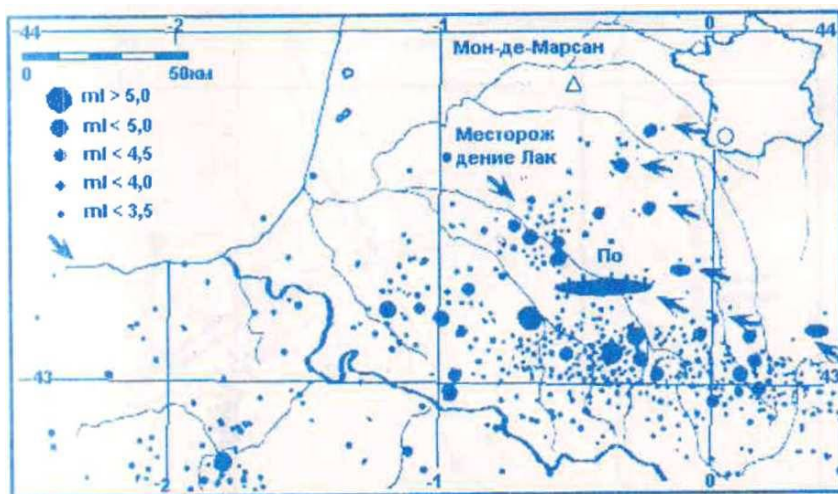


Меридиональный (а) и субширотный (б) разрезы через основные структурные элементы, формирующие газовую залежь



Схематический стратиграфический разрез через антиклинальную структуру Лак

2.25-сурет. Өнім горизонтының құрылымдық элементтерін сипаттайтын Лак газ кенорны арқылы жасалған геологиялық қима

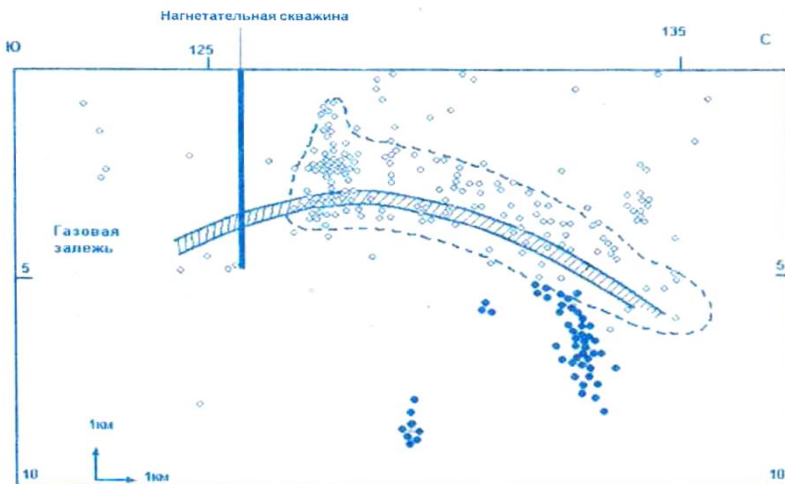


2.26-сурет. Ұлттық сейсмологиялық желі мәліметтері бойынша 1962–1990 жж. арналған Батыс-пиреней ауданының сейсмосенділік картасы

Бұл байланыс әрбір нысан үшін аса ерекше, сондықтан жеке сипаттамалар арқылы беріліп, ерекшеліктері айтылған (геологиялық, динамикалық, құрылымдық, неотектоникалық және т.б.). Қазынды түрінде сұйықтық тығыздығы анықталған.

4. Ресей Ромашкин мұнай кенорны аса ірі кенорындардың бірі болып табылады. Кенорын 1984 жылы ашылып, 1952 жылдан бастап игеріле бастаған. Шоғырлардың саны 227. Мұнайлы аудан шамамен 70x70 км. Кенорын қазу стадияларының соңғы кезеңдерінде жатыр. Өнім горизонттары карбонаттармен көмкеріліп, құмдар, алевролиттермен, орта девон-орта карбон жасындағы түзілімдермен де жабылған. Демек 610–1178 м тереңдіктерінде орналасқан (қабат жабынына дейін) (33,41).

Егер он төрт өнім горизонттарының сипаттамаларын орташалап алса, онда келесідей ерекшеліктерді атап өткен жөн: шарты қабаттағы буынақтар тереңдігі – 1188 м, оның қалыңдығы 198 м, K_D – 19,5 %, қабат қысымы – 11,43 МПа (негізгі Кынов-пашей горизонты үшін 17,5 МПа), өткізгіштік – 551 Мд ($551 \times 10^{-15} \text{ м}^2$).

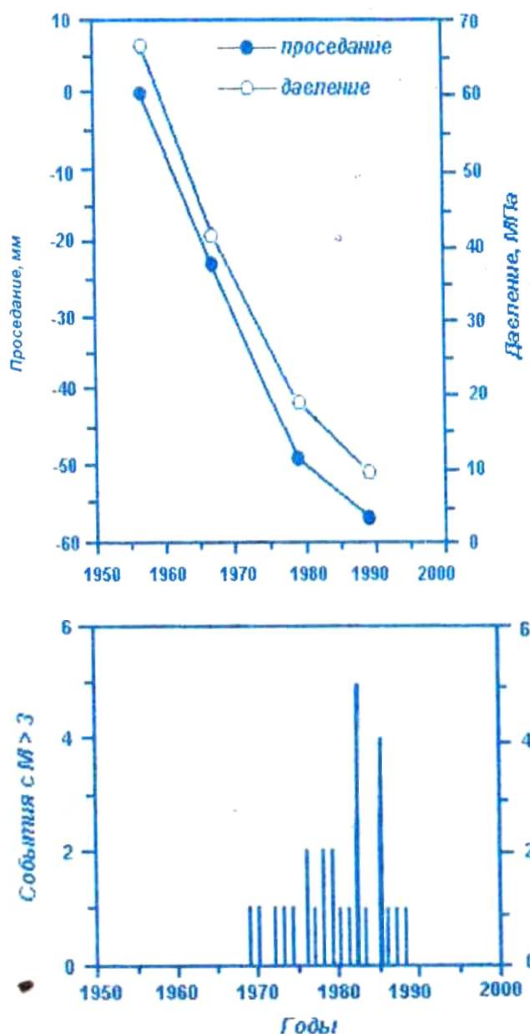


2.27-сурет. Лак газ кенорны арқылы жүргізілген тік бағыттағы кима.

Қара дөңгелектер арқылы шоғырдан төмен болған сейсмикалық апаттардың гипоорталықтары, ақ дөңгелектермен шоғырдан жоғары болған оқиғалар сипаты

Өнім горизонттарының орташа сығымдалуы $9,4 \times 10^{-5}$ құрайды. Геологиялық қоры $1,5 \times 10^9$ т шамасында бағаланған. 1976 ж. басында сорғыланып алынған сұйықтықтың мөлшері 1954 жылдан бастап $2,13 \times 10^9$ м³ шамасын құраған. Бұл көлем қазындының 104,7 % тең. Өндіру (су + мұнай) $2,034 \times 10^9$ құрайды. Сорғыланған судың жылдамдығы 100-ден 1500 м/ жыл құрайды. 1958 жылы сорғыланып алынған сұйықтықтың мөлшері алғаш рет сынама шамасынан асып кеткен.

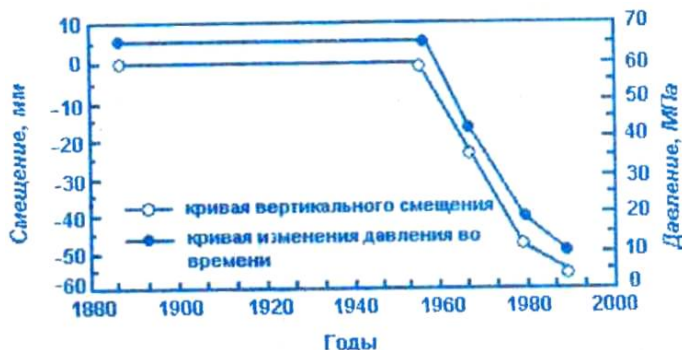
Ромашкино кенорны брахиантиклиналды құрылымда орналасқан (Алматы шыңы). Осы нысанды 30 жыл бойы игеруден кейін 1982–1983 жж. Алметьев ауданында алғаш рет ЖС белгіленді. 1986 жылдан 1992 жылға дейін 391 ЖС тіркеліп, 0,1-ден 4 шамасында болып, эпиорталық тереңдіктері 3–8 км құраған. Күшті жер сілікіністері 1986 жылы 29 қыркүйекте тіркелген. $M=3,8$ балдық болып, эпиорталықтарда 6 дейін жеткен. Тереңдіктері 5–10 км болатын гипоорталықтарды 1991 жылы 28 тамызда ЖС болып, оның балдық шамасы 6 жеткен.



2.28-сурет. Лак кенорны бойынша бақыланған жер бетінің шөгуі мен сейсмикалық сипаты. Газ резервуарындағы қысымның төмендеу функциясы. Төменгі диаграммалар бойынша $M \geq 3$ ЖС орын алған

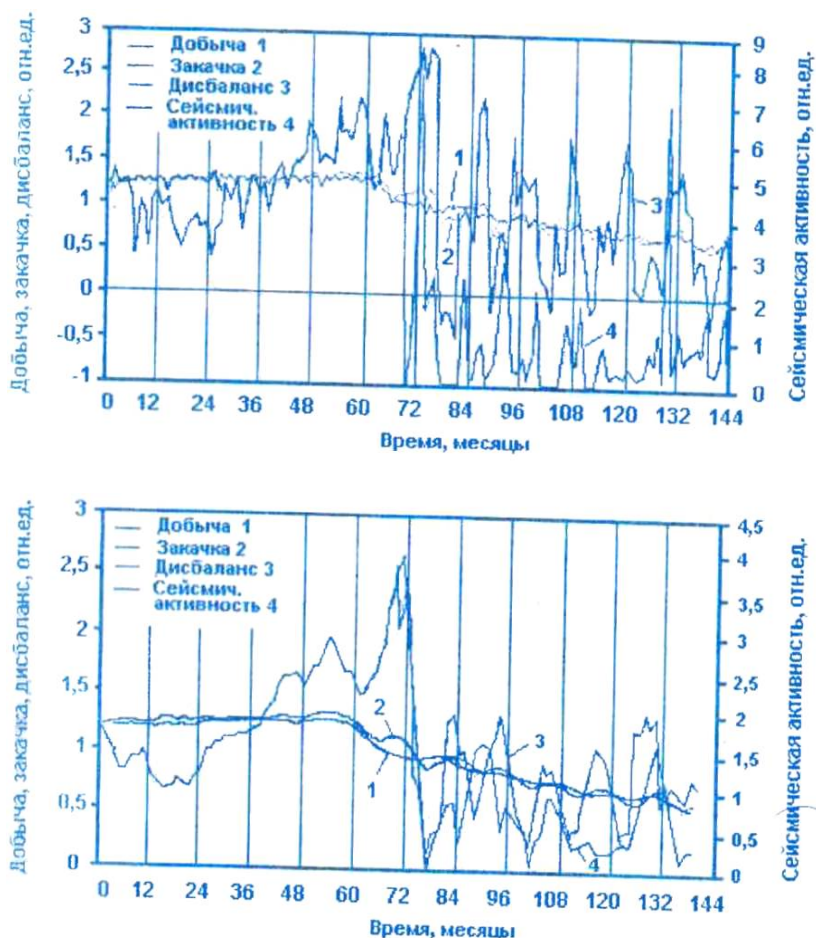


2.29-сурет. 1976–1982 жж. болған Лак газ кенорындағы жер сілкіністері, микроталшықтар. Диаграмманың әрбір бағанасы оқиғаларды көрсетеді, демек кенорынның әртүрлі күмбездерінде геомеханикалық құраммен пайда болған. Әрбір қабаттың қалыңдығы шамамен 500 м



2.30-сурет. Уақыт бойынша қысымның кемуі мен қысық шөгулер сипаты [26]

Гипоорталықтар тереңдігі 6 км жетеді. 2.31-суретте қазындылар арасындағы байланыстарды көрсететін мәліметтер берілген (сорғыланып алынған сұйықтық арасындағы айырмашылықтар). Сонымен қатар бұл суретте сейсмикалық белсенділік көрсетілген. Көріп отырғанымыздай тегістелуден кейін, жарты жылдық шөгуден басталып, келтірілген өлшемдер арасында өзара байланыс бар, демек ЖС техногендік сипатын береді.



2.31-сурет. Ромашкино мұнай кенорнындағы сейсмикалық белсенділік пен қазылған қазындының дисбалансы

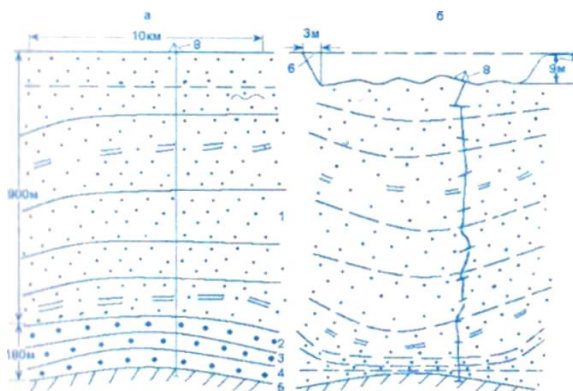
Сейсмикалық қозғалыстарды туындатқан барлық аспектілер беріліп, нақты талдау жұмыстары жасалған. Ромашкино кенорнында белгілі бір көмірсутек кенорындары белгіленіп, Қазақстан бойынша қорлары анықталған.

2.4. Техногендік әсерлерге ұшыраған көмірсутек кенорындарының мәліметтерін өңдеу, талдау, жинақтау нәтижесін тұжырымдау

Белгілі бір факторлар мен процестердің әсерінен табиғи және геологиялық орта бұзылады. Демек кенорындарын игеру кезінде, қазба байлықтарды қазған кезде қоршаған ортаға кері әсерлер беріледі, бұзылыстарға ұшырайды. Бұл мәселе айтарлықтай жаңалық емес. Кенорындарындағы жер асты сулары артезиан бассейндерімен тығыз байланысты. Сондықтан шөгу сипаты 8 м дейін жетіп, бүкіл территорияны камтиды (Орталық Калифорниядағы Сан-Хоакин аңғары). Венеция, Мехико, Лондон жерлерінің шөгуі мен отырып қалуы барлығымызға белгілі. Топырақ сұйықтықтарын жою кезіндегі шөгулерден басқа, көптеген техногендік процестер сорғылану сұйықтығымен тығыз байланысты. Аса анық мысал ретінде ЖС аламыз, 1962 жылдан бастап тереңдіктер 3600 м дейін артып отырған. Осыған дейін бұл ауданда 80 жыл бұрын ұсақ 610 жер сілкіністері тіркелген. Алты жыл бойы (1962–1968) Денвардағы сұйықтық мөлшері топырақ қабатын қозғалта отырып, 15000 м³ тіркелген.

Гусс-Крик мұнай кенорнында (Техас атауы топырақтың дегидратациялануымен тығыз байланысты, сондықтан өнім горизонтының беткі қабатын алып жатыр) өнім горизонты бірнеше мың тереңдікке дейін созылуда. Нәтижесінде саз таужыныстары отырып, шөге бастады. Саур-Лейк кенорнында жер бетінің шөгуі 12 м дейін жеткен. Бұл престі сулардың тұзды күмбез ретінде түзілуімен тығыз байланысты. Мұнай шоғыры тұз үсті күмбездерінің бетінде орналасып, шоғырланған. Еріген тұз мұнаймен бірге ұңғыма арқылы алынған.

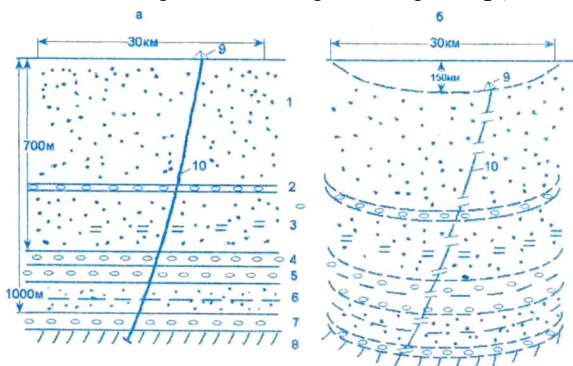
Белгілі барлық шөгу қабаттарына қарағанда геологиялық орта Оңтүстік африка аумағында орын алған. Күрделілігіне байланысты бірнеше жыл бойы карсты түтіктер пайда болып, ірі қала маңында шоғырланған.



2.32-сурет. Автордың көзқарасы бойынша Лонг-Бич кенорнындағы мұнайдың геологиялық ортаға тигізген әсері (мәліметтер бойынша).

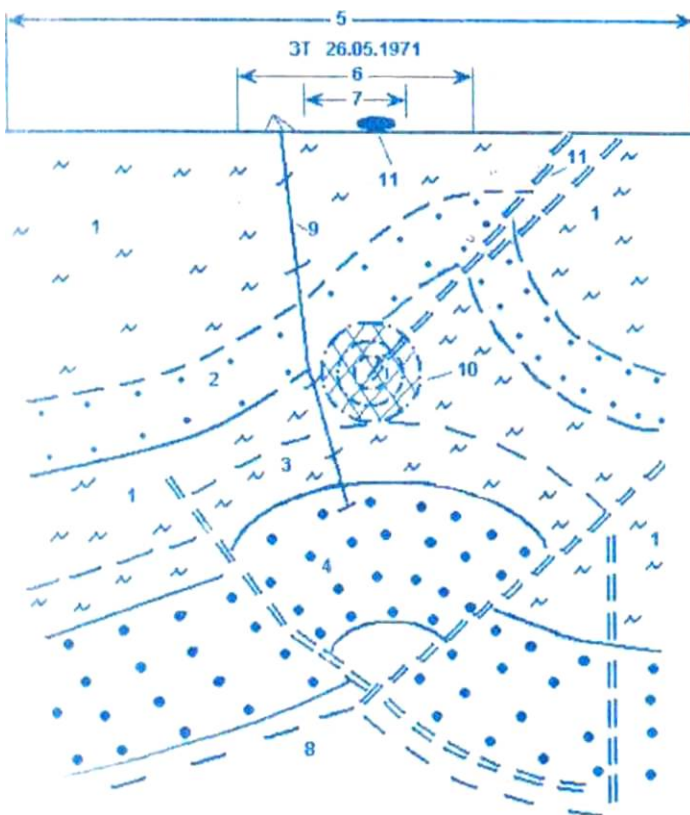
Сурет масштабы шартты түрде берілген.

а – мұнайды өндіру қимасының сұлбасы, б – мұнайды өндіріп болғаннан кейінгі қима сұлбасы. 1 – сазды горизонттары бар сазды түзілімдер мен терригендер, 2, 3, 4 – өнімді горизонттар Тар, Ренджер, Аппер Терминал (борпылдақ құмдар, әлсіз цементтелген құмдақтар), 5 – таужыныстар табаны, 6–7 – 1924–1971 жж. горизонталды және вертикалды таралымдар, 8 – ұңғыма бағанасы



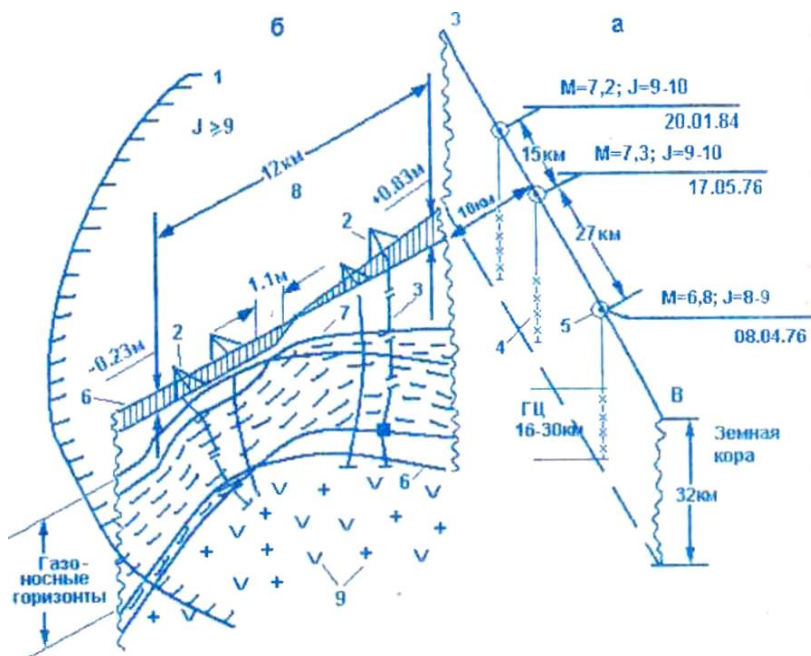
2.33-сурет. Солтүстік-Ставрополь-Пелагиадин газ кенорнына қоршаған ортаның әсері (авторлық сұлбалану бойынша). Масштабы шартты түрде берілген

а – қазуға дейін, б – қазылғаннан кейін газ қоры шамамен 15 %, 1 – терригенді түзілімдер, 2 – чокрак өнім горизонты, 3 – терригенді түзілімдер, 4, 5 – ходум өнім горизонты (Алевролитті пачка, 5 – кезектесу қорасы), 6 – терригенді және сазды түзілімдер, 7 – жасыл өнімді горизонт, 8 – астарлы кешен, 9 – бұрғылау ұшыпая



2.34-сурет. Старогрозненск мұнай кенорнындағы ЖС пайда болу сұлбасы (авторлық сұлбаландыру мәліметтері бойынша). Масштабы шартты

1 – құмды-сазды түзілімдер, 2 – караган және чокрак горизонттарындағы өнім қабаттары, 3 – майкоп сазды түзілімдері, 4 – өнімді карбонатты түзілімдер, 5–7 балдық жер сілікіністері, 8 – юралық түзілімдер, 9 – ұңғымалық бағана деформациясы, 10, 11 – ЖС эпиорталығы мен гипоорталықтары



2.35-сурет. Автордың көзқарасы бойынша Газли газ кенорнына жер сілкінісінің тигізетін әсері. Сурет масштабы шартты түрде 1–9 балды ЖС әсер ету аймағы, 2 – бұрғылау тіректеріне тигізген ЖС әсері, 3 – ұңғымалық бағаналардың ажырау сұлбасы, 4 – гироорталық, 5 – ЖС эпиорталығы, 6 – ЖС дейінгі жер бетінің беті, 7 – ЖС кейінгі жер бетінің күндізгі деформациясы, 8 – горизонталды таралымдар, 9 – дислокацияланған, метаморфизденген шөгінді палеозойлық таужыныстар. Қатты жер сілкіністері кезінде газ қоры 25–30 % шөгу ауданы 2000 км². Қосымша жүктеме 10⁶

Көмірсутек өнімін қазу кезінде техногендік әсер мен апаттарға әкелетін негізгі себептерге:

1. Қалың консолидацияланбаған таужыныстардың өнім горизонты (сазды түзілімдер, құмдар). Мысал ретінде Лонг-Бич, Солтүстік-Ставрополь-Пелагиадин, Экофиск кенорындары.

2. Қазындылардың интенсификациялануынан қабат қысымының шұғыл өзгерістері. Бұл факт барлық техногендік әсерлерде толық қолданылады.

3. Карбонатты таужыныстар мен горизонттардағы кималар, механикалық әсерлерге төзімді, қатты сұйық орта. Техногендік ЖС жарылымды карбонатты таужыныстар кезінде пайда болған (Старогрозненск, Ромашкин, Лак).

4. Тұздықүмбез құрылымындағы судың әсерінен тұздың еруі.

5. Қабат суларының гидродинамикалық өзгерістері, мұнай шоғырларындағы гидродинамикалық жүйенің өзгерістері мен өнім горизонты (Лак, Старогрозненск, Газли).

6. Белгілі бір сейсмикалық және тектоникалық табиғи факторларға байланысты көмірсутек өнімін алу.

7. Өнім горизонттарының салыстырмалы тереңдік бойынша шоғырлануы, көмкерген таужыныстарының өзгерістері.

Көрнекілік үшін 2.32–2.35-суреттерді қолдана отырып, техногендік әсерлердің геологиялық ортаға тигізетін әсерін анықтай аламыз. Келтірілген мәліметтер ҰГЗ мәліметтері бойынша жер қыртысын мониторингтеудің негізі болып табылады.

3. КӨМІРСУТЕКТЕРДІ ИГЕРУ ҚАРҚЫНЫНАН ӨНІМДІ ЖАБЫНДАЙТЫН ЖӘНЕ ТӨМЕНГІ ГОРИЗОНТТАРДЫҢ ФИЗИКА-МЕХАНИКАЛЫҚ ҚАСИЕТТЕРІНІҢ ӨЗГЕРУ ДИНАМИКАСЫ БОЙЫНША ТЕОРИЯЛЫҚ ЕСЕПТЕР

3.1. Көмірсутектерді өндіру қарқынымен тәуелді түрде геологиялық ортаның параметрлерінің өзгеру динамикасы бойынша мәліметтердің теориялық және тәжірибелік талдауы

3.1.1. Таужыныстарының деформациясының кейбір ерекшеліктері

Жер бетіндегі таужыныстар кәдімгі жағдайларда (қысым $P=0,1$ МПа, $t=25^{\circ}\text{C}$) өздерін қысқа мерзімді жүктемелерге шыдайтын квазисерпімді денелер секілді ұстайды. Көлемдік жынысқа күштік қысым түсіру кезінде оның көлемі өзгереді және түсірілген күшті немесе қысымды алғанда бұл құбылыс бірден жоғалады [15, 42]. Түсірілген күш кейбір шектік шамалардан асып кеткенде таужыныс геологиялық балғамен ұрған кездегідей оқыс қирайды.

Тау-кен денелерін, қабаттарды, құрылымдарды, өнімді горизонттарды және Жердің ішкі қабығын құрайтын басқа да элементтерді қосатын таужыныстар көлемдік немесе көлемдік және пішіндік деформацияға тап болады. Деформацияның сипаты мен қарқындылығы ішкі күштік әсердің шамасы мен бағытына және де температураның өзгеруіне тәуелді болады.

Геологиялық ортаның деформациялық үрдістері сол ортаның, оның жеке горизонттарының механикалық, термодинамикалық сүзгілік-сыйымдылық сипаттамаларын, сондай-ақ осы горизонттардың үш фазалы (газ, сұйық және қатты) ортада қалыптасу жағдайларына да қатты тәуелді. Сонымен қатар геологиялық уақытта геологиялық ортаға әсер ететін тектоникалық, гравитациялық, электромагниттік және басқа да күштердің уақыт және кеңістік бойынша бір мәнді еместігін және өзгергіштігін ескеру қажет [12, 15, 42–44, 46].

Таужыныстардың деформациясы кезінде үш түрлі өзгеріс байқалады:

Морттық, жыныс ең кіші басты кернеуге субперпендикуляр ұсақтау жарықшақтары бойынша қирайды;

Ағымдағы немесе қабаттық өзгеріс немесе үлгінің барлық ішкі бөлігі бойынша бірдей бөлінген деформациямен байланысты ағыс; жыныс шын мәнінде ағады; мысалы, мәрмәрдағы ағыстың ішкі механизмінде түйірлердің қабаттық және серпімсіз деформациясы болады;

Морттық және ағыстық аралығындағы өтпелі өзгеріс; бөлшектер арасындағы байланыстылықтың жоғалуы аз, шұғыл, қирау жарылым жарықшақтарының жаралу жолымен жүреді [42, 490].

Деформацияланған геологиялық денеде немесе геологиялық ортада денеге түсірілетін ішкі күштерді теңестіретін ішкі серпімді күштер пайда болады. Мұндай физикалық шама кернеу деп аталады [44, 50]. Егер кернеудің пайда болуының осы сұлбасын қолданса, онда ол келесі ерекшелікке ие болады. Таужыныстың бөлшектері және минералды құрауыштары жоғарыда жатқан жыныстардың салмағымен шартталған геостатикалық қысымның әсерінен әсер етуші күштер бөлшек аралық тебу күштерімен теңескенге дейін серпімді режимде жақындасады. Геологиялық киманың қабаттары арасындағы күштердің мұндай тепе-теңдігі ішкі кернеулі күйді тудырады. Геологиялық ортаның кернеулі күйінің бұл үлгісі әрқашан орын алады.

Осы тепе-теңдік бұзылған кезде геологиялық орта күйінің бұзылуына әкелетін динамикалық тұрақсыз үрдістер пайда болады және тепе-теңдіктің басқа күйіне ауысу геологиялық ортаның көптеген параметрлерінің (тығыздық, динамикалық, сүзгілік-сыйымдылық, температуралық, деформациялық және т.б.) өзгерісімен жүруі мүмкін. Көбінесе көмірсутектер кенорындарындағы геологиялық киманың еңіс жатқан қабаттармен берілгенін ескерсек, серпімді кернеулер өздерін беттік күштер секілді көрсетеді.

Жарылатын және қоршайтын [45] немесе тік және қатыстық кернеудің өзгеру қарқыны жылына $3\text{--}10 \text{ дин/см}^2$

құрайды. Бұл мәліметтер пайдалы қазбалардың кенорындары таралатын жер қыртысының шағын бөлікшелеріндегі кернеудің өзгеруін талдау үшін фон болуы мүмкін.

Егер пайдалы қазбаларды игеру кезінде кернеу градиенті жылына 3-10 дин/см² шекті сақтаса, онда жер қойнауының күйі 10⁶ жыл аралығында өзгермеуі мүмкін, яғни пайдалы қазбаларды игеру геологиялық ортаның күйіне іс-жүзінде әсер етпейді [45]. Қолда бар мәліметтер бойынша таужыныстар (1-2)*10⁻⁴ қатыстық деформацияға шыдайды [51]. Бұл егер қалыңдығы 1000 м шөгінді жыныстардың қабаты 10–20 см-ге кемісе, онда жер сілкінісіне тән тез бұзылуы жүруі мүмкіндігін білдіреді. Бұл ретте барлық қабат серпінді деформацияға ие болатындығына рұқсат еткен жөн. Бірақ шөгінді қабаттарда бұл шарттар әрқашан сақтала бермейді, осының салдарынан геологиялық ортаның күйінің өзгеруінің көптрлілігі пайда болады.

3.1.2. Мұнай және газдың коллекторларының деформациясының ерекшеліктері

Көмірсутектерді сыйыстыратын коллекторлар немесе өнімді горизонттар әдетте терригенді немесе карбонатты жыныстармен беріледі. Грунттардың құмтас, аргиллит, алевролит, жарықшақты және кавернозды әктастар, т.б. сияқты жыныстарға өтуі күрделі көпнұсқалы геохимиялық үрдісті құрайды.

Шөгінді түзілімдердің жиналуы бассейндерде жүреді. Шөгіндінің жиналу өлшемі бойынша гравитациялық нығаю түрінде жабындайтын түзілімдердің салмағының әсерінен тығыздалады, әдетте шөгінділердің шөгінді жынысқа айналуы сулы ортада жүреді. Шөгінді кешендер әртүрлі табиғи күштердің және геотектоникалық жағдайлардың, ұзақ геологиялық уақытта сулы ортамен әсерлесу кезінде физикалық және физика-химиялық үрдістердің өзгеруі кезінде қалыптасады. Осыдан әртүрлі палеогеографиялық, динамикалық және тектоникалық, жастық шектердің әсері, сондай-ақ жабындайтын және төменгі қабаттардың коллекторларының механикалық, сүзгілік-сыйымдылық, геометриялық және басқа

да параметрлерінің жаралуында бату үрдісінің сипаты анық. Осыдан тағы көмірсутектердің және мұнай және газ кенорындарының өзінің коллекторларының физикалық, геометриялық, сүзгілік-сыйымдылық және басқа параметрлері қатары бойынша даралығы шығады.

Терригенді жаралымдардың жастау шөгінділердің қысымымен бастапқы деформациялық сығылуы күрделі сипатқа ие. Нығайған шөгінді жыныстардың қалыптасуының осы кезеңіндегі серпімді деформациямен қатар бөлшектердің немесе бөлшектер тобының кеңістіктегі жағдайының қайта оралуымен немесе араласуымен байланысты қайтымсыз деформация байқалады [1, 15, 26].

Қысыммен және уақыт және кеңістікте өзгеретін геотектоникалық, физика-механикалық және гидрогеохимиялық жағдаймен сәйкес қайталанатын деформация серпімді геологиялық ортаның пайда болуына алып келеді. Нығаю жетістігімен қатар шөгінді кешендер белгілі бір физика-механикалық, сүзгілік-сыйымдылық геофизикалық (петрофизикалық) қасиеттерге ие болады. Мысалы, жер бетіндегі құмдар мен саздар 40–60 % құрайды. Терең нығаюдан кейін осы жыныстардың кеуектілігі ондық пайыздың алғашқы бірлігіне дейін төмендейді [1, 15, 26].

Күрделі деформациялық үрдістің нәтижесінде терригенді және карбонатты жыныстар квазисерпімділікке, яғни геологиялық ортаға түсірілетін қысқа мерзімді ішкі қысымды $[(1-2) \times 10^{-4}]$ қатыстық деформациядан аспайтын] алғаннан кейін көлемінің және пішінінің қалпына келу қасиетіне ие болады.

«Беттік және тереңдік шөгінділер-нығайған шөгінді жыныстар» жүйесінде терригенді және карбонатты жыныстардың қалыптасу сұлбасымен қатар шөгінді жыныстардың нығаюы кезеңі мен дәрежесіне тәуелді түрде деформацияның әртүрлі түрлері (қайтымсыздан бастап квазисерпімді және иілгіштік деформациядан аяқталады) қарастырылуы мүмкін екені көрінеді.

Көрініп тұрғандай, шөгінді жыныстардың жаралу табиғатының өзінде ұзақ геологиялық уақытта пайда болған геологиялық ортаның табиғи тепе-теңдігінің соңғымен

салыстырғанда өте аз уақытта, яғни көмірсутектерді өндіру уақытында бұзылуы кезінде білінуі мүмкін жер қойнауы күйінің мүмкін болатын техногенді өзгерісі салынған. Осы себептермен жер қойнауының күйін бақылауда жапқыш жыныстардың, коллекторлардың, табанындағы жыныстардың физика-механикалық, петрофизикалық, сүзгілік-сыйымдылық және басқа да қасиеттерін сипаттайтын көптеген факторларды көмірсутектерді өндіру алдында, өндірумен қатар және өндіріп болғаннан кейін де ескеру керек [1, 15, 26, 42, 45].

3.1.3. Көмірсутектері бар квазисерпімді геологиялық ортаның физика-механикалық қасиеттерінің өзгергіштігі

Көмірсутектері бар шөгінді жыныстардың көпшілігі қатты минералды қаңқаға, сұйықтықпен, кейде сазды қосындылармен, газбен толтырылған қуыстар мен кеуектіліктерге ие. Сондықтан нығайған кеуекті ортадағы қуыстардың, қатты, сұйық және газды компоненттердің болуы ортаның физика-механикалық параметрлерін анықтауда және құрамы бойынша көпфазалы ортада деформация теориясын қолдану кезінде өзіндік ерекшеліктерді жасайды. Осыған байланысты өнімді горизонтты да қосқандағы барлық горизонттардың физика-механикалық параметрлерінің кешені құрамы бойынша (қатты фаза, сұйық, газ) қарастырған қисынды [1].

Қатты фаза қатты (қаңқалы) және иілгіш болып бөлінеді. Қатты қаңқалы көлем бірлігін құрайтын жыныстар $K_{тв}$ коэффициентімен, ал иілгіш құрамды жыныстар $K_{гл}$ саздық коэффициентімен бағаланады. Соңғы құрамды ортаның сулы ортада гидратациялану (ісіну) қабілеттілігі оның физикалық қасиеттерінің термобаралық жағдайларға және жатыс сипатына маңызды тәуелділігін алдын ала анықтайды. Қатты қаңқаның иілгіш фазасы үшін электрлік, термиялық және серпімді қасиеттерінің жоғарғы анизотроптылығы тән [1, 25].

Сұйық фаза физикалық қасиеттері бойынша екі компонентке бөлінеді:

Сулы – коллекторда сумен қанығу коэффициентімен K_v және көлемдік ылғалдылықпен θ_v кеуекті кеңістіктің көлем бірлігінде;

Көмірсутекті (мұнай, конденсат) – мұнаймен қанығу коэффициентімен K_n кеуекті кеңістіктің көлем бірлігінде, ал коллектор бірлігінде газбен көлемді қанығу.

Газды фаза өзіне көмірсутекті және асыл газдарды, сондай-ақ топырақ ауасын біріктіреді. Кеуекті кеңістіктің көлем бірлігінде газдың көлемі K_r коэффициентімен, ал коллектор бірлігінде газбен қанығу X_r көлемді коэффициентімен бағаланады.

Негізгі физика-механикалық, сүзгілі-сыйымдылықты, геометриялық, геологиялық-құрылымды сипаттар негізгі өлшемдерді анықтай отырып, геологиялық құрылымдағы компоненттердің сипатын анықтайды. Қалыпты вертикалды және горизонталды кернеуліктер, қабат қысымы, қабаттылығы, электрлік кедергілері, диэлектрлік енгіштік, электрохимиялық (диффузиялық-адсорбциялық, фильтрациялық, магниттену, қышқылдану) белсенділік, жылу кедергісі, температурасы, табиғи радиобелсенділік, нейтронды және тығыз құрамдар, мұнайгаздылық, сұйықтықтардың тұтқырлығының мәндерін анықтап беруге көмегін тигізеді.

Келтірілген мәліметтерден көріп отырғанымыздай, әртүрлі өлшемдегі шөгінді қабаттың өзара әрекеттесуі мүмкін, демек кез келген геологиялық орта өзінше бір түзілім табиғатымен ерекшеленген. Келтірілген әртүрлі сипаттамалардың болуынан көмірсутек қабаттарында кешенді ГАЗ қолданылады. Осы әдестемелер негізінде бірнеше барлау жұмыстары жүргізіліп, эксплуатациялық, техникалық тексеру жұмыстары орындалады.

Жер қыртысының жағдайын бақылап мониторингтеу үшін, ортаның техникалық сипаты анықталып, жер бетінің бағалануы орындалады. Осыған байланысты бірнеше өлшемдерге тоқталамыз. Бұл өлшемдер көмірсутек қазындысының әсерінен жер қыртысының динамикасы мен интенсивтілігін береді. Жер қыртысы бойынша геологиялық ортаның тұрақты жағдайдан басқа жағдайларға алмасуы байқалады. Аталмыш ортадан флюидтер мен газдар алынып, игеріледі.

Ең алдымен жер қыртысының жағдайы анықталып, геологиялық ортаның кернеулігі сипатталады. Осы өлшемдер арқылы жер қабатының деформациясы анықталады. Бірінші деңгейде қалыпты вертикалды кернеулік келесідей шамаларға тең:

$$\sigma_v = \delta \cdot g \cdot h, \quad (3.1)$$

мұндағы σ_v – салыстырмалы тереңдіктер бойынша қалыпты вертикалды кернеулік; δ – қалың қабат тығыздығы, h ; g – дененің еркін түсу жылдамдығы мен биіктігі.

Горизонталды қалыпты кернеулік келесідей шамаға тең:

$$\sigma_h = \delta \cdot g \cdot h \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right), \quad (3.2)$$

мұндағы σ_h – горизонталды тегіс беттің барлық бағытындағы қалыпты кернеуліктер, ν – тау кен таужыныстарына арналған Пуассон коэффициенті. Изотропты таужыныстарға арналған Пуассон коэффициентінің орташа мәні мен вертикалды аралықтар. Тік бағыттағы құлау 0,3, ал қалыпты жағдайы σ_h/σ_v шамасында орын алып, тереңдіктері 0,4 барған. Егер квазитығыз дене ν жақындаса, онда бірлік шама орын алады. Мұндай денелерге тау түзілімдерін жатқызуға болады.

Сұйықтықтар үшін ν 0,5 шамасын тең етіп аламыз. Сонда $\sigma_v = \sigma_h$ болады. Егер ν бірліктен жоғары болса, онда ортада басқа күштер пайда болады. Күштен басқа жоғарыда жатқан таужыныстар түзілген қабат қалыптасқан. Осы кезде тағы да бір Пуассон коэффициентін айтып кеткен жөн болады. Көлденең кималар мен қума өлшемдера мәні анықталып, салыстырмалы қатынастар орын алады.

Тығыз берік деформацияларда кернеулік пен деформация аралығында созылулар мен Гук заңы анықталып беріледі. Демек:

$$\sigma = E \cdot \varepsilon, \quad (3.3.)$$

мұндағы σ – кернеу, ε – деформациялық өлшем, E – Юнг модулі немесе беріктік коэффициенті.

Жылжу коэффициенті келесі теңдеумен өрнектеледі:

$$\tau = t \cdot \gamma, \quad (3.4)$$

мұндағы τ – жанама кернеулік, t – жылжу модулі, γ – ығысу коэффициенті.

Берік созылулар мен қысылулар қатынастары арқылы көлем өзгерістерін анықтап аламыз. Бұл кезде созылып-қысылу сипаты орын алып, бірнеше қысқартулар болады. Дегенмен бұл қысқартулар бірнеше есе кіші мәндерге ие. Көріп отырғанымыздай, қысылып сығылу кезінде дене ұлғайып, қысу кезінде кішірейеді. Бұл ерекшелік берік деформацияларда орын алса да тек Пуассон коэффициент арқылы есептеледі. Геологиялық орта үшін өзгерістер көп болады. Бұл жер бетінің өзгеруіне алып келеді.

Берік деформациялармен қатар геологиялық ортада пластикалық деформациялар орын алып, дененің өлшемдерін өзгертеді. Нақты жағдайларда аталмыш деформациялардың түрлері болжамдар арқылы болжанып, жер бетіне мониторингтеуге жол ашады.

Атап өткендей, кернеулік пен деформация арасында сызықты бацйланыс болады, мәліметтер бойынша қысым 10^4 кг/см² немесе 10МПа шамасына дейін жетсе, осы жағдай қайталанады. Нақты геологиялық ортада дефрмацияларды керенулік шамасындай қолданып, қысым мен қуат мөлшерін анықтап аламыз. Аталмыш өлшемдер дененің қысылуы деп аталады. Ол кернеулік пен деформация арасындағы байланыс арқылы анықталады. Теңдеулер бойынша беріліп, формула бойынша белгіленген:

$$-\varepsilon = -\lambda v / v = 3(1-2\nu) / E \cdot \delta, \quad (3.5)$$

$$\beta = -\varepsilon / \delta = -1 / \delta \lambda v / v = 3(1-2\nu) / E, \quad (3.6)$$

мұндағы β – қатты дененің қысылу коэффициенті, ε – деформациялану өлшемі, ΔV – қатты дененің өзгеру шамасы,

V – қатты дененің көлемі, δ – кернеулік, ν – Пуассон коэффициенті, E – Юнг немесе беріктік модулі.

Юнг модулі саны бойынша кернеулікке тең, демек өзгеру жағдайында ұзындықтың артуымен тығыз байланысты [44]. Жердің беткі қабатында беріктік модулі шамамен 10^{11} дин/см² немесе 10^5 бар аралықтарында өзгереді, осы кезде E әртүрлі бірлік шамасын қамтыған. Қолайлылық үшін әртүрлі жылдары шыққан әдебиеттерді қолданамыз.

Әртүрлі таужыныстар үшін Юнг модулі мен Пуассон коэффициентін қолданамыз, олардың мәндері келесідей:

Е-шөгінді таужыныстар үшін – $(0,03-9)10^5$ бар = $(0,03-0)10^4$ МПа;

Е-кристалдық таужыныстар үшін – $(3-16)10^5$ бар = $(3-16)10^4$ Мпа;

ν -шөгінді таужыныстар үшін – 0,18-0,50;

ν -кристалдық таужыныстар – 0,19-0,38.

Құрамында көмірсутегі бар өнім горизонттарында көпкомпонентті, қатты каркасты қатты фазалар болады. Олар флюид, газ, тесіктер түрінде беріледі. Осыған байланысты деформация туралы көрініс пен сипатсығылу коэффициенті арқылы анықталып, жер бетіндегі флюид пен газдың өзгеру динамикасын қолданады. Осы кезде үшкомпоненті ортаның жағдайлары анықталып, температура өзгеріске түседі.

Минералдану өзгеріп, пайыздық қатыныстар сипатталады. Осылайша, жер бедірінің деформациялық жағдайы анықталады. Мысалы, $\beta_{тс}$ 15 °С кезінде $7,5 \cdot 10^{-5}$ 1/атм орын алса, 70 °С кезінде $\beta_{тс} = 9,2 \cdot 10^{-5}$ 1/атм. тең. Газ кезінде 10 есеге ұлғайып, оның мәні $1,39 \times 10^{-4}$ 1/атм тең. Осы мәселелерге қысымның өзгерістерін енгізе отырып, қабаттылық пен борпылдақ қабаттың шоғырлану тереңдігін зерттейміз. Берілген мәліметтер бойынша жеке ерекшеліктер қарастырылып, көмірсутек жер бетінің нақты жағдайын қалыптастырады.

Қатты фазалардың сығылып қысылуынан $\beta_{тс}$ таужыныстар тәжірбие түрінде анықталып, гидростатикалық камера арқылы эластикалық қабықты түзеді. Сонымен қатар қалыпты

кернеулікті қалыптастыра отырып, орташа мәндерін табады ($\delta=P$), 3.1-кестеде көрсетілген [47, 53 б.] $\beta_{т\pi}$ орташа мәні тәжірибелік мақсат үшін қолданылып, оның мәндерін келесідей қабылдаймыз: карбонатты таужыныстар $\beta_{т\pi}=0,25 \cdot 10^5 \text{ см}^2/\text{кг}$ болса, құмды-сазды таужыныстар $\beta_{т\pi}=0,3 \cdot 10^5 \text{ см}^2/\text{кг}$ тең.

3.1-кесте

Кейбір таужыныстағы қатты фазалардың сығылу коэффициентінің мәндері [47]

Таужыныстар	$\beta_{\pi\pi} \cdot 10^4, \text{ см}^2/\text{кг}$				Зерттеушілер
	P=0	P=120 $\text{кг}/\text{см}^2$	P=600 $\text{кг}/\text{см}^2$	Қысымның әртүрлі интервалдары	
доломит	0,0117	0,0117	0,0117	-	
мәрмәр	0,0136	0,0185	0,0124	-	Ф. Берч, т.б.
эктас	0,0242	0,0240	0,0236	-	
«	0,0286	0,0270	0,0230	-	
«	-	-	-	0,025	Л. А. Шрейнер
Құмды кварц	0,0262	0,0260	0,0255	-	Ф. Берч, т.б.
Кварцты құм дала шпаты	-	-	-	0,031	И. Фетт
Кварцты құм	-	-	-	0,043	Г. В. Исаков
Кварц	-	-	-	0,030	Г. В. Исаков
«	-	-	-	0,027	Д. А. Антонов

Қабатты орта немесе қабатты пластың сығылуы $\beta_{\pi\pi}$ 0-6 МПа аралығында болса, онда бұл міндетті түрде геостатикалық қысымға тәуелді, демек саңылаулы кеңістікпен β_{π} және $\beta_{т\pi}$ қатты фаза арасындағы тепе-теңдік сипаты:

$$\beta_{\pi\pi} = K_{\pi} \times \beta_{\pi} + \beta_{т\pi}, \quad (3.7)$$

мұндағы K_{π} – қабатты қабаттың коэффициенті.

Мұнай мен газ коллекторларының карбонатты құмдарына арналған $\beta_{тв}$ мәні 1–2 қатары бойынша орналасып, тесіктердің сығылу коэффициентінен төмен болады. Осыны есепке ала отырып, $K_{п}$ және $\beta_{п}$ мәндері белгілі (3.2-кесте). Осы кезде $\beta_{тв} = \text{const}$ тұрақты мәнін алып коллекторларды анықтап аламыз. Осы кезде $\beta_{пп}$ есептеп $\beta_{тв}$ мәнін анықтаймыз. Қабат қысымы мен температураның әсерін бағалай отырып, $\beta_{пп}$ мәндерін есептейміз. Қатты минералды денелердің коллекторларын қоса отырып, сығылу қабілеті мен жылу арқылы кеңею шешіледі.

Төмен сығылу мәні арқылы таужыныс түзуші минералдар коллектор қаңқасын қалыптастырады. Көлемді деформациялануы тесік кеңістігінің кемуі нәтижесінде пайда болады. Осы себеп бойынша β мәнін анықтап, жер бетінің көмірсутек кенорындарын анықтап, әртүрлі шөгінді таужыныстардың коэффициентін зерттейміз. Таужыныстардың тығыздығын анықтай отырып, жоғарыда жатқан қабаты ($\delta_{п}$, ср.) $2,5 \text{ г/см}^3$ тең. Судың тығыздығы өзгерістерге ұшырап ($\delta_{в}$, ср.) $1,1 \text{ г/см}^3$, 3.2-кестеде көрсетілген қысымның өзгерістерін аламыз, бірінші кезекте қабаты ортаның сығылуы қабаттылық коэффициентімен анықталады.

Қабатты пласт коллекторларының сығылуы $\beta_{пп}$, мұнай $\beta_{м}$, қабат суы $\beta_{в}$, мұнай кенорындарымен бірге әртүрлі аймақтарда таралып, әдебиеттер бойынша берілген [1, 7, 8, 26, 41, 47], 3.3-кестеде көрсетілген. Көріп отырғанымыздай, $\beta_{пп}$, $\beta_{м}$, $\beta_{в}$ кенорынадр мәні жеке өлшемдермен сипатталады.

3.2-кесте
Кейбір шөгінді таужыныстардың сығу коэффициенттерінің мәндері

Таужыныстар	$\beta_{\text{сж}} \cdot 10^4, \text{см}^3/\text{м}^3$												
	$(\sigma-p)=80$ $\frac{\text{кг}}{\text{см}^2}, h=570 \text{ м}$		$(\sigma-p)=160$ $\frac{\text{кг}}{\text{см}^2}, h=1140 \text{ м}$		$(\sigma-p)=320$ $\frac{\text{кг}}{\text{см}^2}, h=2300 \text{ м}$		$(\sigma-p)=440$ $\frac{\text{кг}}{\text{см}^2}, h=4600 \text{ м}$		$(\sigma-p)=960$ $\frac{\text{кг}}{\text{см}^2}, h=9600 \text{ м}$				
	деңін	кейін	Орташа	деңін	кейін	Орташа	деңін	кейін	Орташа	деңін	кейін	Орташа	
	0,50	1,80	1,15	0,40	1,50	0,95	0,25	0,65	0,45	0,24	0,45	0,35	0,15
Сазды құмдақтар: Псаммитті бөліктері жақсы сұрылған және жұмырланған кварц пен далайы шпат арқалы берілген	1,0	4,50	2,75	0,50	2,40	1,50	0,25	1,15	0,70	0,10	0,55	0,32	0,15
	1,70	4,50	3,10	1,25	3,35	2,30	0,75	2,25	1,50	0,40	1,10	0,75	0,25
Сазды құмдақтар, псаммитті бөліктері нашар сұрылған, орта немесе жұмырланған кварц пен далайы шпат арқалы берілген	0,90	4,0	2,45	0,70	2,20	1,45	0,35	1,15	0,75	0,10	0,55	0,22	0,15
	0,60	>7,0	-	0,35	4,5	-	0,10	2,25	-	0,05	0,80	-	0,15
Аргиллиттер мен алевролиттер-саксы тығыздалған	0,60	>7,0	-	0,35	4,5	-	0,10	2,25	-	0,05	0,80	-	0,15
	0,60	>7,0	-	0,35	4,5	-	0,10	2,25	-	0,05	0,80	-	0,15
Әртүрлі құрылымы бар кристаллы ағастар мен тығыз мергелер	0,60	>7,0	-	0,35	4,5	-	0,10	2,25	-	0,05	0,80	-	0,15
	0,60	>7,0	-	0,35	4,5	-	0,10	2,25	-	0,05	0,80	-	0,15
Үсақ және жуақалды доломиттер, кварцпен органикалық заттар	0,60	>7,0	-	0,35	4,5	-	0,10	2,25	-	0,05	0,80	-	0,15
	0,60	>7,0	-	0,35	4,5	-	0,10	2,25	-	0,05	0,80	-	0,15

Бірқатар КСРО мұнай кен орындарында кернді зерттеу бойынша (құмдар)

3.3-кесте

№	Кенірітін ауданындағы өнім қабаты	Бастапқы қабат қысымы, атм/Па	Сығымсу мұайының тұтқырлығы	Сығымсу коэффициенті β , 1/атм/Па	Сығымсу коэффициенті β_0 , 1/атм/Па	Сығымсу коэффициенті β_{00} , 1/атм/Па
1	Тенгисол, Тоңдент, Штат (Вайоминг қабаты)	11441,4	3,5	$1,09 \cdot 10^{-2}$	$4,4 \cdot 10^{-3}$	$0,94 \cdot 10^{-3}$
2	КСРО-дағы көптеген кенірітіншілер (қабат жағдайы)			$1,09 \cdot 10^{-2}$	$4,4 \cdot 10^{-3}$	$0,94 \cdot 10^{-3}$
3	КСРО-дағы шығыс аудандар кенірітіншілері (қабат жағдайы)	15015		$(7-30) \cdot 10^{-4}$		
4	Минералданбаған су			$10 \cdot 10^{-3}$		
5	тығыздығы $1,18 \text{ г/см}^3$ қызылтан делопоризациядағы минералданбаған су, Тұйықалық мұнай кенірітінші	25 5002,5 50		$2,56 \cdot 10^{-3}$		
6	СтепСунтЗатерочная жағытығындағы өнім қабаты			$(4,8-1,3) \cdot 10^{-3}$	$4,5 \cdot 10^{-3}$	
7	Бөксінск мұнай ауданындағы кенірітінші (мұнай тығыздығы $0,7798-0,926 \text{ г/см}^3$)	113,941,39	0,93	$(7-140) \cdot 10^{-4}$	$4,5 \cdot 10^{-3}$	$2,8 \cdot 10^{-3}$
8	Пішілдік, Иссык-Куль (көріп) жеріндегі мұнай кенірітіншісі (КСРО-дағы кенірітіншісі)	172417,2	2,38	$1,39 \cdot 10^{-2}$	$2,8 \cdot 10^{-3}$	
9	АКШ мұнай кенірітіншілері			$1,39 \cdot 10^{-2}$	$4,8 \cdot 10^{-3}$	
10	Вудбэйн, Штатс Тексас пласты	173417,3	1,3	$9,3 \cdot 10^{-3}$	$4,8 \cdot 10^{-3}$	
11	Д. пласты, Туфназис мұнай кенірітінші	19249,7	3,72	$10,3 \cdot 10^{-3}$		
12	Д. пласты, Дювон мұнай кенірітінші	172417,2	1,56	$10,3 \cdot 10^{-3}$		
13	Д. пласты, Штатс Тексас мұнай кенірітінші	175417,5	2,22	$8,3 \cdot 10^{-3}$		$(0,3-2) \cdot 10^{-3}$
14	Д. пласты, Бөксінск мұнай кенірітінші			$8,3 \cdot 10^{-3}$		$(0,3-2) \cdot 10^{-3}$
15	Д. пласты, Ромашкинск мұнай кенірітінші	245201,5	0,92	$10,3 \cdot 10^{-3}$		
16	Д. пласты, Штатс Тексас мұнай кенірітінші	183418,3	0,89	$10,3 \cdot 10^{-3}$		
17	Дювон горизонты, Золдан Сунг мұнай кенірітінші	112411,7	2,25	$9,4 \cdot 10^{-3}$	$(5,3-5,63) \cdot 10^{-3}$	$(2-0,95) \cdot 10^{-3}$
18	Б. пласты, С.ресурсный Сунг мұнай кенірітінші			$9,4 \cdot 10^{-3}$	$(5,3-5,63) \cdot 10^{-3}$	$(2-0,95) \cdot 10^{-3}$
19	Құм горизонты, Новошаранск мұнай кенірітінші	35043,5	0,25	$13,5 \cdot 10^{-3}$	$3,93 \cdot 10^{-3}$	
20	Екінші майлау горизонты, Новошаранск мұнай кенірітінші	35043,5	0,25	$13,5 \cdot 10^{-3}$	$3,93 \cdot 10^{-3}$	
				$(12,2-12,5) \cdot 10^{-3}$		
				$(12,2-12,5) \cdot 10^{-3}$		
				$(9,4-10) \cdot 10^{-3}$		
				$(9,4-10) \cdot 10^{-3}$		
				$29 \cdot 10^{-3}$		
				$29 \cdot 10^{-3}$		
				$27,1 \cdot 10^{-3}$		
				$27,1 \cdot 10^{-3}$		

*Қабаттылығы $k_n = 11,3\%$ кезіндегі әктастардың қабаттылығы арқылы алынған мәндер, сығылудың жоғарғы мәндері арқылы әктастың қабаттылығы $k_n = 1,6-2,0 \%$ тең.

Сұйықтықпен қаныққан қабатты қабат (коллекторлар) тиімді керенулікке байланысты, демек

$$\delta_{\text{з.ф}} = (\delta - P), \quad (3.8)$$

мұндағы $\delta_{\text{з.ф}}$ – тиімді керенулік, p – таулы қысым немесе геостатикалық қысым, қалыпты вертикалды керенулік (әдебиет мәліметтері бойынша шешімін тапқан таулы қысымның вариациялануы), P – саңылау кеңістіктегі сұйықтық қысымы. Осыған байланысты сұйықтық саңылауы минералдардың дәндеріне әсерін тигізіп, таужыныстарды қамтыған. Кейбір зерттеушілердің зерттеулері бойынша [8, 15, 47, 48] жүктеме коэффициентін енгізіп алу жоспарға қойылған η .

$$\delta_{\text{з.ф}} = \delta - \eta P. \quad (3.9)$$

η өлшемі бірлік шамасына жақын болып келеді. Осыған байланысты жүктемелік коэффициентті қарастыра келіп, келесілерді ескерген жөн.

Орташа қалыпты кернеулердің арттыру δ және P қабат қысымы таужыныстар тесіктерінің қысқартады.

δ кернеулік қатты фазаның өлшемін кемітеді.

Саңылау тесігі ұлғайғанда P сығылу қозғалысы кеми бастайды, демек осы кезде қабатты ортада қатты фаза мөлшері арта түседі.

Берілген сұлба бойынша δ мен P коэффициентінің арасындағы өзара байланыс арқылы η жүктемесі анықталып, оны келесі формуламен өрнектейміз:

$$\eta = 1 - \beta_{\text{т.з}} / \beta_{\text{пл}} \quad (3.10)$$

мұндағы $\beta_{\text{т.з}}$ – қабатты ортададағы қатты фазаның сығылуы, $\beta_{\text{пл}}$ – қабатты пластың сығылу коэффициенті.

Борпылдақ және жоғары қабатты пластарда $\beta_{\text{пп}} \geq \beta_{\text{тв}}$ болғанда $\eta=1$ болады. Төмен қабатты ортада $\beta_{\text{пп}} \leq \beta_{\text{тв}}$ болған кезде $\eta=0$ орын алады. Көріп отырғанымыздай, η 0-1 аралықтарында өзгереді. Соңғы жағдайда геологиялық ортаның қалыпты вертикалды кернеулігі арқылы геостатикалық немесе тау қысымы анықталған (47):

$$\delta = \frac{1}{3}(1+2\kappa) \cdot g \cdot h \cdot \delta_{\text{п.ср}}, \quad (3.11)$$

мұндағы h – орташа қалыпты кернеулік тереңдігі, $\delta_{\text{п.ср}}$ – жоғарыда жатқан таужыныстардың орташа тығыздығы, κ – қабырғалық распор, $\kappa = \sqrt{1-\nu}$ – (мұндағы ν – Пуассон коэффициенті), g – ауырлық күшін жылдамдату.

Таужыныстардың тығыздалу кезінде орын алған геологиялық уақыттағы қалыпты және бас кернеулік жанама кернеуліктермен бірге релаксациялану күшімен өзара тең, сонда $\kappa=1$:

$$\delta = \frac{1}{3}(1+2\kappa) \cdot g \cdot h \cdot \delta_{\text{п.ср}}, \quad (3.12)$$

мұндағы δ_z – вертикалды қалыпты кернеулік, h_i – δ_{hi} тығыздықтағы i горизонтының қалыңдығы.

Бұл аталмыш жағдай қалыпты тектоникалық сипаттағы аудандарға тән. Егер қабатты горизонттағы саңылау қысымы P болса, онда тиімді кернеулік келесі теңдеумен анықталады:

$$\delta = \delta_z = \sum_{i=1}^N g h_i \cdot \delta_{hi}, \quad (3.13)$$

мұндағы $\delta_{hi} = \delta_{bi}$ – шөгінді қабатты пластағы таужыныстар мен тесік суларының тығыздығы, h – сұйықтығы бар қабатты пластың шоғырлану тереңдігі.

Егер $\delta_{\text{п.ср}} = 2,5 \text{ г/см}^3$, $\delta_{\text{з.ср}} = 1,1 \text{ г/см}^3$ тең болса, онда

$$(\delta-P) = 0,14h, \quad (3.14)$$

мұндағы δ мен P – кг/см^2 бірлігімен беріліп, ал h – м берілген.

Мұндай тиімді кернеулік туралы сипаттамалар нақты геологиялық ортадағы құраушы кернеуліктердің әсерінен күрделілік танытады. Осы себеп бойынша деформациялық процестер арқылы жер бетіне мониторинг жасалады. Демек әрбір көмірсутек кенорындары жеке зерттеледі.

Келтірілген мәліметтерді негіздей отырып, көмірсутек өнімін синхронды өндіре отырып, бақылау жұмыстарын жүргізу қажет. Демек уақытқа байланысты көптеген физика-механикалық және сүзгілену-сыйымдылығының өзгерістері анықталады. Қабаттылық өлшемдері пластарды жауып жатыр.

Геологиялық ортадағы уақыттың өзгерістері периодты түрде белгіленіп, көмірсутек өнімін өндіру технологиясы мен белсенділігі артып отырады. Осылайша, көмірсутек пен орта өлшемдерінің арасындағы байланыстарды міндетті түрде зерттеу қажет. Олар арқылы жер бетінің тұрақтылығы мен өзгеру деңгейлері анықталады. Жер бетін мониторингтеу үшін синхронды түрде көмірсутек өнімін периодты түрде өндіреміз. Изобар картасын жасап, паластағы әртүрлі құрамдас бөліктердің пайыздық қатынастарын анықтаймыз. Сонымен қатар қималық тығыздық пен қабат қалыңдығы да анықталады.

1.2. Көмірсутек қазындысы мен геологиялық орта арасындағы деформацияланудың теориялық байланыс үлгісі

Көмірсутек қазындысы мен геологиялық орта арасындағы деформацияланудың теориялық байланыс үлгісі туралы көптеген еңбектер жазылған. Әдебиеттерде келтірілген ерекшеліктер бойынша, теориялық үлгі дегеніміз геологиялық ортаның біртұтастығы, демек барлық факторлардың әсерін есепке ала отырып күрделіліктің қалыптасуы. Осылайша, әрбір кенорнында деформациялық процестер қарқынды жүріп отырады. [52] мәліметтер бойынша, жер бетінің шөгү градиенті құрылымдық үлгілердің негізі бойынша қалыптасып, келесі өрнекпен өрнектелген:

$$\partial\eta/\partial Z=a(Z)\cdot\left(\frac{\partial^2\eta}{\partial x^2}+\frac{\partial^2\eta}{\partial y^2}\right)+f, \quad (3.15)$$

мұндағы η – жер бетінің шөгу мөлшері, $a(Z)$ – тік бағыт бойынша таужыныс құрамының өзгеру коэффициенті (Z); $f = \Delta V/V$ – таужыныстарының өзіндік көлемдік ұлғаюы.

Горизонталдар бойынша таужыныстарының құрамы біртұтас болып келеді. Егер теңдеулер өзгерсе, онда нақты жағдайларда шешімдерді шешу қиынға түседі. Демек мұнда физика-механикалық және сүзгілену-сыйымдылығының өлшемдері геологиялық ортада толығымен беріліп, қабаттарға бөлінеді. Осы күрделі процеске аудан бойынша көптеген өзгерістерді қосуға болады.

Тәжірибелер бойынша пласт бойынша жатынның шөгуін келесі формуламен анықтауға болады (52)

$$\eta=\beta h\Delta p, \quad (3.16)$$

мұндағы β – қабаттың вертикалды бағытта сығылуы, β қабат қалыңдығы.

Ю. П. Борисов бойынша берік режимдегі өнім қабатын өндеген кезде [52], қабат қысымы кеми береді (Δp), сондықтан келесі теңдеумен өрнектелген

$$\Delta p=(\mu_n Q/4\pi K_{pr}h)\cdot\phi[4\chi t/(a_0^2+r)], \quad (3.17)$$

мұндағы μ_n – мұнай тұтқырлығы; Q – барлық батареялардың дебиті, n -ұңғымалардан құралған; K_{pr} – қабаттың өткізгіштік коэффициенті; χ – пьезоөткізгіштік коэффициенті; ϕ – функция белгісі, дебит өзгерісіне байланысты қалыптасады; t – шоғырларды қазуды бастау уақыты; a_0 – ұңғыма батареясының радиусы; r – берілген нүктеден бастар алынған қашықтық, осылайша қысым анықталып, дөңгелек батареяға дейін барады.

(3.17) формуладан көріп отырғанамыздай, өнім қабатына байланысты бірнеше сипат талаптары орын алған, демек функциялық спецификаға байланысты өнім қабатындағы пьезоөткізгіштік пен қабат қысымының арасындағы

функционалды өзгерістер пайда болып, қазынды жұмысының жалғасын көрсетеді. Қазынды орнынан қабат қысымын бағалауға дейінгі арақашықтық батареяның квадратты радиусы мен батарея ортасынан анықтау нүктесіне дейінгі суммаланумен анықталады.

Қысымның таралу жылдамдығы немесе пьезоөткізгіштік коэффициенті χ келесі теңдеумен анықталады [53], мұнай үшін:

$$\chi_v = K_{пр} / \mu (K_{п} \beta_n + \beta_{гв}), \quad (3.18)$$

мұндағы χ_n – мұнайдың пьезоөткізгіштік коэффициенті, см²/с; $K_{пр}$ – өткізгіштік коэффициенті, D; μ – тұтқырлық коэффициенті, см³; $K_{п}$ – қабаттылық коэффициенті, бірлік үлеспен; β_n – мұнайдың сығылу коэффициенті, 1/атм; $\beta_{гв}$ – қатты фазаның сығылу коэффициенті, 1/атм.

Престі сулар үшін $\mu=1$ теңдеуінің түрі (3.18) келесідей түрленген

$$\chi_v = K_{ф} / (K_{п} \beta_n + \beta_{гв}), \quad (3.19)$$

мұндағы χ_v – пьезоөткізгіштік коэффициенті, м²/сут; $K_{ф}$ – сүзгілену коэффициенті, м/сут; $K_{п}$ – қабаттылық коэффициенті, бірлік үлеспен; β_v – судың сығылу коэффициенті, 1/атм, $\beta_{гв}$ – қатты фазаның сығылу коэффициенті, 1 /атм.

Сүзгілену коэффициенті келесі теңдеумен анықталады [53]

$$K_{ф} = K_{пр} \delta_j / \mu, \quad (3.20)$$

мұндағы $K_{ф}$ – сүзгілену коэффициенті, см/с; δ_j – сұйықтық тығыздығы, кг/см³; μ – сұйықтық тұтқырлығы, сп³; $K_{пр}$ – өткізгіштік коэффициенті, Дарси өткізгіштігі.

Егер (3.17) теңдеуіне χ_n мәнін енгізсе, онда (3.18) бойынша, дөңгелек батареядағы қысымның өзгеруін бағалау тереңдігі, мұнайды қазу режимі орын алған:

$$\Delta p = [(\mu_n Q / 4\pi K_{пр} h)] \cdot \phi [4K_{пр} t / \mu_n (K_{п} \beta_n + \beta_{гв}) / (a_0^2 + r^2)]. \quad (3.21)$$

(3.21) көріп отырғанымыздай, қысымның өзгерісі мұнай тұтқырлығына тура пропорционал, сондықтан ұңғымалық

дебитпен бірге мұнай қабатының өткізгіштігі мен қалыңдығына кері пропорционал болып келеді. Φ белгісі бойынша қабат пен мұнай сипаты берілген, демек олар күрделі үлгілер бойынша құралып, қабат қысымына әсерін тигізеді.

Мұнайды сумен алмастырғанда (3.17), (3.19) және (3.20) формуласын қолдана отырып, келесідей теңдеу түрін аламыз:

$$\Delta p = [(\mu_v Q / 4\pi K_{пр} h)] \cdot \Phi [4K_{пр} \delta_v / \mu_n (K_{п\beta_n} + \beta_{тв}) / (a_0^2 + r^2)], \quad (3.22)$$

мұндағы μ_v – судың тұтқырлығы; δ_v – судың тығыздығы.

(3.21) функциясын қолдана отырып судың тығыздығы бойынша ерекшеленген.

Көріп отырғанымыздай, тепе-теңдік жағдайларында Каквидно, джепри қабат өлшемдері арқылы қабат қысымы анықталып, мұнайды сорғыланған сумен алмастырамыз. (3.17)–(3.22) формулалары арқылы айналмалы батареялардағы мұнайды игеру жағдайы берілген. Тәжірибе жүзінде аталмыш жағдайлар теориялық үлгілермен бірге қолданылып, қабат қысымы кеми бастайды. Сонымен қатар геологиялық ортадағы көптеген өлшемдерді ескеру қажет екені маңызды, сондықтан қабат қысымы мен геостатикалық кернеулік арқылы өзара байланыстар анықталады.

Нақты жағдайларда Φ функциясын таба отырып, мұнай кенорындары бастапқы және шекаралық жағдайлармен кездеседі. Мысалы, егер мұнайды өндіру арқылы тура бұрышты қазу жұмыстарының өлшемі $2D_{p1} \times 2D_{p2}$ болса, онда шөгу $\eta(X, Y, Z)$ қазынды ішіндегі нүктеде орын алады. Осылайша, координаталарды қолданып (X, Y, Z) , келесідей теңдеу алынады [53]:

$$\eta(X, Y) = \eta_0 / 4 [\Phi(D_{p1} + X) : ar + \Phi(D_{p1} - X) : ar] \cdot [\Phi(D_{p2} + Y) : ar + \Phi(D_{p2} - Y) : ar], \quad (3.23)$$

мұндағы η_0 – қабат жатынының шөгуі; a – тұрақты коэффициент; $\Phi(u) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^u \exp(-t^2) dt$ – нақтылық интегралы.

(3.23) бойынша барлық өнім қабатының шөгуінен нақтылық функциясы анықталып, экспоненциалды функциялар

арқылы логарифмдік немесе жартылай логарифмдік масштабты сызықты өзара қатынастар пайда болады, демек $\Delta\rho$, h , β , Q , арасындағы қатынастар арқылы (3.16), (3.21), (3.22) түрлендіреміз.

Келтірілген теориялық бағалаулар бойынша келесілерді атап өткен жөн.

Белсенді қазынды арқылы жер бетінің өзгерістерін жеке нысан ретінде қарастыруға болады, демек физика-механикалық, сүзгілену-сыйымдылығы арқылы басқа да өлшемдер алынады.

Қазындының белсенділігі бойынша жер бетінің теориялық үлгісін жасау әзірше мүмкін емес.

Нақты елестету үшін жер бетінің өзгерістерін көмірсутекті өндіру интенсивтілігімен қатар нысан туралы эксперименталды мәліметтер алумен шектеп қана қоймай, қазынды туралы толық материалдар алынған. Демек бұл жерде синхронды өзгерістермен қатар, қоршаған ортаның негізгі өлшемдері де өзгерістерге ұшырайды.

Эксперименталды мәліметтердің қолданылып, геологиялық ортада өзгеруін өзара байланыстардан көреміз.

Жер беті мен белгілі бір нысандар туралы нақты мәліметтер мен аналогты нысаналар қалыптасса, демек әртүрлі факторларды есептей отырып, осы факторлар арасындағы өзара қатынастар арқылы қоршаған ортаға сипат береміз.

1.2.1. Жер бетінің өзгеруін зерттей отырып, көмірсутек кенорындарындағы тәжірибелік мәліметтерді талдау

1. Вудбайн қабаты (Шығыс Техас кенорны). Мұнайды игеру 1931 жылы басталған. Кенорын туралы негізгі сипаттамалар келесі тарауда берілген. Қазындының анық белгісі ретінде жер бетінің өзгерістерін айтамыз, яғни мұнай қоры шамамен 1931–1972 жж. бойынша 800 млн т жеткен. Мұндай геологиялық ортадағы тұрақтылық нысанды анықтап, аталмыш кенорыннан максималды мұнай өнімін алуға себебін тигізген.

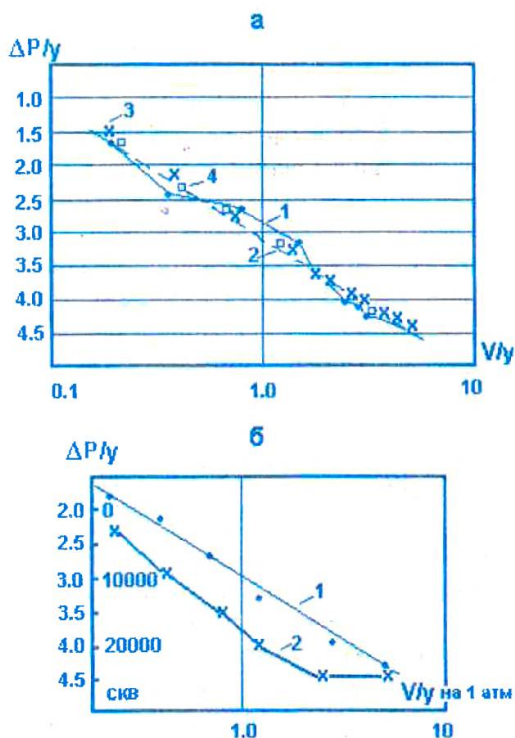
Қабат қысымының кемуі мен мұнай қазындысының арасындағы қатынастар бойынша экспоненциалды және

логарифмдік байланыс орнаған (3.1-сурет.). Осындай болжамдар негізі ретінде сызықты графиктерді аламыз, олар жартылай логарифмдік масштабта орын алады. Бұл ұсыныстар бойынша кері теориялық формулалар орын алады, оларға (3.17), (3.21), (3.23) формуласы жатады. (3.17) және (3.21) формулаларда барлық қазылған батареялар мен дебит арасындағы байланыс көрсетіліп, қабат қысымы ϕ функциясы арқылы беріледі. Демек дебиттік өзгерістер беріледі. (3.23) формула бойынша өнім горизонтындағы шөгулер орын алып, интеграл арқылы нақтылық анықталады. Осылайша, экспоненциалды функция қалыптасқан. Жартылай логарифмдік масштабы бойынша 10 негіздеме алынып, олардың сипаты сызықты. Демек нақты логарифм мен ондық арасында тура байланыс орнаған.

Келтірілген көптеген динамикалық факторларды есепке ала отырып, ұңғымалық дебит анықталады, осылайша дебит ұңғымаға әсерін тигізіп, эксперименталды мәліметтер арқылы жер бетінің жағдайы нақтыланған. Байланыстар теңдеуі бойынша қысым кеміп, сұйықтық мөлшері артқан (2.1-кесте мәліметтері), демек келесідей теңдеуі түрін аламыз:

$$\Delta P = l_g V - a/b, \quad (3.24)$$

мұндағы Δp – қабат қысымының кемуі, бастапқы қысым мен ағымдағы қысым арасындағы ерекшелік, атм; V – сұйықтық немесе қысымның мөлшері Δp , м³; a , b – тұрақты коэффициенттер. Осы коэффициенттердің мәндері әрбір нысан үшін жеке анықталады.



3.1-сурет. Вудбайн Пласты (Шығыс Техас)

а – қазынды мөлшерінің өзгеру графигі (V/y) қабат қысымының өзгерумен тікелей байланысты ($\Delta P/y$), 1 – нақты мәліметтер бойынша қазынды мөлшерінің өзгеру графигі; 2 – өзара байланыс теңдеуі арқылы қазынды көлемі бойынша өзгерістер $\Delta P/y$ и V/y ; 3 – $\Delta P/y$ байланыс теңдеуі бойынша; 4 – $\Delta V/y$ мәні байланыс теңдеуі бойынша; *б* – қабат қысымы төмендеген кезде қазынды мөлшерінің өзгеру графигі 1 атм; 1 – 1931–1944 жж. ұңғымалық өзгеру графигі

Алынған сұйықтық пен қысымның кемуі арасында өзара байланыс бар:

$$I_g V = b \Delta P + a. \quad (3.25)$$

Δp мен практикалық мәліметтер арасындағы байланыс бойынша (3.24) 4 % құрайды. V мен практикалық (3.25) теңдеу арасындағы ұқсасастық орташа 10,3 % тең. Бұл анықтамалар бойынша 1931–1945 жж. бойынша мәліметтер алынған (2.1-кесте). Егер V бойынша екі нүкте белгіленсе, онда жоғары ауытқулар болады, демек аппроксимациялық нақтылық 8,1 % құрайды.

Δp және V мәндерін қатар қоя отырып, теңдеулер бойынша Δp шамасын бағалаймыз, осылайша қазынды мөлшерін V табамыз.

Әрбір ұңғымалардың орналасқан жерлері мұнайлығы мен өнім қабаты арқылы анықталып, ұңғымалық дебит белгіленген.

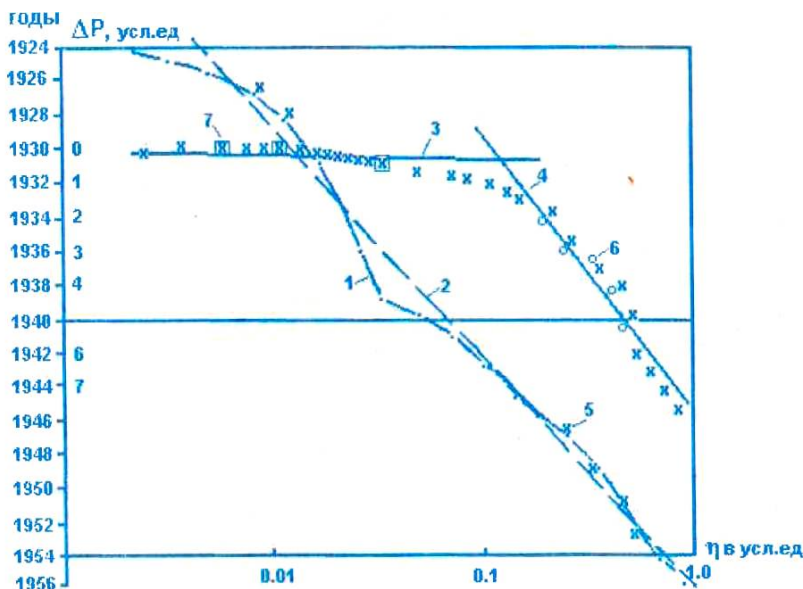
3.1-суретте байланыс теңдеулерін бағалайтын мәліметтер келтірілген, сондықтан байланыс теңдеулерін қолдана отырып, (3.24) және (3.25) теңдеулерін өрнектейміз. 3.1-суретте қазынды мөлшерінің өзгерістері анықталып, қабат қысымы төмендеген болатын. Көріп отырғанымыздай, қазынды көлемі V ұзақ мерзімдік игеру кезінде өзгеріп отырады. 2-графикте (3.1, б-сурет) 1931–1945 жж. ұңғымалық өзгерістер сипатталып, оның көлемі 350-ден 25 000 дейін жеткен. Қазынды мөлшерінің өзгерістеріне қарай қабат қысымы кеміп, ұңғымалық мөлшермен корреляцияланады. Осылайша, салыстырмалы аудан көлемі шамамен 150 мен 150 м аралықтарында өзгереді. Әрбір ұңғымалық корреляция бұзылысқа ұшырайды. Бұл барлық гидрожүйелердегі реакциялардың бұзылуларымен тығыз байланысты, осылайша техногендік процестер сипаты беріледі. Аталмыш теңдеулерді есепке ала отырып, (3.24) және (3.25) теңдеулері арқылы сызықты тәуелділіктерді қолданамыз (логарифмдік, арифметикалық, экспоненциалды, т.б.).

Келтірілген мәліметтер бойынша Шығыс Техас кенорнындағы жер бедерінің бұзылыстарын бағалауға болады. Демек Вудбайн қабаты деформацияланған. 1931–1945 жж. Ар шамасы $43,3 \text{ кг/см}^2$ құраған. Бұл өнім қабатындағы геостатикалық кернеуліктерге тепе-тең болғандықтан осы шамаға дейін ұлғайған. Осы кезде (3.16) бойынша шөгу η мөлшерін білуге болады. Ол 14 жыл ішінде $0,866 \text{ см}$ тең болған, немесе бұл шама $0,0618 \text{ см/жыл}$ құраған. Егер салыстырмалы деформацияларды қабылдайтын болсақ, онда ($\Delta \varepsilon$) қатынасын өнім қабаты мен оны жауып жатқан таужыныстардың өлшемдері арқылы анықтап аламыз. Таужыныстар тереңдігі 1000 м , сонда η/h шамасы $0,618 \cdot 10^{-6}$ тең.

Геологиялық ортада салыстырмалы деформация болады, оның шамасы шамамен $(1-2) \cdot 10^{-4}$. Вудбайн қабатында жинақталған деформация көрсетілген шамаға дейін барып, жылына 243 рет қайталанады ($1,5 \cdot 10^4 / 0,618 \cdot 10^{-6}$). Көріп отырғанамыздай, қарапайым есептеулер бойынша ұзақ мерзімдік эксплуатациялар арқылы Вудбайн қабаты практикалық тұрғыдан жер бетіне әсерін тигізбейді. Барлық мәліметтер осы нысан бойынша беріліп, осы тұжырымдарды нақтылайды [8, 433 б.].

2. Уилмингтон мұнай өрісі. 2-тарауда көрсетілгендей, осы нысанда ол 9 м дейін жеткен (1924–1971 жж. аралықтарында). Өкінішке орай нысан бойынша жасалған нақты зерттеулер мұнайдың синхронды өзгерістерінде жоқ, сондықтан тек мұнайдың сынамасы ғана көрсетіліп, оның көлемі 148 млн құраған. Жалпы мәліметтерден барып, 1924–1945 жылдар аралығындағы нақты зерттеулер орын алған. Біздің есептеуіміз бойынша, 1940–1955 жж қабат қысымының сызықты түрде төмендеуінен қабат қысымының шамасы өзгерген болатын ($P_{\text{нач}} = 175 \text{ атм}$).

3.2-суреттен (1 қиғаш) көріп отырғанымыздай, жер бетіндегі сызықты өзгертулер ұзақ және қысқа мерзімдік болып табылады. Демек сызықты емес сипат алған. Судың тұрақты сорғылануынан өнім горизонттары белгіленіп, қазынды мен шөгінді бет арасындағы байланыс пайда болады (ұңғымалық тереңдік $1000\text{--}2750$ бірнеше мыңға жеткен) [52].



3.2-сурет. Жер бетінің шөгуі мен қабат қысымының кему сипаты.

Уилмингтон мұнай өрісі

1 – қиғаш шөгу 1924–1955 жж.; 2 – қазу жұмыстары кезіндегі жер бетінің шөгуіндегі логарифмдік функциялардың аппроксимацияланып логарифмденуі; 3, 4 – қабат қысымының төмендеуіне байланысты беткі қабаттың шөгуі белсенділігі; теңдеу байланыстары бойынша η және ΔP 3-5 мәндері

1924–1940 жж. қазынды мөлшері мен жер бетінің шөгу қатынастары сызықты түрде болған

$$\eta = a_1 \Delta P + b_1, \quad (3.26)$$

мұндағы η және ΔP – қабат қысымының түсуі мен шөгуі.

Аталмыш жағдайда теңдеу сызықты болып келеді, сондықтан көрсетілген өлшемдер бақыланып отырады.

40-жылдары осы мұнай нысанында [24] бойынша суды сорғылау мәселесі шешімін тапқан, демек 1940 жылы η мен ΔP арасындағы байланыс сипаты өзгерді.

1940–1955 жж. η және ΔP байланыстарының аппроксимациялануы логарифмдік функциялар арқылы орындалды:

$$\Delta P = \lg \eta - (a_2) / b_2, \quad (3.27)$$

мұндағы a_2 және b_2 – тұрақты коэффициенттер.

η мен ΔP анықтау нақтылығы бойынша байланыс теңдеулері алынып, (3.26) мен (3.27) арқылы 3–5 % болатын нүктелер табылған. Демек олардың максималды пайызы 8–10 %.

Графикалық және сандық материалдар байланыс теңдеуін алу үшін қажет, демек (3.26) және (3.27) теңдеулері екінші тарауда берілген.

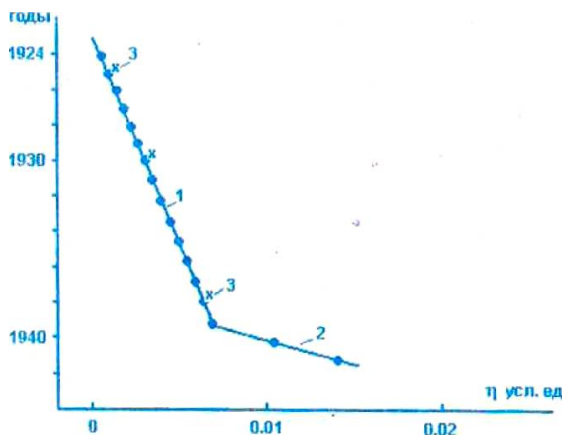
3. Экофиск мұнай кенорны. Аталмыш нысан Солтүстік теңізде орналасқан (Норвегия), сондықтан теңіз түбінің шөгуіне байланысты көмірсутек қазындысы игерілген. Бұл кенорынның басты ерекшелігі оны жауып жатқан горизонттар әлсіз консолидацияланып, аномалды қабаттар арқылы қабат қысымы 1200 м тереңдікте өзгеріске ұшырайды. Дегенмен өнім горизонттары [13] 3000-3200 м тереңдіктерде орналасқан. Екінші тарауда берілген материалдар бойынша теңіз түбінің шөгуі мен қабат қысымының кемуі арасындағы байланыс қарастырылған. H мен ΔP арасындағы байланыс логарифмді болады:

$$\Delta P = \lg \eta + b_3 / a_3. \quad (3.28)$$

Немесе шөгу үшін

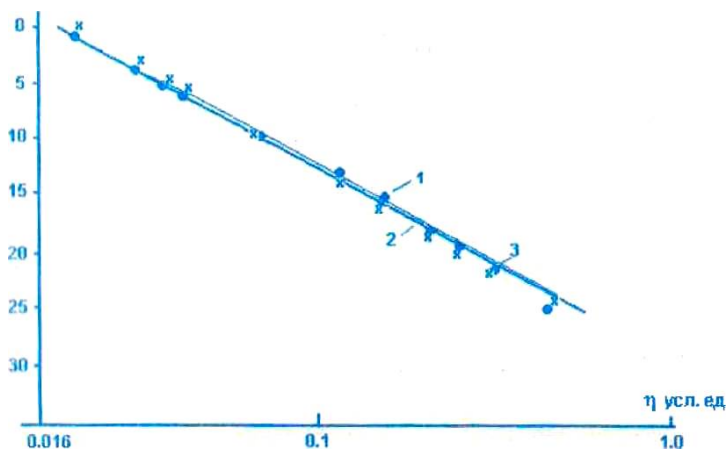
$$\lg \eta = a_3 \Delta P - b_3. \quad (3.29)$$

3.3-суретте теңдеулер бойынша графикалық аппроксимациялар беріліп, (3.28) мен (3.29) теңдеулердегі ΔP , η қатынастары көрсетілген. Аппроксимациялық нақтылық шамамен 3–5 %.



3.3-сурет. Жер бетінің шөгу өзгерістерінің графигі. Уилмингтон мұнай өрісі (1924–1940 жж.)

1 – сорғыланбаған сусыз шөгудің белсенділігі; 2 – сорғыланған су арқылы шөгу белсенділігі; 3 – байланыс теңдеулері бойынша нүктелер

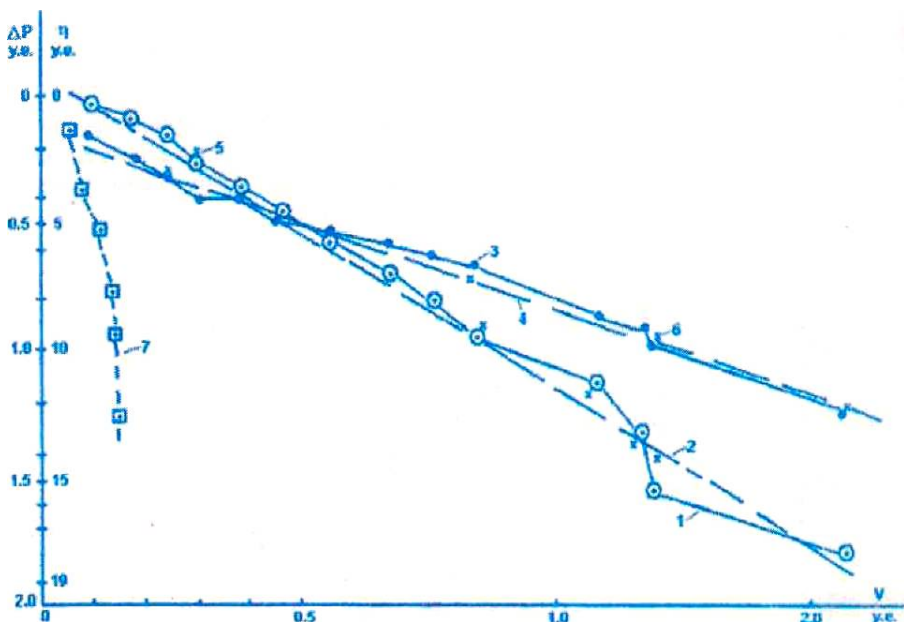


3.4-сурет. Қабат қысымның кемуі мен теңіз түбі бетінің шөгуі арасындағы байланыс сипаты. Экофиск мұнай кенорны (Солтүстік теңіз, Норвегия)

1 – бақыланған мәліметтер бойынша нүктелер;
2 – эксперименталды мәліметтер аппроксимациясы;
3 – теңдеу байланыстары бойынша берілген нүктелер

Бұл нысанда қабат бетін жауып жататын горизонттар бар, оларда нормальды қабат қысымдары орын алып, сазды консолидацияланбаған түзілімдер көмкерілген. Олардың әсері мен шөгу процесі ашық түрде анықталып, арнайы талдамаларды қажет етеді. Демек бұлар кейінірек орындалады.

4. Солтүстік-Ставрополь-Пелагиадин газ кенорны. Осы кенорында арнайы зерттеу жұмыстары жүріп, қабат қысымының қазынды мөлшеріне байланысты төмендеуі анықталған. Осы мәліметтер негізінде 3.5-суретте ΔP , V және η қатынастар берілген. Газ көлемі V кенорынды өазу кезінде берілген.



3.5-сурет. ΔP , V және η арасындағы қатынастар сипаты. Солтүстік-Ставрополь-Пелагиадин газ кенорны

1 – бақыланған ΔP_{Po} мен V графигі; 2 – ΔP мен V арасындағы сызықты қатынас графигі; 3 – η мен V арасындағы бақылау графигі; 4 – η мен V арасындағы сызықты тәуелділік графигі; 5, 6 – байланыс теңдеуі бойынша нүктелер; 7 – қабат қысымының 1 атм дейін кемуіне байланысты ΔV кему қатынастарының сипаты

Бұл нысан бойынша $\Delta P = f(V)$ мен $\eta = f(V)$ арасындағы сызықты қатынастарды бақылау қызығушылық танытып отыр. Олардың арасындағы аналитикалық байланыстар келесідей түрде беріледі:

$$V = a_4 \Delta P - b_4, \quad (3.30)$$

$$\eta = a_5 V - b_5. \quad (3.31)$$

Эксперименталды және есептелген мәндердің нақтылығы бойынша (3.30) және (3.31) теңдеулері арқылы V мен η арасындағы қатынастар берілген, демек соңғы нүктелер ретінде 3–5 %, алып, жер бетінің практикалық маңызын бағалаймыз. Қысым 8 есеге төмендеген кезде газ көлемі 1 атм артып, 2–3 есеге көтеріледі (3.5-сурет, 7-график).

5. Газли газ кенорны. Бұл кенорында газ қоры 1962–1967 жж. $80,333 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ [28, 33] құраған. 1967 ж. $23,892 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ газ мөлшері алынды. 01.01.1968 ж. газ қоры А+В+С категориялары бойынша $410,894 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ [54] жеткен. 1964–1968 жж. жер бетінің шөгуі орташа 17 мм/жыл құраған [39]. Келтірілген мәліметтер бойынша геодезиялық материалдар қолданылып, екінші тарау бойынша аталмыш мәліметтер нақтыланған. 3.6-суретте алынған газ бен жер бетінің шөгуі арасындағы қатынастар графигі келтірілген.

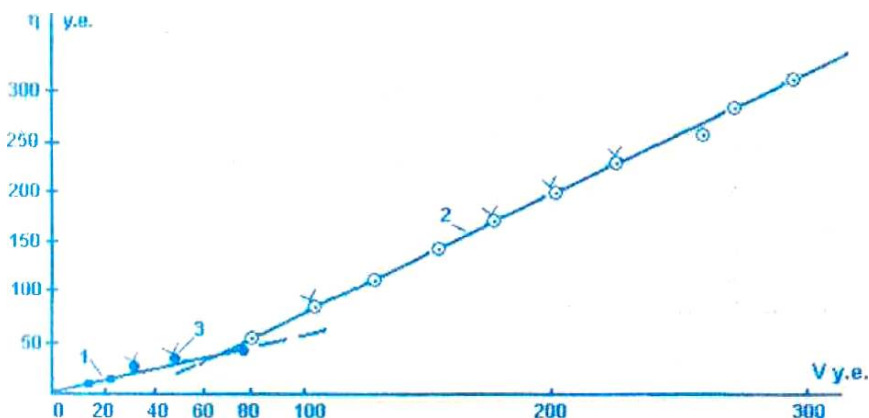
Газдың белсенді түрде игерілуіне байланысты судың сорғылануы мен физика-механикалық өзгерістері сызықты қатынастар арқылы беріліп, V және η арасындағы тәуелділіктерді көрсетті. Бастапқы қазу стадиясы

$$V = a_6 \eta + b_6. \quad (3.32)$$

Қазынды мөлшері ұлғайған сайын байланыс теңдеуі өзгереді:

$$V = a_7 \eta + b_7. \quad (3.33)$$

Газли кенорнында 13 өнім горизонты бар. Шартты қабаттың орташа өлшемдері көптеген горизонттардан құралған: қабаттың шоғырлану тереңдігі – 922 м, қабат қысымы – 9,53 МПа, $t = 60^\circ \text{C}$, $K_n = 20\%$.



3.6-сурет. V және η арасындағы қатынастар графигі.

Газли газ кенорны

1 – газдың бастапқы игерілу стадиясындағы V мен η арасындағы қатынастар графигі; 2 – 1976 ж. қазудан кейінгі V және η арасындағы байланыс графигі; 3 – байланыс теңдеулері бойынша бақылау қисығының нақты нүктелері

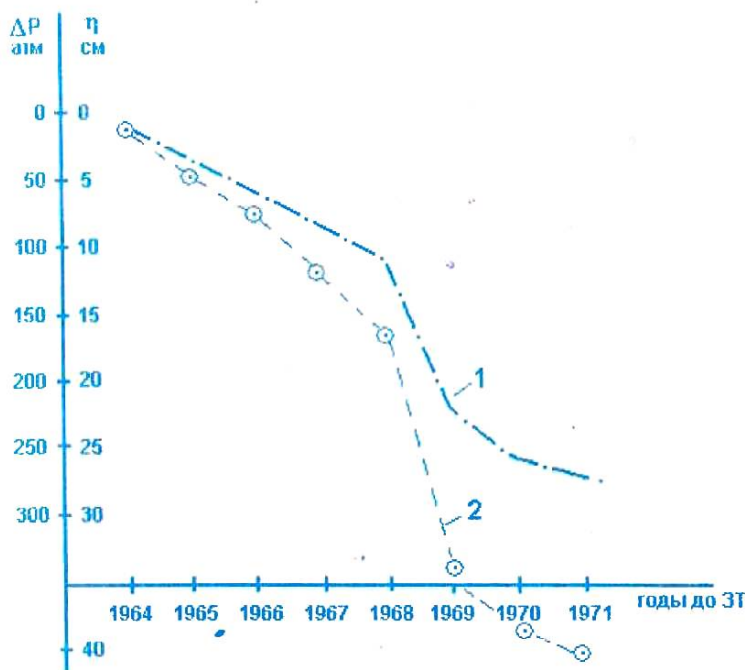
6. Старогрозненс мұнай кенорны. Бұл кенорын бастапқы тарауларда берілгендей белсенді сейсмикалық аумақта орналасқан, демек мұнда жер сілкіністері болған [30–32]. Өкінішке орай жер бетінің шөгуі мен өзгеруі туралы толық мәліметтер жоқ, дегенмен жер сілкіністерін сипаттайтын деректер бар. 1963 жылы жерсілкіністері болып, Каратон-Чокрак түзілімдерінен ұзақ уақыт бойы мұнай өндірілген [31]. Жер сілкіністерінің ошағы 1971 жылы клинде немесе майкоп свитасының жоталарында болған.

Барлық мәліметтерді есепке ала отырып, Старогрозненск мұнай кенорнындағы салыстырмалы деформация қарастырылған. Демек жер сілкіністері [37] $(1-2) \cdot 10^{-4}$ төменгі бор мен өнім горизонтында 245 атм құраған. Сонымен қатар қабат қысымының максималды құлауы 1969 жылы тіркеліп, 115 атм жеткен. Осы мәліметтерді ескере отырып, сығылу коэффициенті $\beta = 0,5 \cdot 10^{-5}$ тең, демек (3.16) формула бойынша ΔP мен η арасындағы теориялық коэффициент анықталған (3.7-сурет).

Байланыс теңдеуінің түрі

$$\eta = 0,15\Delta P, \quad (3.34)$$

мұндағы η – в см, ΔP – атм.



3.7-сурет. Қабат қысымының графигі

1 – 1964–1971 жж. Старогрозненск мұнай кенорны;

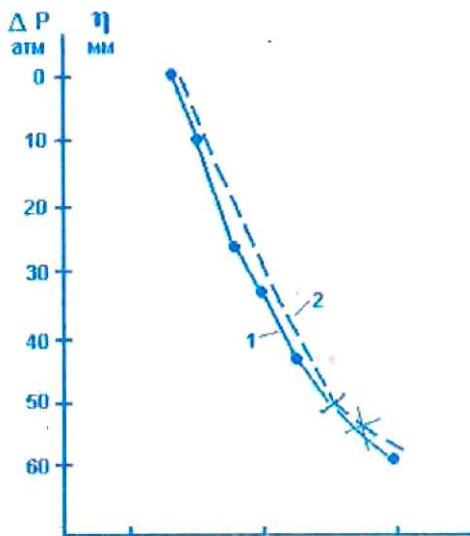
2 – есептеулер бойынша төменгі бор горизонтының шөгугі

7. Лак газ кенорны (Франция). Бұл нысанда көптеген зерттеу жұмыстары орындалып, 1956–1990 жж. ЖС арасындағы байланыс анықталған, демек қабат қысымы төмендеп 0–57 МПа құраған. Газ көлемінің суммарлық мөлшері бойынша газ қоры $269 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ жеткен. Барлық қажетті материалдар екінші тарауда берілген.

Қабат қысымының төмендеуіне байланысты аналитикалық байланыстар МПа жер бетінде мм бірлікпен берілген, демек ол келесідей теңдеу түрімен анықталады (3.8-сурет)

$$\eta = \alpha_p \Delta P \quad (3.35)$$

Газ өнімін алудағы қысымның төмендеуі $4,72 \cdot 10^9$ м³ тең. Өнім горизонтының сығылуы Солтүстік Ставрополь-Пелагиадин кенорнында $3,6 \cdot 10^{-5}$ құраса, газли газ кенорнында оның өлшемдері $18 \cdot 10^{-5}$ бағаланған (1 /атм). Егер 3.3-кестені алып қарасақ, онда қабатты ортаның деформациясы көптеген жағдайда өнім қабатына байланысты өзгеріп отырады. Оның құрамында флюид немесе газ болады. Пайдалы қазба құрамындағы өнім қабаты β әсерін тигізеді.



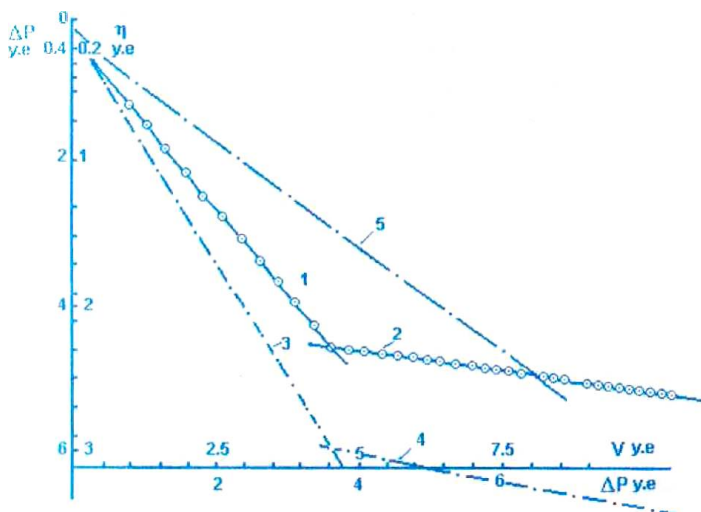
3.8-сурет. Қабат қысымының төмендеу графигі Р (1) және шөгүі 19561999 жж. аралығында бақыланған (2). Лак газ кенорны

Осы нысан аумағында орын алған жер сілкіністері газды өндіруге дейін болған, дегенмен 58 мм (1990) шамасындағы шөгүлер өнім қабатында 900 м горизонтқа ұласқан (мұнай) және 3240 м (газ) арқылы газ деформацияланған, оның шамасы $0,64 \cdot 10^{-4}$ және $0,2 \cdot 10^{-4}$ м.

Құмдақтар кіші дәнді түрінен ірі түрлеріне дейін барады. Текстурасы массивті. Сынықты материалдары орта және нашар сұрыпталған. Дәндердің пішіні бұрышты, жартылай жұмырланған. Минералогиялық құрамы бойынша сынықты бөліктер құмдақтар мен кварцты-дала шпаттарымен берілген. Кластикалық материал кварцтармен (35–45 %), дала шпаттарымен (15–20 %), хлоритті биотит парақтарымен (3–5 %), микрокварциттермен, сазды серицитті сланцтармен, лейкоксенонмен (шамамен 1 %) берілген. Цемент (15–20 %) саңылаулы, ұсақ дәнді кальциттермен берілген (10–15 %), сонымен қатар сазды заттар кеңінен таралған.

Алевролиттер жұқа дәнді, әлсіз құмданған, горизонталды-қабатты. Сынықты материал орташа сұрыпталған. Дәндердің пішіні бұрышты және жартылай жұмырланған. Классикалық материалдардың құрамы алевролиттермен берілген, құмдақтар сирек кездеседі. Цемент (20–30 %) базальтты-саңылау түрінде берілген. Кейбір жерлерінде сазды цементтер кездеседі. Гравелиттер ірілі-ұсақ сынықты. Текстурасы қабатты, созылмалы сынықтардың субпараллельді бағытын тасмалталы фракциялар кварциттермен, гранитойдтармен, сынықты микродәнді сынықтармен, дала шпатымен, алевролиттермен, сазды сланцтармен берілген. Сонымен қатар мусковит пен лейкоксенон кездеседі (шамамен 1 %). Цементті (15–20 %) карбонатты, сазды-карбонатты, базальтты-тесік түрінде кездеседі.

3.9-суретте 1 және 2 қатынастарымен, η мен V арасындағы тәуелділіктер берілген (қазынды көлемі), сонымен қатар ДР (бастапқы қабат қысымының төмендеуі мен ағымдық қабат қысымының кемуі) мен V (3 және 4) арасындағы, сондай-ақ ДР арасындағы η байланыстар берілген (5). Көріп отырғанымыздай, η мен V арасында байланыс сипаты қазынды мөлшерінің артуы арқылы өзгереді. Осындай бақылаулар ДР және V аралықтарында көрініс тапқан. Сызықты байланыс ДР және η аралықтарында байқалады.



3.9-сурет. η мен V (1, 2), ΔP және V (3, 4), ΔP және η (5) аралықтарындағы қатынас графиктері. Ромашкин мұнай кенорны

Кейбір графиктерде (1–4) өлшемдер арасындағы байланыс сипаты қазынды мөлшерімен тербеледі. Мұндай ерекшеліктер мұнай қабатындағы деформациялануды тудырады. Бұл нысанда қысықтардың сынуы қордың көлеміне байланысты қор мөлшері 32 %, ал қабат қысымы төмендегенде 21 %, салыстырмалы деформацияларда $0.95 \cdot 10^{-4}$. Соңғысы бойынша геологиялық ортаның критикалық жағдаймен алмасып, мұнай қазындысын 10 жыл бойы игеру жұмыстары жалғасын тапқан. Соңғылары бойынша геологиялық орта мұнай өнімін соңғы 10 жыл бойы қазуға ықшамдалған болатын.

3.9 сурет графигі бойынша келесілер анықталған:

$-\eta = a_{10}V - b_{10}$	1-қысық;
$-\eta = a_{11}V - b_{11}$	2-қысық;
$-\eta = a_{12}V - b_{12}$	3-қысық;
$-\Delta P = a_{13}\eta - b_{13}$	4-қысық;
$-\Delta P = a_{14}\eta - b_{14}$	5-қысық.

Алынған байланыс теңдеуі бойынша нақты геология-физикалық ерекшеліктерді ескере отырып, қазақстандық нысандар есепке алынған.

4. ҮГЗ МӘЛІМЕТТЕРІ БОЙЫНША КӨМІРСУТЕК КЕНОРЫНДАРЫНЫҢ ФИЗИКА-МЕХАНИКАЛЫҚ ӨЛШЕМДЕРІН ФЛЮКТУАЦИЯЛАП ЗЕРТТЕУ ӘДІСТЕМЕСІ

Алдыңғы бөлімдерде көрсетілгендей, геологиялық ортаның өзгерістері бойынша өнім горизонтының физика-механикалық өлшемдері өзгеріп, өнім горизонтындағы флюидтер мен сорғыланған су өнімі алынған болатын.

Геологиялық ортаның жағдайы өзгеріссіз қалуы мүмкін, егер әсер етуші күштер бұзылыс тапса, онда оның кернеуліктері өзгереді. Қабат қысымының өзгерістері жиі болып тұрады. Егер өзгерістер бойынша геостатикалық қысым мен өнім қабатындағы кернеуліктер өзгеріс тапса, онда өнім горизонты арқылы шамаларды анықтау мүмкіндігі орын алады.

Бұл мәселеде өнім горизонты бойынша қабат қысымының жылдамдығы арқылы деформациялық процестер орын алып, геостатикалық және қабатты қысымдар таралады.

Осы аламыш мәселелерді шешу барысында қабат қысымдарының қайта қалпына келуі қарастырыла отырып, өнім горизонты бойынша деформациялық процестер геостатикалық және қабат қысымдарының аралығында орын алып, көптеген процестердің қарқынды дамуына ықпалын тигізеді.

Осыған байланысты шоғырлардың пьезоөткізгіштігі анықталып, қабат қысымының таралу жылдамдығы беріліп, өзгерістер орын алған. Үшінші тарауда көрсетіліп отырғандай, бұл аталмыш өлшемдер мұнай сипатын береді, осылайша өнім қабатын анықтаймыз. Осыған байланысты бұл сипаттамалардың өзгерістері арқылы кенорын қатарындағы пьезоөткізгіштіктер анықталып, нақты физика-механикалық өлшемдер анықталады.

4.1. Көмірсутек кенорындарындағы өнім горизонттарының пьезоөткізгіштікті бағалау мәліметін сараптау

Қысымның таралуы мен қабаттағы пьезоөткізгіштікті анықтау үшін қабаттың өткізгіштігі мен сантипуздағы сұйықтықтың тұтқырлығын есепке аламыз. Бірлік үлесімен

алынған қабаттылық коэффициенті қабатты қабаттың сығылу коэффициентін қалыптастырған сондықтан қабатты пластағы мұнайдың сығылуы бірлік үлеспен берілген [53, 55].

Пьезоөткізгіштік χ басты мәліметтер бойынша жазылып, 3.1–3.3-кестелерде берілген, сонымен қатар қазынды мөлшерінің өзгерістерін есепке ала отырып, ұңғымалық қабат қысымының белсенділігі мен ағымдық қазу стадияларын есепке аламыз.

Нақтылық үшін (3,18) формуласын келтіре отырып, оны [53, 55] теңдеулеріне түрлендіреміз:

$$\chi_n = K_{пр} / \mu (K_n \beta_n + \beta_{пп}),$$

мұндағы χ_n – мұнай қабатының пьезоөткізгіштік коэффициенті, $\text{см}^2/\text{с}$; $K_{пр}$ – қабаттың өткізгіштік коэффициенті, D; μ – мұнайдың тұтқырлығы, cП; β_n – мұнайдың сығылу коэффициенті, $1/\text{атм}$; $\beta_{пп}$ – қабатты ортаның сығылу коэффициенті $1/\text{атм}$ [55] немесе таужыныстар [53]; алдыңғы тарауларда β_c қабатты пластың сығылу коэффициенті ретінде берілген, сондықтан қабатты ортадағы қатты фазалардың сығылуы қиындық тудырады.

Арнайы әдебиеттерде өткізгіш орта әртүрлі бірліктермен берілген. Нақтылық үшін осы бірліктерді анықтау орындалады.

Дарси мәні ретінде осындай орта қабылданып, үлгі арқылы қиылысу ауданы 1 см^2 , демек үлгінің ұзындығы бойынша 1 см болғанда сұйықтық тұтқырлығы қысым 1 атм төмендегенде 1 cП тең.

Демек 1 дарси $1,02 \times 10^{-8} \text{ см}^2$ немесе $1,02 \times 10^{-12} \text{ м}^2$ [53] тең. Көптеген тәжірибелерде СИ жүйесі қолданылады, осы кезде өткізгіштік $\text{фм}^2 = 10^{-15} \text{ м}^2$ немесе $\text{в мкм} = 10^{-12} \text{ м}^2$ [1] арқылы беріледі. Мұнда нақтылық байқалмайды. Егер СИ бойынша көбейткіш фенто үшін (ф) берілсе, онда ол 10^{-15} тең. Егер СИ бойынша көбейткіштер пико үшін берілсе, онда ол **10^{-12} тең.** Осы кезде ғана нақтылық болады.

Ол фм^2 -нен мД ауысқанда байқалады, (миллидарси) және мкм^2 Д-ға алмасады ($1 \text{ фм}^2 = 0,981 \text{ мД}$ және $1 \text{ мкм}^2 = 0,981 \text{ Д}$). Осылайша, мкм^2 в [1] орнына логикалық тұрғыдан пм^2 [56]

жазамыз. Бұған қарамастан Д мен мкм² арасындағы алмасулар логикалық тұрғыдан орындалып, тепе-теңдікке әкеледі ($1Д = 1 \text{ мкм}^2/0,981$). Әдебиеттердегі өткізгіштік көптеген жағдайларда мкм² түрінде беріледі.

Пьезоөткізгіштік коэффициентін анықтау үшін біртұтас тұтқырлықтың бірлігін аламыз. [1] бойынша, 10 пуаз = 1 Па·с немес 1 пуаз = 10^{-1} Па·с, 1 сантипуаз = 10^3 Па·с = мПа·с тең. Мұндай анықтаулар СИ жүйесіне көшкенде байқалады, демек әдебиеттерде Па·с арқылы беріліп, әдебиеттер қоры материалдарын береді, демек мұндағы тұтқырлық негізінен сП арқылы көрсетілген [1, 8, 15].

Пласт қысымы арқылы мәліметтерді қолдану үшін әртүрлі бірліктердің қатынастарын анықтап білу қажет. Әдебиеттерде техникалық атмосфера анықталып, олар килограмм-күш см² (кгс/см²) бірлігін қалыптастырады. Бұл қысымды өлшегіш бірлік $9,80665 \cdot 10^4$ Па сәйкес келеді. Механикалық кернеуліктер бар өлшеммен беріледі, ол $1 \cdot 10^5$ Па тең. Көріп отырғанымыздай, атм мен бар арасындағы айырмашылық 1,02 немесе 2 % [1, 56, 58]. Деформациялық процестерді шамалап бағалау үшін атм немесе бар шамасын аламыз, өйткені үлгілік құрылымның нақтылығын анықтау қажет болады.

Құрамдас бөліктерін құрайтын қысымды, жылдамдықты, пьезоөткізгіштікті анықтап, оның сандық сипаты мен бағасын аламыз. Алынған мәліметтер бойынша (3.14-сурет, 1 тарау) және [1, 7, 8, 13, 15, 19, 33, 41, 53, 55, 57, 58, 59, 60] бойынша минималды, орта, максималды, сонымен қатар аралық мәндерді қысқаруға болады $K_{пр}$, p , K_n , β_n , $\beta_{пп}$. $K_{пр}$ өлшемі бойынша Қазақстандағы көмірсутек кенорындары 0,001–10 мкм² аралықтарында өзгеріп отырады. Мұнайдың сығылу коэффициентінің өзгерістері $1 \cdot 10^{-4}$ – $3 \cdot 10^{-3}$ 1/атм аралықтарында орын алып, әртүрлі аймақтарға тән сипатпен беріледі (3.3-кесте).

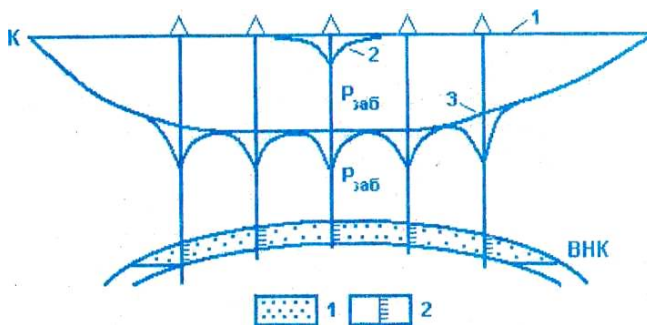
Қабатты ортаның сығылу коэффициентінің өлшемін (өнім горизонты немесе көмірсутек коллекторлары) $0,3 \times 10^{-5}$ – 5×10^{-5} 1/атм аралығында аламыз. Өнім горизонтының қабаттылығы 0,05–0,35 аралықтарында өзгереді. Мұнай тұтқырлығын анықтау мәселесі күрделі болып отыр μ , демек қазақстандық нысандар бойынша жарияланған әдебиеттер жоқ.

Қабатты ортаның сығылу коэффициентін анықтау үшін 0,001-ден 10 мкм² дейінгі шама алынады. Қабаттылық коэффициенті үшін $0,3 \cdot 10^{-5}$, $5 \cdot 10^{-5}$ атм тең етіп алып, мұнайдың тұтқырлықтарын анықтап аламыз.

Пьезоөткізгіштік коэффициентін анықтап, бағалау үшін қабат қысымының таралуы мен өзгеруін аламыз. Демек қабаттардың мұнаймен қанығу мен газбен қанығуы орын алады. Осылайша өнім қабаты сипатталады. Пьезоөткізгіштік пен өнім горизонтын бағалау үшін жылдамдықтарын анықтап аламыз. Бұл өлшем бойынша Қазақстандағы нысандар 1-160 м аралықтарында тербеледі.

Қысымның таралу жылдамдығының өлшемін бағалай отырып, мұнайгаздылық аса маңызды. Бұл өлшемдер Қазақстандағы нысандар бойынша беріліп, (2–11 км)·(7–45 км) шектерінде көрсетілген. Мұнай мен мұнайгаздылық шекаралары анық болмауы мүмкін.

Келтірілген өлшемдерді айта отырып, қысымның әсерінен депрессиялар пайда болады. Осы кезде қысым депрессияланып көмірсутек өндіріледі (4.1, 4.2-суреттер).

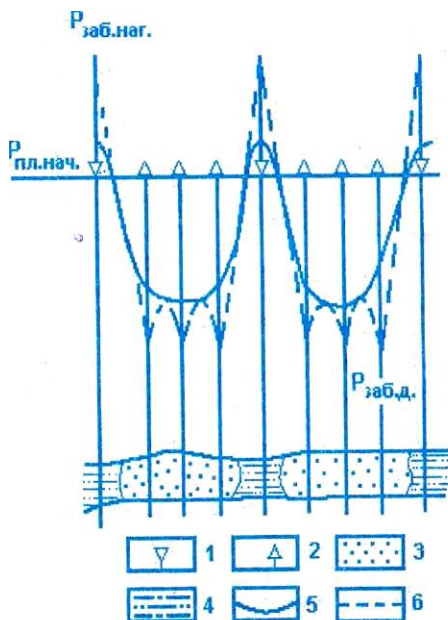


4.1-сурет. Қалыпты суарынды режим кезіндегі қабат қысымының қималық сызбасы

а – шоғырлар; б – перфорациялық режимдер.

Қысым: 1 – бастапқы қабатты (келтірілген), 2 – бірінші пласт жанында; 3 – келтірілген динамикалық қабат (көптеген ұңғымалардың енуі нәтижесінде); $P_{заб}$ – забойлық қысым; К – қоректену сызығы [55]

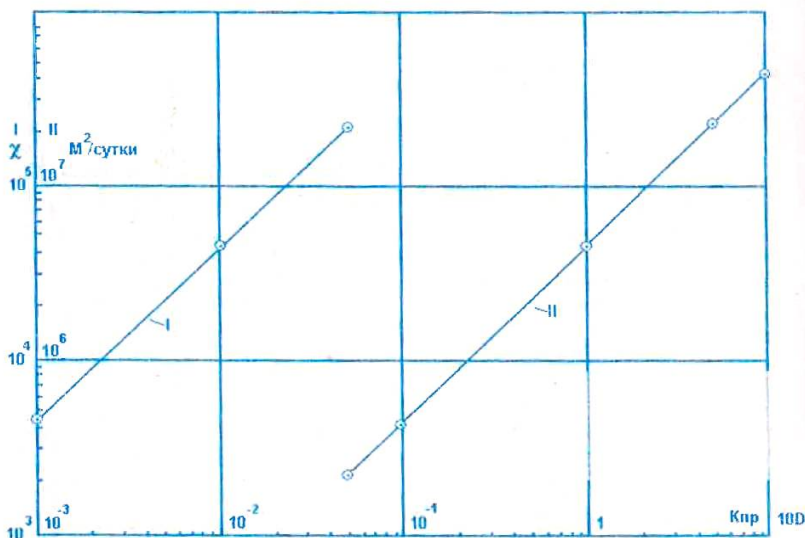
Осылайша, өнім қабаты белгіленбеген қысым уақытында болады. Қабат қысымы кеміген кезде барлық қабат бойынша қысым депрессияланып, деформациялық процесс тербелістерге ұшырайды. Яғни забойлық қысым кеміп, біртұтастылық сақталмайды. Бұл процесс әрбір ұңғымалық қысымның өзгерістерін қалыптастырып, айдау ұңғымаларын анықтап береді. Репрессиялық ауытқулар пайда болып, қысым қабаты тұрақтанады (4.2-сурет).



4.2-сурет. Нұсқа ішімен су айдау кезіндегі қабат қысымы шоғырларының сұлбалық кимасы. Ұңғымалар: 1 – айдау, 2 – қазылған; қабат бөлігі: 3 – мұнаймен қаныққан, 4 – сумен шайылған, 5 – динамикалық қабат қысымы (қысым депрессияларының жалпы аузы; 6 – депрессиялардың локалды ауыздары (репрессиялар); $P_{пл.нач.}$ – бастапқы қабат (келтірілген) қысымы; $P_{заб.наг.}$ – айдау ұңғымасында, $P_{заб.д.}$ – өндіру ұңғымасында [55]

Тербелмелі деформациялық процестерден басқа, өнім қабатының қабатын кемітіп, қабат қысымы таралғанда қабат қысымы 5 өлшемдерге әсерін тигізеді, олар қабат қысымына тәуелді, сондықтан, қазынды белсенділігін біле отырып, физика-химиялық және химия-термикалық процестер орын алады. Осы себептер бойынша өнім қабатындағы өлшемдер берілген.

4.3-суретте $K_{пр}$ мен χ мәндері арасындағы байланыстар сипатталып, мәндері анықталған: $\mu = 0,25$ сантипуаз (мПа·сек); $K_n = 0,05$ (5 %); $\beta_n = 1 \cdot 10^{-4}$ 1/атм ($1/9,80665 \cdot 10^4$ Па); $\beta_{nn} = 0,3 \cdot 10^{-5}$ 1/атм ($1/9,80665 \cdot 10^4$ Па). Екі еселенген логарифмдік масштаб бойынша $K_{пр}$ мен χ арасында сызықты байланыс орнап, сызықты емес байланыс арасындағы сәйкессіздіктер орын алады. Бұл қалыпты жағдай, сондықтан қысым депрессияланғанда забойлық қысым алмасады (4.1, 4.2-суреттер) [6, 8, 47, 55, 58]]. $K_{пр}$ ұлғайған кезде төрт қатар орын алады. χ өзгеріп, бес қатарлы өлшем туындап шығады. Олар формулаға еніп, бағаланған χ .



4.3-сурет. Өткізгіштік коэффициентіне байланысты пьезоөткізгіштік коэффициенті: $\beta_n = 1 \cdot 10^{-4}$; $m = 0,25$; $K_n = 0,05$; $\beta_{nn} = 0,3 \cdot 10^{-5}$

Көріп отырғанымыздай, сандық өлшемдер χ қабат қысымының қалпына келуімен анықталады. Осылайша қабат қысымы аталмыш мәселелермен кездеседі.

Көмірсутек құрамдас ортаның физика-механикалық және сүзгілену сыйымдылығы бойынша объективті анықтау өзінше сипат алған.

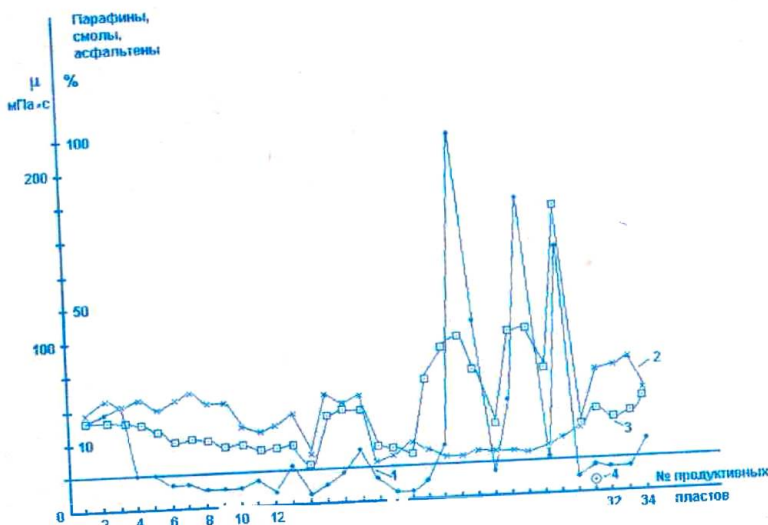
Өнім қабатындағы кейбір өзгерістерді бақылай отырып, Қазақстандағы көмірсутек кенорындары газдана бастайды. Сондықтан төменде мұнай тұтқырылығы мен оның құрамы туралы мәліметтер берілген.

[58] бойынша келтірілген мәліметтер келесідей өнім қабатындағы мұнайдың газдану сипатын береді, демек көмірсутек кенорындарының газдануы: 1–9 – Жетібай (III, V, VI, VIII, IX, X, XI, XII, XIII); 10–13 – Құмкөл (Ю-1+Ю-II, Ю-III, Ю-IV, бор); 14 – Теңіз; 15–17 – Қарамандыбас (IX, X, XII); 18 – Доссор (юра); 19–20 – Құлсары (юра, пермді-триасты); 21 – Прорва (юра); 22–23 – Тереңөзек (альб-сеноман, неоком); 24 – Мартыш (апт-неоком); 25 – Қамысты (апталық); 26 – Шұбарқұдық (пермді-триасты); 27–29 – Кенкияқ (юра, пермді-триасты, төменгі триасты); 30 – Жаңажол (К-II); 31–34 – Өзен (XIII, XIV, XV, XVI).

4.4-сурет бойынша көріп отырғанымыздай (1-қисық), газданған мұнайдың тұтқырлығы кең көлемді қамтып, 1,5 (Теңіз, 14) мен 215,5 мПа·с (Тереңөзек, неоком, 23) аралықтарында тербелген. Мұнай тұтқырлығын өлшеу үшін қабаттағы тұтқырлықтарды анықтап, Өзен кенорнының газдан мұнай өнімін аламыз. Демек Өзен кенорнындағы μ мәні (XIII), 4,7 мПа·с тең. Екі жағдайдағы мұнайдың тұтқырлығы 3 есені құрайды. Мұндай айырмашылықтар он рет қайталанып отырады. Осы себеп бойынша мұнай тұтқырлығы Қазақстанның барлық кенорындарында кездесіп жатыр.

4.4-суретте мұнайдағы парафиннің мөлшері берілген, сонымен қатар смола мен асфальтен мөлшері де берілген, (2, 3 қисық сызықтары). Мұнайдың аса тұтқыр болуына флюидтегі смола мен асфальтен аса көп ықпалын тигізеді. Аталмыш сипат әсіресе Тереңөзек кенорнында байқалады. Мұнайдағы парафин құрамының өзгеруіне байланысты оның

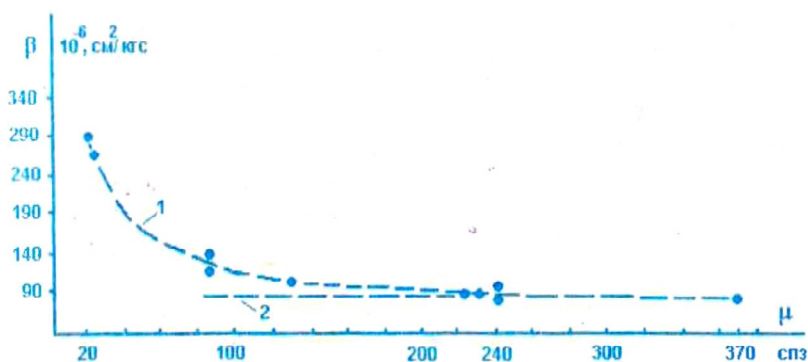
тұтқырлығы нақты байқалады. 4.5-суретте мұнайдың сығылу коэффициенті берілген β_n , сондықтан осыған байланысты оның тұтқырлығы артып келеді. Көріп отырғанымыздай, коэффициент β_n аталмыш μ мәні 200 сП (мПа·с) жеткенде көрініс береді. Одан әрі ұлғайып артулар μ аталмыш β_n мәніне әсерін тигізбейді. Демек оның мәні $9 \cdot 10^5$ см²/кгс (1/атм) тең. Мұндай мәндер β_n көптеген мұнай кенорындарында көрінеді. Сондықтан кенорын тізімдері 3.3-кестеде берілген.



4.4-сурет. Газданған мұнайдың тұтқырлық өзгерістері (1), парафин құрамы (2) және смола, асфальтеннің тұтқырлығы (3); 4 – қабатты жағдайлардың тұтқырлығы, Өзен – XIII; 1–9 – Жетыбай (III, V, VI, VIII, IX, X, XI, XII, XIII); 10–13 – Кұмкөл (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, борлы); 14–Теңіз; 15–17 – Қарамандыбас (IX, X, XII); 18 – Доссор (юра); 19, 20 – Құлсары (юра, пермді-триасты); 21 – Прорва (юра); 22, 23 – Тереңөзек (альб-сеноман, неоком); 24 – Мартыш (апт-неоком); 25 – Қамысты (апта); 26 – Шұбарқұдық (пермді-триасты); 27–29 – Кеңкияқ (юра, пермді-триасты); 30 – Жанажол (К-II), 31–34 – Өзен (XIII, XIV, XV, XVI) [58]

4.5-суреттен мұнай тұтқырлығы кіші болған сайын β_n мәні арта түседі. Бұл жер бетінің аса ауқымды түрде өзгеруіне алып келеді. Демек мұндағы μ тепе теңдік жағдайда қалыптасқан.

4.4-сурет мәліметтері бойынша мұнайдың орташа тұтқырлығы қабат жағдайларында қалыптасып, Қазақстанның кенорындарында таралған. Газданған мұнайдың тұтқырлығы 100 мПа·с. Соңғысының орташа мәні 21, 56 мПа·с. Үш есеге кеміте отырып, мұнайдың тұтқырлығын анықтау қабатты жағдайларда [58], 855 кг/м тең. Мұнайдың орташа сығылу коэффициенті $\mu=7,2$ мПа·с тең, сондықтан графиканың сол асимтоталары берілген, оның мәні $4 \cdot 10^{-4}$ см²/кгс тең.



4.5-сурет. Мұнайдың сығылу коэффициентінің β_n тұтқырлыққа μ тәуелділік графигі

3.3-кесте мәліметтері бойынша β_n дегеніміз неге қарастырылмайды. Қабат қысымының таралуына байланысты жылдамдықтардың есебі бойынша келесідей өлшемдерді қарастырамыз: $\mu=7,2$ мПа·с (сп 3); $K_{пр}=0,852$ мкм (0,866 Д); $K_{нл}=0,2$; $\mu_n=4 \cdot 10^{-4}$ 1/атм; $\beta_{нл}=2,65 \cdot 10^{-5}$ 1/атм (3.3-кесте бойынша орташа). Қазақстандағы көмірсутек кенорындары бойынша $K_{пр}$ орташа мәні 32 нысан бойынша алынып, орташа мәндерін берген [5]. Бұл анықтамаларда әрбір кенорынға арналған аралық өзгерістер беріліп, $K_{пр}$ шамасы анықталады. Суммалау үшін мәліметтер бойынша $K_{пр}$ орташа мәні алынған, бұл әрбір нысан үшін келтірілген.

Шартты үлгілік мұнаймен қаныққан қабаттың орташа пьезооткізгіштік өлшемдерінің коэффициенті $11059,2 \text{ м}^2/\text{тәу}$ тең. Егер арынсу режимінде мұнаймен қаныққан қабаттың минималды сызықтары 45 нысан бойынша 22,26 м тең болса, онда қазынды сызықтарының шекаралары $(2500+2500+1000+1000) 22,26 \text{ м} = 155\,820 \text{ м}^2$ тең. Бұл қиылысқан аудан басқа қазындыларда алынады. Аталмыш жағдайда ұңғымалар арқылы $2500 \times 1000 \text{ м}$ сызықтарында бірдей қазынды мөлшері болады. Осындай есептеулерде қысымның таралуы шамамен 14,09 болады. Демек орындалмаған деформациялық процестер белгілі бір уақыт аралықтарын қамти отырып, өзінің шамаларын өзгертеді. Келтірілген нәтижелер нақты болса да, судың сорғылануы кезіндегі депрессиялар забойлық қысым арқылы 3 тәулік ішінде орындалады (17,18). Сорғыланған судың жылдамдығы омашкино кенорны бойынша жылына 100-ден 1500 м дейін өзгерген (41).

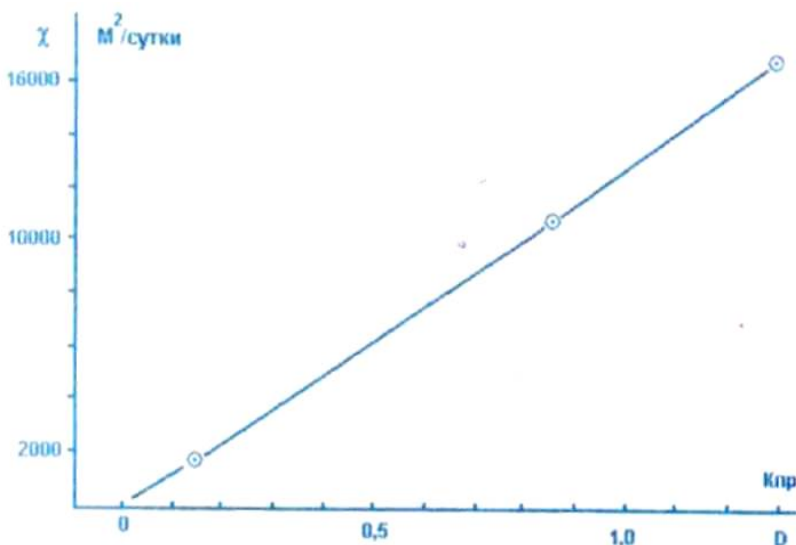
Келтірілген бағалау жұмыстары қарапайым жағдайларда орындалғанын атап кеткен жөн. Өйткені қазындыларға арналған ұңғымалық торлар симметриялы түрде орналасып, мұнай және сулы режимдер қазынды мөлшерімен белгіленген. Дегенмен нақты жағдайларда келтірілген үлгілік құрылымдар қысқа әрі нұсқа түрінде берілген. Осы себептерге байланысты одан әрі жүргізілген бағалау жұмыстарын жер қыртысының күрделі бедері мен қолданылатын технология түріне байланысты болатынын айтамыз. Демек әрбір нысанда барлық ерекшеліктер ескеріліп, қазынды алуда қолданылаған технологиялардың сипаты беріледі.

Қазақстандағы көмірсутектерді өндіретін нысандардың минималды және максималды коэффициенттері арқылы өнім қабатының өткізгіштігі анықталады, демек $0,140 \text{ Д}$ ($0,137 \text{ мкм}^2$) және $1,304 \text{ Д}$ ($1,279 \text{ мкм}^2$) құрайды. Егер осы мәндер арқылы $K_{\text{пр}}$ шамасын енгізсек, онда қабат қысымының таралуы 1817 және $16921 \text{ м}^2/\text{тәу}$ құрайды. Осы кезде қысымның таралу уақыты 85,75,9,21 тәулікке сәйкестеніп келеді.

$K_{\text{снг}}$ мәндері төмен болғанда орындалмаған деформациялық процестер қабат қысымын ұзақ уақыт бойы қалпына келтіруге тырысады. Дегенмен келтірілген үлгі арқылы теориялық мәні

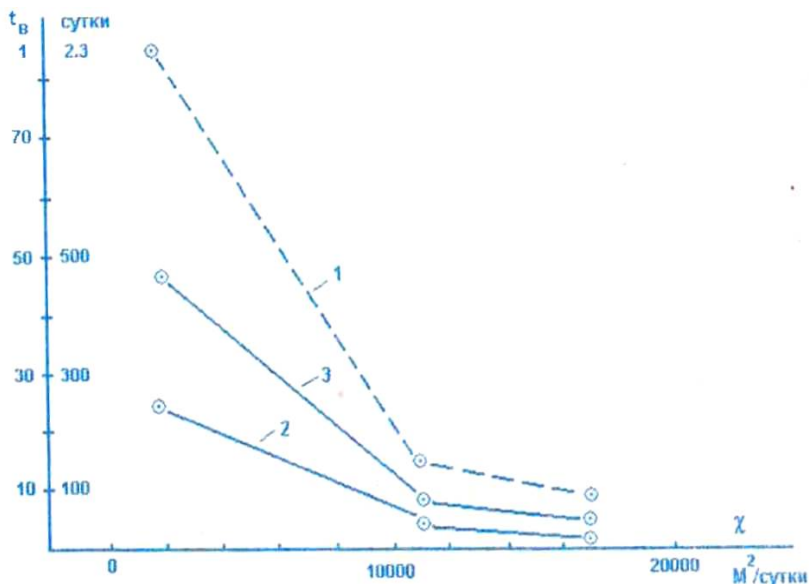
бар жұмыстар атқарылып, бірнеше уақыт бойы жер қыртысы өзгереді. Демек үлгілік есептеулер орындалып, χ шамасы 4.6-суретте беріледі.

4.7-суретте жоғарыда аталып өткен қазақстандық ірі, орташа, кіші нысандар бойынша қабат қысымының таралу графигі берілген. Мұнай өнімін алу мен мұнайлы аудан орташа шамамен $6,5 \times 26$ км тең, ал ірісінің ауданы – 11×45 км. Сәйкесінше төмен қысым ретінде $2,5 \times 10$ км және 8×30 км шамаларын аламыз. Графиктерден көріп отырғанымыздай, қысымның қайта қалпына келу уақыты мұнайлылық сызығы мен шекарасы ұлғайған сайын артып отырады, демек игерілген ұңғымаларға сай келеді. Аталмыш ұңғымалардағы теңестіру сызықтары мұнайлы және газды орталықтардың ортасында орналасып, ұңғымалық қысымдарды депрессияларға ұшыратады. Көріп отырғанымыздай, қазынды сызығының артуынан қабат қысымының таралу ауқымы ұлғая береді. 4.7-суретте берілген мәліметтер бойынша үлгілік құрылымды аламыз.



4.6-сурет. Қазақстан объектілерінде $K_{пр}$ орташа мәндегі пьезоөткізгіштік коэффициентінің χ өзгеру графигі

Жер қыртысының жағдайын бағалай отырып, мұнай өткізгіштік қабілетін бағалаймыз, осылайша, физика-механикалық және сүзгілену-сыйымдылығы анықталады.



4.7-сурет. Мұнайлылықтың шартты белгілері бойынша нысан қысымының t_b уақыт бойынша таралуымен пьезоөткізгіштігі анықталады, оның шамасы 1–2*7 км, 2–6,5*26 км, 3–11* 45 км тең

4.2. Белгіленбеген қабат қысымы кезінде жер қыртысының өзгеру жағдайын бағалау

Келтірілген мәліметтер бойынша қысымның таралуы арқылы жер қыртысының өзгерістерін білеміз. Бұл мәселе күрделеніп, мұнайлы аймақтың қанығуы кезінде байқалып жатады. Осылайша, аталмыш мәселе күрделене береді. Тәжірбие бойынша ағымдағы қысым қаныққан қысымнан жоғары болуы тиіс, демек 10–20 % [55] шамасында. Осы күрделі процестерді есепке ала отырып, көмірсутек кенорындарындағы физика-механикалық және сүзгілену-сыйымдылығы

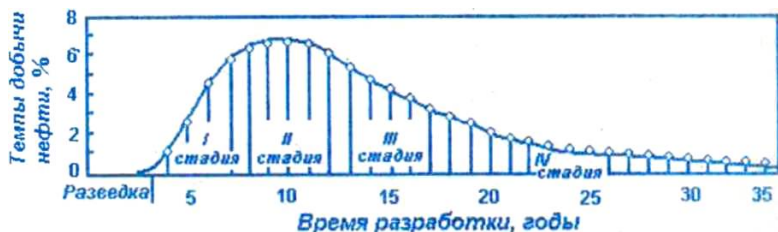
анықталады. Осылайша, қабат қысымының таралу заңдылықтары белгіленген.

Уилмингтон мұнай өрісінде (Шығыс Техас) орташа есеппен қазынды мөлшері 2,02 млн т/атм құраған, ал Экофиск мұнай кенорнындағы өнім қоры – 1,44 млн т/атм жеткен. Егер Ромашкин кенорнындағы физика-геологиялық жағдайларды Уилмингтондағы жағдаймен салыстырғанда қазынды мөлшері қысым қабатының 1 атм мәніне 1,5 млн т мөлшерін құраған. Осындай салыстыруларда қабат қысымы, шоғырлану тереңдігі, мұнайлылық сызықтары ескерілген.

Вудбайн қабаты бойынша (Шығыс Техас) тесіктердің азаю көлемі бағаланып, оның мәні 29 атм жеткен, демек қабат қысымының 0,0011 %, немесе 1 атм – 0,00379 % тесік мөлшеріне сәйкес келеді. Қабаттылық коэффициенті 0,2 тең болғанда, мұнаймен қаныққан қабат 10 м сайын тесік мөлшерінің 2 м құрайды. Тесіктердің мөлшері кеміген кезде мұнай өнімдері бар тесіктердің мұнаймен қанығу сызықтары кеми бастайды. Келтірілген бағалау жұмыстары арқылы Қазақстанда геология-физикалық жағдайда аналогты түрде зерттелген қарапайым нысандар жоқтың қасы. Осы мәліметтер жер қыртысының болжамдық бойынша бағалануға сипаты болып отыр.

Жалпы сипат үшін қабат қысымының кемуі мен қазынды мөлшерінің арасындағы байланысты қарастырамыз. 4.8-суреттен көріп отырғанымыздай, [55] қазындыларды алудың бірінші және екінші стадияларында қазынды мөлшері шамамен 15–33 %. Үшінші стадияда қазындының 32 % болады. Демек осы қазындылардың мөлшері 80 %. 4.8-сурет бойынша стадиялардың ұзақтығы келесідей: I – 5 жыл; II – 5 жыл; III – 10 жыл; IV – 15 жыл. Қазындының жалпы ұзақтығы 35 жыл. Сондықтан [58] бойынша бұл мәліметтер аралықтары келесідей болмақ: I – 4–5 жыл; II – 3–7 жыл; III – 5–7–10 жыл және қазынды мөлшері I+II+III горизонт бойынша 80–90 %, ал IV стадияда қазынды мөлшері 10–20 % құрайды да 15–20 жылға дейін созылады.

Кейбір сандық мәліметтерге байланысты ақпарат көздері әдетте талдамалар үшін қолданылып келеді.

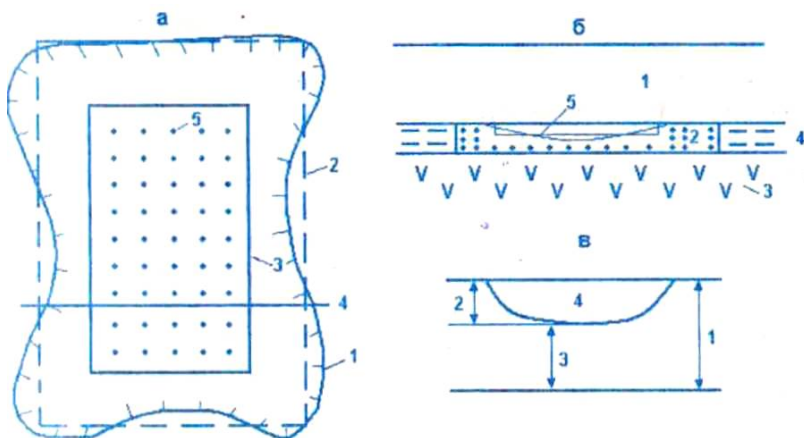


4.8-сурет. Нысанды эксплуатациялау стадиясы [55]

Ұзақ әрі орындалмаған тұрақтанбаған режимдерде жылдамдықтарды бағалау үшін өнім қабатының үлгілік шамаларының үш өлшемдерін аламыз. Қысымның таралу жылдамдығы мен ұзақ мерзімдік режимді біле отырып, олардың минималды, орташа, максималды мәндерін анықтап аламыз. Осылайша, үлгі өлшемдерін аламыз. 4.9-суретте мұнайды өндіру сызығы мен мұнайлылық сұлбасын аламыз, сонымен қатар қабат қысымының өзгерістерін қарастырамыз. Бұл кезде бастапқы қабат қысымы өзгеріп, барлық ұңғымаларда бірдей болады.

Қазындының минималды игерілуі кезінде оның шамасы $2500 \times 1000 \text{ м} = 2,5 \times 10^6 \text{ м}^2$. Вудбайн қабатындағы қабат қысымы арқылы зерттеліп, 1000 м тереңдікте 113,9 атм [7] тең. Уилмингтон мұнай өрісіндегі өлшем 900 м тереңдікте 175 атм. Ал Экофиск нысаны үшін 900 м тереңдіктер тән. Экофиск нысанындағы шама 467 атм құрайды, ал тереңдігі 3000 м. 1.4-сурет бойынша бұл өлшем 1000 м тереңдікте дамып, өлшемі 16,4 МПа немесе 164 атм құрайды. Бұдан ары Уилмингтон кенорнын қарастырамыз. Вудбайн ауданы үшін 125,3 атм; Экофиск үшін – 171,3 атм; қазақстандық нысан үшін – 180,4 атм; Ромашкин кенорны үшін – 140 атм.

Осы мәліметтердің талдамасы бойынша Экофиск, Уилмингтон қабат қысымдары қазақстандықпен салыстырғанда сәйкес келеді. Аталған нысандарға байланысты Вудбайн мен Ромашкин кенорнында геологиялық-физикалық жағдайлары ұқсас болып келеді.



4.9-сурет. Мұнай нысаны арқылы қималар мен сызбаларды сызу сұлбасы

а – нысан жоспары: 1 – мұнайлылықтың ішкі сызықтары; 2 – мұнайлылықтың сұлбалық сызықтары; 3 – ұңғымалық тегіс торлар арқылы мұнай өнімін өндіру; 4 – қималық сызықтар; 5 – ұңғымалар; б – сұлбалық қималар: 1 – жабын қабаты; 2 – мұнай шоғырлары; 3 – төсеніш қабаты; 4 – қабат суы; 5 – тұрақтанбаған режимдегі мұнай шоғырларының бір бөлігі; в – қабат қысымының өзгерістері: 1 – бастапқы қысым; 2 – біріншісі бойынша ажыратылған қабат қысымы; 3 – ағымдық қысым (зобойлық); 4 – барлық ұңғымалардағы қабат қысымының депрессиясы

Бақылап болжамдар жасау үшін үшінші объект бойынша орташа қабат қысымын аламыз. Ол 175,6 атм құрайды. Вудбайн бойынша алынған мәліметтерді ескере отырып, жер қыртысының жағдайын анықтаймыз, осылайша Ромашкин мұнай кенорнының қазындысын есептейміз. Осылайша, қабат қысымының барлық орындарын анықтап, шамасын өрнектейміз. Қабат қысымы арқылы жер сілкіністерін білеміз. Осылайша, қабат қысымының орташа мәндерін аламыз, абсолютті мәнін, жер қыртысының өзгеру белсенділігін анықтап аламыз.

Мұнда негізінен геология-физикалық және сүзгілену-сыйымдылығы анықталып, суарынды жүйелер қалыптасады. Мұнай қабатының әртүрлі өлшемдерін аламыз. Жоғарыда

көрсетілген сипаттамаларды ескере отырып, барлық өнім горизонтындағы қабат қысымының шамасы 158,4 атм (15,84 МПа) тең.

4.9-суретте мұнайлы горизонттардың сұлбасы берілген. Сонымен қатар жүйелік сызбалар орын алып, қоршаған ортаның негізгі өлшемдері анықталған болатын. Бұл суреттер нақты нысанның үлгісі ретінде алынып, қазындының мөлшеріне қарай қабат қысымын өзгертіп отырады. Арынсу режимдерінде судың сорғыланбауы арқылы қазындылар алынған, схемалық суреттерде негізгі өлшемдердің өзгерістері байқалып, жер қыртысына әсер ететін орташа өлшемдер мен шамалар алынған.

Жоғарыда аталып көрсетілгендей, сызықтық өлшемдерде 1 (4.9, а-сурет), 2х7 км қазындының сызығын 2500х1000 м тең етіп аламыз, демек өнім қабатының қалыңдығы шамамен 22,26 м құраса, оның көлемі $2500 \text{ м} \times 1000 \text{ м} \times 22,26 \text{ м} = 5,567 \cdot 10^7 \text{ м}^3$ тең. Осы кезде мұнайдың көлемдік коэффициенті 0,2 тең болса, шамасы мен көлемі $1,113 \cdot 10^7$, мұнайдың тығыздығы $855 \text{ кг/м}^3 = 0,952 \cdot 10^7 \text{ т}$ тең.

Кенорындар қатарындағы сипат бойынша қазындылардың алынуы кезінде қысым төмендеп, 1 атм шамасына дейін барады, демек 1,44-2,02 млн т құрайды, орташа шамасы 1,65 млн т тең.

Жер қыртысының максималды өзгерістері арқылы Экофиск, Ромашкино кенорындарындағы қабат қысымының 59,41,9, 36,5 % тең. Жер қыртысындағы қабат қысымдарының минималды мәнде өзгеруі шамамен 10 % болса, оның бастапқы шамасы 158,4–1584 атм құрайды. Осындай шектеулер сонымен қатар қанығу қысымын сақтауда аса үлкен рөл атқарады. Төмендеген қабат қысымдары шамамен 10–20 % шамасында қынығу деңгейлерін кемітеді.

Келтірілген шектеулерді есепке ала отырып, минималды қазынды депрессиялары 15,84 атм х 1,65 млн т = $2,614 \cdot 10^7 \text{ т}$ немесе $3,06 \cdot 10^7 \text{ м}^3$ тең. 2х7 км сызығындағы мұнай көлемі $7000 \times 2000 \times 22,26 \times 0,2 = 6,233 \cdot 10^7 \text{ м}^3$ -те 47 оның тығыздығы кем 3 п 0,855 т/м³ барады, демек $5,329 \cdot 10^7 \text{ т}$ 7-те 4 шамасын аламыз. Алынған қазындының көлемі мен қабат қысымының кемуіне байланысты оның шамасы $5,329 \cdot 10^7 \text{ т} / 2,614 \cdot 10^7 = 2,04$ есе немесе 15,84 х 32,3 атм тең.

Көріп отырғанымыздай, қабат қысымының төмендеуінен процестер байқалмайды. Сызықтық мұнай көлемі мен мөлшері (2500 1000 м) бойынша $1,113 \cdot 10^7 \text{ м}^3$ немесе $0,952 \cdot 10^7 \text{ т}$ тең. Келтірілген мәліметтер бойынша мұнайды алу стадиялары қарастырылып, жер қыртысының өзгерістері байқалады.

Мұнайды игеру стадияларының ұзақ мерзімділігі белгілі бір вариациялар арқылы тербеледі [55, 58]. Нақтылық үшін болжамданған қазындының белгілі бір стадияларын аламыз: I – 5 жыл – 20 %; II – 5–30 %; III – 10 жыл – 40 %; IV – 15 жыл – 10 %.

Келтірілген үлгілерді қолдана отырып, мұнайдың минималды кенорнын стадиялар мен жылдар бойынша анықтауға болады:

$$\text{I} - 6,233 \times 10^7 \text{ м}^3 \times 0,2 = 1,25 \times 10^7 \text{ м}^3; 0,25 \times 10^7 \text{ м}^3/\text{жыл};$$

$$\text{II} - 6,233 \times 10^7 \text{ м}^3 \times 0,3 = 1,87 \times 10^7 \text{ м}^3; 0,37 \times 10^7 \text{ м}^3/\text{жыл};$$

$$\text{III} - 6,233 \times 10^7 \text{ м}^3 \times 0,4 = 2,49 \times 10^7 \text{ м}^3; 0,249 \times 10^7 \text{ м}^3/\text{жыл};$$

$$\text{IV} - 6,233 \times 10^7 \text{ м}^3 \times 0,1 = 0,62 \times 10^7 \text{ м}^3; 0,042 \times 10^7 \text{ м}^3/\text{жыл}.$$

Көріп отырғанымыздай, қабат қысымы 1 атм төмендегенде қазынды мөлшері 1,65-ден 193 млн т жетеді.

Көрсетілген көлемдерді қазу кезінде қабат қысымының шамасы: I – 6,63 атм, 1,33 атм/жыл; II – 9,69 атм, 1,94 атм/жыл; III – 12,9 атм, 1,29 атм/жыл; IV – 3,21 атм, 0,214 атм/жыл; қабат қысымының суммарлық төмендеуінен өнімді игеру кезеңдері 32,37 атм тең.

Осы мәліметтерді қарастыра отырып, қысымның депрессиялануы мен оның қабат қалыңдығын бақылаймыз. Бұл өлшемдер әрбір стадиялардағы жылдық өнімен анықталады. Ол арқылы пьезоөткізгіштік есептеледі (4.7-сурет), осылайша, жер қыртысының өзгеруін бақылап, үлгілік жағдайдағы жер қыртысының өзгерістерін бағалай аламыз. Қазынды сызықтары тұрақты болғандықтан жер қыртысының өзгерістерін үлгілік жағдайларда бағалауға болады. Қазынды табылған аудан шекарасы шамамен $2,5 \times 10^6 \text{ м}^2$. Сонда бірінші стадияда алынған мұнайдың қабаты бос болып қалған, бұл кезде өнім қабаты 1 м тең. $2,5 \times 10^6 \text{ м}^2$ аудан үшін оның шамасы $1817 \text{ м}^3/\text{тәу}$ тең. Осылайша, қабаттың таралымын анықтап, қабат қысымының таралуы 1376 тәулікке созылған. Көріп отырғанымыздай,

қысымның таралуы мен қоршаған ортаның тұрақсыздығы белгілі бір уақыт аралықтарына байланысты.

Қысымның кему өлшемін есепке ала отырып, қабатты қабаттың сығылу ортасын табамыз (3.16). Оның мөлшері жылына ($\eta_0 = 2,65 \times 10^5 \text{ 1/атм} \times 22,26 \times 10^2 \text{ см} \times 1,33 \text{ атм}$) $\times 0,0784$. Бірінші стадия бойынша ортаның шөгуі шамасы 0,39 см жеткен. Мұндай шөгудің өлшемі мүмкін, демек күндіз мүлдем байқалмайды.

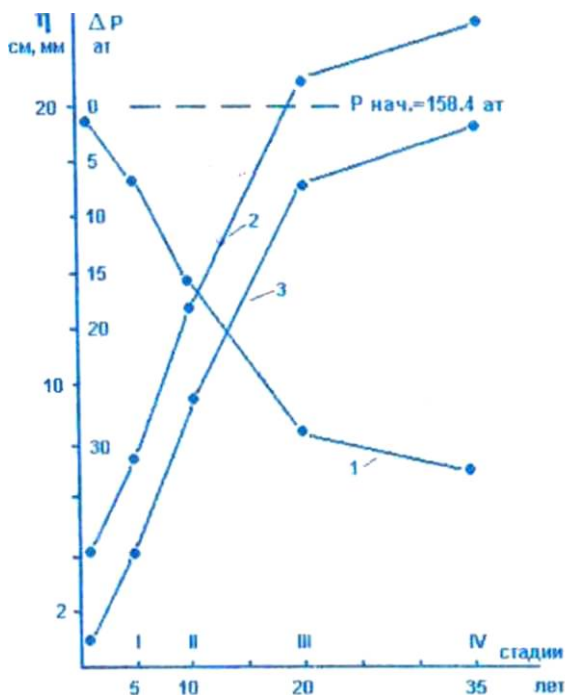
Өнім қабаты сығылғанда орын алатын екінші стадияда оның шамасы 0,114 см, ал екінші стадияның соңында 0,57 см тең. Депрессия қалыңдығы 1,48 м. Сонда депрессиялық қысымның қиылысу ауданы $2,5 \times 10^6 \text{ м} \times 1,48 \text{ м} = 3,7 \times 10^6 \text{ м}^2$. Бұл кезде қысымның таралуы 2036 тәулікте орындалады.

Үшінші стадияда өнім қабатының сығылуынан ондағы сығылу шамасы 0,076 см тең, ал стадия соңында 0,76 см жеткен. Депрессиялық қабат қалыңдығы 1 м, осылайша қысымның таралу уақыты 1376 тәулік.

Төртінші стадияда өнім қабаты жылына 0,013 см құрайды, ал стадия соңында 0,17 м жеткен, сондықтан 15 жыл ішінде 2,48 м. Осы кезде қабырғалық қысымның қиылысу ауданы 15 жыл ішінде $2,5 \times 10^6 \text{ м} \times 1,48 \text{ м} = 6,2 \times 10^6 \text{ м}^2$ жеткен. Бұл кезде қысымның таралуы 3412 тәулікте орындалады.

Көріп отырғанымыздай, ірі кенорындарда 2–7 км (мұнайлылықтың ішікі шекрасы) шоғырлар шоғырланып, тереңдігі 900 м жеткен. Қабат кеуектілігінің қуаттылығында $22,26 \text{ м}$, $K_a = 0,2$, $\mu = 7,2 \text{ МПахс}$, $K_{пр} = 0,137 \text{ мкм}^2$, $\beta_n = 4 \times 10^4 \text{ 1/атм}$, $\beta_{пл} = 2,65 \times 10^{-5} \text{ 1/атм}$, $P_{пл} = 158,4 \text{ атм}$ (15,84 МПа) беткі қабаттардың шөгуі 1,91 см. 35 жыл бойы үнемі деформациялық процестер жүріп, қазынды жұмыстарының бастапқы үшстадиялары орындалған (4.10-сурет).

Осылайша, минималды $K_{пр}$ кезінде мұнай кіріктірген ортада тұрақтанбаған деформациялық процестер жүріп, сақталады (4.11-сурет). Минималды $K_{пр}$ қазынды мөлшерін сақтаған кезде тұрақталмаған деформациялық процестерді сақтап максималды және орта шамалар алынады.

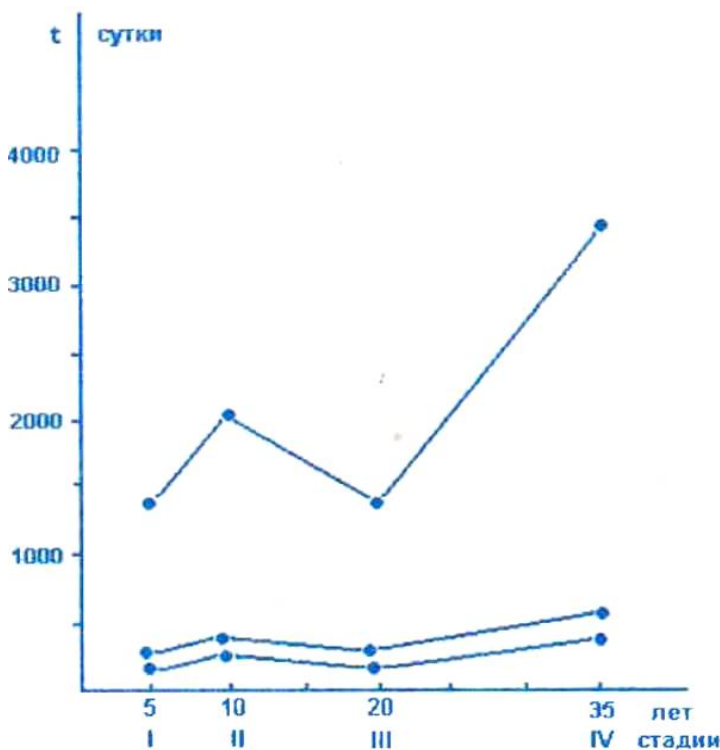


4.10-сурет. Қабат қысымының төмендеу графигі (1) және қабат бетінің шөгуі (2 см), сонымен қатар өнім горизонты (3 мм)

Олардың қатынастары $K_{пр}=0,137$ мкм² сәйкесінше $6,22(0,852/0,137)$ және $9,34(1,279/0,137)$ тең келеді. Қысымның мұндай таралуы өнім горизонты бойынша қалыптасып, өлшемдер өзгеріп отырады (4.11-сурет, 2 және 3). Қысымның таралуынан өнім горизонтындағы өткізгіштік қабілеті кемуі береді.

Егер ішкі мұнай сызықтары $6,5 \times 25$ км тең болғанда, онда қабат қысымы 4×16 км кемуі түседі. Сызықтар шамасы $26000 \times 6500 \times 22,26 \text{ мм} \times 0,2$ тең болғанда алынған мұнай мөлшері $7,5 \times 10^8$ м³ тең. Сондықтан қазынды көлемі 1 атм болса, қабат қысымының кемуі $1,93 \times 10^6$ м³, осылайша жер қыртысының өзгерістерін анықтай аламыз.

Қазынды көлемінің стадиялары бойынша: I – $1,5 \times 10^8$ м³; II – $2,25 \times 10^8$ м³; III – 3×10^8 м³; IV – $0,75 \times 10^8$ м³ сәйкес келетін мұнай өнімі жылына: I – $0,3 \times 10^8$ м³; II – $0,45 \times 10^8$ м³; III – $0,3 \times 10^8$ м³; IV – $0,05 \times 10^8$ м³. Қажетті қысымның төмендеуі жылына: I – 15,5 атм; II – 23,3 атм; III – 15,5 атм; IV – 2,69 атм. Осы есептеулерден көріп отырғанымыздай, кенорынды игерудің орташа мөлшері алғашқы 2 жылда практикалық тұрғыдан игеріліп, қабат қысымы 31,68 атм дейін кеміген (20 % қабат қысымынан 158,4 атм). Осылайша, қазынды технологиясы нысанның орташа мәні бойынша арнайы түрде орын алып, қарапайым үлгілеуге ұшырап отырады.



4.11-сурет. $K_{пр}=0,137$ мкм²(1), 0,852 (2) және 1,279 (3) кезінде таралған қысымның графигі

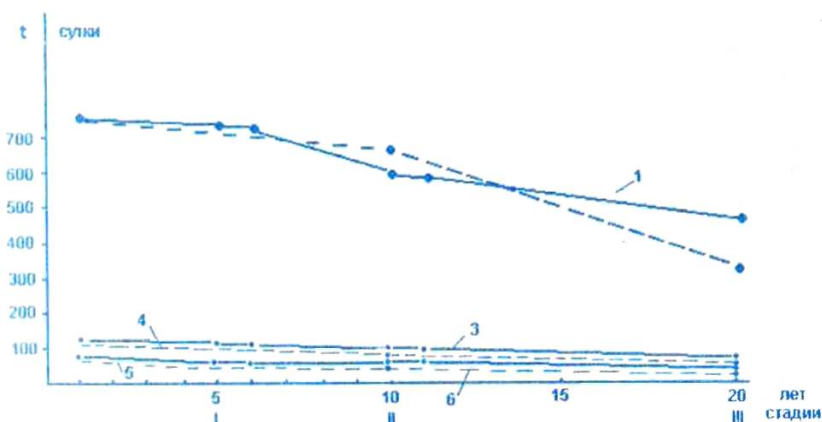
Ішкі сызықтары бар тамаша нысандардың мұнайлылығы 11х45 км дейін созылып, одан алынған мұнай өнімінің мөлшері шамамен $2,2 \times 10^9$ м³ тең, сондықтан қазындының аса маңызды технологиясын қажет етеді. Жер қыртысын үлгілеу бойынша аталмыш жағдай бойынша нысанның нақты орнын белгілеп аламыз.

Жер қыртысын көз мөлшермен бағалауда мұнайлы шекараның ішкі сызықтарын аламыз.

Орташа нысан үшін мұнайлы сызықтар (6,5х26 км) қазындыны алған кезде (2,5х10 км) пайда болады: бірінші стадияда қазынды мөлшері 66 және 264 м, ал стадия соңында – 365 және 1460 м; екінші стадияда 100, 400 және 560, 2240 м сәйкес келеді, ал үшінші стадияда – 75, 300 және 985, 3940 м. Үшінші стадияның соңында мұнай сызықтары 2680–10720 м тең. Алынған мәліметтер Ромашкин кенорнындағы ақпараттармен сәйкес келеді [41].

4.12-суретте үлгілі нысандарға арналған қысымның таралу графиктері берілген, демек I, II және III стадиялы мұнай өнімін алуда $K_{np} = 0,37$ мкм² (1, 2), $K_{np} = 0,852$ мкм² (3, 4) және $K_{np} = 1,279$ мкм² (5, 6). 1,3 және 5 тең, демек қысықтары бар қабат қысымының таралуы бойынша орындалады. Демек әрбір стадияларға сәйкес келеді, ал 2, 4 және 6 қысықтарын есепке ала отырып, қабат қысымының таралуына байланысты қазынды уақытын анықтаймыз.

Келтіріліп отырған мәліметтерге байланысты қабат қысымы стационарлы емес жағдайда орын алып, мұнай өнімін алу 1,5 есеге ұлғайып отырған. Бұл дегеніміз қазындының 90 % бойынша жер қыртысының деформациялық процестері орын алып, 30–40 жыл ішінде тұрақтанады. Соңғы стадияларда қалыптасып, қазынды өлшемі 2680х10720 км созылған. Оның құрамында флюидтері болады.



4.12-сурет. Сызықтары 6,25 26 км болатын нысанның қысымдық таралуы бойынша жасалған ұзақ мерзімділік графиктері
1, 3–5 – әрбір стадиялар үшін, 2, 4, 6 – үш стадияны есепке ала отырып, 1–2 – $K_{пр}$ кезінде 0,137 мкм² тең, 3–4 – $K_{пр}$ кезінде 0,852, 5–6 – $K_{пр}$ кезінде 1,279 мкм² тең

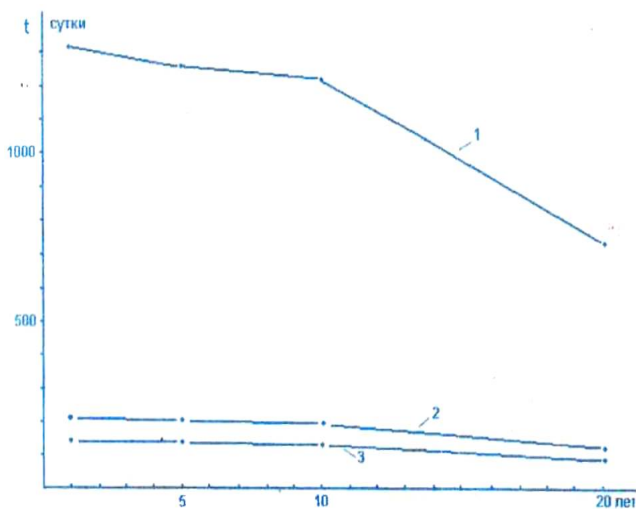
4.10-суреттен көріп отырғанымыздай, сығылу коэффициенті жауып жатқан қабаттың $0,8 \cdot 10^1$ тең болса (3.2-кесте), онда құмды-сазды түзілімдер үшін коэффициент шамасы 22,80 см. Өнім горизонтының шөгін есепке ала отырып, салыстырмалы деформация шамасы $2,2 \cdot 10^{-4}$ жеткен. Бұл деформациялық өлшем техногендік сейсмикалық қозғалыстардың пайда болуына әкеледі. Мұндай қозғалыстар қазындыдан кейін 20–30 жыл ішінде болады. Мұндай болжамдар уақыт бойынша анықталып, белгіленеді. 1982 жылы осындай қозғалыстар Ромашкин кенорнында болған (қазу жұмыстарының басы – 1952 ж. [41]).

Жер қыртысының жағдайын бағалау және өнім қабатының пьезоөткізгіштігін бағалау, сонымен қатар мұнай қорын анықтау. Мұнай қоры $2,2 \cdot 10^9$ м³ құраса, ішкі мұнайлылық сипаты 11–45 км созылып, ірі мұнай нысандарынан ешбір айырмашылығы болмайды.

Қазынды сызығы 5–20 км тең. Қазынды мөлшерінің стадиялары келесідей: I – $0,44 \cdot 10^9$ м³; II – $0,66 \cdot 10^9$ м³; III – $0,88 \cdot 10^9$ м³; IV – $0,22 \cdot 10^9$ м³ және жылына өндірілген

қазынды: I – $0,88 \times 10^8 \text{ м}^3$; II – $1,32 \times 10^8 \text{ м}^3$; III – $0,88 \times 10^8 \text{ м}^3$; IV – $0,15 \times 10^8 \text{ м}^3$. Қабат қысымының жылына төмендеу мөлшері: I – 45,6 атм; II – 60,4 атм; 1П – 45,6 атм; IV – 7,87 атм. Қарапайым есептеулер бойынша қабат қысымының кемуінен технологиялық қазындылар шамасы артып, таужыныстардың физика-механикалық және сүзгілену-сыйымдылығы анықталып, сипатталады.

Аталмыш нысанда алғаш рет мұнай өнімі алынғанда мұнайлы қабат 115 және 460 м дейін кеміген. Бірінші стадиялардың соңында бұл өлшемдер саны 600 және 2400 м жеткен. Екінші стадияның соңында бұл өлшемдер 600–2400 м жеткен. Үшінші стадияның соңында ішкі сызықтар сызылып, олардың ұзындықтары 900-ден 3600 м жеткен. Үшінші стадияда қазынды мөлшері 2000-8000 м дейін, қазынды 7000 м-ден 28000 м дейін жетеді. 20 жылдан кейін бұл жердегі осы есептеулер бойынша алынған мұнай өнімі 10 % құраса, алынған өнім шамасы 400–17000 м жеткен. Соңғы 20 жыл ішінде ауданның кемуі 350–1400 м жетіп, Ромашкин кенорны бойынша алынған мәліметтермен сәйкес келмейді.



4.13-сурет. Мұнайлы сызықтары $11 \times 45 \text{ км}$
 $1 - k = 0,137 \text{ мкм}^2$, $2 - 0,852$; $3 - 1,279 \text{ мкм}^2$

Қабат қысымының таралуы жылдамдығы баяу жүреді. Әдетте бұл өнім қабатында байқалып, салыстырмалы төмен коэффициентті көрсетеді. Осы кезде стационарлы емес деформациялық процестерді қолға ала отырып, көмірсутек өнімінің бірнеше стадияларын қарастырамыз [25, 26, 29, 30, 34, 41, 49].

4.3. Көмірсутек кенорындарының геология-геофизикалық ерекшеліктерінің жер қыртысына тигізген әсерін бағалау

Әртүрлі геология-физикалық көмірсутек кенорындарның сипатын қарастыра отырып, жер қыртысына тигізетін әсердің белсенділігін есептей аламыз. Олардың ішінде өнім горизонтының қабаттылығын байланысты, көмірсутек коллекторларының өзгерістері байқалып, мұнайдың тұтқырлығы, қабат қысымы, қабаттардың тереңдігі анықталады.

Факторлар аз емес, сондықтан олардың түрі аса көп. Нақтылық үшін көп кездесін түрлерін қарайық:

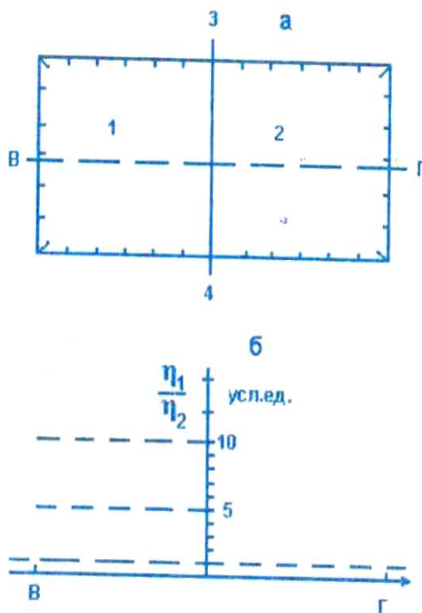
1. Өнім горизонтының жиі өзгертін қабаты. Егер мұнай кенорны бірдей блоктардан құралса, онда олардың арасындағы қабатты пласт негізгі айырмашылық болып табылады. Осы жерде жер қыртысының өзгеруі мол болады. Осындай біртұтастылық болмағандықтан, қоршаған орта бұзылыстарға ұшырап, 3–4 сызықтар бойынша жарылымды аймақтар пайда болады. Осындай бұзылыстардың белсенділігі өнім горизонтындағы 1–2 блокта сипат алады. 1.14, б-суретте в-г сызығы бойынша шөгу сипаты берілген, демек өнім горизонтының блоктары көрсетілмеген.

2. Өнім горизонтындағы өзгергіш коэффициент. Егер 2 блоктағы шама $K_{пр}$ жоғары болса, онда 1 блоктағы шаманың қысымдық таралым жылдамдығы кіші болады, демек екінші блоктан төмен деген сөз (4.6, 4.7-суреттер).

3. Қабаттардағы мұнай тұтқырлығының өзгерістері. Мұнайдың бұл сипаты қысым мен коэффициенттің таралу жылдамдығын бере отырып, өнім қабатындағы пьезоөткізгіштік коэффициентінің өзгергіштігін сипаттайды. Осы кезде мұнайдың сығылу сипаты орын алады (4.5-сурет).

4. Өнім горизонтындағы қабаттылық коэффициентінің өзгеруі K_n . Егер K таралу жылдамдығы баяу жүрсе, онда стационарлық емес деформациялық процестер орын алып, ұзақ уақыт бойы жүреді.

K_n мәні зерттеледі. Осыған байланысты мұнайлы сызықтар арқылы K_n шамасын нақтылап анықтаймыз.



4.14 сурет. Өнім горизонтының қалыңдықтарындағы өзгеру сызбалары мен оның жербетінің шөгуіне әсер етуі

a – мұнайлылық жоспарының сызығы: 1 – қабатты қабаттың блоктары 1–10 есеге жоғары; 2 – қабатты қабаттың минималды блоктары; 3, 4 – тектоникалық бұзылыстар сызығы; б – ВГ сызығы бойынша 1 және 2 блоктарындағы қатынастар

5. Жер қыртысын жауып жатқан таужыныстарының тығыздығын анықтай отырып, блоктарға бөлеміз, демек жер қыртысы өзгерістерге түседі. Бұл нормалды геостатикалық қысым мен таужыныс тығыздығының тура пропорционалдылығымен байланысты. Жер қыртысының өзгерістерін алдын ала зерттеп білеміз.

Әдетте таужыныстар тығыздығын біртұтас белгілерден кейін екінші белгімен анықтаймыз. Осыны есепке ала отырып, пайыздық мөлшерін белгілейміз. Бұл кезде консолидацияланбаған таужыныстар тығыздығы анықталып, олардың түрлерін айырамыз. Өнім горизонтының беткі қабаттарында саздақтар, құмдақтар, құмдарға сулы аймақтар таралған.

4.3.1. Жер қыртысының жағдайын зерттеу кезінде геология-физикалық өлшемдерін нақтылау, бағалау

4.1-тарауда көрсетілгендей, негізгі геология-физикалық және сыйымдылықты-сүзгіленген өлшемдерге қабат қысымы, коллекторлық енгіштік, өнім горизонтының енгіштік коэффициенті, мұнайдың тұтқырлығы, мұнайдың сығылу коэффициенті, қабат сулары әсер етеді. Көріп отырғанымыздай, жер қыртысы көптеген өлшемдер бойынша өзара тығыз байланысты. Сондықтан көптеген өзгерістерге ұшырап отырады. Олардың арасындағы өзара қарым-қатынастарға мән береміз.

1. Қабат қысымын анықтау нақтылығы ± 1 тең, сондықтан 4.1-тарауда мұнай нысандарының салыстырмалы шамалары алынып, қазындыны бағалау шамамен $\pm 1,93 \times 10^4$ тең болып, бір ғана атмосфераға сәйкес келеді. Бағалау жұмыстарының мұндай нақтылығы мен анықтылығы мүмкін болатын деформациялық процестерге алып келеді.

2. Бастапқы қысым мен соңғы қабат қысымдарының изобарлары арқылы карта құрастыруда ұңғымалар қолданылады. Изобарларды қайталай отырып, блоктарды бөліп аламыз. Олар өзара бір-бірімен қабат қысымдары арқылы ажыратылады.

3. Өткізгіштік коэффициентін нақты анықтауда мұнаймен қаныққан және деформациялық процестер аумағын бөліп алуға болады. Деформациялық процестердің жылдамдықтарын белгілей отырып, олардың пайда болуы себептерін білеміз. 4.6-суреттен көріп отырғанымыздай, $k_{пр}$ мәні ± 10 % нақтылықпен белгіленіп, тұрақтанбаған процестер шамасы

200-ден 1600 тәулікке дейін барады. Осындай нақтылықтардың болмауынан өнім горизонттары өзгерістерге келеді.

4. Тұтқырлықтары бойынша мұнайлы аймақтардың бөлінуін қабат қысымдарының пропорционалды жылдамдықтары арқылы аламыз. Стационарлы емес процестердің болуынан барлық блоктарда жер қыртысы тепетең жағдайда қалыптасқан. Осы себепке байланысты мұнайдың тұтқырлығы мен қатарлар санын білеміз, демек олар өзара байланысты болғандықтан мұнайлы шамасы анықталған (блоктар өзара 10, 100, 1000 есе бойынша ажыратылған).

5. Мұнай қабаты арқылы $K_{пр}$ коэффициентінің өзгерістерін біле отырып, стационарлы емес процестерді анықтап аламыз. Демек осындай процестер жер қыртысының өзгерістеріне алып келеді. $K_{пр}$ нақты анықтай отырып, бірыңғай блоктарды бөліп алып қарастырамыз. Демек жер қыртыстары толық өзгереді.

6. Мұнайдың, судың, қабатты қабат қысымдарының сығылу коэффициенті арқылы геологиялық-құрылымдық, геологиялық-текстуралық және физика-механикалық факторлар арқылы мұнай қабаттарының қималары анықталады. Осы себептер бойынша мұнай қабаттарының өлшемдері анықталып, жер қыртысы зерттелген. Осындай бағалау жұмыстарын орындау барысында бірнеше әдебиеттер қолданылған [8, 19, 21, 47, 52].

4.3. Жер қыртысының жағдайын зерттегенде ҰГЗ әдістемелерін қолдану

ГАЗ әдістері мен оған сәйкес келетін ГАЗ кешендері бірнеше барлау жұмыстарында қолданылады. Демек қазындыларды қазу мен алу жұмыстарын қатар орындау кезінде көптеген әдебиеттердегі әдістер кешені орын алған (1, 67, 13–16, 20, 47, 57). Осыған байланысты ГАЗ әдістемесі аты тарауда бақылау торлары туралы сипаттамалар беріліп, өлшемдерді анықтайтын бақылау түрлері мен циклдік бақылау орындалады.

Жер қыртысын зерттеу жүйесінен келесідей кезеңдерді атап кеткен жөн:

1. Қазындыға дейінгі қажетті өлшемдерді анықтау. Бұл кезеңде жер бетінің қалыпты стационарлы жағдайы

сипатталады, олар геологиялық уақыт бойынша қалыптасқан. Физика-механикалық және сыйымды-сүзгіленген өлшемдер ұнғымалық торларға сәйкес келіп, мұнай мен суды алу әдістерімен беріледі. Осы кезең бойынша мұнайлы қабаттардағы блоктар көрсетіліп, өзара ажыратылады. Бұл өлшемдер 4.2.1-тарауда берілген. Демек әрбір блоктағы мұнайдың алыну әдістемесін қарастырамыз.

2. Қажетті өлшемдерді жыл бойы анықтай отырып, жер қыртысын бағалаймыз, демек олардың белсенділігін, стационарлы емес деформациялық процестердің пайда болуын анықтап аламыз. Сонымен қатар қазынды мен сорғыланған сорғылардағы белсенділік пен әдістемелерге түзетулер енгіземіз.

3. Қоршаған ортаның жыл бойы өзгерген өлшемдерін өңдей отырып, деформациялық процестердің үлгісін құрамыз. Осылайша процестерге болжам жасай отырып, мұнай өнімін алуды жақсартамыз.

4. Жер бетін мониторингтеу көмірсутек алынып болғаннан кейін мұнайды сумен алмастырып, қоршаған ортаға зиян тигізбеу мақсатында жасалған. Жер қыртысының динамикалық жағдайдан қалыпты стационарлы жағдайға алмасуын бақылай отырып, көптеген экологиялық мәселелерді шеше аламыз.

5. ГЕОФИЗИКАЛЫҚ МӘЛІМЕТТЕР БОЙЫНША ЖЕР ҚЫРТЫСЫН МОНИТОРИНГТЕУДЕГІ НЕГІЗГІ ӘДІСТЕМЕЛЕР

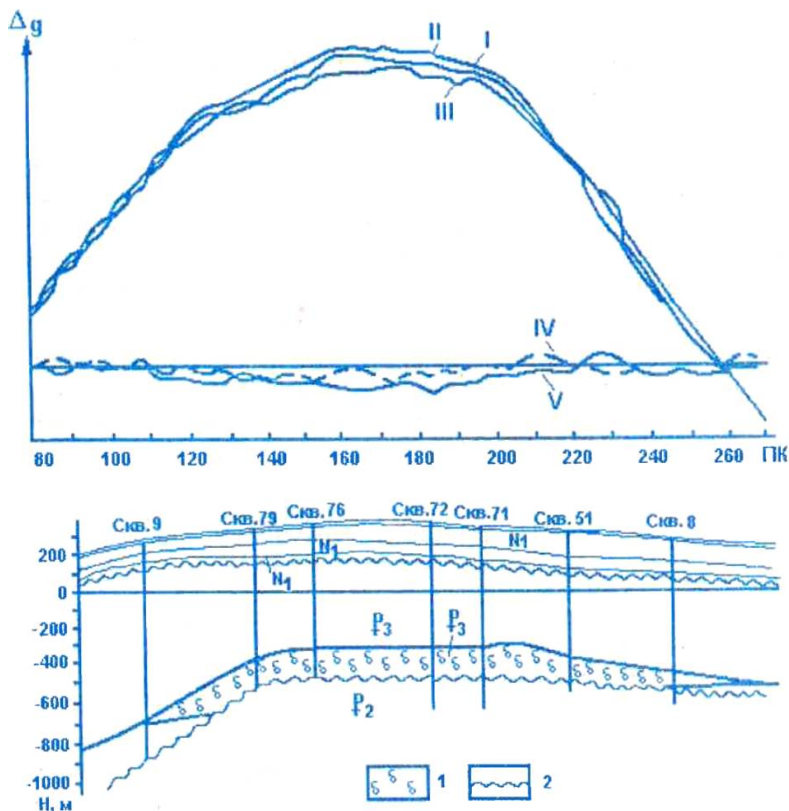
Пайдалы қазбаларды белсенді түрде өндіруден кейін болатын жер қыртысындағы ауқымды өзгерістер, әсіресе Қазақстандағы көмірсутек өнімдерінің алынуы толық зерттелмеген. Дегенмен жұмыстың алдыңғы тарауларында берілгендей, әлемдік тәжірибеде ол аса күрделі және өзекті мәселе болып отыр. Осы себеп бойынша бастапқы кезеңдердегі кейбір аспектілер қарастырылған. Олар жер бетінің өзгерістері мен әдістемелік негіздері арқылы мониторингтену процесін толық зерттеуге мүмкіндік жасайды.

Жер қыртысының жағдайын зерттеудің бастапқы кезеңдерінде жер кешендері, ұңғымалық зерттеулер, кезеңділік, нақтылық орын алып, мониторингтеу арқылы бақылау жұмыстары жүргізіледі.

5.1. Көмірсутек қазындысын өндіруге байланысты ауырлық күшінің өрістерін зерттеу

[19] келтірілген мәліметтер Солтүстік Ставрополь кенорнындағы газдың өндірілуі мен ауырлық күші өрістерінің арасындағы байланыстың кейбір деңгейлерін сипаттайды (5.1-сурет.). 1957–1962 жж. бұл нысанда $32,2 \times 10^9$ м³ газ өндірілсе, қабат қысымы 13 атм дейін төмендеген. Қабат қысымының бірлік кемуіне алынған қазындының $2,5 \times 10^9$ м³ мөлшері сәйкес келеді. Осыдан барып, 1962–1967 жж. өндірілген қазынды көлемін бағалап, кейде гравиметриялық бақылаулар қайта жүргізілген. Ол жыл сайынғы қабат қысымының кемуі бойынша 3,71 атм, 1962–1969 жж. $46,43 \times 10^9$ м³ құраған. Қазындының мұндай көлемі аномалияларды кемітіп, Аг шамасын 0,004 бірлікке теңестіреді. Жауып жатқан таужыныс қабаты қалыңдығы 0,01 г/см³. Тығыздықтардың мұндай өзгерістері 0,4 % тең, егер жауып жатқан қабаттың тығыздығы алынған газдың мөлшеріне тең болса, оның өлшемі 2,5 г/см³.

Егер деформациялық процестер геологиялық ортада таужыныстардың тығындалуымен байланысты десек, онда вертикалды геостатикалық кернеулік кемуі түседі, яғни 0,4 % дейін барады. Сонда өнім қабатындағы сазды қабат жапсарласып, олардың есебінен дегидратация басталады. 5.1-суретте таужыныстарының жуылып шайылуы, осындай процестер қарқынды даму үстінде екендігі байқалады.



5.1-сурет. Солтүстік Ставрополь газ кенорнында жүргізілген гравиметриялық бақылаулар нәтижелері (С. С. Азаров бойынша [19])
Қиғаштықтар Δg I – 1962 ж., Δg II – 1970 ж., Δg III – 1970 ж.,
IV – Δg 1962 мен 1967 жж. арасындағы айырмашылық, V – Δg қисығы,
1962–1967 жж. газды алу бойынша есептелген сынамалар,
1 – газ шоғыры, 2 – таужыныстар шайылымы

Егер бұл мәселені вертикалды геостатикалық кернеуік кезінде бақыласақ, онда көмкергіш таужыныстар қалыңдығы 750 м, ал тығыздығы $2,5 \text{ г/см}^3$, демек 0,74 атм. тең.

Келтіріліп отырған талдамалар бойынша гравиметриялық бақылауларға мониторинг жүргізіліп, жер үсті ұңғымаларын тиімді қолдану мен көмірсутек өнімін өндіру жаңа талаптарға сай жүреді. Жабылып жатқан жатындар арқылы оның жағдайын анықтай аламыз. Газ кенорындарының сипаты ала отырып, қалыпты кернеуліктері бар орындар алынып, оларға бақылау жұмыстары жүргізіледі.

Соңғы жылдары Солтүстік Ставрополь газды кенорынның жерасты қоймаларында дүмпулер байқалған. Демек техногендік процестер нәтижесінде салыстырмалы деформациялық процестер орын алып, қабат таужыныстары шөге бастады, демек олардың шөгу қабатындағы қалыңдықтар $(1-2) \cdot 10^{-4}$ аспауы қажет. 1962–1969 жж. нақты мәліметтерге сүйенсек, газды алу техногендік процестер нәтижелі болып, олардың салыстырмалы деформациялануы $0,8 \cdot 10^{-4}$ (19) сәйкес келген.

Жер қыртысының болжамдық бағалануы мен гравиметриялық көрсеткіштер бойынша геофизикалық бақылау түрлерінің принциптері көрсетілген. Сонымен қатар жер қыртысына мониторинг жасалды. Осы кезде гравиметриялық түсірілімдерді есепке ала отырып, аталмыш мәселелерді шешуге ыңғайлы әдістер ұсынылған болатын бұл мәселені шешу үшін кешенді әдістер қолданылады. Демек қазындыны алу белсенділігі мен олардың физика-механикалық және сыйымдылықты-сүзгілену өлшемдері анықталады. Осылайша, геологиялық орта зерттеледі.

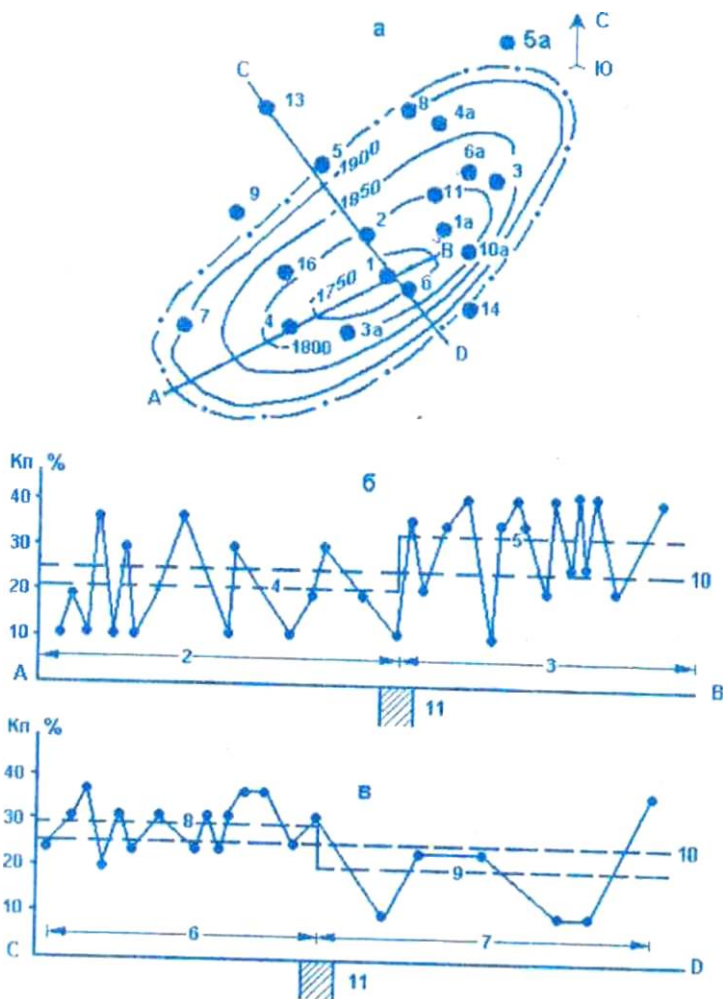
Келтірілген талдамалар бойынша гравиметриялық бақылаулар бойынша жасалған мониторингтеу жер қыртысының өзгерістерін толық көрсетеді. Егер тиімді жер үсті және ұңғымалық кешен бойынша қажетті әдістер таңдалса, онда мониторингтеудің тиімділіктері қазіргі күнгі талаптарға сай келеді.

5.2. Жер қыртысындағы өнім горизонттарының дифференсациялануы мен сүзгілену-сыйымдылығын тиімді бағалау, мониторингтеу

Аталмыш мәселені Амангелді газдыконденсат кенорны бойынша қарастырамыз. Бұл нысанда әр жыл сайын геофизикалық және ұңғымалық геофизикалық зерттеулер жүргізіліп, жер қыртысының жағдайлары анықталған [5, 33, 49, 62]. [5] бойынша жоғарғытурней-төменгівизей өнім горизонты бойынша (жатын тереңдігі 1900 м) орташа қабаттылық анықталып, оның өлшемі 21,5 % тең. Нақты жер үсті және ұңғымалық зерттеулерде K_n өзгерістері байқалып, оның ауданы анықталған [49, 62]. Бұл коэффициент 10-нан 36 % дейін өзгерген, ал орташа мәні екі қима бойынша алынып, шамамен 25 % құрайды.

Блоктардың болуы мен K_n шамасының кемуі мен артуынан газдылық анықталып, оның шекаралары берілген (5.2, а–в-сурет). АВ қимасының аралықтары бойынша K_n орташа мәні 21 % тең (4-сызық), ал СД қимасы бойынша аралықтар $7K_n - 19,7$ % (9-сызық). Көріп отырғанымыздай, бұл мәліметтер K_n өлшемімен сәйкес келеді [5]. Дегенмен K_n өлшемі 32,2 %, 28,6 % (8-қима, 6-аралық, СД қимасы) тең болатын аралықтар да бар.

Алдыңғы тарауларда айтылғандай, K_n өлшемінің аудан бойынша өзгерістерін анықтай отырып, қысымның таралуы мен техногендік процестердің өзгерістерін анықтай аламыз. Осылайша, геологиялық процестер толық орындалады. K_n шамасы шұғыл өзгерген аймақтарда өнім горизонтындағы шекараларда жарылымды айырылымдар пайда болады. Олардың арасынан қабат суларын кездестіреміз. Демек көмірсутектер кималарда таралып, K_n мәндері шұғыл өзгереді. (11-аралық, 5.2-сурет.).



5.2-сурет. Газдыконденсат Амангелді кенорнындағы жоғарғытурней және төменгівизей қабаттарындағы өзгерістер сипаты
 а – газдық сызығы, б – АВ қимасы бойынша K_n өзгерістері, 2 – K_n өлшеміннің төмендеу аралығы, 4 – K_n орташа мәндері, 6, 35, 8 – ұлғаю аралықтары, 7–9 – K_n төмендеу аралығы, 10 – K_n мәндерінің орта шамасы, 11– қоршаған ортаның өзгеру шамасы, в – СД қимасының графигі

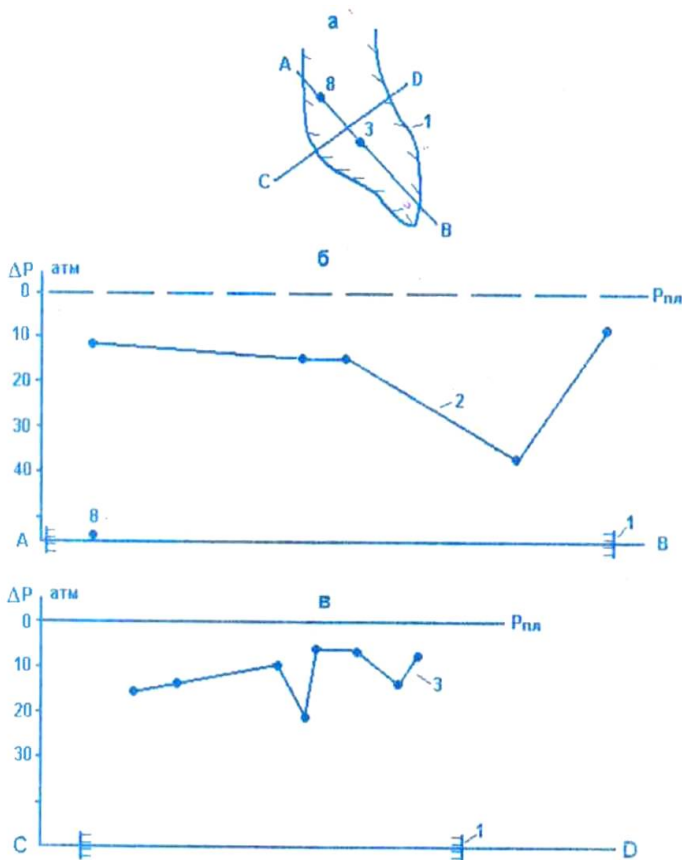
5.2. Өнім горизонттарының сыйымдылықты-сүзгіленуі мен нақты дифференциалдануы, жер қыртысының жағдайын анықтау мақсатындағы жабын қабатын мониторингтеу

Құмкөл газдымұнай кенорны бойынша қабат қысымын сипаттайтын 1987–1995 жж. арналған сипаттамалар бар [5, 17, 18]. Олар қазынды мөлшеріне сәйкес келеді. 1987 жылға арналған қанығу коэффициенті 26 атм, ал 1995 жылға арналған шама 42 атм құрайды. М-1 өнім горизонтына арналған қабат қысымы 115 атм тең (5). Мұнай шоғырларының биіктігі 17,4–51,7 м (орташа 23 м). Өнім қабатының жатынған дейінгі тереңдігі 1063 м. Нақты мәліметтер бастапқы тарауларда берілген.

Соңғы 8 жылға арналған қабат қысымдарының өзгерістері туралы мәліметтер бойынша Р графигі тұрғызылып екі қималар берілген (5.3-сурет). АВ қимасы бойынша Р максималды мәні 38 атм, ал СД қимасы бойынша 22 атм тең.

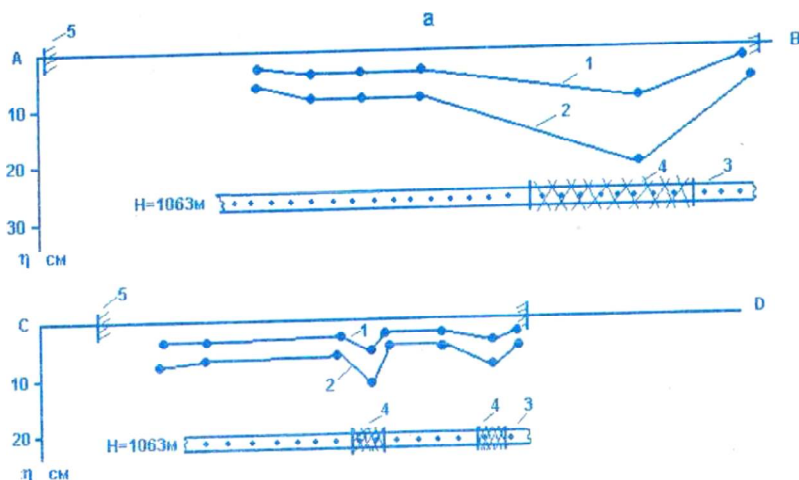
Құмкөл мұнайгаз кенорны үшін минималды сығылу коэффициентін аламыз, оның шамасы 1–10 $1/\text{атм}$ (3.3-кесте). Аталғандарды есепке ала отырып, қима бойынша шөгулерді бағалап, өнім горизонттарының сипатын М-І аламыз. Мүмкін болатын шөгулерді бағалау жоғарыда жатқан таужыныстар қабатының қалыңдығы арқылы есептелген, демек 1063 м, ал таужыныстардың салыстырмалы сығылу коэффициенті 3×10^6 $1/\text{атм}$ шамасы $DP=38$ атм $-1,14 \times 10^4$ нүктесіндегі салыстырмалы деформацияларды береді, ал $DP=22$ атм $-0,66 \times 10^4$ нүктесінде де осы шама сипатталған. Көріп отырғанымыздай, үлгілік есептеулер Құмкөл мұнай кенорнының шекараларын бақылауға арналған. М-І өнім горизонтындағы шөгу графигі 5.4-суретте берілген. Графиктер орташа қалыңдықтағы 1 қабатқа сәйкес келеді, ал 2 қабат қалыңдығы максималды мәнге ие. Деформациялық процестердің аралықтары (жарылымды-түзілімдер, қабаттардың жеке блоктарға бөлінуі мен сулы аумақтардың пайда болуы) арқылы қабат қысымы максималды түрде өсіп отырады (5.4-сурет, аралықтары – 4). Үлкен емес шамадағы ұңғымалардан алынған мәліметтер талдамасы бойынша техногендік процестер туралы ақпараттар

аламыз, осылайша, жер қыртысының өзгерістерін білуге болады. Егер жер қыртысын тиімді түрде бақылауға алса, онда жер қыртысы туралы экологиялық мәселелер шешіліп, көмірсутек шикізатын тиімді түрде өндіруге жол ашылады.



5.3-сурет. АВ және СД қималары бойынша қабат қысымының төмендеу графигі

а – Құмкөл мұнайгаз кенорнындағы М-1 өнім горизонтының мұнайлы шекарасы; *б* – қабат қысымының қима бойынша төмендеу графигі АВ; 2 – қабат қысымының кему графигі; 1 – мұнайлы ішкі сызықтар; 8 – ұңғыма нөмірі; $P_{пл}$ – бастапқы қабат қысымы, *в* – СД қимасы бойынша қабат қысымының төмендеу графигі; 3 – ΔP графигі



5.4-сурет. Құмкөл газдыконденсат кенорны бойынша құрастырылған, қабаттардағы шөгу деңгейлерінің графиктері (жабылып жатқан өнім горизонты)

1 – өнім горизонтындағы орташа шөгу қабаты, 2 – өнім горизонтындағы максималды шөгулер, 3 – өнім горизонты, 4 – жер қыртысының өзгерген аумағы, H=1063 м-өнім горизонтының жатын тереңдігі

5.4. Өнім горизонттарындағы әртүрлі өлшемдер арасындағы байланыс тендеулері бойынша жер бетінің жағдайын бағалау

Бұл мәселе әзірше тура теориялық есептеулер арқылы шешілмейді. Өйткені алынған мәліметтер бойынша алдыңғы тарауларда бірнеше жұмыстар берілген. Жер қыртысының жағдайын біліп, зерттеудегі аса қиын себептері – оның өзара ішінде болатын физика-механикалық және сүзгілену-сыйымдылығы өлшемдерінің геологиялық ортада анықталмай күрделі болуында. Табиғи себептерге көмірсутек қазындысының технологиялық ерекшеліктері қосылып, өндіріс нысаны туралы сипат береді. Аталғандарды ескере отырып, аналогиялық принциптерді қолданамыз. Сонымен қатар көмірсутек

кенорындарын игере отырып, жер қыртысының сипатын, өзгерістерін зерттейміз. Уақыт бойынша кенорын туралы сипаттамалар аламыз.

Осы әдістемені жүзеге асырудағы негізгі принциптер келесідей:

Мұнай мен газ аудандарының аумағы үлкен болған сайын, шөгу белсенділігі жоғары;

Жауып жатқан таужыныстар қалыңдығына қарағанда өнім горизонтының қабаты жоғары болған сайын, жер бедерінің өзгерістері белсенді түрде жүреді;

Жабын және табан горизонттары бойынша консолидацияланбаған түзілімдердің болуы жер қыртысын өзгертеді (кұмдар, саздар, т.б);

Өнім горизонты қабаттылығының коэффициенті төмен болғанда, жер қыртысының өзгеру жылдамдығы да кіші болуы тиіс;

Қабатты пластың өткізу қабілеті жоғары болса, онда жер бетінің өзгеру жылдамдығы төмен болады;

Белсенді қазындылар мен қабат қысымының шұғыл өзгеріп төмендеуінен жер бетінің қозғалысы арта түседі;

Мұнай тұтқырлығы төмен болған сайын, жер қыртысының өзгерістері жылдам жүреді;

Мұнай шоғырларының әртүрлі режимдерінде өзгеру жылдамдығы да әртүрлі болады;

Өнім горизонтының жасы жоғары болған сайын, шөгінді таужыныстардың белсенді консолидациялануына байланысты өзгеру жағдайы кіші болады;

Өктас қималарында техногендік жер сілкіністері орын алып, терригендік түзілімдер өнім горизонымен бірге өзгеріп көмкеріледі;

Геологиялық ортаның күрделілігі бойынша жер қыртысының өзгерістері жылдам жүреді.

Ауданы мен мұнайлы сызығының таралуына қарай өнім қабаты арқылы қазындының технологиясы бұзылады.

Аталған факторлар бойынша нысандардың талдануы кезінде жер қыртысы өзгеріп отырады, сондықтан көмірсутек өнімін алуда зерттеулер аса қажет. Бұл аспектілер бойынша

аталмыш жұмыс бастапқы этапта тұр. Одан әрі біз эксплуатацияланатын нысандар мен жер қыртысының өзгерістерін бақылап отырамыз.

5.4.1. Байланыс теңдеуі бойынша жер бетінің шөгу нақтылығын анықтауды бағалау

Солтүстік Ставрополь-Пелагиадин газ кенорнынан алынған мәліметтерді талдай келе алынған қазынды мөлшері мен қабат қысымының төмендеуі арасындағы байланыс теңдеуі алынған (3.30), (3.31), сонымен қатар белсенді шөгу мен қазынды көлемі белгіленген болатын. (3.30) және (3.31) теңдеулері Газли газ кенорнындағы газды өндіру кезінде орын алған жер бетінің шөгуін бағалау кезінде қолданылған, демек осы жерде техногендік процестерге геодезиялық бақылау жұмыстары жүргізілген.

Жер бетінің шөгу нақтылығын анықтауды бағалау кезінде Гади газ кенорнының 158 аналогтық бағалаулары қолданылып, байланыс теңдеулері қолданылған. Өнім горизонтының қалыңдығы мен өткізгіштіктің орташа коэффициенті анықталды.

Газли газ кенорны бойынша берілген өлшемдер қатынасы, Солтүстік Ставрополь-Пелагиадин газ кенорнындағы коэффициент шамасы 1,56 тең. Олар байланыс теңдеуін қолдана отырып, (3.30) және (3.31) нысан шарттарын орындайды.

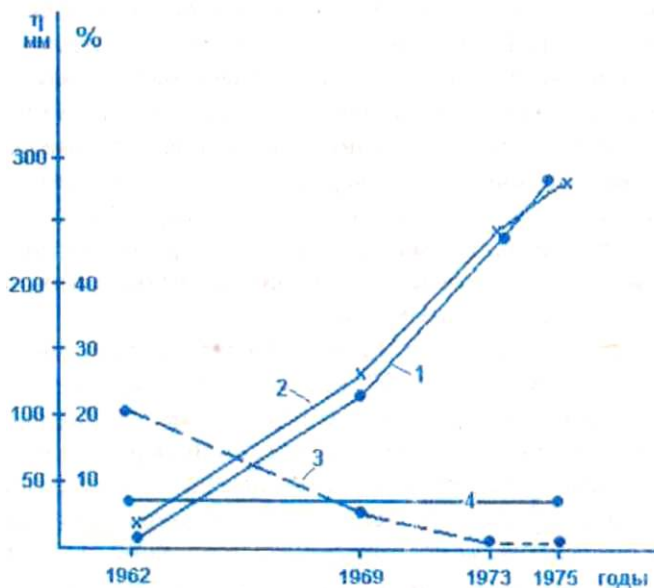
Газли кенорнында жыл бойы өндірілетін қазынды мөлшері (1962, 1969, 1973 және 1975) Солтүстік Ставрополь-Пелагиадин газ кенорындарына арналған (3.30) және (3.31) теңдеулер бойынша анықталып, жер бетінің шөгу коэффициентін белгілейді. Алынған мәндерді 1,56 коэффициентіне көбейтеміз, алынған нәтижелер 5.5-суретте көрсетілген. Мұнда Газли газ кенорнындағы жер қыртыстарының шөгілу графигі беріліп, алынған мәліметтер бойынша геодезиялық бақылаулар жасалған. Аталған графиктердің ұқсастығы 7,2 %.

Бұл мысал бойынша аналогты тапсырмалар орындалып, жер қыртысының бағалануы жүзеге асырылды. Аталмыш мәселе шешімін таба отырып, көмірсутек өнімін алудағы

тиімділіктер қарастырылды. Бұл қарапайым емес мәселе, сондықтан зерттеу жұмыстарын қажет етеді.

Жер қыртысын зерттеу мәселелерінің бастысы өнім горизонттарының шөгу шамасын анықтау болып отыр. Мысалы, Старогрозненск мұнай кенорнында техногенді жер сілкіністерінің магнитудасы $M = 4,1$, эпиорталықтағы балы 7 тең. Жер бетінің шөгуіне байланысты тура және жанама мәліметтер алынады.

Кейбір жағдайларда ақпарат болмағандықтан, осы нысанды анықтайтын формулалар болады. Олар 3.7-суретте берілген.



5.5-сурет. Геодезиялық бақылау жұмыстары арқылы Газли газ кенорындағы жер бетінің шөгу процестерін бақылап, байланыстарын зерттеу, сонымен қатар Солтүстік Ставрополь-Пелагиадин газ кенорнындағы физика-механикалық және сүзгілену-сыйымдылығын өлшемдері бойынша анықтау (2); 3 – 1 мен 2 арасындағы ауытқуларды анықтап бағалау, %; 4 – 1–2 арасындағы орташа ауытқулар, %

(3.34) формуласы бойынша, қабат қысымының төмендеуі мен жоғарғы бор карбонатты горизонтындағы қазындылар және түзусызықты өндіру. Демек 1972 жылы салыстырмалы деформациялар $2 \cdot 10^{-4}$ жеткен. Белгілі болғандай, деформацияның мұндай шамасы техногендік жер сілкіністерінің пайда болуына әсерін тигізген. Аталмыш жер сілкінісі 1971 жылы 26 мамырда болған.

Аталмыш мысалдар бойынша үлгілік құрылымдар мен мұнай горизонттарының мәліметтерін қолдана отырып, флюидтерді өндіру технологиясы мен қоршаған ортаның әсерін бақылаймыз. Демек табиғи ресурстардан шикізат өнімін максималды түрде өндіреміз.

ҚОРЫТЫНДЫ

Көмірсутек өнімін игеру кезінде зерттеушілер жер бетінің өзгеру жағдайын зерттей келе геология-физикалық спаттамаларды толық берген. Демек жер қыртысының өзгешеліктері мен айырмашылықтарын анықтап, белгілі бір заңдылықтар арқылы қалыптасқан нысандарды толық бере білген.

Бірінші бөлімде көмірсутек коллекторларының түзілу мәселелері қарастырылып, көмірсутек кенорындарының геологиялық, динамикалық, геофизикалық негізгі ерекшеліктері зерттелді. 44 нысан бойынша жасалған мұндай сараптамаларда Қазақстан үшін геофизикалық және геодинамикалық үлгінің маңызы зор.

Екінші бөлімде көмірсутек кенорындарын өңдеу жұмыстарына талдау жасалып, геодинамикалық және техногендік өзгерістерге бақылау жасалған. Сонымен қатар өнім горизонтындағы өлшемдердің өзгеруімен бірге жер қыртысының шөгуді, сейсмикалық жер сілкіністерінің болуына, таужыныстардың құрамына сипаттама берілген. Дегенмен берілген ақпараттар аталмыш нысандардың толық сипатын бере алмайды. Өйткені өнім горизонтының физика-механикалық және сүзгілену-сыйымдылығы берілген. Бұл кезде әлемдік нысандар бойынша қалыптасқан қолжетімді әдебиеттер қолданылып, техногендік процестерге толық анықтамалар берілген.

Үшінші тарауда жұмыс авторы деформациялану мен мұнай және газ коллекторларының өзгеріп, деформациялануына қорытынды баға беріліп, заңдылықтарын анықтаған. Сонымен қатар көпфазалық ортаның деформациялық процестері қарастырылып, барлық факторлар есепке алынған. Жер қыртысына әсерін тигізетін көптеген факторлар анықталып, оларға сипаттама берілген, осылайша көмірсутек нысандарының заңдылықтары мен ерекшеліктері зерттелді. Осы себептерге байланысты көмірсутек кешеніндегі жер қыртысының өзгерістері жеке сұлбалар арқылы орындалып, техногендік процестердің пайда болуы себептері анықталған. Осыған

байланысты өлшемдер арасындағы өзара байланыстарды зерттей келе жер қыртысына әсерін тигізетін факторлар анықталған болатын. Осылайша, техногендік процестерге бақылау жұмыстары жүргізілген.

Төртінші тарауда өнім қабатының пьезоөткізгіштігі байқалып, көмірсутек кенорындарының өткізу қабілеті зерттелген. Қабат қысымының таралу жылдамдығын анықтай отырып, физика-механикалық және сүзгілену-сыйымдылығына сипаттамалар берілген. ГАЖ мәліметтері бойынша көмірсутек кенорындарының сипаты алынып, жер қыртысын зерттеу мақсатында ғылыми геология-физикалық зерттеу жұмыстары орындалды.

Бесінші тарауда геофизикалық мәліметтер бойынша жер қыртысының жағдайын мониторингтеу негізінде берілген әдістеме анықталып, аталмыш мәселелер шешімін тапты. Бұл кезде өнім қабатының сүзгілену-сыйымдылығы мен физика-механикалық деформациялану процесіне аса назар аударылды. Қабаттар зерттеліп, оны көмкеріп жатқан таужыныстары бағаланды. Жер қыртысының минималды өзгерістерін біле отырып, көмірсутек өнімін өндіру алға қойылды.

Бұл жұмыс жер қыртысының өзгеру мәселесін шешпейді. Өйткені адам қолымен енгізілген өзгерістер техногендік процестердің орын алуына жол ашады. Адамзат қоршаған ортаға әсерін тигізіп, барлық биосфераны өзгерте алады. Сондай-ақ, бұл жұмыста көмірсутек өнімін алу кезіндегі жер қыртысының өзгерістері мен барлық аспектілері берілген. Күрделі мәселелерді шеше отырып, жер қыртысын қалай сақтап қалу жолдарын қарастырып алдын алған жөн болады. Егер қоршаған орта бұзылмай тыныштық сақталса, онда адамзат үшін де қоршаған ортаның тигізетін пайдасы мол болады.

БИБЛИОГРАФИЯЛЫҚ ТІЗІМ

1. *Дахнов В. Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М: Недра, 1985. – 310 с.
2. *Генри В. Позаментиер, Джордж Миркин.* Обзор концепции секвенстрати-графии // Нефть и газ. 1999. Кг 1(5). С. 10–29.
3. *Балгимбаев Н. У.* Нефтяная и газовая промышленность Казахстана на рубеже веков // Сборник докладов международной научной и технической конференции "Нефтяная и газовая промышленность Казахстана на рубеже веков". Алматы, 2001. С. 3–4.
4. *Dosmuhambetov M. D., Zholtaev G. Zh., Kuandykov B. M., Umirshin S. K.* The geologic preconditions of addition of hydrocarbon yaw stock in Republic of Kazakhstan // Там же. С. 17–21.
5. Месторождения нефти и газа Казахстана: Справочник. Алматы, 1999. С. 322.
6. *Абдулин Ф. С.* Добыча нефти и газа. М., 1983. – 250 с.
7. *Щелкачев В. Н.* Разработка нефтегазоносных пластов при упругом режиме. М: Гостоптехиздат, 1959. – 467 с.
8. *Щелкачев В. Н.* Избранные труды. М., 1999. Т. 1. 231 с; Т. 2. – 613 с.
9. Геологический словарь. М., 1976.
10. *Садықов Д. Ш.* Металлогенические этапы в истории развития Земли // Минералогения и перспективы развития минерально-сырьевой базы (Сборник к 100-летию академика К. И. Сатпаева). Алматы, 1999. Ч. 2. С. 210–223.
11. *Sadykov D. Sh., Levchenko I. M., Bukreeva E. U., Bymuldaeva A.* Tectonic and solar cycles, movement of continents, climate: IUGG, Birmingham, UK, 1999. P. 286.
12. *Садықов Д. Ш., Кунаев М. С.* Исследование механизма изменения уровня Каспийского моря на основе анализа взаимодействия природных сил. Алматы, 2000. – 144 с.
13. *Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С.* Общий курс геофизических исследований скважин. М., 1984. – 432 с.

14. *Дахнов В. Н.* Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., 1955. – 492 с.
15. *Добрынин В. М., Серебряков В. А.* Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений. М., 1989. – 287 с.
16. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. М., 1978. – 256 с.
17. Отчет по подсчету запасов нефти и газа месторождения Кумколь. ПГО "Южказгеология", ЮКНРЭ, п. Тогуз. 1987.
18. *Куанбаева Б. К.* и др. Анализ текущего состояния разработки месторождения Кумколь АО "ЮНТ" на 1.07.1996 г. МН и ГП РК, ГХК "Мунайгаз", АО "Южнефтегаз", ЦНИЛ, Кызыл-Орда, 1996. – 59 с.
19. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых. М., 1976. 527 С.
20. *Габриэльянц Г.* Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., 2000. – 587 с.
21. *Шелкачев В. Н.* Упругий режим пластовых водонапорных систем. М.; Л.: Гос-тоитехиздат, 1948. – 144 с.
22. *Куренков С. В.* Об оседании земной поверхности в связи с разработкой нефтяных и газовых месторождений по литературным данным // Нефтепромысловое дело. 1970. № 8. С. 36–38.
23. *Sneddon R.* Does Oil Withdrawal Cause Earthquakes // The Petroleum Engineer. V. XXIV, N 11. October 1952. P. A 54–71.
24. *Тони Уолтхем.* Катастрофы. Неистовая Земля. Л., 1982. С. 221.
25. *J. Gilluly et U. S. Grant.* 1949, Subsidence in the Long-Beach harbor area //California. Bull. Geol. Soc. Am. V. 60. P. 461–530.
26. Механика горных пород применительно к проблемам разведки добычи нефти. М.; Мир, 1994. С. 416.
27. *Wiborg R., Jewhurst J.* (Phillips Petroleum CO. Norway) Technology Feb. 17, 1986. Oil & Gas Journal. P. 47–51.
28. Газовое месторождение СССР. М., 1961. – 745 с.
29. *Терновой Ю. В., Сергеев В. Н., Гниловской В. Г.* и др. О деформации земной поверхности на разрабатываемом Северо-

Ставропольском месторождении газа // ДАН СССР. 1965. Т. 164, № 4. С. 885–888.

30. *Смирнова М. Н.* Возбужденные землетрясения в связи с разработкой нефтяных месторождений // Влияние инженерной деятельности на сейсмический режим. М., 1977. С. 128–140.

31. *Смирнова М. Н.* Вызывает ли добыча нефти землетрясения? // Нефтяное хозяйство. 1973. № 11. С. 66–70.

32. *Сухарев М. Г.* Откачка нефти вызвала землетрясение // Природа. 1972. № 4. С. 122–123.

33. Нефтяные и газовые месторождения СССР. Справочник в двух томах. М., 1987.

34. *Акрамходжаев А. М., Ситдилов Б. Б., Бетметов Э. Ю.* О возбужденном характере Газлийских землетрясений в Узбекистане // Узбекский геологический журнал. 1984. № 4. С. 17–19.

35. *Пискулин В. А.* Геодезические данные о деформации земной поверхности в районе Газли // Геодезия и картография. 1978. № 3. С. 27–29.

36. *Дикенштейн Г. Х.* и др. Газлийское газонефтяное месторождение. М.: ГНТИ 1959. – 59 с.

37. Газлийские землетрясения. 1976. М. 1984.

38. Газлийские землетрясения 1976 г. и 1984 г. Ташкент, 1986.

39. *Успенский М. С., Гаревский В. В.* Об устойчивости реперов на территории эксплуатируемых газовых месторождений // Геодезия и картография. 1969. № 9. С. 39–41.

40. *Щтенгелов Е. С.* О природе Газлийских землетрясений // ДАН СССР. Т 245, № 1. С. 59–62.

41. *Адушкин В. В., Родионов В. Н., Турунтаев С. Б., Юдин А. Е.* Сейсмичность месторождений углеводородов // Нефтегазовое обозрение. 2000. С. 4–15.

42. Земля. Введение в общую геологию. – М., 1974. Т. 2. С. 399–842.

43. *Белоусов В. В.* Основные вопросы геотектоники. – М.: Госгеолтехиздат, 1954. – 605 с.

44. *Яворский Б. М., Детлаф А. А.* Справочник по физике для инженеров и студентов вузов. М., 1968. – 939 с.

45. Тектоносфера Земли / Отв. редактор чл.-корр. АН СССР В. В. Белоусов. М. – 531 с.
46. *Стейси Ф.* Физика Земли. М.: Мир, 1972. – 342 с.
47. *Добрынин В. М.* Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970. – 237 с.
48. *Фрелих О. К.* Распределение давления в фунте. М.; Л., 1938. – 185 с.
49. *Sadykov D., Zhakupov G., Landslides.* Subsidence and other problems in the time of useful minerals production 27th General Assembly. EGS. Nice. 2002.
50. *Саваренский Е. Ф.* Сейсмические волны. М.: Недра, 1972. – 292 с.
51. *Казахара К.* Механика землетрясений. М.: Мир, 1985. – 280 с.
52. *Куренков О. В.* Оседание земной поверхности и деформация пластов при разработке нефтяных и газовых месторождений // Совершенствование методов маркшейдерских работ и геометризация недр. М., 1972. С. 165-179.
53. Справочное руководство гидрогеолога. Л., 1967. Т. 1. – 501 с.
54. Ресурсы природного газа СССР. М., 1969. – 222 с.
55. *Иванова М. М., Чоловский И. П., Брагин Ю. И.* Нефтегазопроводная геология. М.: Недра, 2000. – 414 с.
56. *Широков К. П., Богуславский М. Г.* Международная система единиц. М., 1984. – 110 с.
57. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. М.: Недра. 1986. – 220 с.
58. *Джиенбаева К. И., Лалазарян Н. В.* Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях. Алматы, 2000. – 253 с.
59. *Дриацкая З. В.* и др. Нефти СССР. Справочник. Т. 4. М: Недра, 1974. 792 с.
60. *Надиров Н. К.* Нефть и газ Казахстана. Алматы, 1995. – 320 с.
61. Применение физико-химических и физических методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. Самара, 2001. – 56 с.

62. Садықов Д. Ш., Соколов Л. В., Умирова Г. К., Абышев Н. Роль геофизического мониторинга в перспективной геологоразведочной технологии // Труды международной конференции "Наука и образование – ведущий фактор стратегии "Казахстан-2030". Караганда, 2001. Вып. 2. 264–266 с.

МАЗМҰНЫ

Алғы сөз.....	3
Кіріспе.....	7
1. Әртүрлі геологиялық-өндірістік міндеттерді шешу кезіндегі ҰГЗ кешені.....	11
1.1. Көмірсутектер кенорындары бойынша өнімді горизонттардың (коллекторлардың) негізгі геология-физикалық өлшемдерін жүйелеу, өңдеу және талдау.....	11
1.2. Әртүрлі коллекторлардың қалыптасу сұлбасы.....	12
1.3. ҰГЗ кешенімен зерттелетін коллекторлардың әртүрлі сипаттамаларын талдау.....	13
1.4. Газды-мұнайлы Құмкөл кенорны мысалында ҰГЗ мәліметтері бойынша геологиялық ортаның негізгі геофизикалық және динамикалық параметрлерін анықтау	25
1.4.1. Газды-мұнайлы Құмкөл кенорнының қысқаша геологиялық сипаттамасы және құрылымдық ерекшеліктері.....	25
1.4.2. Газды-мұнайлы Құмкөл кенорнының геофизикалық ерекшеліктері.....	29
1.4.3. Өнімді горизонттардың динамикалық сипаттамасының кейбір ерекшеліктері	34
1.5. Жер қойнауының күйін бақылау үшін ҰГЗ мүмкіндіктерін алдын ала бағалау.....	37
2. Қауіпті геологиялық және экологиялық құбылыстар байқалған көмірсутек кенорындарының мәліметтерін талдау, өңдеу.....	39
2.1. Ұзақ мерзімде қабатты игеру кезіндегі өлшемдердің өзгеру сипаты.....	39
2.2. Көмірсутек кенорындарының жер бетіне шығын шөгу сипаты.....	47
2.3. Көмірсутек кенорындарындағы техногендік сейсмиканың сипаты.....	58
2.4. Техногендік әсерлерге ұшыраған көмірсутек кенорындарының мәліметтерін өңдеу, талдау, жинақтау нәтижесін тұжырымдау.....	79
	165

3.	Көмірсутектерді игеру қарқынынан өнімді жабындайтын және төменгі горизонттардың физика-механикалық қасиеттерінің өзгеру динамикасы бойынша теориялық есептер.....	84
3.1.	Көмірсутектерді өндіру қарқынымен тәуелді түрде геологиялық ортаның параметрлерінің өзгеру динамикасы бойынша мәліметтердің теориялық және тәжірибелік талдауы	84
3.1.1.	Таужыныстар деформациясының кейбір ерекшеліктері.....	84
3.1.2.	Мұнай және газдың коллекторлары деформациясының ерекшеліктері.....	86
3.1.3.	Көмірсутектері бар квазисерпімді геологиялық ортаның физика-механикалық қасиеттерінің өзгергіштігі.....	88
3.2.	Көмірсутек қазындысы мен геологиялық орта арасындағы деформацияланудың теориялық байланыс үлгісі.....	99
3.2.1.	Жер бетінің өзгеруін зерттей отырып, көмірсутек кенорындарындағы тәжірибелік мәліметтерді талдау.....	103
4.	ҰГЗ мәліметтері бойынша көмірсутек кенорындарының физика-механикалық өлшемдерін флюктуациялап зерттеу әдістемесі.....	118
4.1.	Көмірсутек кенорындарындағы өнім горизонттарының пьезоөткізгіштікті бағалау мәліметін сараптау.....	118
4.2.	Белгіленбеген қабат қысымы кезінде жер қыртысының өзгеру жағдайын бағалау.....	129
4.3.	Көмірсутек кенорындарының геология-геофизикалық ерекшеліктерінің жер қыртысына тигізген әсерін бағалау.....	141
4.3.1.	Жер қыртысының жағдайын зерттеу кезінде геология-физикалық өлшемдерін нақтылау, бағалау.....	143
4.4.	Жер қыртысының жағдайын зерттегенде ҰГЗ әдістемелерін қолдану.....	144

5.	Геофизикалық мәліметтер бойынша жер қыртысын мониторингтеудегі негізгі әдістемелер.....	146
5.1.	Көмірсутек қазындысын өндіруге байланысты ауырлық күшінің өрістерін зерттеу.....	146
5.2.	Жер қыртысындағы өнім горизонттарының дифференсациялануы мен сүзгілену-сыйымдылығын тиімді бағалау, мониторингтеу.....	149
5.3.	Өнім горизонттарының сыйымдылықты-сүзгіленуі мен нақты дифференциалдануы, жер қыртысының жағдайын анықтау мақсатындағы жабын қабатын мониторингтеу.....	151
5.4.	Өнім горизонттарындағы әртүрлі өлшемдер арасындағы байланыс теңдеулері бойынша жер бетінің жағдайын бағалау.....	153
5.4.1.	Байланыс теңдеуі бойынша жер бетінің шөгу нақтылығын анықтауды бағалау.....	155
	Қорытынды.....	158
	Библиографиялық тізім	160

Оқулық басылым

Дүйсен Шайханұлы Садықов
Күлвира Жарылқасынқызы Әділова
Бауыржан Тұрсынбайұлы Акашев

КӨМІРСУТЕКТЕРДІ ӨНДІРУ КЕЗІНДЕГІ ЖЕР
ҚОЙНАУЫНЫҢ ЖАҒДАЙЫНА БАЙЛАНЫСТЫ
МӘЛІМЕТТЕРДІ ТАЛДАУ

Оқу құралы

ҒЖБДБ бастығы
Редакторы
Компьютерде беттеген

З. А. Ғұбайдулина
Т. С. Жақсыбаева
А. А. Кадирсизова

Басуға қол қойылды 27.10.2016 ж.
Таралымы 300 дана. Пішімі 60x84x 1/16.
№ 1 баспаханалық қағаз.
Е.-б.т. 10,5. Ш.б.т. 9,8. Тапсырыс № 778.
Бағасы келісімді.

Қ. И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық
зерттеу университеті басылымы
Қоғаммен байланыс департаменті,
Алматы қ., Сәтбаев көшесі, 22

ISBN 978-601-228-989-3



9

7 8 6 0 1 2 2 8 9 8 9 3