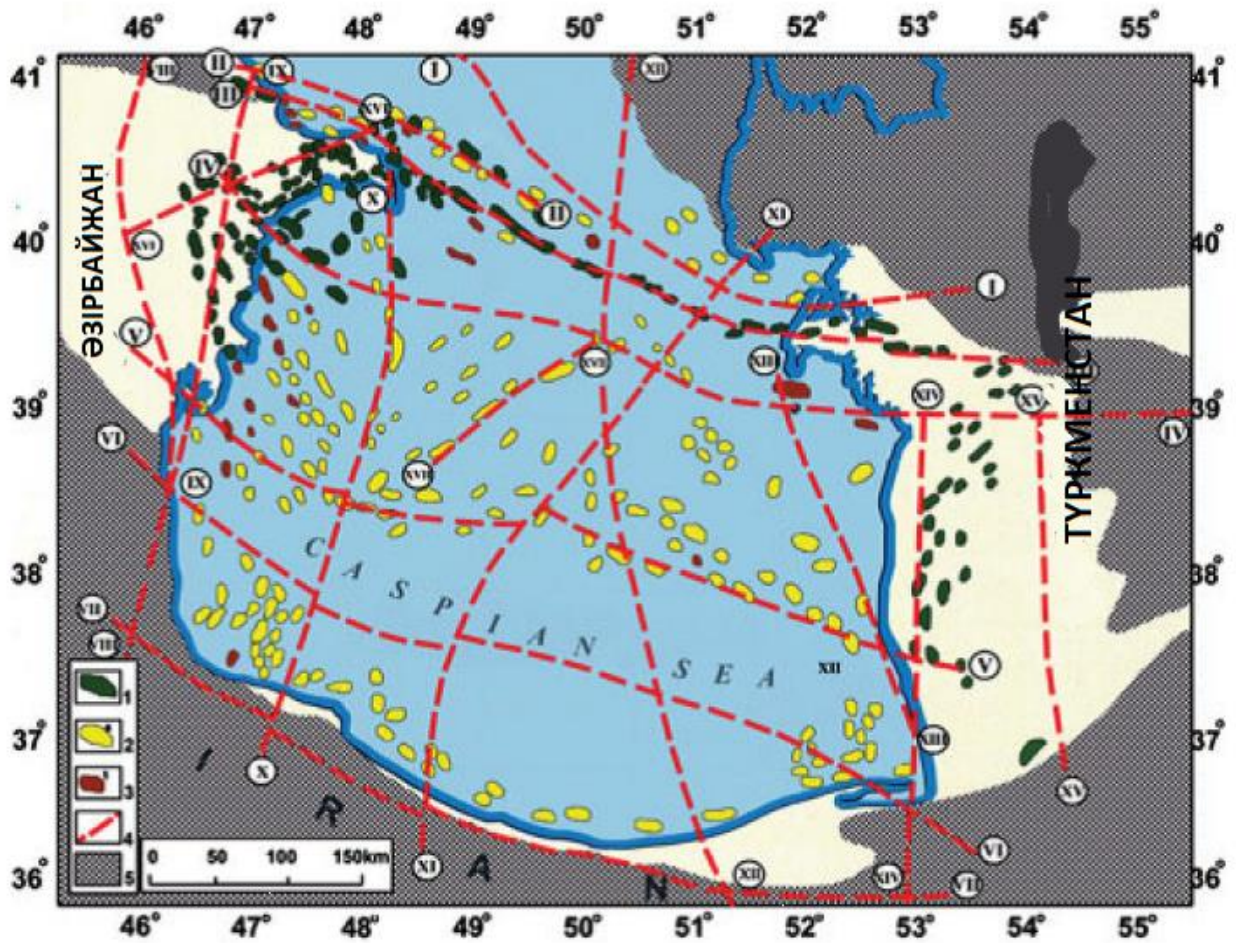


**ЖЫЛЖЫМАЛЫ БЕЛДЕУЛЕР МҰНАЙГАЗДЫЛЫҒЫНЫҢ СҰЙЫҚТЫҚ ДИНАМИКАСЫ**

Рачинский М.З.  
Керимов В.Ю.

Ғылыми редакторы: Горфункель М.В.

## **Жылжымалы белдеулер мұнайгаздылығының сұйықтық динамикасы**

# **Жылжымалы белдеулер мұнайгаздылығының сұйықтық динамикасы**

**Рачинский М.З., Керимов В.Ю.**

Ғылыми редакторы:  
**Горфункель М.В.**

Copyright © 2015 Scrivener Publishing LLC. Барлық құқықтар қорғалған.  
John Wiley & Sons, Inc., Хобокен, Нью-Джерси және Scrivener Publishing LLC, Salem,  
Массачусетс бірлесіп басылған.

Бір мезгілде Канада шығарылады.

Осы жарияланым Құрама Штаттардың 1976 жылғы Авторлық құқық туралы Заңның 107 және 108-бөлімдерінде қарастырылғандардан басқа жағдайларда, Баспаның алдын ала жазбаша рұқсатынсыз ішінара немесе толығымен қандай да бір түрде болмасын, қандай да бір тәсілмен болмасын, оның ішінде электронды, механикалық шығару, фотокөшірме жасау, жазбалар жасау, сканерлеу тәсілдерімен немесе басып шығарудың басқа да тәсілдерімен шығарыла аламайды, іздеу жүйесінде сақтала алмайды не беріле алмайды. Рұқсат алу үшін сұранымдар келесі мекен-жай бойынша Рұқсат беру бөліміне жолдануы қажет: John Wiley & Sons, Inc. 111 River Street, Hoboken, NJ 07030, (201) 748-6011, фаққ (201) 748-6008 немесе мына сілтеме бойынша он-лайн жолдануы тиіс: <http://www.wiley.com/go/permissions>.

Жауапкершілік шегі / кепілдіктерден бас тарту: баспа мен автор аталмыш кітапты баспаға дайындауға бар күшін салса да, бұл кітаптың дәлдігі мен мазмұнының толықтығына қатысты ешқандай куәландыру немесе кепілдік бермейді әрі, атап айтқанда, тауарлық жарамдылық немесе нақты бір мақсатқа жарамдылық кепілдігінің кез келгенінен бас тартады. Ешқандай кепілдіктер сауда өкілдері немесе сатылымның жазбаша материалдары арқылы жасалмайды немесе ұзартылмайды. Бұндағы ұсыныстар мен стратегиялар сіз үшін тиімді болмауы мүмкін. Осы кітапты сату баспаның заңдық, есептік немесе басқа да кәсіби қызметтерді көрсетпейтінін анық түсіну арқылы жүзеге асырылады. Қажет болған жағдайда, кәсіби маманнан кеңес алыңыз. Баспа да, автор да айырылып қалған пайда немесе ерекше, кездейсоқ, жанама не өзге шығынды қоса алғанда басқа да кез келген коммерциялық залал үшін жауапты емес.

Басқа өнімдеріміз бен қызметтеріміз туралы жалпы ақпаратты немесе техникалық қолдау үшін біздің клиенттермен жұмыс істеу бөлімімізге хабарласуыңызды өтінеміз: АҚШ аймағында келесі телефондар бойынша: 877-762-2974, АҚШ-тан тыс аймақта: 317-572-3993 немесе келесі фаққ бойынша: 317-572-4002.

Сонымен қатар «Wiley» баспасы өз кітаптарын түрлі электронды форматтарда да жариялайды. Баспада пайда болған кейбір контент электронды нұсқада қолжетімді болмауы мүмкін. Өнімдер туралы қосымша ақпарат алу үшін біздің [www.wiley.com](http://www.wiley.com) сайтымызға кіріңіз.

Scrivener өнімдері туралы қосымша ақпарат алу үшін [www.scrivenerpublishing.com](http://www.scrivenerpublishing.com) сайтыны кіріңіз.

Мұқаба дизайнын жасаған – Крис Хакеротт.

Конгресс Кітапханасының жарияланымындағы реттік нөмірі: ISBN 978-1-118-99826-7

Америка Құрама Штаттарында басылып шығарылған  
10 9 8 7 6 5 4 3 2 1

Кітап Өзірбайжанның жалпыұлттық  
көшбасшысы Гейдар Алирза оглы Алиевты еске алуға арналған

Осы том  
академик, профессор, әлемдегі мұнай геологиясы  
саласының алдыңғы қатарлы маманы  
Джордж В. Чилингарға арналады.

# Мазмұны

Мазмұны.....	6
Жылжымалы белдеулер мұнайгаздылығының сұйықтық динамикасы .....	9
Кіріспе .....	10
1 Альпілік жылжымалы белдеулер алаптарының геологиялық құрылымы мен мұнайгаздылығы .....	14
1.1. Тауаралық ойпаттар.....	14
1.1.1. Оңтүстік Каспий ойпаты .....	14
1.1.2. Падан ойпаты .....	17
1.1.3. Вена ойпаты.....	19
1.1.4. Иравади-Андаман ойпаты .....	21
1.1.5. Лос-Анджелес ойпаты .....	23
1.1.6. Маракаиб ойпаты .....	25
1.2. Тау алды иілімдер.....	26
1.2.1. Карпат алды иілімі .....	26
1.2.2. Индоло-Кубан иілімі .....	28
1.2.3. Терск-Каспий иілімі.....	31
1.2.4. Загрос алды иілімі.....	33
2 Альпілік жылжымалы белдеулер алаптарының гидрогеохимиялық алқабы.....	37
2.1. Тауаралық ойпаттар.....	37
2.1.1. Оңтүстік Каспий ойпаты.....	37
2.1.2. Падан ойпаты .....	81
2.1.3. Вена ойпаты.....	86
2.1.4. Иравади-Андаман ойпаты .....	97
2.1.5. Лос-Анджелес ойпаты .....	97
2.1.6. Маракаиб ойпаты .....	107
2.2. Тау алды иілімдері.....	114
2.2.1. Карпат алды иілімі .....	114
2.2.2. Индоло-Кубан иілімі .....	121
2.2.3. Терск-Каспий иілімі.....	132
2.2.4. Загрос алды иілімі.....	145
3 Альпілік жылжымалы белдеулер алаптарының геобарлық алқабы .....	153
3.1. Аномальды жоғары кеуектік және қабаттық қысымдар: табиғаты, типтендірілуі, сәйкестендірілуі және диагностикасы .....	154
3.2. Аномальды жоғары кеуектік және қабаттық қысымдардың кеңістікте таралу заңдылықтары .....	163
3.2.1. Тауаралық ойпаттар.....	163
3.2.2. Тау алды иілімдері.....	183
4 Альпілік жылжымалы белдеулер алаптарының геотемпературалық алқабы.....	203

4.1. Шөгінділік тыстың геотемпературалық режимі.....	204
4.2. Оңтүстік Каспий ойпатының геотемпературалық режимі .....	209
4.2.1. Терең қойнаулардың геотемператураларын болжау әдістері .....	213
4.2.2. Ока шөгінділік қимасында көмірсутектер пайда болуының температуралық жағдайын бағалау тәжірибесі.....	215
4.3. Жергілікті құрылымдардың геотермальдық өрісі .....	215
5 Альпілік жылжымалы белдеу алаптарының заманауи геосұйықтық динамикасы.....	219
5.1. Сұйықтықтардың аномальды жоғары кеуектік қысымы дизъюнктивтер, құрылымдық жоспарлар, өлкелік және жергілікті қатпарлы формалардың қалыптасу факторы ретінде .....	219
5.2. Жер асты суларының өңірлік динамикасы.....	230
5.2.1. Тауаралық ойпаттар.....	230
5.2.2. Тау алды иілімдері.....	246
5.3. Табиғи сұйықтықтар көшуінің геобарлық көрсеткіштері .....	255
5.3.1. Сазды құрылымдардағы шоғырлану үдерістері. Олардың геосұйықтықтар динамикалық режимін қалыптастырудағы рөлі, орны мен маңызы .....	255
5.3.2. Аномальды жоғары кеуектік және қыртыстық қысымдар табиғи сұйықтықтар көшуінің көрсеткіштері ретінде.....	274
5.4. Табиғи сұйықтықтар көшуінің геотемпературалық көрсеткіштері.....	282
6 Оңтүстік Каспий ойпатындағы көмірсутектерінің туындау, көшу және жинақталу мәселесіне қатысты .....	287
7 Альпілік жылжымалы белдеулер алабындағы мұнайгаздылықтың қалыптасуы, орналасуы мен болжануының геосұйықтық динамикалық механизмдері және факторлары.....	310
7.1. Аномальды жоғары қысымдардың өңірлік және жергілікті мұнайгаздылықтың қалыптасу, орналасу мен болжануындағы рөлі.....	310
7.2. Жер асты сулары аймақтары мен босату ошақтарының өңірлік және жергілікті мұнайгаздылықтың қалыптасу, орналасу мен болжануындағы рөлі.....	317
8 Альпілік жылжымалы белдеулердегі алаптар мұнайгаздылығының сапалық өлшемдері мен сандық көрсеткіштері.....	337
8.1. Жер асты сулары мен көмірсутекті шоғырлардың гидрохимиялық байланысы.....	337
8.2. Жергілікті құрылымдарға тән тектоникалық ерекшеліктердің жер асты сулары динамикасымен және мұнайгаздылықпен байланысының сандық көрсеткіштері.....	348
8.3. Көмірсутекті қанықпалар мен жергілікті құрылымдардың термобарлық режимі арасындағы сандық байланыстар .....	364
9 Альпілік жылжымалы белдеулер алаптарындағы мұнай-газ жиынтығының геологиялық-математикалық модельдері .....	378
9.1. Жергілікті құрылымдардағы көмірсутегі қорларын болжау мен бағалаудың әдістемелік тәсілдері.....	378
9.2. Альпілік жылжымалы белдеулер алаптарындағы мұнайгаздылықтың аймақтық және өңірлік геологиялық-математикалық модельдері .....	379
10 Жергілікті құрылымдардың мұнайгаздылығы мен мұнай-газ жиынтығы басым аймақтардың геосұйықтық динамикалық көрсеткіштері .....	383

10.1. Оңтүстік Каспий ойпаты .....	383
10.2. Альпілік қатпарлықтың өзге өңірлері .....	397
11 Геологиялық барлау жұмыстарын жоспарлау мен жүргізу барысында өңірлік жағдаяттық талдау, ресурстарды концептуалды бағалау және стратегиялық шешімдер қабылдау тәжірибесі (Оңтүстік Каспий алабының мысалында) .....	400
ҚОРЫТЫНДЫ .....	437
Пайдаланылған әдебиеттер тізімі .....	441



# Жылжымалы белдеулер мұнайгаздылығының сұйықтық динамикасы

**М.З. Рачинский, В.И. Керимов**  
**Ғылыми редакторы: М.В. Горфункель**

## **Аңдатпа**

Кітапта алғаш рет геологиялық әдебиеттегі қазіргі таңда белгілі барлық альпі геосинклин өңірлерінің гидрогеохимиялық, геосұйықтық динамикалық, геобарлық, геотемпературалық өрістері бойынша мәліметтердің жүйелі қорытындысы келтірілген. Жер асты сулары химиялық құрамының ерекшеліктері, олардың түрлері мен табиғи резервуарлардағы таралу заңдылықтары айқындалған және талданған. Аномальды жоғары қабатты (АЖҚҚ) және кеуекті (АЖКҚ) қысымдардың табиғаты мен жылжымалы белдеулердің айнымалы қатпарлы қойнауларында кеңістіктік таралуы, олардың дизъюнктивтерді, аймақтық және жергілікті қатпарлы пішіндерді құрудағы, көмірсутегінің таралуы мен жиналуындағы, олардың шоғырлануын қорғау мен диссипациясындағы рөлі зерттелген. Геотемпературалық режимнің қалыптасуы мен олардың мұнайгаздылықпен байланысы қарастырылған.

Төменгі гидрогеологиялық қабаттың геосұйықтық динамикалық режимі қалыптасуындағы сазды қабаттардың рөлі, орны мен мәні анықталған. Кендер мен кен орындарының орналасқан жеріндегі мұнайгаздылықтың қалыптасу, орналасу мен болжануының гидрогеодинамикалық факторларына, жер асты суларының босану өңірлері мен ошақтарының рөліне айтарлықтай көңіл бөлінген.

Аймақтық сығылу сулары мен артезиан механизмдерінен тыс кеңістікте шектеулі ағынды-кірме гидрогеологиялық үдерістері бар тұтқыштарды ірі көлемді көмірсутекпен қанықтырудың функционалдық байланыс тұжырымдамасы әзірленді.

Зерттелген барлық өңірлер үшін геологиялық барлау жұмыстарын жүргізу кезінде геологиялық қауіп ықтималдығын барынша азайтуға мүмкіндік беретін және бастапқы мұнай мен газ жинақталған өңірлер мен аудандардың бөлек болжамын жүзеге асыратын өнеркәсіптік мұнайгаздылық пен тиісті геологиялық-математикалық модельдердің сапалық өлшемдері мен сандық көрсеткіштерінің жиынтығы алғаш рет әзірленіп ұсынылды.

Алынған барлық ақпаратты синтездеу бізге барлық алаптардың геосұйықтық динамикалық модельдерін әзірлеуге және олардағы қауіп ықтималдығы барынша азайтылған геологиялық барлау жұмыстарының жаңа стратегиясын ұсынуға мүмкіндік берді.

<sup>1</sup> Бұнда және бұдан әрі авторлар «жылжымалы белдеу» аймақтарын өзіне тән геосинклиндік тік реттілігі бар мезокайнозой шөгінді алаптары деп түсінеді: базальқ конгломераттар – карбонатты сілем – флиш – шлир (сазды қатар) – меласса реттілігі (саздардың кезектесіп келуі) және құмдар).

## Кіріспе

Көмірсутектердің (КС) тарауы, олардың бастапқы және қайталама жылыстауы, кендер мен кен орындарының қалыптасуы және кеңістікте орналасуы, мұнай мен газдың сақталуы мен диссипациялануы «жыныс-табиғи сұйықтықтар» геологиялық жүйенің аясында жүзеге асады және мәні бойынша ірі көлемді көп векторлы аймақтық және жергілікті геосұйықтық динамикалық үдерістердің туындылары болып табылады.

Аталған парадигма КС орналасқан геологиялық орта (тұтқыштар, жинағыштар) мен табиғи сұйықтықтар түрлі өлшемдерінің арасындағы сандық өзара қатынастардың облигатты объективті түрде болуының ықтималдығын бағамдайды. Аталған зерттеудің нысаны болып табылатын осы жағдай мұнайгаздылықтың табиғи резервуарлар өлшемдер сипатымен және жалпы өңірлердің геосұйықтық динамикалық өрістің гидрогеохимиясымен, жер асты суларының динамикасымен, тұтқыштардың термобарлық жағдайларымен және басқаларымен сандық байланысын геологиялық барлау жұмыстарының (ГБЖ) тиімділігін арттыру және қауіп ықтималдығын барынша азайтуды қамтамасыз ететін көмірсутекті қанықтырудың сапалық өлшемдері мен сандық көрсеткіштері ретінде пайдалануға жататындығын айқындау мүмкіндігін анықтайды.

Ұсынылып отырған жаңа геосұйықтық динамикалық тұжырымдама жылыстаудың болмауы немесе айтарлықтай шектелу жағдайларын, кендер мен кен орындарының сатылық түрлі қалыптасуы мен сақталуының, КС қанығулары бұзылуының оңтайлы жағдайларын сенімді түрде теңдестіруге және ГБЖ ерте кезеңдерінің өзінде-ақ барлық айқындалған қорды өнімді (мұнай және газбен қанықтырылған) немесе «бос» тұтқыштарға көтеруді сенімді түрде саралау мен сәйкесінше жоғары тиімділікпен бағытталған іздеуді жүзеге асыруға жеткілікті мүмкіндік береді.

Олардың әдіснамасының негіздері ретінде жылжымалы белдеулердің барлық алаптары үшін анықталған мұнай мен газ жинақталу өңірлерін және жекелеген өнімді көтерілімді ерді тек қана бірінші және екінші тәртіптегі ірі линеаменттермен түйіндескен аймақаралық гидро(сұйықтық) динамикалық жүйелерді босату (дренаждау) ареалы және орындарымен бірге міндетті түрде кеңістіктік байланыстыру дерегі алынған.

Жоғарыда аталған сандық өзара байланыстарды айқындау, бағалау және іс жүзінде қолдану архитектуралық тұрғыдан қарапайым, тектоникалық «тынық» платформалық өңірлерде және осы орайда, ең алдымен, дәстүрлі көптен белгілі «мұнай мен газ түрлендіруші жыныстар-коллекторлар-тұтқыштар-экрандар» факторлар төрттігін ескерумен, іздеу мен барлаудың жарты ғасырға жуық созылған эмпирикасына негізделген іздестіру үдерістерінің стандартты тактикасы мен стратегиясын жүзеге асыру әсіресе көбіне мол шығынды және аз нәтижелі бейтектоникалық белсенді (динамикалық «қозған», «айнымалы») альпілік жылжымалы белдеулердің тым күрделі құрылған алаптары үшін аса өзекті болып табылады.

Осы тектес ең көрнекі мысалды келтірсек, келісімшарт негізінде (PSA) әрекет ететін батыстық ірі ұлтаралық компаниялар мен олардың консорциумдары 1995 жылдан бастап қазіргі кезге дейін жоғары деңгейлі 3D сейсмикамен алдын ала зерттелген, даму келешегі жоғары 21 болжалды құрылымдарда 7301 метрге дейінгі тереңдікте 28 іздестіру ұңғымасын бұрғылап, оларды барлауға шамамен \$1 млрд.доллар жұмсап, бірде-бір коммерциялық тиімді кен орнын ашқан жоқ (М.З. Рачинский, 2008 ж.).

Композициялық тұрғыдан күрделі жылжымалы белдеулердің альпілік мұнайгаз алаптары көптеген жағдайларда төмендегідей сипатталатын:

- түрлі жастағы құрылымдық-формациялық қабаттардың тектоникалық жоспарларының сәйкес келмеуі; векторлар мен белгілер бойынша геологиялық тұрғыдан жеткілікті жиі

ауысатын аймақтық тектоникалық қозғалыстар; мозаикалық сатылы-кесекті-үйінділік құрылым;

- оқшауланған тектоникалық сатыларды және жоғары амплитудалық аймақтық түрлі стратиграфиялық кешендердің, аралықтардың және литошөгінділердің терең жарықтары және қималарымен ұзартылған кесектердің ажыратылуы бойынша түйісуі;
- түрлі страталық бөлімшелердің шөгінді жиналуында қуатты үзілістердің болуы; айнымалы тасқындық седиментация жағдайындағы жекелеген (көбіне кайназойлық) аралықта еселенген жарылулардың қатты литошөгінділік және сүзгілік-сыйымдылық тұрғысынан біртекті болмауы;
- сазды жыныстардың құмды жыныстармен тік бағытта қайта-қайта алмасып отыруы арқылы көрініс табатын қималардың ырғақтылығы;
- қималардың кейбір аралықтарындағы қатпарлықтың аймақтық тұрғыдан алғанда өрге қарай да, еңіске қарай да бірізділікпен линзақалыптастырушы болып сүйірленуі;
- ширыққан палео- және бейтектоникалық механизмдердің белсенді көрінісі;
- («езілген») саз, изоклиналды және «төңкерілген» қатпарлы формалардың меланж тәріздес «иірмек» қабаттануының таралуы көрініс тапқан мықты дезъюнктивтік, диапирлік, жарықшақтық, бүркеме-шарьяжды тектоникасы;
- кейбір жекелеген кайнозой аралықтарында шоғырландырылмаған (нығыздалмаған, көбіне квазиоқоймалжың консистенцияда) кеуектігі жоғары ылғалды созымды (көбіне монтмориллонитты) саздың аномальды жоғары ішкі қуыстық қысыммен (кейде геостатикалық деңгейде) бірге жүретін шөгінді қималардың тығыздық сипаттамалары;
- оларда көрініс тапқан алаңқайлардың бейберекет орналасуы, тұрақты бұрыс гравитациялық, электрлік және магнитті ауытқулармен бірге жүретін сейсмикалық толқындар жылдамдықтарының өзгеру өңірлерінің жекелеген аудандарда сейсмикалық пішіндерде болуы;
- тектоникалық жарықшақтану өңірлерінің аса кеңінен дамуы; жекелеген өңірлердегі қарқынды лайлы жанартаулық; жоғары микро- және макросейсмикалық, жиі болатын жер сілкіністері;
- ерекше (жиі «айналған») гидрогеохимиялық пішін; коллекторлардағы ауытқымалы жоғары қабаттық қысымдардың таралуы.

Ірі көлемді субвертикальды формацияаралық және резервуараралық аққыш массаның тасымалдануы ГБЖ-ын жоспарлау және өндіру кезінде табиғи сұйықтықтар мен газдардың құрылымы мен динамикасының күрделілік алуан түрлілігін ескеретін мүлдем басқа тәсілдерді талап ететіні анық байқалады.

Осыған байланысты іздестіру-барлау жұмыстарында басты өлшемдер жалпы геологиялық сапалық көрсеткіштер – өндірістік көмірсутегі болуының **гипотетикалық ықтималдығын** ғана сипаттайтын мұнай мен газ шығаратын жыныстар, коллекторлар, тұтқыштар, экрандар емес, керісінше, әрбір аймақ (аудан, тектоникалық аймақ) үшін қатаң, олардың мұнай және/немесе газбен қанықтырылуының **шынайы мүмкіндігін** анықтайтын табиғи резервуарлардың жеке тектондық-құрылымдық, геотермобарлық, литошөгінділік, сүзгілік-сыйымдылық, гидродинамикалық және гидрогеохимиялық өлшемдерінің сандық өзара қатынасы болып табылатын сәтті түсіну императивті маңыздылыққа ие болуы тиіс.

Қандай да бір қабаттар мен жиектердің аймақтық мұнай-газбен қанықтырылуы, айтарлықтай жақсы және қанағаттанарлық коллекторлардың, кереғар құрылымдық тұтқыштардың, мықты сазды қаптамалары болуы өндірістің мұнайгаздылықты қалыптастыру үшін ғана **қажетті**, алайда **жеткілікті емес** факторларының үйлесуі болып табылады.

Зерттеудің **мақсаты** мұнай-газ жиынтығының геосұйықтық динамикалық негіздерін, болжаудың оңтайлы стратегиялары мен технологияларын, альпілік жылжымалы белдеулер алаптарында өндірістік мұнайгаздылықты іздестіруді жоспарлауды жасау болып табылады.

Осыдан туындайтын **міндеттер**:

- геосұйықтық динамикалық (гидрогеохимиялық, геобарлық, геотемпературалық және т.б.) алаптардың генезисі, құрылымы мен өлшемдерін талдау;
- терең деңгейжиектердегі су алмасудың инфильтрациялық, сығылу және ағынды-кірме құрауыштарының шынайы арақатынасын анықтау;
- пликатив және дизъюнктивті жылжу, диапиризм, лайлы жанартаулық, бүркемешаръяжды тектоника, тектоникалық жоспарлар және олардың түрлі стратиграфиялық аралықтар мен құрылымдық-формациялық қабаттардағы арақатынасының қалыптасу геосұйықтық динамикалық факторлары мен механизмдерінің рөлін айқындау;
- өндірістік мұнайгаздылықтың қалыптасуы мен орналасуындағы геосұйықтық динамикасының басым рөлін объективті түрде ескеретін мұнай-газ жиынтығының теориялық моделін жасау;
- фазалық түрлі кен орындарын айқын болжауға және іздестіруге бағытталған оңтайлы әдістерді, амалдар мен тәсілдерді, альпілік жылжымалы белдеулер алаптарының табиғи резервуарларының өндірістік мұнайгазбен қанықтырылуының сапалық өлшемдері мен сандық көрсеткіштерінің кешенін жасау.

Тиісті геологиялық өрістердің ерекшеліктерін алдын ала жіті зерделеуді және тұжырымдамалық тұрғыдан түсінуді қажет ететін мақсатты жүзеге асыру мен қойылған міндеттердің шешімін табу өңірлер құрылымының жергілікті көтерілімнің құрылымдық-тектоникалық ерекшеліктерін, түрлі литошөгінділер шегінде кеңістікте бөлінуді, табиғи ҚҚ топтануын жайғастыруды және олардың өндірістік қорларын бір шектен шығармауды кешенді сандық ескеру негізінде орындалған айқындалған геосұйықтық динамикалық байланыстарды жүйелі түрде талдаудың негізінде жүзеге асырылды.

Эксперименталдық және есептік модельдеудің, ықтималдық-статистикалық аппаратты қолданумен нақты мәліметтерді жалпылау және жүйелеудің нәтижесінде 33 геосұйықтық динамикалық және мұнайгеологиялық өлшемдер мен көрсеткіштердің өзгермелі кеңістік заңдылықтары айқындалды. Тектондық-құрылымдық, гидрогеохимиялық, гидрогеодинамикалық, барлық, геотемпературалық, литологиялық-коллекторлық, сүзгіштік-сыйымдылық көрсеткіштердің жұптық және көптік корреляцияларын жергілікті құрылымдардың (А+В+С<sub>1</sub> санаттарындағы КС қорларының тығыздылығы, б.д. млн.т. /км<sup>2</sup>) көмірсутекті қанығулар өлшемдерімен жуықтату арқылы зерделенген аудандардағы геологиялық интерполяциялар және іздестіру мен барлаудың бастапқы кезеңіне жататын шектес территориялардағы экстраполяцияның дәйектілігін қамтамасыз ететін өндірістік мұнайгаздылық қалыптасуының түрлі кезеңдері мен көмірсутекті қанығудың болмау (қалыптасып бітпеуі мен бұзылуы) жағдайлары мен ахуалдары гематиматикалық тұрғыдан имитацияланды.

Барлық алынған ақпараттың синтезі төменде аталған жылжымалы белдеулер алаптарының геосұйықтық динамикасының модельдерін жасауға, жекелеген өңірлер, аудандар мен тектоникалық аймақтар үшін өндірістік мұнайгаздылық болу ықтималдығының «қоршауын» («геологиялық терезесін») анықтауға, олардың әрқайсысының келешектегі даму деңгейін негіздеуге мүмкіндік берді. Осы тұрғыдан жекелеген көтерілімдер үшін ГБЖ-ны бастапқы кезекте қою үшін ең көп перспективалы және сондай-ақ нөлдік өнімділіктің

экстраполяциялық анықталған шегінен тыс жатқан тиімділігі аз аудандар (учаскілер, шартты блоктар) үшін картографиялық визуализациялау мүмкіндігі туындайды.

Геологиялық әдебиетте осы жұмыс геосұйықтық динамикасы тұрғысынан алғанда стратегиялық шешімдер қабылдау және табиғи резервуарлардың нақты өлшемдері мен олардағы ҚҚ қанығу межесінің арасындағы сандық корреляцияны практикалық іздестіру-барлауға қолдану барысында пайдалануға түсініктеме берудің алғашқы тәжірибесі болып табылады. Зерттеудің ақпараттық базасы – альпілік жылжымалы белдеулердің 10 алабы: Оңтүстік Каспий (120), Падан (18), Вена (30), Иравади-Андаман (14), Лос-Анджелес (28), Мараккаиб (26) тауаралық қатпарларының; тау бөктерлерінің – Карпат (28), Индоло-Кубан (49), Терск-Каспий (30), Загрос алдының (21) 364-тен астам зерттелген кен орындары мен алаңдары жөніндегі материалдар. Географиялық ұсынылған алаптар жиынтығы, зерделеумен қамтылған кен орындары мен алаңдардың саны нақты геологиялық жағдайлардың көлемі мен есебін қамтамасыз етеді, ақпараттық кешеннің қажетті репрезентативтілігін танытады.

Жұмыс негізі ретінде әдеби, қор, кәсіпшілік және авторлық далалық геологиялық материалдарды өңдеу, жалпылау мен жүйелеу нәтижелері, жер асты су сынамаларының 70 мыңнан астам химиялық талдауы, тұрақталған тертеңізжимі бар ұңғымалардағы қабаттық температураның 10 мыңнан астам өлшемі, бастапқы қабаттық қысымның 3,5 мың өлшем нәтижесі, өрістік және кәсіптік геофизика мәліметтерінің үлкен көлеміне түсінік беру қорытындысы алынған.

Қарастырылған алаптар бойынша орындалған материалдардың жалпылануы және жоғарыда аталған мәселенің аясындағы заманауи танымның дайджесті тектондық түрі, формациялық композициясы, геологиялық даму тарихы және т.б. бойынша зерттелгенге ұқсас басқа да жылжымалы белдеулер алаптарында іздестіру-барлау жұмыстарын жоспарлау, қою және жүргізу барысында аса пайдалы болуы мүмкін деп пайымдалады. Монографияда пайдаланылған бастапқы орасан геоақпарат көлемі қолдарыңыздағы басылымның ақпараттық құндылығын арттырады.

Оңтүстік Каспий алаптарын сипаттайтын тараулар мен бөлімдерде авторлар көп жағдайда 1991 жылға дейін берілген жергілікті құрылымдар мен жекелеген аудандардың атауларын қалдыруды мүмкін деп шешті, өйткені ондаған жылдар бойы жинақталған геологиялық әдебиеттің негізгі көлемі нақ осы топономикалық негізге сүйенеді. Содан кейінгі алаңдар мен аймақтар атауларының түбегейлі өзгеруі аймақтық геологиялық қорлардың барлық дерлік материалдарын жоққа шығарады, оларды құнсыздандырады және геологиялық жас буынды оны толыққанды пайдалану мүмкіндігінен айырады.

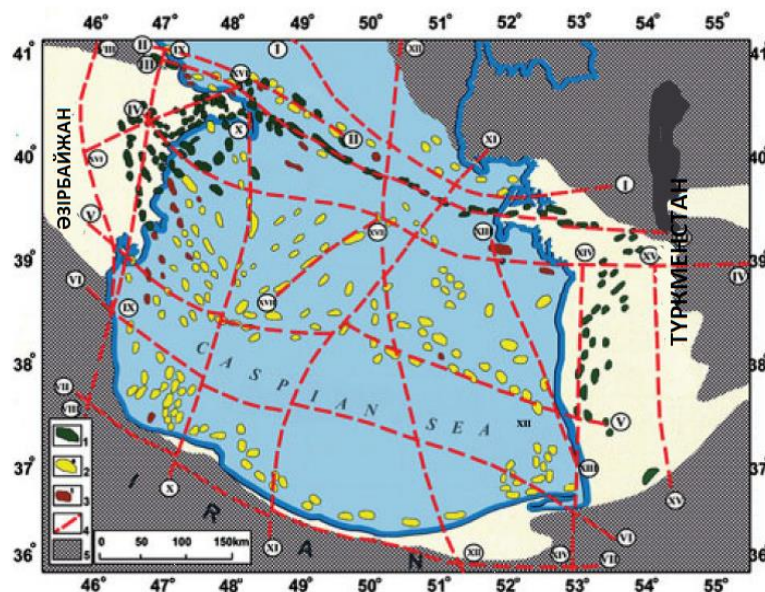
# 1 Альпілік жылжымалы белдеулер алаптарының геологиялық құрылымы мен мұнайгаздылығы

Альпілік жылжымалы белдеулер алаптарының геологиялық құрылымы, даму тарихы, тектоникасы, литологиясы мен мұнайгаздылығы мәселелері зерттеушілердің көптеген еңбектерінде қарастырылған.

## 1.1. Тауаралық ойпаттар

### 1.1.1. Оңтүстік Каспий ойпаты

Оңтүстік Каспий алабы (ОКа) заманауи тектоникалық жоспарда (плиоцен-төрттік құрылымдық-ресми қабат бойынша) аймақтық тұрғыдан Оңтүстік Каспий акваториясын және тікелей соған жапсарлас Шығыс Әзірбайжан, Батыс Түрікменстан және Солтүстік Иранның құрлық учаскелерін қамтиды (1.1-сурет). Оны шекарасы: солтүстікте – Дербент-Қызылсу терең жарығы, батыста – Аладаг-Мессериан гравитациялық максимумы, шығыста – Аладаг-Мессерианская тектоникалық баспалдағы, оңтүстікте – Эльбрустың тауқатпарлы құрылымдары. Алаптың өлшемдері: ауданы шамамен 160 мың км<sup>2</sup>, шөгінді орындалуының көлемі – 2,7-2,9 млн.км<sup>3</sup>, юраға дейінгі субстратта жатқан мезокайнозойлық қалың қабаттың қалыңдығы – 7-8-ден 28-30 км-ге дейін, оның құрамындағы жалпы саз үлесі – 85-90%-ға дейін.



**1.1-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпатының мұнайгаздылығы мен аймақтық тектоника құрылымы қорының жалпы сызбасы: 1 – Мұнай, газ және конденсаттың кен орны; 2 – іздестірілмеген құрылымдар; 3 – барлау кезінде оң нәтиже бермеген алаңдар; 4 – аймақтық жарықтар мен қималар; 5 – тиімсіз жерлер. Терең жарықтар: I-I – Дербент-Қызылсу; II-II – Солтүстік Апшерон; III-III – Апшерон-Балқан маңы; IV-IV – Сангачал-Огурчи; V-V – Мильск-Чикишляр; VII-VII – Эльбрус; VIII-VIII – Батыс Каспий; IX-IX – Шығыс Әзірбайжан (Яшма); X-X – Шахов-Азизбек; XI-XI – Сефидруд-Қарабұғаз, XII-XII – Огурчин-Чикишляр; XIV-XIV – Аджикабул-Марадян ; XVII-XVII – Абиx белесі.

Жекелеген ірі стратиграфиялық бөлімшелердің қалыңдығы: юра – 4-7, бор – 6-8, палеоген-миоцен – 3-5,5, плиоцен-төрттік – 3-8 км құрайды. Қиманың мезозой терригендік бөлігі

негізінен флишоидты сипатқа ие, палеоген-миоцендік болса кәдімгі геосинклин шпирдің сазды шөгіндісінде берілген, плиоцен-төрттік бөлік жыныстардың моласса композициясында қалыптасқан.

Геоқұрылымдық тұрғыдан алап сыртқы жиектік ернеу аймағынан Оңтүстік Каспий қазаншұңқырының ішкі депрессиялық аймағына бірізділікпен шоматын түрлі бағдардағы өзара қиылысатын түрлі тәртіптегі аймақтық терең жарықтар бойынша тектоникалық баспалдақтар мен жекелеген макро және микрокесектердің күрделі жүйесін құрайды (1.1-суретті қараңыз). Субмеридиандық (батыстан шығысқа қарай): Батыс Каспий (VIII-VIII). Шығыс Өзірбайжан, (Яшма) (IX-IX), Шахов-Азизбеков (X-X), Сефидруд-Қарабұғаз (XI-XI), Орталық Каспий (XII-XII), Огурчин-Чикишляр (XIII-XII). Батыс Түрікмен (XIV-XIV), Аладаг-Мессирин (XV-XV), субендікті (солтүстіктен оңтүстікке қарай) – Дербент-Қызылсу (I-I), Солтүстік Апшерон (II-II), Апшерон-Балқаналды (III-III), Сангачал-Огурчин (IV-IV), Мильс-Чикишляр (V-V), Шағын Кавказ алды (VI-VI), Эльбурсс (VII-VII), диаганалдық – Алжикабул-Мардякан (XVI-XVI), Абих белесінің ажырау тұсы (XVII-XVII).

Аталған линеаменттерден тұратын ОКа құрылымында ірі техноэлементтер ретінде төмендегілер ерекшеленеді: батыс бүйірінде – құрлық (батыстан шығысқа қарай) – Төменгі Курин депрессиясы, Алят тізбегі, Джейранкечмес депрессиясы мен Кобыстан, Апшерон түбегінің қатпарлығы; теңіз жағы – Оңтүстік Апшерон иілімі (Оңтүстік Апшерон қайраңы), Баку топаралының қатпарлы аймағы; солтүстік бүйірде – Ұлы Кавказдың мегантиклинорий шығыстық шомуының қатпарлығы – құрлық. Солтүстік Ашерон ойпаты, Солтүстік Апшерон көтерілім аймағы, Артемов-Келькор иілімі, Апшерон-Балқан маңы шоңғалының батыс және орталық бөліктері – теңіз; шығыс бүйірде – Балқан маңы көтерілім аймағы (шығыс құрлық бөлігі, Апшерон-Балқан шоңғалы), Қызылқұм иілімі, Гограньдаг-Чикишляр көтерілім аймағы – құрлық және акваторияда – Түрікмен құрылымдық терассасы; оңтүстік бүйірде Ленкоран-Горган иілімінің ойпаттары – теңізде және Эльбрус алды иілімінің құрлықтық бөлігі; алаптың орталық бөлігінде – Абих белдеуі және Сары-Чикишляр қатпарлы аймағымен қоса Оңтүстік Каспий терең су қатпарлығы (1.1-суретті қараңыз).

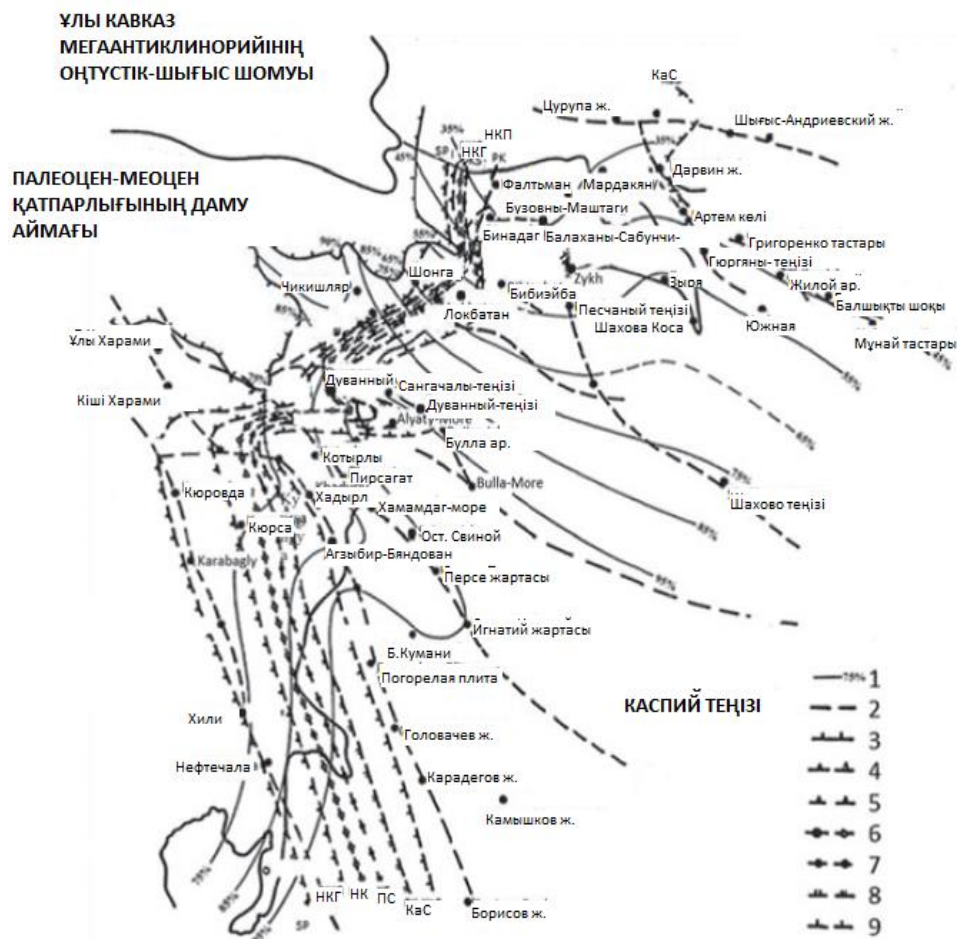
Жалпы алғанда ОКа геологиялық аясы төмендегідей сипатталады: мезозой және кайнозой құрылымдық-формациялық қабаттар тектоникалық жоспарларының сәйкес келмеуі; бағыты мен белгісі бойынша аймақтық геологиялық тұрғыдан жиі алмасатын тектоникалық қозғалыстар; мозаикалық сатылы-кесекті-тасжақпарлы құрылым; түрлі стратиграфиялық кешендердің, аралықтардың және литошөгінділердің жоғары амплитудалық аймақтық терең жарықтары және қималарымен созылған жекелеген тектондық сатылар мен кесектердің ажыру шегіндегі түйіспелер; айнымалы көшкіндік сидементация жағдайында жекелеген кайнозой аралықтарында өсірілген біртекті емес қималардың қатты литошөгінділігі және сүзгіштік-сыйымдылығы; тік бағыттағы сазды жыныстардың құмды жыныстармен дүркін-дүркін алмастырылуы арқылы көрініс табатын ӨҚ-ҚҚ (өнімді қабат-қызыл түсті қабат) ырғақтылығы; ӨҚ-ҚҚ қимасының стратиграфиялық құрамын көтерілім бағытында да, сондай-ақ жалпы қатпарлық (1.2-суретті қараңыз) шомуында да бірізділікпен сүйірленудің аймақтық жоспарындағы линза қалыптастыратын ширыққан палео- және неоктоникалық механизмдердің белсенді көрініс беруі; қатты дизъюнктивті, жарықшақты, диапирлі, жамылғы-шарьяжды тектоника, палеоген-миоцендік кешенде меланж тәріздес иірілген изоклиналды және «төңкерілген» қатпарлы формалардағы («езілген») саздың қабаттануы.

Кейбір өңірлерде шөгінді қимасының тығыздық инверсиясы қалың тығыздалмаған (кейде, тіпті квазиқоймалжың) кеуектігі жоғары ылғалды созымды (көбіне монтмориллонитты) саз байқалады. Жылдамдықтың кейбір сейсмикалық инверсиялары бейберекет сейсмикалық жағдайларда бірізді бұрыс гравитациямен, электрлік және магниттік аномалия бірге жүретін көлденең қималарда кездеседі.



Қимада түтікшелі субвертикальды геологиялық денелер 10-12 км тереңдікте, кейде одан да тереңдеу жерде кездеседі (Мамедов, 2001ж.; Иванов және Гулиев, 2002ж.). Лайлы жанартаулық пен тектоникалық жарық аймақтарының аса ауқымды дамуы; жоғары макро- және микросейсмикалық; өзгеше инверсиялық гидрогеохимиялық жағдай; коллекторларда аномальды жоғары қабаттық қысымның (АЖҚҚ), ал қиманың өткізілмейтін алуан түрлігінің кеуекшілік кеңістігінде кеуектік қысымның (АЖКҚ) кең таралуы тән лайлы жанартаулар мен тектоникалық жарықшақтану аймақтары кеңінен көрініс тапқан.

Өңірдегі өндірістік мұнайгаз қанығыуының негізгі аралығы алаптағы барланған ҚҚ-нің 95% дерлігі коллекторларымен байланысқан мықты (5 км-ге дейін және одан да көп) орташа плиоценнің терригенді сазды-құмды топтамасы (өнімді қабаты (ӨҚ) Әзірбайжанда және Солтүстік Иранда, қызыл түсті қабат (ҚҚ) Батыс Түрікменстанда) болып табылады. Барлық басқа стратиграфиялық шөгінді қабат шөгінділерінің аралықтардағы қазіргі таңда алаңдардың тым шектеулі санында жекелеген ұңғымалармен айқындалған мұнайгаздылық спорадиалдық таралуға ие әрі оның өндірістік мәні аса маңызды емес.



**1.2-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпатының батыс бүйірі. Орташа плиоцен өнімділік қабатының аймақтық литология-тектоникалық сызбасы: 1 – саздылық изожелілері,%; 2 – негізгі тектоникалық бұзылулар; сүйірлену сызығы; 3 – өнімділік қабаттары; 4 – үзіліс кен қабаттары (УК), 5 – НКГ кен қабаттары, 6 – НКП кен қабаттары; 7 – ҚҚ кен қабаттары, 8 – ӨҚ кен қабаттары; 9 – КаС кен қабаттары.

Жалпы аймақтағы ӨҚ-ҚҚ-та жиналған ҚҚ таралуы келесідей көрініс табады:



1) ерекше дислокация салдарынан шағын көлемге ие, көмірсутегінің фазалық жағдайы әр түрлі үш аймақтың болуы – газдылығы басым жоғарғы аймақ (өлшенген орташа тереңдігі – 480 м), орташа мұнайлылы (1350 м), төменгі – газконденсатты аймақ (4500 м);

2) мұнайгаздылық аймақтарын терең жарықтар арқылы бақылау және мұнайгаздылықтың өзінің даму учаскелерімен кеңістіктік тұрғыдан сәйкес келуі;

3) қатпарлықтың аймақтық шомуы және жергілікті құрылымдардың тектоникалық бұзылу деңгейінің салыстырмалы әлсіреуінің сыртқы жиек аймақтарынан мұнай және мұнайгаз шоғырларының газмұнайлық пен газконденсатты алаптың ішкі аймағының бағытында бірізділікпен ауысуы;

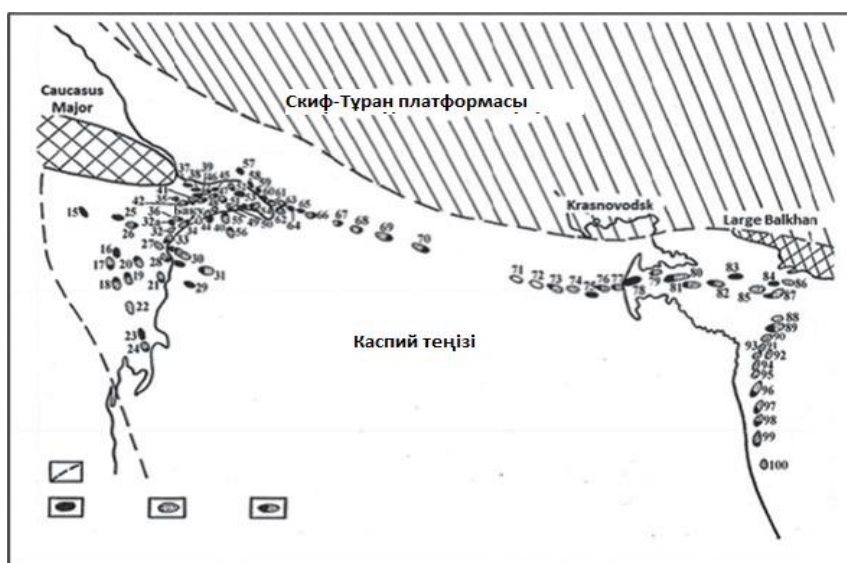
4) стратиграфиялық және гипсометриялық тереңдігі бар қиманың газбен қанықтырылуын арттыру;

5) табылған кендердің 80%-дан астамы 3,5 км дейінгі тереңдік аралығына тиесілі.

Оңтүстік Каспий ойпатының ең ірі кен орындары: құрлықта – Балахан-Сабунчи-Раман, Сурахан, Бибнайбат, Кюровлаг Челекси, Қотыртепе, Барсакелмес; теңізде – Мұнай тастары, Гюнешли, Чираг, Азери, Шахдениз, Сангачалы теңізі-Дксан теңізі – Булла көлі (1.3-сурет).

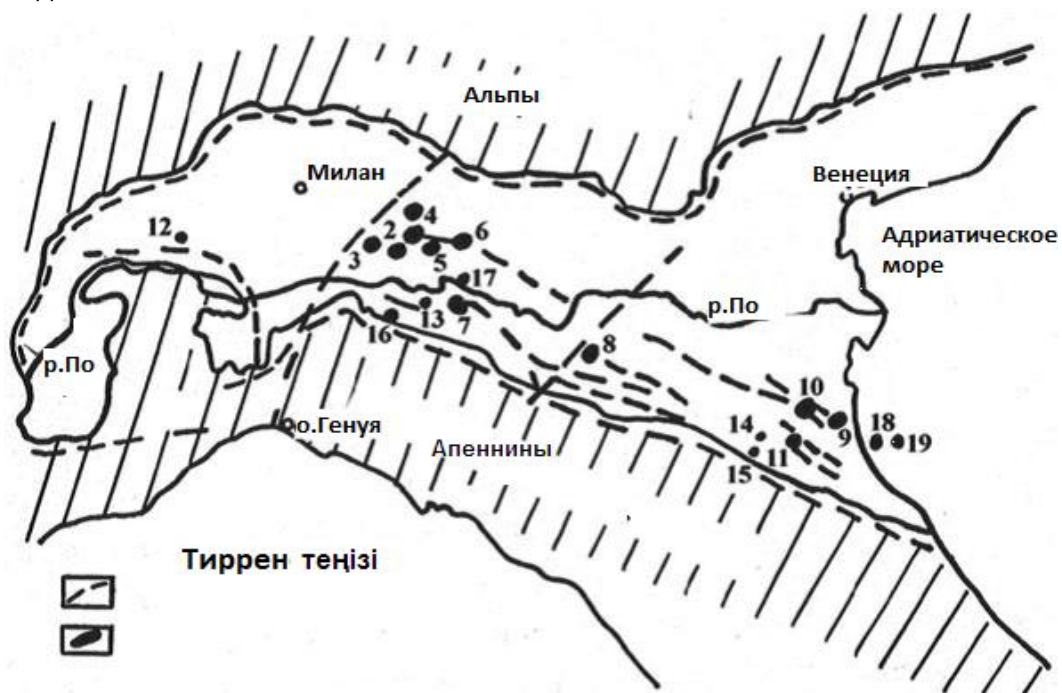
### 1.1.2. Падан ойпаты

Адриат мұнайгаз алабының шеткі батыс бөлігі болып табылады. Ойпат Альпі мен Апенниннің қатпарлы құрылымдарының арасында орналасқан және шығыста Адриат теңізіне қарай созылады (1.4-сурет). Өңір мықты пермотриасты (5000 м-ге дейін), юра (400 м-ге дейін), бор (500 м-ге дейін), палеогендік (3700 м-ге дейін), неогендік (8500 м дейін) және плейстоцендік (3000 м дейін) шөгінділерден тұрады. Шөгінділік құрылымында екі литологиялық-стратиграфиялық кешен бар: карбонатты мезозойлық және терригенді олигоцен-төрттік ерекшеленеді. Терригендік топтаманың сипаттық ерекшелігі оның коллекторлық аралықтардың линза тәріздестігін анықтайтын қатты шөгінділік жағынан біртекті болмауы мен өзгергіштігі, олардың жиі сүйірленуі және өткізілмейтін айырмашылықтармен алмастырылуы болып табылады. Өңірдің шөгінді қимасындағы саздың жалпы құрамы орташа қуаттылығы 13,5 км болғанда 65%-ға жуықтайды.



**1.3-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Мұнай мен газ кен орындары орналасуының кескіндік картасы: а – өңірлік дизъюнктивтер; ә – мұнайлы; б – газды (газконденсатты); в – газды (газконденсатты) мұнайлы кен орындары. Кен орындары: 15 – Каламадын, 16 – Мишовдаг, 17 – Кюровдаг, 18 – Карабаглы, 19 – Кюрсангя, 20 – Калмас, 21 – Пирсагат, 22 – Дуровдаг, 23 – Хиллы, 24 – Нефтечала, 25 – Адживели, 26 – Умбаки, 27 – Дксанный, 28 – Дашгиль, 29 – Гарасу, 30 – Сангачалы теңізі-Дксан теңізі-Булла көлі, 31 – Булла теңізі, 32, 32а – Шонгар, 33 – Кергез-Қызылтепе, 33 – Карадаг, 34 – Локбатан-Пула-Кушхана, 35 – Карайбат, 36 – Гюздек, 37 – Масазыр, 38 – Сианшор, 39 – Бинагады, 40 – Чахналяр, 41 – Сулетепе, 42 – Шабандаг-Шубаны-Ясамаль алқабы-Аташкя, 43 – Бибиэйбат, 44 – Ильич айлағы, 45 – Курдаханы, 46 – Кирмаку, 47 – Балахан-Сабунчи-Раман, 48 – Сурахан, 49 – Карачухур, 50 – Зых, 51 – Гоусан, 52 – Бузовны-Маштаги, 53 – Кала, 54 – Зыря, 55 – Құмды-теңіз, 56 – Бахар, 57 – Апшерон ж., 58 – Дарвин ж., 59 – Артем к., 60 – Гюргян-теңіз, 61 – Оңтүстік, 62 – Оңтүстік-2, 63 – Мекенді к., 64 – Ази Асланов атындағы, 65 – Батпақты қырат, 66 – Мұнай тастары, 67 – 28 Сәуір атындағы, 68 – Каверочкин атындағы, 69 – 26 Баку комисары атындағы, 70 – Аралық, 71 – Ливанов-батыс ж., 72 – Ливанов-орталық ж., 73 – Ливанов-шығыс ж., 74 – Баринов ж., 75 – ЛАМ ж., 76 – Жданов ж., 77 – Прилекенск күмбезі, 78 – Челекен, 79 – Шығыс Челекен, 80 – Қотыртепе, 81 – Барсакелмес, 82 – Бурун, 83 – Небитдаг, 84 – Кумдаг, 85 – Қызылқұм, 86 – Қаратепе, 87 – Куйджик, 88 – Эрдекли, 89 – Гограньдаг, 90 – Экиз-Ак, 91 – Бугдайли, 92 – Ноғай, 93 – Оңтүстік Бугдайли, 94 – Корпедже, 95 – Шығыс Камышлджа, 96 – Камышлджа, 97 – Окарем, 98 – Кеймир, 99 – Ак-Патлаух, 100 – Чикишляр; 101 – Шахдениз.

Тектоникалық тұрғыдан алғанда өңір етекей сілемнен тұратын геосинклинал түрдегі тауаралық ойпат болып табылады. Оның шегінде екі ірі құрылымдық элемент – Феррар горетонидты көтеріліммен бөлінген Апеннин маңындағы және Альпі маңындағы иілімдер ерекшеленеді.



**1.4.-сурет.** Падан ойпаты. Мұнай мен газ кен орындары орналасуының кескіндік картасы: А – өңірлік дизъюнктивтер; ә – мұнай мен газдың кен орны. Кен орындары: 1 – Серньяно; 2 – Кавиага; 3 – Корнелиано; 4 – Рипальта, 5 – Сорезина, 6 – Бордолано; 7 – Кортемаджоре, 8 – Корреджио, 9 – Равенна, 10 – Альфонсине, 11 – Катаньола, 12 – Десана, 13 – Понте-Нуре, 14 – Имола, 15 – Сантерно, 16 – Поденцано; 17 – Пьядена; 18 – Равенна-маре; 19 – Порто-Корзине-маре.

Біріншісіне толық неоген-төрттік кезең ішінде үздіксіз шөгінді жиналу тән, екіншісінде жоғары бордан төменгі миоценге дейінгі шөккен жыныстардың төсеме шөгінділері үстіңгі

қабаты шайылған плиоценнің трансгрессивті түйіндесуін туындатқан миоцендік үзілісті атап көрсетуге болады.

Өңір өзінің сатылы-кесектік құрылымын қалыптастырған дизъюнктивті тектониканың дамуымен сипатталады. Терең жарықтардың басты екі түрі анықталған – Апеннин мен Альпінің қатпарлығын меридиандық бағытта қиюшы және аталған таулы құрылымдарына параллель созылып жатқан көлденең лықсымалар (1.4-сур.қар.). Біріншілері бірқатар зерттеушілердің пікірінше (Бакиров, Варенцов, Бакиров, 1970ж.; Гортани, 1965ж.; Рокко, Джаболи, 1961ж.), іргетастың кесектік құрылымын сипаттайды, ал екіншілері тек шөгінді тысты қамтиды. Ең ірі лықсыма ұзындығы 100 км-ге жетеді, амплитудасы 4000м болады. Олар әдетте жергілікті құрылымдардың солтүстік қанаттарын күрделендіреді, соның салдарынан соңғылары тиісінше түсіп кетеді.

Жоғары амплитудалық бұзылған лықсымалар генетикалық тұрғыдан қималармен байланысты, Апеннин мен Альпінің таулы құрылымдарымен қатар созылып жатқан, өңірдің ассиметриялық антиклиналды қатпарлары жеке сызық түрінде созылған көтерілімдер аймағына топтастырылады. Оларға жақындаған сайын жергілікті құрылымдардың орналасуы мен бұзылуы айтарлықтай артады және қатысы жоқ аралықтарда жабындық формалар қалыптасуы бейтектоникалық механизмдерінің жүзеге асу белгілері байқалады (Бека, Высоцкий, 1976 ж.; Высоцкий, Оленин, Высоцкий, 1984 ж.; Гортани, 1965 ж.).

Падан ойпаты қойнауының өндірістік өнімділігі террогендік және карбонаттық кешендердің коллекторларымен байланысты. Осы орайда ашылған қиманың барлығы артықшылықты газдылықпен сипатталады. Негізгі толымды шоғырлар плиоцен түзілімдерімен анықталады, шағын газ жиналуы миоцен жасындағы құмдарда танымал (Кортемаджоре, Десана, Вигарро және т.б. кен орындары), дәл осы жерде мұнайдың шоғырларының шамалы қорлары орналасқан (Кортемаджоре, Поленцано, Валенца, Сальсомаджоре кен орындары). Соңғы жылдары әктастары мен триас доломиттерінің өндірістік қанықтырылуы анықталған, ол жердегі Малосса кен орнында газдың 50 млрд.м<sup>3</sup> айтарлықтай ірі шоғырлары табылған. Көмірсутекті жиналудың таралуындағы жалпы аймақтылық үш аймақтың – газдылықтың жоғары, мұнайлықтың ортаңғы, газконденсаттықтың төмен болуымен және табылған шоғырлардың 80%-дан астамының 2000 м. дейінгі тереңдік аралығына сәйкес келуімен сипатталады.

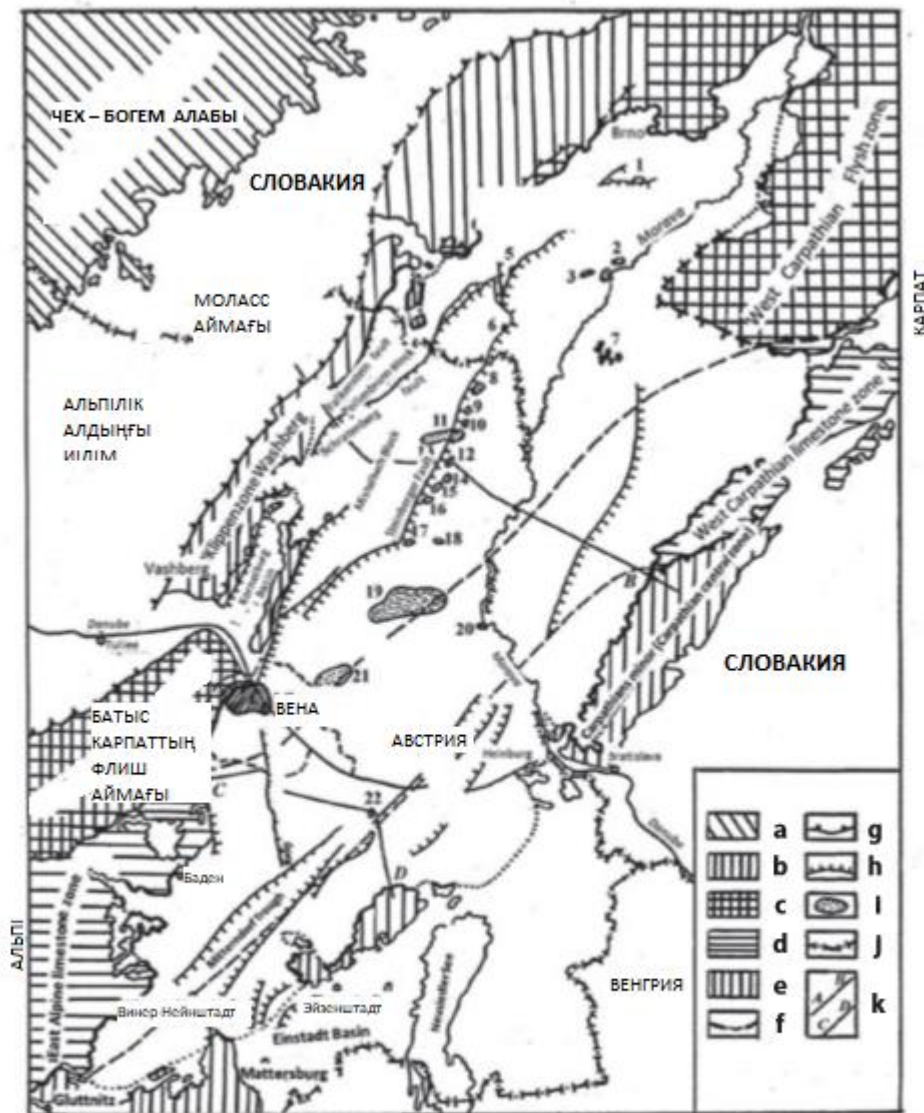
### 1.1.3. Вена ойпаты

Терең орналасқан өңірлік қималардың периметрімен шектелген ішкі қатпарлы опырық болып табылады. Солтүстіктегі және солтүстік-батыстағы шекаралары Флишті және Әктасты Альпілер болып табылады, шығыста – Кіші Карпаттар мен Гайнбург таулары, оңтүстігі мен оңтүстік-шығысында – Орталық Альпілердің солтүстік-шығыс тарамдары (Розалиен және Лайта таулары) (1.5-сур.қар.). Ойпат төменгі миоценнен (бурдигал, гельвет) плиоценнің төрттік түзілімдеріне дейінгі стратиграфиялық аралықта көбіне қуаттылығы 6 км-ге дейінгі шөгінділердің сазды қабатынан тұрады. Бұл шөгінді қабат өңірдің солтүстік-батысындағы бор-плеогендік флиштың шайылған үстіңгі қабатында жатады, оңтүстік-батысында Отпер, Луиц және Франкенфельс жабындарын түзген юра мен триас жасындағы қатты дислокацияланған карбонатты жыныстар бетінде жатады, оңтүстік-шығысында неоген астына палеозойдың метормофтық жыныстары төселген. Шөгінді қаптамасының орташа жиынтық қуаттылығы 9,5 км құрайды; қимадағы саздың құрамы – шамамен 50%.

Шөгінді өзгерістері мен неоген түзілімдерінің қуаттылығында айқын заңдылық байқалады – ең көп қуаттылық байқалған ойпаттардың орталық бөліктері сазды және мергель жыныстарынан тұрады; шеткі бөліктерде құмды және конгломератты топтамалар басым.

Өңір қимасында екі құрылымдық-литологиялық-стратиграфиялық кешен (қабат) байқалады – көбіне неогенге дейінгі топтамалардағы карбонатты және метаморфозды жыныстар кіретін төменгі әрі неогенді плиоцен мен миоцен жасындағы шөгінділермен қатталған жоғарғы қабат.

Ойпаттың негізгі линеаменттері лықсыма сипатындағы ірі өңірлік бұзылулар – Штайнберг, Леопольдсдорф, Адерклас және Лабско-Шаштинский жылжулары болып табылады, оларға қатысты ығысу амплитудасы 1000-1500 дейін, ал кейде 2000 м-ге дейін жетеді. Көлденең жарықтар (Мюльберг, Цистердорф, Дунай және т.б.) қатпарлы альпілік етектің сатылы-кесекті шомуына әкеп соғады.



**1.5-сурет.** Вена ойпаты. Мұнай мен газ кен орындары орналасуының кескіндік картасы: А – Богем сілемінің кристалл жыныстары; ө – Вашберг клиптік аймағы; б – флиштік аймақтар; в – әктас аймақтары; г – Шығыс Альпінің Альпі-Карпат орталық аймағы; ғ – ойпат шекаралары; д – бастырмалар; ж – жарықтар; з – газ және мұнай кен орындары; и – мемлекеттік шекаралар; к – кескін сызықтары. Кен орындары :1 – Ваценовицыр; 2 – Жыленин; 3 – Жижков; 4 – Лужицы, 5 – Биловице, 6 – Бжеслав, 7 – Гбелы; 8 – Мюльберг; 9 – Санкт-Ульриз; 10 – Вин-Зикль; 11 – Хаускирхен; 12 – Гестинг; 13 – Маустренк; 14 – Раг; 15 – Цистердорф, 16 – Гейзельберг, 17 – Шпанберг; 18 – Хохенруппельсдорф; 19 – Матцен; 20 – Цверидорф; 21 – Адерклаа, 22 – Энцендорф.

Өңірдің жергілікті көтерілімдері дизъюнктивті тектоникамен барынша күрделенген жоғары амплитудамен опырылған құрылымдық формалар түрінде келген. Олардың айқын көрінетін желілік бағдары өңірлік лықсымаларға қатыстылығымен анықталады.

Мұнайгаздылыққа қатысты Вена ойпаты құбылыстар контрастылығы айрықша көмірсутекті қанығудың шөгінді тыстағы бейтектоникалық белсенді жарықтармен байланысу мысалы болып табылады – өңірдегі барлық белгілі кен орындары мен кендер мұнай-газ жиынтығы аймақтары кеңістік тұрғысынан қатысты болатын ірі лықсымалармен бақыланады.

Алаптың салыстырмалы түрдегі шағын көлеміне қарамастан, оған жоғары дәрежеде мұнай-газбен қанығу тән. Айқындалған шөгінділердің 90%-дан астамы 2000 км тереңдікке дейінгі аралыққа қатысты келеді.

Өндірістік мұнайгаздылық түгелге жуық төменгі құрылымдық-шөгінді қабаттың терригендік неогеннің және палеоген-триастық шөгінділерінің қимасында анықталған. Осы орайда есте қаларлығы, жоғарғы кешеннің өндірістік өнімділігі болған жағдайда, төменгі қабаттың көмірсутегімен қанығуы міндетті болып табылады.

Мұнай және газ шөгінділерін бөлуде келесі аймақтар байқалады – төменгі аймақтық мезозой коллекторлары негізінен газ шөгінділерін (газконденсатты) құрайды, ал мұнай шөгінділері эрозиялық шоқыларда орналасқан; неогендік топтамалардағы миоцен жыныстары (орталық аймақ) көбіне мұнайлы болып келеді, плиоцен жыныстары негізінен метан газын құрайды. Жоғарғы газдық аймақ өзін түзетін жыныстардың дизъюнктивті орналасуы әсерінен шектеулі масштабтарға ие. Ең көнелері юра мен триастағы өнімді горизонттар болып табылады. Триасты шөгінділерде газды (Адерклаа, Баумгартен, Шонкирхен-Убертиф, Райердорф) және мұнайлы (Шонкирзен-Тиф, Протесс-Тиф) шөгінділер қатары белгілі. Юрадағы шағын мұнай шөгінділері Адерклаа, Бритенлее, Штрассоф-Тиф алаңдарында ашылған; борлы әктастарда газ кендері Адерклаада, Бритенлейде, Протесс-Тифте, Шонкирхен-Убетлифиде табылған. Төменгі құрылымдық-шөгінді кешенінің құрылымында да болатын эоценнің флиш кешендері Санкт-Ульрих-Хаускирхен кен орнында өнімді келеді.

Жоғарғы қабатта жиналу қорлары бойынша ең ірілері Матцен, Цверидофф, Шонкирхен, Адерклаа, Мюльберг кен орындарында табылған. Төменгі қабаттың кендері көбіне сілемдік түрде келген, жоғарғы қабаттың көп қабатты кен орындары әдеттегідей дөңес тектоникалық және литологиялық экрандалған кендерден тұрады.

#### **1.1.4.Иравади-Андаман ойпаты**

Аракан – Йома-Нага (ойпаттың солтүстік-батыс бөлігі) іргелес таулы құрылымдардан, Суматралық антиклинория шомуы – Пусат-Гайо тауы, Пематангеманар (оңтүстік бөлігі) қыратынан, Шань үстірті, Малакка түбегі жотасынан (шығыс бөлігі) территорияның сатылы-кесектік құрылымын түзетін ірі өңірлік ажыраулармен оқшауланған субмеридиандық бағытта созылған тауаралық иілім болып табылады (1.6-сурет).

Ойпаттың шөгінділік құрылымы негізінен кайнозой шөгінділерінен түзілген. Тыстың орташы қалыңдығы – 9-10 км, сазды түзілімдер үлесі – шамамен 70%.





**1.6-сурет.** Иравади-Андаман ойпаты. Мұнай мен газ кен орындары орналасуының кескіндік картасы: А – өңірлік дизъюнктивтер; ә – мұнай кен орындары; б – газ кен орындары. Кен орындары: 1 – Индоу; 2 – Сейб, 3 – Енангъят, 4 – Мани, 5 – Ланива; 6 – Чаук, 7 – Енангьяунг, 8 – Минбу, 9 – Паланнон, 10 – Етхайя, 11 – Енайма, 12 – Пьянайя, 13 – Проме, 14 – Таунгь-ягве, 15 – Мьянаунг, 16 – Хензада, 17 – Пайягон, 18 – Пасех, 19 – Иди, 20 – Джуло-Раджеу, 21 – Перлак, 22 – Джедонгдонг; 23 – Рантау, 24-30 – Серанг-Джаджа, Тенанг, Телага-Саид, Дамар, Пулау-Панджанг, Пангкалан-Сусу.

Өңірдің солтүстігінде – Иравади бөлігінде – палиоцент топтамаларының қалыңдығы 1200 м-ді құрайды, қиманың айтарлықтай бөлігі көбіне конгломерат қабатшалары бар терригенді жыныстардан тұратын эоцен шөгінділері болып келеді (ең көп жиынтық қалыңдық 8000 м-ге дейін). Қалыңдығы 3000 м-ге дейінгі олигоцен топтамасы құмдауықтардың, саздың, мергедей мен әктастың күрделі кезектесуінен түзілген. Ең жоғарғысы – қиманың неогенді бөлігі (6000 м-ге дейінгі қалыңдықпен) континенталдық сипаттағы (оның ішінде дельталық та) жыныстар – борпылдақ құмдауықтар, конгломераттар, жұмыртастардан тұрады. Өңірдің оңтүстік бөлігінде (Солтүстік Суматра ойпаты) қима көбіне теңіз тектес жыныстардан түзілген. Иравади-Андаман ойпаты қимасының өзіндік ерекшелігі – коллекторлардың линза тәріздес сипатын анықтайтын шөгінділік жағынан біртекті болмауы. Өңірлік жоспарда ойпаттың анағұрлым шомған аймақтарындағы қиманың саздық өсуі байқалады.

Тектоникалық тұрғыдан алғанда өңір ассиметриялық болып табылады, оның анағұрлым шомған біліктік бөлігі батысқа альпілік қатпарлыққа қарай жылжыған. Осыған байланысты батыс бөлігі құлама геосинклиналды бүйірі бар тым қатты білінетін иілім сипатына ие. Ойпаттың үлкенірек шығыс бөлігі кең күрделі құрылған еңіс қатпарла Шань сілемесіне қараған бөктер болып табылады; мұндағы шөгінді қабатының қуаттылығы айтарлықтай қысқарады.

Көлденең көтерілімдер мен Пегу-Йома антиклинорийі ойпаттың солтүстік бөлігін Солтүстік, Чиндвин, Минбу, Дельталық және Ситтанг атты иілімдерге бөледі.

Бұрғылау мен физикалық жұмыстардың нәтижесінде өңірдің аймағында желілікке топталатын және оларды ойпаттың жалпы ұзындығына қатарлас бағдарланған өңірлік жарықтарға бөлетін жоғары амплитудалық антиклиналды қатпарлар аймағы табылды. Жергілікті көтерілімдер әдеттегідей батысында еңіс және шығысында құлама қанаттары бар ассиметриялық пішінге ие. Жекелеген қатпарлардың кесектік құрылымын түзетін көлденең лықсыма бұзылулардың кеңінен дамуы тән. Ойпаттың солтүстік бөлігінде әдетте антиклиналдардың жиынтық бөліктеріндегі ірі жарықтардың желісі бойынша орналасатын көптеген көтерілімдер лайлы жанартаулармен күрделенген. Сонымен қатар бұл жерде бейтектоникалық үдерістердің қарқынды көрінісі, бұған қоса генетикалық тұрғыдан олигоцен саздары топтамасының икемділігімен түйісетін диапирлік қатпарлық байқалады.

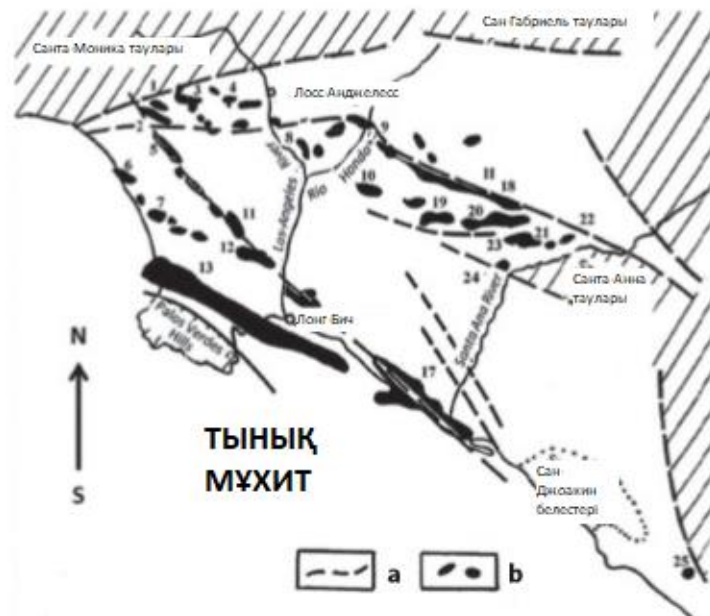
Иравади аймағындағы мұнайгаздылық ортаңғы эоценнен төменгі миоценге дейінгі стратиграфиялық диапазонға тура келеді; ойпаттың Суматра бөлігінде плиоцен құмдауықтары

мен миоценнің риф тектес әктастары өнімді болып табылады. Табиғи резервуарлар (рифтіктерді қоспағанда) қабаттық сипатқа ие және қалыңдығы 3-15 м құмдауық қабатшалардан түзілген. Өнімді нысандардың жалпы саны 35-50-ге дейін барады. Табылған кендердің абсолютті көпшілігі 2000 м-ге дейінгі тереңдік аралығына қатысты.

Өңірдегі көмірсутекті қанығудың өзіне тән ерекшеліктері – мұнайгаз топталуының жергілікті құрылымдардың қарқынды бұзылған учаскелерімен байланысы; неғұрлым тереңдеген сайын, мұнайдың соғұрлым газбен қанығуы; қиманың басым мұнайгаздылығы, дизъюнктивті дислокациясы мен лайлы жанартаулығы салдарынан жоғарғы газды қабаттың жоқтың қасы болуы. Өңірдің ең ірі кен орындары Чаук-Ланина, Енангьяунг Иравади ауданында, Рантау, Арун ойпаттың Суматра бөлігінде орналасқан.

### **1.1.5. Лос-Анджелес ойпаты**

Периметрі бойынша таулы құрылымдармен – солтүстікте және солтүстік-шығыста Санта-Моника және Сан-Габриель таулары, шығыста Санта-Анна таулары, оңтүстік-батыста Палос-Вердес-Хилс қырларымен қоршалған кәдімгі тауаралық ойпат болып табылады. Аталған таулардың етегімен өтетеін терең шөгінділердің ірі өңірлік қималарының жүйелері оның тектоникалық шекарасы болып табылады; солтүстікте – Санта-Моника және Сан-Габриель, шығыста – Эльсинор-Чино жарық аймағы, оңтүстікте – Кристинитос жарығы, батыста – Палос-Вердес (1.7-сурет). Ойпаттың геологиялық құрылымында юра іргетасында жатқан стратиграфиялық аралықтың жынысы – жоғары бор-плейстоцен бар. Өңірдің іргетаспен көтерілген батыс бөлігінде бор мен палеогеннің шөгінділері жоқ, ал кристалл негізінде миоцен кешенінің жыныстары жатыр. Шөгінді құрамының орташа қалыңдығы 6 км-ді құрайды, қиманың саздылығы – 46%. Жоғарғы бор түзілімдері негізінен ең көп жиынтық қалыңдығы 27000 км болатын аркоз құмтас пен негіздік конгломераттардан тұрады, палеогон формациясы ариллит, ала түсті саз, құмдауықтан, ал қиманың жоғарғы бөлігінде жиынтық қалыңдығы 46000 км болатын когламераттан тұрады, миоцен кешені 3500 м-ге дейінгі қалыңдықпен құм мен саз кезектескен қызыл түсті қабаттардан жиналған, қалыңдығы 2100 м-ге дейінгі плиоцен шөгінділері қабаттарға жіктелген құм, алевроит сазы, алевроиттер, сазды жыныстардың топтамаларынан түзілген; антропогендік аралықта әдеттегідей құм мен жұмыртастар басым келіп, ірі мұнайдаланған материалдан 800 м-ге дейінгі қалыңдықта түзілген. Литошөгінділер бөлінуінің негізгі кеңістіктік заңдылығы сазды шөгінді кешенінің ойпаттың орталық бөлігі бағытында өсуі болып табылады.



**1.7-сурет.** Лос-Анджелес ойпаты. Мұнай мен газ кен орындары орналасуының кескіндік картасы. А – өңірлік дизъюнктивтер; ә – мұнай және газ кен орындары. Кен орындары: 1 – Биверли-Хилс, 2 – Шевнот-Хилс, 3 – Солт-лейк, 4 – Лос-Анджелес, 5 – Ингливуд, 6 – Плайядель-Рей, 7 – Эль-Сегундо; 8 – Боудини, 9 – Монтебелло, 10 – Санта-Фе-Спрингс, 11 – Розекраинц, 12 – Доменгес, 13 – Торранс, 14 – Уилмингтон, 15 – Лонг-Бич, 16 – Сил-Бич, 17 – Хантингтон-Бич, 18 – Бреа-Олинда, 19 – Вест-Койот, 20 – Ист-Койот, 21 – Йорба-Линда, 22 – Кремер, 23 – Ричфилд, 24 – Олайв, 25 – Сан-Клементе.

Тектоникалық тұрғыдан алғанда ойпат өлкелік терең жарықтардың бойымен бағдарланып, оның орталық аймағына біртіндеп шоматын жекелеген кесектер мен сатылардың күрделі қосындысы болып келеді. Негізгі линеаменттер Ньюпорт-Ингливуд, Уиттьер, Норуолк жылжулары болып табылады. Ауданның жергілікті көтерілімдері әдеттегідей аталған жылжулардың жолағында топталған, желімен тартылған, анағұрлым кіші реттердің бұзылуымен айтарлықтай орындарын ауыстырған. Қатпарлардың үш түрі өзгешеленеді – кристалл етек аса терең жатпаған аудандарда (ойпаттың батыс бөлігі – Торранс-Уилмингтон аймағы) іргетас шоқысының жабыңқы құрылымы мәнге ие: іргетас шомуының учаскелерінде тангенциалдық күштердің әсерінен туындаған көтерілімдер тән; Ньюпорт – Ингливуд жылжулар жүйесінің жолағында іргетас кесектерінің тік қозғалуы әсерінен туындаған тік иілім қатпарлары дамыған. Өңір ойпаттың тікелей шығыс шекарасына таман өтетін Сан-Андреас терең жарығының ортасындағы жылжумен байланысты айтарлықтай бейтектоникалық белсенділікпен сипатталады.

Өндірістік мұнайлылық миоцен (Пуэнте, Тонанга қабаттары) және плиоцен (Пико, Репето қабаттары) шөгінділеріне тура келеді. Мұнайдың шағын жиналуы Уилмингтон, Плайн-Дельрей кен орындарындағы іргетаста, газдың жиналуы Йорба-Линда кен орнында табылған. Табылған шөгінділердің 90%-дан астамы 2000 м-ге дейінгі терең аралыққа оңтайластырылған. Көмірсутекті қанығудың өңірдегі өзіне тән сипаты оның техникалық бұзылулармен бақылануы болып табылады, шөгінді тысының ең көп орналсқан аймағында барынша көп қорлар шоғырланған. Барлық кен орындары көп қабатты, өнімді нысандар саны (ең бастысы, қабаттық, дөңестік және тектоникалық экрандалған шөгінділер) 10-15 дейін барады. Басты кен орындары Уилмингтон, Санта-Феспрингс, Хантингтон-Бич, Вест-Кайог. Жалпы алғанда Лос-Анджелес ойпаты – шөгінді құрамы көлемінің бірлігіне шаққанда мұнай қоры бойынша



әлемдегі ең бай өңірлердің бірі. Жергілікті құрылымдардың қарқынды орналасуы салдарынан олардың қимасында газдылық орта жоқ.

### 1.1.6. Маракаиб ойпаты

Солтүстігінде алап Ока ендік терең жарығыменен шектелген, батысында Сьерра-де-Периха тау желісі бойымен өтетін өңірлік жарықтармен, шығыста және оңтүстік-шығыста Анды-де-Мерида, Сьера-де-Мерида және Фалькон-Лара таулы құрылымдардың ірі лықсымаларымен шектелген (1.8-сурет).

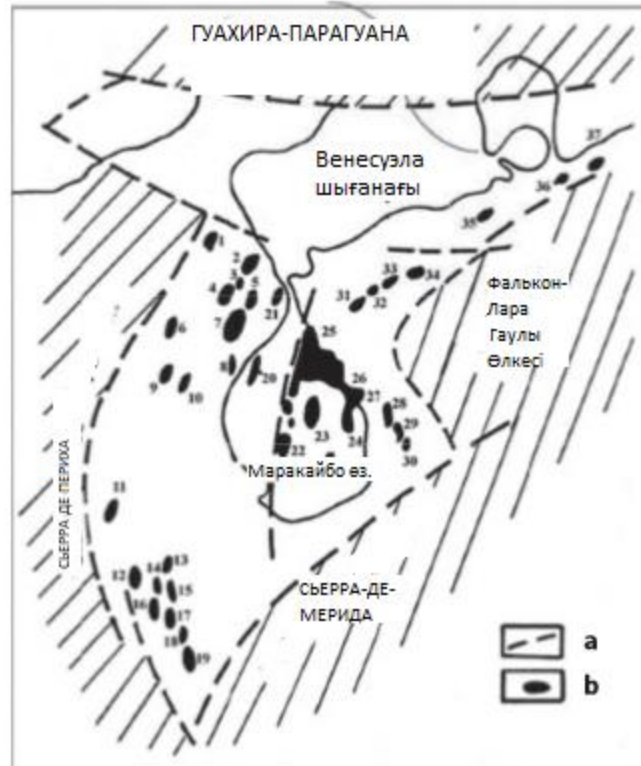
Өңір докембрий-палеозой іргетасында жатқан мезокайназойлық шөгінділердің мықты қабатынан түзілген. Шөгінді тысының орташа қалыңдығы – 10,5 км, қиманың саздылығы – 55%. Литошөгінді белгілері бойынша қиманың екі бөлігі нақты айқындалған – олигоцен-неогеннің терригенді құрылымдарынан тұратын жоғарғы бөлігі (қалыңдығы 5000 м-ден астам) және миоцен мен бордың терригенді-карбонатты жыныстары жиналған төменгісі (қалыңдығы 2000 м-ден астам). Көптеген стратиграфиялық кешендер, атап айтқанда миоцен, олигоцен, эоцен және палсоцен кереғар бөлінген. Шөгінді тысының негізінде іргетас жыныстарының сынықтарын құрайтын және бор жасындағы жоғары жатқан әктастармен кереғар түйісетін ірі түйіршікті (юра боры) жыныстардың өнімді қабаты (1000 м-ге дейін) кірігеді. Литошөгінділер таралуының жалпы заңдылығы қима саздылығының өңірлік қатпарлық шому бағытында өсуі болып табылады.

Тектоникалық тұрғыдан алғанда ойпат білік аймағы өңірдің оңтүстік-шығыс бөлігіне қарай ығысқан ассиметриялық құрылым болып келеді. Шығыс және орталық бөлігін тұрақталған кесек болып табылатын Маракаиб платформасы алып жатыр; онымен ірі брахиантиклин түріндегі және күмбез тәрізді көтерілімдер түйіскен. Өңір айтарлықтай деңгейде қатар құрылымдармен бағдарлас дизъюнктивті тектоникамен күрделенген және Анд инверсиясына байланысты бейтектоникалық үдерістердің қатты әсеріне ұшыраған.

Өңірлік жарықтардың бойымен тартылған жергілікті көтерілімдер антиклиналды аймақты (белдеуді) құрайтын бастапқы бойлық жылжудан ажыраған көптеген лықсымалар, бастырмалар және ығысулармен аса қарқынды бұзылған антиклиналды қатпарлардан құрылған. Ең ірі бұзылулардың тігінен ауысуы 1000 м-ге дейін жетіп, кейде асып та кетеді, ал көлденең жарықтар 200 м-ге дейін барады.

Негізгі бұзылулардың амплитудасы шөгінді қимасының барлық аралықтарында және де кристалды негіздердің шөгінділеріндегі жекелеген алаңдарда (Ла-Пас, Татумо, Мара кен орындары) орналасқан. Ойпаттың батыс бөлігіндегі Апон, Капачо (төменгі бор), Ла-Луна қабаттарының жарықшақты әктастары, Мито-Хуан қабатының құмдауықтары (жоғарғы бор) өнімді болып табылады, палеоцен – 2000 м табылған шөгінділердің 65% осында жатыр. Ойпат аясында мұнай жиынтығының бірнеше өңірлік аймағы өзгешеленеді – қор көлемі 4,3 млрд.т бірегей Боливар аймағы Мене-де-Маура-Лас-Пальмас аймағы, Мара-Сан-Хосе аймағы, көтерілімдердің оңтүстік аймағы (Мұнайгазды батыс аумақ).

Боливар аймағының олигоцен-миоцен және эоцен шөгінділері көбінде тектоникалық және литологиялық жағынан экрандалған, эоценнің төбесінде олигоцен шөгінділерінің кереғар жатуымен байланысты стратиграфиялық шөгінділер де кездеседі; жоғарғы миоцендік-плиоцендік шөгінділер көтерілімі бойынша бірқатар орындарда асфальтпен және кирмен жабылған моноклинал көтерілулеріне сүйірленген құмды байламдармен тура келеді. Шығыс бүйірдің оңтүстік бөлігінде эоцендегі көмірсутегінің жиналу түрі борлы әктастардағы қабатты дөңес, ал миоцен құмдауықтарында литологиялық экрандалған шөгінділер болып табылады. Батыс бүйірінде шөгінділердің тектоникалық экрандалған, стратиграфиялық қабатты дөңес түрлері дамыған. Өңірге айрықша мұнайгаздылық тән, ол жергілікті құрылымдардың айтарлықтай орналасуына байланысты.



**1.8-сурет.** Маракаиб ойпаты. Мұнай мен газ кен орындары орналасуының кескіндік картасы: а – өңірлік дизъюнктивтер, ә – мұнай мен газ кен орындары. Кен орындары: 1 – Амана, 2 – Мара, 3 – Нетик, 4 – Ла-Цас, 5 – Консепсьон, 6 – Татумо, 7 – Боскан, 8 – Лос-Кларос, 9 – Макао, 10 – Сан-хосе, 11 – Риоде-оро, 12 – Тибу, 13 – Лос-Мануалес, 14 – Батыс Тарра, 15 – Тарра, 16 – Сардината, 17 – Петролеа, 18 – Карбонера, 19 – Рио-Сулиа, 20 – Урданетта, 21 – Сибукара, 22 – Ламар, 23 – Сентро, 24 – Сеута, 25 – Боливар, 26 – Лагунильянс, 27 – Бочакерро, 28 – Мене-Гранде, 29 – Мотатан, 30 – Баруя, 31 – Мене-де-мароа, 32 – Медико, 33 – Пинтадо, 34 – Лас-Пальмас, 35 – Тигуахе, 36 – Эль-Мамон, 37 – Кумаребо.

Кейінгі жылдары 45000 км-ден астам тереңдіктегі газ бен конденсат шөгінділерінің ашылуына байланысты оның қимасында газконденсатты аймақтың болуы мүмкін деп пайымдауға болады. Негізгі кен орындары – Боливар, Лама, Ла-Пас, Мара, Ламар, Боскан, Урланетта, Ла-Консепсьен, Мене-Гранде.

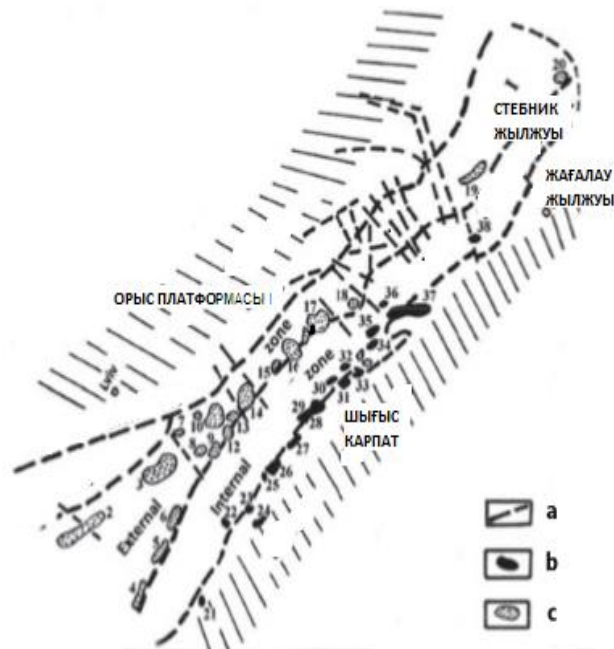
## 1.2. Тау алды иілімдер

### 1.2.1. Карпат алды иілімі

Орыс платформасының Волыно-Подольск атырабы мен Карпаттың қатпарлы құрылымы арасында орналасқан. Оның тектоникалық шекарасы: солтүстік пен солтүстік-шығыста ірі өңірлік Рана-Орыс жарығы, оңтүстік-шығысында Буковинск көлденең көтерілімінің солтүстік бөктерін бойлаған лықымалар жолағы, оңтүстік пен оңтүстік-батысында Шығыс Карпаттың Жағалулық бастырмасы (1.9-сурет).

Иілім аясында қиманың тектоникалық белгілерінің, стратиграфиялық және литошөгінді ерекшеліктерінің тұтастығы бойынша геологиялық даму тарихында екі тектоникалық аймақ

ерекшеленеді. Ішкі, геосинклиналды қатпарлы бүйірді құратын және сыртқы – платформалық аймақ. Аймақтар қатпарлы бүйір платформалық бүйірдің үстіне қарай 20 км. дейін ығысып жылжыған өңірлік Стебник бастырмасымен бөлінген.



**1.9-сурет.** Карпат алды иілімі. Мұнай мен газ кен орындары орналасуының кескіндік картасы: а – өңірлік дизъюнктивтер, ә – мұнай кен орындары, б – газ кен орындары. Кен орындары: 1 – Кохановское, 2 – Свидницкое, 3 – Рудковское, 4 – Ходановичское, 5 – Садковичское, 6 – Пынянское, 7 – Малогоражанское, 8 – Медыничское, 9 – Опары, 10 – Солтүстік-Бильче-Волицское, 11 – Бильче-Волицское, 12 – Кавское, 13 – Угерское, 14 – Дашавское, 15 – Болоховское, 16 – Кадобнянское, 17 – Грыноское, 18 – Богородчанское, 19 – Косовское, 20 – Красноильское, 21 – Стрельбичское, 22 – Нагуевичское, 23 – Борислав, 24 – Сходницкое, 25 – Иваниковское, 26 – Оров-Уличанское, 27 – Стынявское, 28 – Долинско Рыпнянское, 29 – Солтүстік-Долинское, 30 – Струтынское, 31 – Спасское, 32 – Ольховское, 33 – Рыпнянское, 34 – Росильнянское, 35 – Космачское, 36 – Гвиздецкое, 37 – Битковское.

Ішкі аймақтың құрылымында бор, палсоген және миоцен (сарматқа дейінгі) жасындағы жиынтық қалыңдығы 12 км болатын малассалар шөгіндісі бар. Жоғарғы бор топтамасы (стрый) полезой негізінде жатып, құмдауық, алевролит, аргиллит, мергель және әктастың бірқалыпты флишті кезектесуінен құрылған, қалыңдығы 1000 м-ге дейін барады. Олигоценді кешен – менилитті топтама 2000 м-ге дейінгі қалыңдыққа ие және тақтатас, аргиллит мен құмдауықтардың қабаттасуынан тұрады. Өзінің төменгі бөлігінде миоцен актитан ярусның (воротыщенск топтамасы) өнімді (800-1000 м-ге дейінгі) эвапорит қабатынан, бурдигалдың ала түсі (2500 м-ге дейін) және сұр түсті гелвет құм-сазды жыныстарынан (3200 м-ге дейін) түзілген. Сыртқы аймақтың қимасы орта юраның ала түсті терригенді жыныстарынан (500 м-ге дейін) басталады. Жоғарғы юра көбіне қалыңдығы 1500 м-ге дейінгі кедертас түзілімдерінен тұрады. Борлы жүйенің тек жоғары бөлігі қатысқан, ол 800 м қалыңдыққа ие және терригендікке қарағанда карбонатты жыныстардың басымдығымен сипатталады. Борлы шөгінділердің шайылған үстіңгі қабаты туф қабаттары, аргиллиттер және әктас сазымен бірге төменгі артон мергельдерімен жабылған (250 м-ге дейін); тұзды тирасс қабатын қамтитын

жоғарғы тортон шөгінділерімен (200 м-ге дейін) және косов қабатының құм-сазды кезектесуімен (1200 м. дейін); тотон кешеніндегі жырындымен бірге жатқан, алевроит пен құмдауық қабаттары бар төменгі сармат әктасты сазымен – дашан қабатымен (3500 м-ге дейін) жабылған.

Иілімнің тектоникалық құрылымы күрт ассиметриялы – геосинкиналды бүйір тар және құлама, платформалық бүйір жазық және кең. Біліктік бөлігі Карпат таулы құрылымына қарай айтарлықтай ығысқан. Өңірдің сатылы-кесекті құрылымын анықтайтын бойлық және көлденең дизъюнктивті орналасулардың ғана кеңінен таралуы тән.

Иілімнің ішкі аймағында екі тектоникалық шағын аймақ ерекшеленеді – Бориславско-Покутская және Самборская. Біріншісі айқын жоғарғы амплитудалық құрылымдары бар, көбіне солтүстік-шығыс бағытта бір-біріне төңкерілген және жылжытылған, бастырмалармен қиылған және көлденең бұзылымдармен бөлінген жарықты бойлап, сызықпен тартылған күрделі антиклинорий түзеді. Осының арқасында антикиналды аймақтардың брахиантиклин бөліктері көлденең бағытта ығысқан түрлі кесектерде жатыр. Шеткі оңтүстік-батыс кесектер (ішкі және брсилав кесектері) ығысу амплитудалары шамамен 1500-2000 м және одан да көп болатын бастырмалармен бөлінген кертпештер түрінде орналасқан.

Самбор шағын аймағы бір-біріне және иілімнің ішкі аймағына ығысқан сызықпен бағдарланған құрылымның бірнеше қатары бар синклиний болып табылады. Ішкі аймақтың өзіндік ерекшеліктері – бейтектоникалық белсенділік, жергілікті құрылымдық формалардың қарқынды бұзылымдары, бүркемелі-шарьяжды тектониканың кеңінен таралуы және көлденең ығысудың айтарлықтай амплитудалары, бұл қиманың түрлі стратиграфиялық аралықтарындағы тектоникалық жоспарлардың жекелеген кесек-сатыларда күрт сәйкес келмеуіне әкеледі.

Сыртқы аймақтың құрылымы барынша қарапайым – мұндағы жергілікті құрылымдар тектоникалық сәйкессіздіктің барынша әлсіз дамуымен сипатталатын жазық болып келеді; түрлі жастағы кешендердің құрылымдық жоспарлары сәйкестікке жақын, қатпарлықтың жалпы тектоникалық жоспары қабаттардың оңтүстік-батыс бағытта моноклиналды құлдылауымен сипатталады.

Ішкі аймақтағы өндірістік мұнайгаздылық негізінен олигоцен мен неогеннің біртекті емес кеңістікте бабына келмеген линза тәріздес коллекторларымен байланысты болып келеді. Бірінші аймақтың кен орны әдеттегідей көп қабатты; шөгінділердің негізгі түрі қабатты, тектоникалық тұрғыдан экрандалған болады. Ең ірі кен орындары – Бориславское, Долинское, Битковское. Екіншісінде – Рудки, Ходновичское, Дашавское, Угерское.

Иілімнің ішкі бөлігіндегі көмірсутекті шоғырлардың таралуы жоғарғы газды және төменгі мұнайгазды аймақтың тектоникалық бұзылуы салдарынан күрт редуциялануымен және 90%-дан астам кенердердің 2000 м-ге дейінгі тереңдік аралығына тура келуімен сипатталады.

### **1.2.2. Индоло-Кубан иілімі**

РФ оңтүстігінің альпілік қатпарлық алып құрылымы болып табылады: периметрі бойынша солтүстігінде Новотитаревско-Солтүстік Керч, шығысында Ейско-Березанский белдеуінің элементі және іргетас Адыгей шоқысының батыс бөктерінен өтетін флексура болып табылатын Усть-Ланинский құрылымдық тосқауылымен, оңтүстігінде иілімді Кавказдық және Қырым таулы құрылымдарынан бөлетін Ахтырско-Парпачский жіктік аймағымен, батысында Батыс Керч ажырауымен – терең түзілімнің өңірлік жарықтарымен шектелген (1.10-сурет).



**1.10-сурет.** Индоло-Кубан иілімі. Мұнай мен газ кен орындарының және болашағы зор алаңдар орналасуының кескіндік картасы: а – өңірлік жарықтар: I-I – Батыс Керч ен, II-II – Марфов, III-III – Шығыс-Қырым, IV-IV – Джигин, V-V – Қырым, VI-VI – Геленджк, VII-VII – Афип, VIII-VIII – Цицен, IX-IX – Курджип, X-X – Новотитаревск-Солтүстік-Керчен, XI-XI – Анастасиев, XII-XII – Ахтыр –Парпач, б – перспективті алаңдар; в – мұнай мен газ кен орындары. Кен орындары мен алаңдар: 1 – Тамбовская, 2 – Владиславовское, 3 – Фронтное, 4 – Харченковская, 5 – Андреевская, 6 – Королевская, 7 – Слюсаревская, 8 – Белокаменское, 9 – Мысовое, 10 – Каралаская, 11 – Мало-Бабчинское, 12 – Борзовское, 13 – Чистопольская, 14 – Андреевская, 15 – Глазовское, 16 – Приозерное, 17 – Мошкаревское, 18 – Куйбышевское, 19 – Селезневское, 20 – Алагаевская, 21 – Краснопольская, 22 – Опукая, 23 – Пограничная, 24 – Короньковская, 25 – Вышестеблинское, 26 – Стрельчанское, 27 – Курчанское, 28 – Батыс-Анастасиевское, 29 – Анастасиевско-Троицкое, 30 – Усть-Чекупское, 31 – Варениковское, 32 – Батыс-Адагумское, 33 – Адагумское, 34 – Кудако-Киевское, 35 – Куколовское, 36 – В.Медовское, 37 – Солтүстік-Қырым, 38 – Қырым, 39 – Абино-Украинское, 40 – Украинское, 41 – Левкинское, 42 – Ахтырско-Бугундырское, 43 – Қара теңіздік, 44 – Зыбза-Глубокий Яр, 45 – Афипское, 46 – Жоғарғы-Афипское, 47 – Шығыс-Солтүстік, 48 – Азовское, 49 – Ново-Дмитриевское, 50 – Калужское, 51 – Колинское, 52 – Ставропольское, 53 – Абхазская, 54 – Сергеевская, 55 – Генеральская.

Аумақтың геологиялық құрылымына көбіне донорлық негізде жатқан юрадан антропогенге дейінгі стратиграфиялық диапазонның терригендік жыныстары қатысады. Шөгінді құрамының орташа қалыңдығы – 11 км, қиманың саздылығы 53%-ды құрайды. Өңірдің басты бөлігіндегі мезозой кешені үлкен тереңдіктерде жатыр және аз зерттелген. Иілімнің шеткері бөліктерінен алынған мәліметтерге қарағанда (оңтүстік-шығыс тұйықталу аймағы, Керчен-Таман ауданы) жекелеген ұңғымаларда ашылған юра аралықтары оксфорд-киммеридж ярустарының эктастарынан түзілген. Юра шөгінділерінің ең көп жиынтық қуаттылығы (Таяу Кавказ мегантиклинорий шомуының солтүстік-батыс жапсарлас аудандарының аналогиясы бойынша) шамамен 3000-6000 м-ді құрайды деп пайымдалады. Ең көп жиынтық қуаттылығы 4000 м-ге дейінгі төменгі бор кешені көбіне тығыз құмдауықтар мен алевролиттердің сазды шөгіндісінен құрылған. Жоғарғы бордың шөгінділері әдеттегідей қалыңдығы 1500 м-ге дейінгі карбонатты жыныстардан тұрады. Құрамында Цице, Горячий ключ, Ильская қабаты бар палеоцен топтамасы негізінен ең көп жиынтық қалыңдығы 1600 м болатын саз, мергель, құмдауықтар мен алевролиттердің кезектесуімен сипатталатын флиш тәрізді құрылымдардан тұрады. Эоцен кешені (кума қабатын қоспағанда – жоғарғы эоцен) 700 м-ге дейінгі қалыңдықта сазды литошөгіндіден (зыбинская, кутаисская, калужская, халженская және белоглинская қабаттары) құралған: кума қабаты екі түрлі жыныстан – битуминозды саз мергельдер және өңірдегі бастылардың бірі болып табылатын терриген флиштен тұрады; қабаттың қалыңдығы

400 м-ден аспайды. Олигоцен-төменгі миоцен аралығы (майкоп қабаты) және қиманың жоғарыда жатқан барлық диапазоны коллекторлар-құмдауықтар мен алевролиттердің кеңістікте бабына келмеген және салыстырмалы түрде шағын қашықтықтарды сазбен алмастырылған жекелеген байламдардың болуы арқылы көбіне саздылық сипатына ие; шөгінділердің жиынтық қалыңдығы шамамен 6500 м болады. Өңірдің орталық бөлігіндегі мықты табиғи резервуарды түзетін мезотика ярусның шөгінділеріне жоғары құмдылық тән.

Индоло-Кубан иіліміндегі кайназой литошөгіндісі таралуының басты заңдылықтары коллекторлардың линза тәріздес сипаты мен өңірдің белдеу бөлігіне қарай анағұрлым шомып жатқан аймақтардың бағытындағы қима саздылығының артуы болып табылады.

Тектоникалық тұрғыдан алғанда иілім жалпы жоспары бойлық және көлденең терең жарықтардың қатынасымен анықталатын, оның шөгінді тысындағы сатылы-кесекті және іргетасы бойынша тасжақпарлы сипатын анықтайтын күрделі қалыптасқан құрылым болып табылады. Иілім аясында шығыстан батысқа қарай келесі көлденең өңірдің сатылы пішінін айқындайтын (антикавказдық): Курджипский, Цицинский, Афипский, ГеленджиҚҚкий, Шығыс-Қырым, Джигинский, Марфовский және Батыс Керчо рналасулар (жарықтар) өзгешеленеді. Алғашқы бес жарық олар құрған сатылардың субмеридионды (үстемеленген) Керчен-Таманиіліміне шығыстан, соңғы екеуінің батыстан біртіндеп шомуын қамтамасыз етеді. Иілімнің бойлық қимасында солтүстіктен оңтүстікке қарай жалпы кавказдық созылымның үш ірі дислокациясы жатыр – Новотитаревский-Солтүстік Керч жарығы, Анастасиевская және Ахтырско-Парпачская жіктік аймақтары. Жарықтың екі түрінің де амплитудалары 1000м әрі одан астам болады.

Индоло-Кубан иілімінің құрылымы күрт ассиметриялы: оның Скиф платформасына жапсарлас ішкі солтүстік бүйірі үштік кешеннің моноклиналды жатысымен кең әрі жазық; ішкі геосинклиналды (оңтүстік) қарқынды қатпарлықпен және жарық бұзылыстармен күрделенген тар әрі құлама болып келеді.

Оңтүстік бүйірде екі құрылымдық қабат бар: мезозой және төменгі палеоген шөгінділерін қамтитын астыңғы жағы көбіне төңкерілген, тар қатпарлар бар жүйемен дислокацияланған қабат және орташадан басталатын жоғарғы майкопта көбіне моноклиналды орналасқан қабат.

Бүйірдің шекарасында әдеттегідей бірнеше жарықтарға тура келетін субендік (шығыс-батыс) бағытта бағдарланған антиклиналды аймақтар өзгешеленеді – Калуга (Солтүстік), Азов, Левин, Қырым-Солтүстік, Вареников, Анастасиев, Керчен-Таман аймақтары. Олардың әрқайсысы құрамындағы жергілікті көтерілімдердің өзіне тән ерекшеліктерімен сипатталады.

Моноклиналды плиоцен-төрттік шөгінділердің астында көмілген Калуга аймағының қатпарлары жоғарғы эоцен бойынша қатты берілген 100 м-ге дейінгі амплитудалармен бойлық және көлденең жылжулармен күрделенген біршама жазық брахиантиклиналдар болып табылады; Азов және Левкин аймақтарының құрылымы жоғарғы майкопта жоқтың қасы, кәдуілгі бастырмаларды, ассиметриялық, ішінара шайылған, жоғары амплитудалық, қатты бұзылған (кесектік құрылымның) антиклиналдары жекелеген жағдайларда мұнайысқан қабаттары бар; Қырым-Солтүстік аймағының көтерілімдері диапирлі және криптодиапирлі кейіпте, антропогендік кешенге дейін морфологиялық тұрғыдан қатты берілген; Вареников аймағының қатпарлары – біршама әлсіз орналасқан брахиантиклиналдар; Анастасиев аймағының құрылымы оның шығыс бөлігінде жазық, батыс және одан кейінгі Керчен-Таман аймағында айқын диапирлі, күрделенген, лайлы жанартаулықпен бұзылған әрі оның қарқынды дизъюнктивті тектоникасы бар.

Әсіресе батыс жағында өңір диапирлік қабаттардың белсенді өсуімен, терең жарықтардың заманауи сейсмикалық белсенділігімен, лайлы жанартаулылықпен және т.б. берілген неотектогенездің көрініс табуымен сипатталады.

Өндірістік мұнайгаздылық жоғарғы бордан (Керчен-Таман аймағы) орташа плиоценнің киммерий қабатына дейінгі стратиграфиялық аймақты қамтиды. Мұнай жиналуы басым

таралған. Кен орныдарының қималарындағы өнімді нысандардың саны 10 және одан көпке жетеді. Негізгі зерттелгендер – жоғарғы эоцен горизонтында және миоцен аралығында. 2000 м-ге дейінгі тереңдік диапазонында 70%-ға жуық белгілі шөгінділер орналасқан. Иілімде бір аттас құрылымға сәйкес келетін мұнайгаз жиналу аймақтарының (аудандарының) тұтқыштар мен шөгінділер түрлерінің басымдығымен сипатталатын қатары өзгешеленеді.

Калуга аймағына қабаттық содалық шөгінділер тән; Азов аймағында қиманың төменгі аралықтары стратиграфиялық тектоникалық экрандалған және қабаттық содалық шөгінділерді, жоғарғысы литологиялық экрандалған шөгінділерді құрайды; Анастасиев аймағында шөгінділер диапирлі ендірмелермен байланысты; Керчен-Таман ауданында көмірсутектердің жиналуы сонымен қатар диапир түріндегі құрылымдарға тура келеді, жоғарғы бордың карбонаттық коллекторларында морфологиясы бойынша ауқымдыларға жуықтайды.

Өңірдегі мұнайгаз жиналуының өзіне тән ерекшелігі кен орындарының негізгі терең және оларды қанаттандыратын жарықтармен кеңістіктегі байланысы болып табылады. Ең ірі кен орындары – Зыба-Глубокий Яр, Анастасиевско-Троицкое, Солтүстік-Батыс Афипиское, Ново-Дмитриевское. Ахтырско-Бугундырское, Абино-Раинское. Жалпы алғанда өңірге фазалық жағдайы бойынша көмірсутек таралуының үш аймағы тән. Олар – жоғарғы газдылық, ортаңғы мұнайлылық және төменгі газконденсаттық аймақтар.

### 1.2.3. Терск-Каспий иілімі

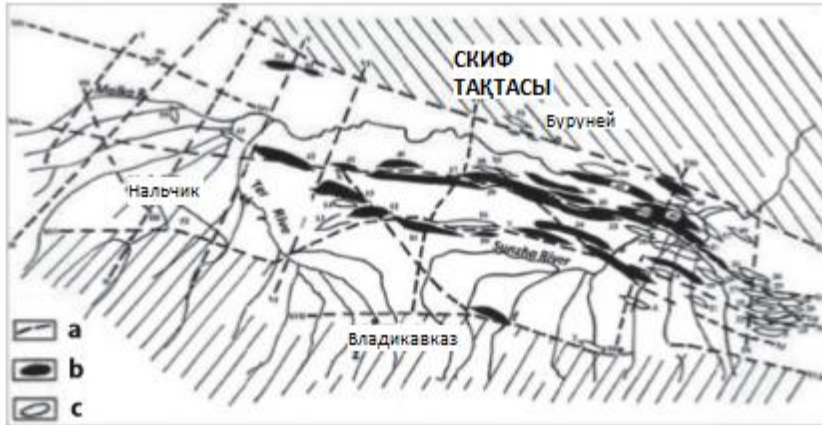
Алап солтүстігінде эпигерцин Скиф платформасынан Терск-Каспий өлкелік жарығымен, шығысында тау алды Дағыстанның антиклинорийі белдеу аймағының дизъюнктивтерімен, оңтүстігінде иілімді Ұлы Казказдың таулы құрылымдарынан ажырататын Черногор жарықтары және флексураларының жүйесімен, батысында Минералды сулар іргетасының шоқысымен бөлектенген (1.11-сурет).

Шөгінді тысының құрылымында палеозой негізінде жатқан пермотриастан заманауиға дейін стратиграфиялық диапазонның жыныстары қатысады. Шөгінді құрамының орташа қалыңдығы – 12 км, саздылығы – 45%. Литошөгінді белгілері бойынша қимада бірнеше литологиялық-стратифиграфиялық төменгі ортатаулық терригенді кешен (ең көп жиынтық қалыңдығы – шамамен 2000 м), жоғарғы юраның карбонатты қабаты – валанжин (2000 м жуық), төменгі борлы (800-1100 м), карбонатты жоғарғы бор-эоценді (350-650 м) және көбіне терригенді жоғарғы эоцен-төрттік (5000 м-ден астам), терригендік кешендер ұнтақталған коллекторлық байламалардың саз, карбонатты-жарықшақты әктастар, мергельдердің және т.б. кезектесуімен орындалған.

Анағұрлым көп сазды аралықтар төменгі орта юралық, альпілік, майкоптық, плиоцендік болып табылады.

Иілімнің тектоникалық құрылымы ассиметриялық – солтүстік платформамен жапсарлас, ішкі бүйір жазық және кең, қабаттардың моноклиналды жатуымен сипатталады; ішкі оңтүстік геосинклиналды тар және құлама, күрделенген дизъюнктивті тектоникамен және қарқынды қатпарлылықпен белгіленеді. Бойлықтардың жүйесі жалпы кавказдық бағдарда (Терск-Каспий, Орташа-Терск, Аргудан-Сунжен, Черногорлық), көлденеңінен (Черкасск, Малкин, Баққан, Чегем, Ардон, Казбек, Аргун) және диагоналынан (Нальчик, Датыхск-Ахлов, Беной-Эльдаров, Гудермесско-Моздокс, Самурс) жарықтармен өңірді жалпы бағыттарда солтүстіктен оңтүстікке қарай және батыстан шығысқа қарай шоматын жекелеген тектоникалық кесектер мен сатыларға бөледі. Бойлық орналасудың амплитудалары 2000 м-ге, көлденеңінен 1000 м-ге, диагоналынан 1500 м-ге дейін болады.





**1.11-сурет.** Терск-Каспий иілімі. Мұнай мен газ кен орындарының және болашағы зор құрылымдар орналасуының кескіндік картасы: а – өңірлік жарықтар: I-I – Баксан , II-II – Чегем , III-III – Нальчик , IV-IV – Черек , V-V – Урух , VI-VI – Ардон, VII-VIII – Хинвальс –Казбек, VIII-VIII – Аргун, IX-IX – Ақсай, X-X – Датых-Ахлов, XI-XI – Беней-Эльдаров , XII-XII – Гудермесск-Моздок, XIII-XIII – Өлкелік (Терск алды), XIV-XIV – Черкесск, XV-XV – Орталық (Терск ), XVI-XVI – Аргудан-Сунжен, XVII-XVII – Черногорск; ә – мұнай кен орындары; б – болашағы зор құрылымдар. Кен орындары мен алаңдар: 1 – Датых , 2 – Сюрет , 3 – Предгорненск , 4 – Беной, 5 – Солтүстік Беной, 6 – Октябрь, 7 – Андреев, 8 – Ескі-Грозный, 9 – Солтүстік-Октябрь, 10 – Серноводск, 11 – Карабулак-Ачалук, 12 – Заманкул, 13 – Карджин-Змейск, 14 – Солтүстік-Заманкул, 15 – Харбижин, 16 – Солтүстік Серновод, 17 – Оңтүстік Ястребинск, 18 – Аргун, 19 – Ханкаль, 20 – Белореченск, 21 – Шығыс Октябрь , 22 – Саясановск, 23 – Зандаг, 24 – Граничная, 25 – Ножай-Юртовская, 26 – Гилянск, 27 – Маскетиноск, 28 – Новолак, 29 – Шығыс-Гудермес, 30 – Көшкелді, 31 – Батыс Гудермес, 32 – Брагун, 33 – Горячеисточненская, 34 – Хаян-Кортов, 35 – Минеральная, 36 – Солтүстік Минеральная, 37 – Эльдаровская, 38 – Солтүстік Эльдаров, 39 – Малгобек-Горская, 40 – Солтүстік Малгобек, 41 – Ахлов, 42 – Арак-Далатеря, 43 – Ново-Иванов, 44 – Прохладненская, 45 – Правобережная (солтүстік және оңтүстік), 46 – Солтүстік Брагун, 47 – Солтүстік Червелен, 48 – Оңтүстік Червелен, 49 – Комсомол , 50 – Салкушинская, 51 – Алпатов, 52 – Аргудан, 53 – Курск, 54 – Совет, 55 –Черек-Бакан, 56 – Марьинск, 57 – Лесная.

Меридиандық қимадағы иілімнің басты тектоникалық элементтері (солтүстіктен оңтүстікке қарай) Терск арты антиклиналды аймағы, Терск арты иілімі, Терск маңы антиклиналды аймағы, Терск маңы синклиналды аймағы, Терск антиклинорийі болып табылады. Алханчурт-Петропавл синклиналды аймағы, Сунжен антиклинорийі, Беслан-Сунжен ойпаты, Черногор моноклиналы: өңірдің шығыс бөлігінде Дағыстан шоқысы (сына) мен Тау алды Дағыстан антиклинорийі өзгешеленеді.

Құрылымдық-тектоникалық ерекшеліктері бойынша қима екі негізгі жоспарда сәйкес келмейтін қабатпен ерекшеленеді: құрылымдары біршама ірі жоғары күрделі соғылған, кесек тәрізді, 2500 м-ге дейінгі айтарлықтай ығысуы бар қима төмен қарай бойлайтын жарықтармен (бастырмалармен және ығыстырмалармен) қусырылатын конус тәрізді брахиантиклиналды формалары бар төменгі мезозой (Сунжен антиклинорийі); жоғарғы эоценнен кейінгі эрозияға ұшыраған, төменге қарай қарқынды бұзылған бәсеңдейтін, көбіне төңкерілген, бойында қатпарлық құрылуының бүркемелі-шарьяжды механизмдерінің жүзеге асуы байқалатын бастармалармен және ығыстырмалармен (2000 м-гі дейінгі амплитудаларымен) тар (сығымдалған) крипто және диапирлік қатпарлардың дамуымен сипатталатын қабатпен ерекшеленеді. Өңір күндізгі қабаттың заманауи жылжулары, тау қазбалары жыныстарының тым шиеленіскен жағдайы, тіркелген жер сілкіністерінің айтарлықтай магнитудасы,



эпицентрлерінің сейсмобелсенді терең жарықтардың қиылысу учаскелеріне тура келуі түрінде көрініс табатын белсенді неотектонизм белдеуіне жатады.

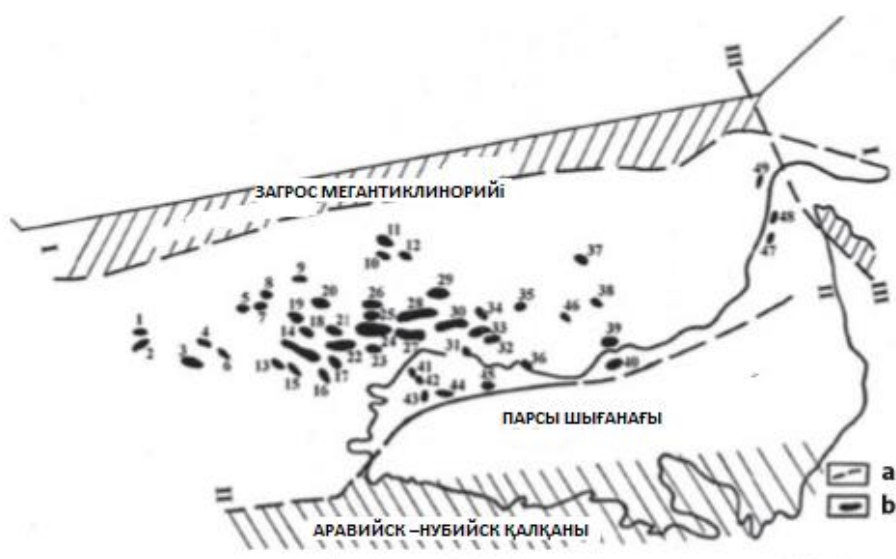
Өндірістік мұнайгаздылық домиоценнің (сармат) төменгі борынан (валанжин) кең стратиграфиялық диапазонда анықталған. Негізгі қорлар жоғарғы бордың және миоценнің шөгінділерінде шоғырланған. Мұнай және газ кен орындары көбінде бір атаулы антиклинорийлерге сәйкес келетін Терск, Сунжен және Тау алды Дағыстан мұнайгаз жиналу аймақтарына оңтайластырылған. Мезозой аралығының жарықшақты әктастарындағы басыңқы таралулар неоген-қабаттық дөңес және тектоникалық экрандалған ұнтақталған коллекторлардағы сілем түріндегі кендерге тән болып келеді. Жекелеген алаңдарда миоцендегі өнімді нысандардың саны 24-ке жетеді. Иілім мұнайгаздылығының өзіндік ерекшелігі өндірістік қанығудың дизъюнктивті тектоникамен айқын байланысы болып табылады, көмірсутектердің барынша көп шоғырлануы өңірлік жарықтардың бойындағы қарқынды орналасқан жергілікті құрылымдарға оңтайландырылған; мезозей кешеніндегі кендердің болу міндеттілігі олардың неоген топтамсында болуымен шартталған.

Өңірдің басты кен орындары – Малгобек-Вознесенское, Карабулак-Ачалук, Ескі-Грозный, Октябрьское, Брапунское.

Көмірсутек таралуының жалпы белдеулілігі айқындалған қорлардың 80%-дан астамының 3000 м-ге дейінгі тереңдік аралығына қатыстыларында; тым қысқартылған жоғарғы газдылық аймағы болуы мен мұнайлылық ортаның басым болуында. Төменгі және газконденсатты аймақ тереңдігіне бола (7 км-ден астам) әлі күнге дейін ашылмаған, дегенмен геологиялық алғышарттардың барлық кешені оның шүбәсіз бар болуына меңзейді (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1976 ж.; Станулис, Хлуднев, 1987 ж.).

#### 1.2.4. Загрос алды иілімі

Ауқымды субмеридионалды бағдарланған месопатамиялық өңірлік иілімінің шығыс бөлігі болып табылады. Оның солтүстік және шығыс шекаралары Загрос мегаантиклинорийінің Басты бастырманың сызығы бойынша, оңтүстігінде Хаджар қатпарлы құрылысының өңірлің дизъюнктивті аймағының бойымен өтеді, иілім батысында Парсы шығанағы акваторийінің орталық бөлігі арқылы өтетін Ефрат-Рамадай және Ефрат-Парсы терең жарықтарының жіктік лықсыма-фрагменттерінің тізбегімен шектескен (1.12-сурет).



**1.12-сурет.** Загрос алды иілімі. Мұнай мен газ кен орындары орналасуының кескіндік картасы: а – өңірлік жарықтар: I-I – Загросың басты бастырмасы, II-II – Ефрат-Рамадайский, III-III – Оманский; ә –

мұнай мен газ кен орындары. Кен орындары: 1 – Серкан, 2 – Меллекух, 3 – Дехлуран, 4 – Данан, 5 – Кабуд, 6 – Чашме Хуш, 7 – Лали, 8 – Мееджид-и-Сулейман, 9 – Паре-Сай, 10 – Шуром, 11 – Кухэ-Ридж, 12 – Дудроу, 13 – Сусенгерд, 14 – Ахваз, 15 – Аб-Теймур, 16 – Мансури, 17 – Шадеган, 18 – Муллесани, 19 – Нафт-Сефид, 20 – Хафт-Кел, 21 – Купал, 22 – Марун, 23 – Рашмир, 24 – Ага-Джари, 25 – Карандж, 26 – Париз(фарс), 27 – Раги-Сефид, 28 – Пазенун, 29 – Гачсаран, 30 – Биби-Хакиме, 31 – Бинак, 32 – Гульхари, 33 – Килур Керим, 34 – Сулабедар, 35 – Бушган, 36 – Кухи-Манд, 37 – Сарвестан, 38 – Агар, 39 – Кенган, 40 – Кенган-С, 41 – Хендиджан, 42 – Бахрегансан, 43 – Ноуруз, 44 – Дариус, 45 – Харк, 46 – Кухэ-Сефид, 47 – Зуру, 48 – Геверзин, 49 – Салах.

Шөгінді қима жиынтық қуаттылығы 8-12 км болатын палеозой, мезозой және кайнозой жыныстарынан құралған. Орташа саздылығы 24%-ды құрайды. Кембрий және дивон аралықтары эвапорит және терриген қатпарларымен, силурий-сазды тақтатас, карбон-орта миоцендік-көбінде карбонат жыныстары, жоғарғы миоцен-төрттік-терриген моласс құрылымдарымен төселген.

Мезоканазой қимасында эвапорит шөгінділерінен (тасты тұз, гипс, ангидриттардан) түзілген қуаттылығы тұрғысынан екі маңызды кешен өзгешеленеді: қуаттылығы 900 м-ге дейінгі жоғарғы юралық Хит (титон) қабаты және ең көп қуаттылығы 4500 м-ге дейінгі орташа миоцендік төменгі Фарс қабаты. Қиманың өзіндік ерекшелігі шөгінді жиналуында, атап айтқанда, апт ярусында ғана көрінген жоғарғы юра мен төменгі бор арасында; жоғарғы бор мен палеоцен арасында (дат ярусы толығымен жоқ); эоцен мен олигоценнің арасындағы; жоғарғы миоцен мен плиоценнің арасындағы көптеген үзілістердің болуы болып табылады.

Тағы бір өзіндік ерекшелігі – карбонат коллекторлар жарықшақтануының қарқынды бұзылған жергілікті көтерілімдердің сілтемелік аймақтарынан жойылған сайын жалпы қатпарлықтың өңірлік шомуының бағытында күрт бәсеңдеуі. Иілім құрылымы ассиметриялық сипатта: ішкі шығыс жағы анағұрлым орналасқан геосинкиналды бүйір тар және құламалы, сыртқы батыс жағы платформалық, жазық әрі кең.

Біліктік аймақ шөгінді тысының мықты қуаттылығы белгіленген Загрос тау құрылымына қарай ығысқан. Қимада екі басты құрылымдық қабат ерешеленеді: төменгі – асмариілікке дейінгі (олигоцен-төменгі миоцен) қоса алғанда стратиграфиялық кешендер құрамында көбіне карбонатты шөгінділерден құралған және жоғарғы миоцен – заманауи (Парсы формациясы, Бахтиари топтамасы және т.б.) терригенді шөгінділерден тұрады.

Бойлық және көлденең өңірлік қималар-лықымалар жүйесі өңірдік сатылы-кесектік құрылымын анықтайды. Жекелеген кесектердің түсу амплитудасы 2500 м-ге дейін барады.

Иілімнің тектоникалық құрылымының өзіндік ерекшеліктері жоғарғы құрылымдық формалардың төменгі және циондық қабаттардың құрылымдық жоспарларына; жоғарғы терригендік кешен қатпарлығының бүркемелі-шарьяжды сипатының; қатпарлы бүйірден ішкі платформалыққа жойылған сайын айттарлықтай бәсеңдейтін жергілікті құрылымдық формалардың лықсымалары орналасуының қарқынды сәйкессіздігі болып табылады.

Өңір бедер элементтерінің заманауи қарқынды өсуімен, терең жарықтардың сейсмологиялық белсенділігімен, оларға магнитудты жер сілкіністері эпицентрлерінің тура келуімен және т.б. көрініс табатын айтарлықтай бейтектоникалық белсенділікпен сипатталады. Геосинкиналды бүйірдің жергілікті көтерілімдері ені 10 км дейін болғанда 85 км-ге дейін созылған, құлама оңтүстік-батыс және жазық солтүстік-шығыс қанаттары бар бұзылған ірі лықсымалар – брахиантиклиналийлермен берілген. Қатпарлар Загрос қатпарлы құрылысымен қатар созылған жеке антиклиналды белдеулерге (аймақтарға) топталған. Көптеген құрылымдардың амплитудасы төрттік және заманауи шөгінділерге шоматын иілімнің орталық бөлігіне таман кішірейе отырып, 3000 м-ге дейін жетеді. Осы бағытта қатпарлардың сипаты да өзгереді: жоғары биіктіктегі сызықты бүйір маңындағы батысқа қараған көтерілімдер жазықтық брахиантиклинарийліктермен, ал кейде күмбез тәріздестер көтерілімдермен алмасады.

Өңірдің басты мұнайгаздылық кешені жоғарғы олигоцен-Асмари формациясының төменгі миоцендік әктастары, сондай-ақ асмарилік коллекторлармен бір резервуарды құрайтын жергілікті көтерілімдер аясында Бангестан топтамасы-жоғарғы бордың карбонат шөгінділері өнімді болып табылады. Кен орындарының бірқатарында Хами топтамасының және Араб жоғарғы юра карбонаттық қабатындағы төменгі борлы әктастарының өндірістік мұнайгаздылығы анықталған. Кендердің басым түрі дөңес сілемдік болып табылады.

Барланған қорларының шамасы бойынша Загрос алды әлемдегі ең бай иілім болып табылады, ал оның жекелеген кен орындары алыптар және бірегейлер санатына жатады. Олардың ішіндегі ең ірілері – Ахваз, Марун, Ага-Джари, Гачсаран, Биби-Хакиме. Анықталған кендердің басым көпшілігі 2,5 км-ге дейінгі тереңдік аралығына оңтайластырылған. Өңірде мұнайгаздылықтың жоғарғы және төмен газконденсатты аймақтарының болуы анықталған.

Альпілік геосинклиналды өңірлерді жалпы геосұйықтық динамикасы тұрғысынан бағалай отырып, нақтылайтынымыз:

Альпілік геосинклиналды өңірлер заманауи құрылымдық жоспарда шөгінділік құрылымдардың мықты жиналуымен бірге жүретін (28-30 км дейін) жер қыртысының қарқынды жапырылу аумақтары болып табылады; тектоникалық тұрғыдан олар төмендегідей сипатталады:

- терең жарықтардың кеңінен дамуы;
- жекелеген кесектер мен иілімдердің орталық бөлігіне бірізділікпен түсірілген сатылы-кесектік құрылымы;
- оларды оқшаулайтын түрлі стратиграфиялық құрамдық бөліктер мен қиманың литологиялық түрлілері бойынша түйісуі;
- толық және толымсыз кешендер құрылымдық жоспарының жиі сәйкес келмеуі;
- айтарлықтай бейтектоникалық белсенділік;
- жекелеген өңірлер аясында жергілікті көтерілімдер әдетте созылған антиклиналды белдеулерге топтастырылады (кеңістікте терең жарықтар дамуының учаскелеріне сәйкес келетін аймақтар). Әдеттегідей олар қарқынды орналасқан, көбіне диапиризм мен лайлы жанартаулық көріністерімен күрделендірілген болып келеді;
- барлық шөгінді қималары тік бағытта сазды алуан түрліктің өткізгіштермен дүркін-дүркін алмасуы арқылы көрініс беретін литошөгінділік ырғақтылыққа бейім. Жекелеген стратиграфиялық құрамдық бөліктерді өңірлік өрлер мен қатпарлық шому бағытында сүйірлендіру әдеттегі нәрсе болып табылады;
- шөгінді қиманың мұнайгаздылығы өңірлік тұрғыдан терең жарықтармен бақыланады және оның алаң бойынша кеңістікте таралуы аталған даму аймақтарына сәйкес келеді. Мұнай мен газдың өндірістік кендері генетикалық тұрғыдан тұтқыштардың жарықтарымен түйісетін бұзылған дизъюнктивті учаскілерде орналасқан.

Барлық сипатталған альпілік геосинклиналды өңірлердің геологиялық құрылымы мен мұнайгаздылығының өлшемдері туралы мәліметтер жалпыланған түрде 1-кестеде келтірілген.

**1.1-кесте. Альпілік қатпарлы белдеулер: мұнайгаздылықтың басты геологиялық ерекшеліктері мен өлшемдері.**

Тектоникалық мегаэлемент	Өңір	Алаң, мың кв <sup>2</sup>	Шөгінді түзілімінің орташа қалыңдығы, км	Шөгінді түзілімінің көлемі, мың км <sup>2</sup>	Қима шөгіндісіндегі саздың құрамы, жаппай қалыңдығы, %	Мұнайгаз кешендері	Кеннің басыңқы түрі	Мұнай мен газдың табылған кен орындары	Терең шөгіп жатқан өнімді нысандардың диапазоны, м	ҚҚ бастапқы барлау-геологиялық қорлары, млн. т	ҚҚ қорларының тығыздығы, мың т/км <sup>2</sup>	Өңірдің шөгінділік түзілім өлшем бірлігіндегі ҚҚ қорлары, мың т/км <sup>2</sup>
Тауаралық ойпаттар	Оңтүстік Каспий	160,0	18,0	2880,0	85,0	J; K; P; N	ҚД, ТЭ	113	100-6500	15284,3	95,5	5,3
	Падан	40,0	13,5	540,0	65,0	T; K <sub>2</sub> ; P; N;	Төменгі қабатта ҚД, ЛЭ, М	55	400-6000	355,0	8,9	0,7
	Вена	14,0	9,5	133,0	49,0	T; J; P; N	Төменгі қабатта ПС, ЛЭ, К	53	500-6000	467,0	33,0	3,5
	Инвадий- Андаман	290,0	9,0	2610,0	70,0	P; N	ҚД, ЛЭ, ТЭ	51	100-3200	448,0	1,5	0,2
	Лос-Анджелес	4,15	6,0	24,9	46,0	J; K; N	ҚД ТЭ	71	690-3100	1240,0	298,8	49,8
	Маракаиб	84,0	10,5	882,0	55,0	K; P; N	ҚД, ЛЭ, ТЭ	76	100-4500	12080,0	143,8	13,7
Тау алды өңірлері	Карпат алды	13,5	12,0	162,0	38,0	P; N	ҚД, ТЭ	59	100-4000	-	-	-
	Индо-Кубан	66,0	11,0	528,0	53,0	P; N	ҚД, ТЭ, ЛЭ	56	450-5000	758,5	11,5	1,4
	Терск-Каспий	32,0	12,0	320,0	45,0	J; K; N	ДҚ	41	200-5800	1275,5	35,9	4,0
	Загрос алды	190,0	11,0	2850,0	24,0	J; K <sub>2</sub> P; N	ДҚ	35	600-3550	39710,0	209,0	13,9

Ескерту. ҚД – қабатты дөңес, ТЭ – тектоникалық экрандалған, ЛЭ – литогтялық экрандалған, К – көлемді, ДҚ – дөңестік қыртыстық.

## 2 Альпілік жылжымалы белдеулер алаптарының гидрогеохимиялық алқабы

Жекелеген альпілік алаптардың гидрогеохимиялық зерделену нақтылығының деңгейі мүлдем бірдей емес, ол тұтас гидрогеологиялық ғылымның деңгейін және түрлі елде осындай зерттеулерге мұнай геологиясы мәселесінің кешенінде қандай мән берілетіндігін көрсетеді. Бұрынғы ҚСРО территориясындағы жер асты сулары (Оңтүстік Каспий ойпаты, Карпат алды, Индоло-Кубан, Терск-Каспий иілімдері), Вена ойпаты (Австрия), Лос-Анджелес ойпаты (АҚШ) толығырақ зерттелген; Маракаиб ойпаты (Венесуэла) және Падан ойпаты (Италия) салыстырмалы түрде шектеулі көлемдегі зерделенген; Иравади-Андаман ойпаты (Бирма) мен Загрос алды иіліміне (Иран) қатысты ақпарат айтарлықтай шектеулі.

Бұл тарау аталмыш кітаптың «Пайдаланылған әдебиеттер тізімі» бөлімінде аталған көптеген жарияланымдарға негізделген.

### 2.1. Тауаралық ойпаттар

#### 2.1.1. Оңтүстік Каспий ойпаты

*2.1.1.1. Жер асты суларының кеңістікте таралу гидрогеохимиялық сипаттары және заңдылықтары*

Ойпаттың шөгінділік қимасында литошөгінділік, гидродинамикалық және гидрохимиялық көрсеткіштер бойынша орта юра-валанжин, готерив-дата, палелоген-миоцен, орташа-жоғарғы плиоцен сутегеурін кешендері ерекшеленеді.

Мезозой кешендерінен келетін жер асты су құйылымдары Каспий маңы ауданының және Ұлы Кавказ (Кеш, Бегимдаг-Тагчай, Гядысу, Яшма, Батыс Агбурун, Советабад, Гейтапа, Кабандаг, Куркачидаг, Насосная және басқа үст.) мегантиклинорийінің оңтүстік-шығыс шому аймағына және Ұлы Балқан, Кубадага және Копетдага тау құрылыстарына жапсарлас Аладаг-Мессериан (Зирик, Суйджи үст.) және Урунджук-Боядаг (Урунджук, Тузлучай, Боядаг, Сыртланли үст.) бірқатар көтерілімдердің қатпарлы аймақтарына тура келетін Солтүстік Қобыстанның жекелеген құрылымдарынан алынған (2.1-кесте).

Орта юра-валанжин кешенінің сулары натрийлі түрде келген (Кеш, Бегимдаг-Тегчай, Гядысу үст.). Олардың минералдылығы 18,2-ден 42,2 мг-экв<sup>2</sup> дейін (5,2-12,1 г/л); хлор құрамы 5,5-14,6 мг-экв диапазоны аралығында құбылады; сульфат-иондар құрамы 1,7 мг-экв дейін; жалпы сілтілік 11,8 мг-экв дейін барады; кальций мен магний қатысу шектері – 0,1-0,4 мг-экв; натрий мен калий құрамы – 8,7-20,7 мг-экв. Бастапқы сілтілік коэффициенті –12,4-тен 58,4%-экв дейін.

Готерив-даниялық кешеннің сулары аралықтың төменгі бөлігінде гидрокарбонатты-натрийлі түрде берілген, ал үстіңгі бөлігінде алаңдардың бірқатарында сульфатты натрий, хлорлы магний және хлорлы кальций түрліліктерінің қатысуы анықталған. Минералдандыру 20,8-ден 52,4 мт-экв дейінгі шектікке ие (6,0-15,0 г/л), осы орайда оның ең аз мөндері сілтілік суларда аталады, хлордың құрамы 9,2-24,8 мт-экв; сульфаттың саны 2,1 мг-экв аспайды; кальций мен магнийдың құрамы сәйкесінше 0,1-2,3 және 0,1-1,3 мг-экв; жалпы сілтілік 0,4-тен 4,5 мт-экв дейін, натрий мен калий 10-23,4 мг-экв мөлшерінде бар. А бастапқы сілтілік

коэффициенттері 0-ден (кермек сулар) 31,4%-экв дейін,  $S_2$ -екінші тұздылық коэффициенттері 0-ден (сілтілі сулар) 6,3%-экв дейін, а-екінші сілтілік коэффициенттері 1,4-тен 9%-экв дейін құбылады.

Мезозой қимасының жекелеген стратиграфиялық аралықтарындағы жер асты суларының сипаттамалары 2.2-кестеде берілген (Ахундов, Мехтиев, Рачинский, 1976 ж; Дурмишян, Мурадян, Рачинский, 1973 ж.).

Қима бойынша мезозой аралығындағы барлық сулардың химиялануын біртұтас қарастыру (2.1 және 2.2-кестелер) келесі қорытындыларды жасауға мүмкіндік береді (Ахундов, Мехтиев, Рачинский, 1976 ж.; Дурмишян, Мурадян, Рачинский, 1973 ж.):

- бастапқы тұздылық мәнінің тұрақты өсуі аясында жекелеген көтерілімдердің қимасы бойынша төменнен жоғары және тұтасымен бүкіл өңірдің жер асты суларының бастапқы сілтілік коэффициенттері орта юрада және валанжинде 12,4-58,4%-экв бастап, сеноман мен сантонда 0,5-0,7%-экв дейін күрт төмендейді. Аталған өзгерістермен қатар біршама алаңдарда су түрінің ауысуы орын алады – қиманың төменгі аралықтарындағы сілтілік су оның жоғарғы жақтарында кермек сумен алмасады ( $S_2$  6,3%-экв дейін);

- сулардың дәл сол бағыттағы жалпы минералдануы, үстіңгі қабат суларының жергілікті өтуімен анықталатын жағдайларды қоспағанда арта түсуі айқын;

- жекелеген құрылымдар аясында мезозой қимасының барлық аралықтарында барынша көп сілтіленген және барынша көп минералданған сулар дөңес және анағұрлым бұзылған дезъюнктивті тектоникалық аймақтарда орналасады. Олардан тазартқан сайын жер асты суларының минералдануы арта түседі, сілтілік азаяды, ал тұзды құрамда суларға кермектік беретін құрамдас заттар басым бола бастайды;

- судың осы стратиграфиялық аралығында көмірсутекті қанығу және қарқынды мұнай көрінісі бар учаскілерде ең аз минералдану және барынша көп сілтілік бірге жүреді;

- өңірлік тұрғыдан алғанда қатпарлық шому және жергілікті құрылымдық формалардың тектоникалық бұзылуы әлсіз бағыттарда ионды-тұзды құрамда кальций мен магнийдың көрінісі және біртіндеп артуымен бірге жүретін жер асты суларының айқын минералдануы белгіленеді (2-1-сурет).

---

<sup>2</sup> Осы жерде және бұдан әрі судың минералдануындағы құрамдық бөліктің берілу үлгісі м-экв 100 г. 1 тұздылық және сілтілік коэффициенті Палмер бойынша келтірілген (%-экв).

Ұлы Кавказ мегантиклинорийінің оңтүстік-шығыс шомуындағы және тамыры мезозой шөгінділерінен бастау алатын Оңтүстік Қобыстан мен Апшерон облыстарындағы жергілікті көтерілімдердің суларын салыстырумен (Агаларова, 1945ж.; Зейналов, 1960ж.) соңғыларының көбіне бөлінетін сулардың (Чеилахтарма, Нардаранахтарма, Аязахтарма, Клыч, Ташмардан, Локбатан, Отманбозлаг, Бибиэйбат және басқалар (2.3-кесте) (Ахундов, Мехтиев және Рачинский, 1976 ж.), орта юра мен валанжин қабатының қабаттық суларына сәйкес келуі анықталған (2.1, 2.2-кестелерді қараңыз).

Келтірілген лайлы жанартаулардың аталған аудандардан айтарлықтай қашықтыққа (кейбір жерлерде 100-120 м) алынып тасталуы олардың даму аймақтарындағы аталған аралықтардың ашық болмауы және тым тереңде жатуы, Оңтүстік Қобыстан мен Апшерон өңірлік қималарының жүйелерімен Ұлы Кавказ мезозой қатпарлығы шомуының біліктік жолағынан тектоникалық тұрғыдан ажыратылуы, яғни орта юра-валанжин аралығының соңғы аудандар шегінде заманауи инфильтрациядан толығымен оқшаулануы орта юра мен валанжин шөгінділерінде ультрасілтілік (бастапқы сілтілік коэффициенттері 45%-экв) аз минералданған сулардың барлық аудан көлемінде кеңіне таралғанын көрсетеді.

Мезозой қимасының осы түрдегі натрийлі сулары аталған аралыққа жат, бөлектенген болып табылады (Ахундов, Мехтиев, Рачинский, 1976 ж.; Дурмишян, Мурадян, Рачинский, 1973 ж.).

Көрсетілген қорытынды Оңтүстік Каспий ойпатының шығыс бүйіріндегі мезозой шөгінділерінің суларына қатысты метариалдармен расталады. Соңғы жылдары В.В. Колодий, А.В. Кудельский және басқа да ғалымдар алған Копетдаг, Балқан тау құрылысының гидрогеологиясы туралы мәліметтерді, сондай-ақ Батыс Түрікменстан ойпатына Аладаг Мессериан көтерілім аймақтарын осы жерде мезозой шөгінділерімен тікелей жапсарлас көтерілім аймақтары неокомнан кейінгі аралықтың жоғары минералдандырылған хлорлы-кальций суларымен байланысты екендігін көрсетеді. Осылайша, Сумбар ө. (Копетдаг) аңғарында борлы шөгінділерден минералдануы 17-53 г/л бар хлорлы-кальций су ағындары алынған, Сыртланли алаңында жоғарғы бор-палеоген шөгінділерінде минералдануы 50 г/л астам сулар ашылған, Суйджки алаңының сеноман шөгінділерінде 53 г/л, Боядаг алаңында

**2.1-кесте.** Оңтүстік Каспий алабы. Жер асты суларының құрамдық бөліктері мен құрамы.

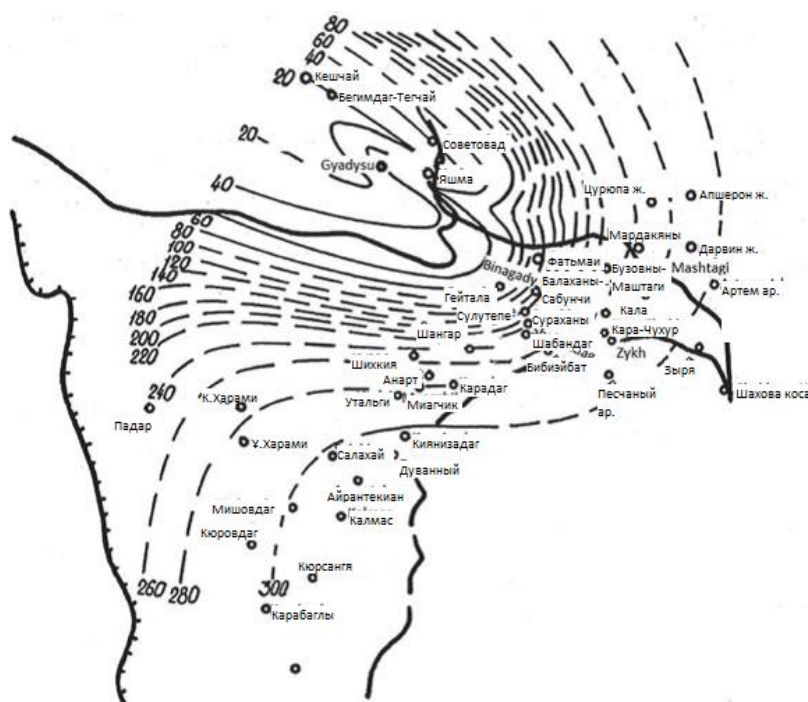
Су тегеурінді кешен	Аудандар, алаңдар, кен орындары	Құрамдық бөліктер құрамы, мг-экв						$\sum a + k$	
		Cl	So <sub>4</sub> <sup>2--</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> + CO <sub>3</sub> <sup>2--</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>1</sup> +K <sup>1</sup>	мг-экв	г/л
Плиоцен	Апшерон түбегі, Оңтүстік-батыс Кобыстан, Джейранкечмес депрссиясы, Төменгі Курин ойпаты, Баку және Апшерон топаралдары, Оңтүстік-батыс Түрікменстан	10,0-420,0	Сл.-22,0	0,2-15,0	0,1-57,2	0,1-36,5	12,0-310,0	30,0-500,0	8,6-228,0
Палеоген-миоцен	Оңтүстік-батыс Қобыстан, Солтүстік-батыс, Батыс, Орталық, Шығыс Апшерон	7,7-127,6	0,1-7,9	0,1-8,0	0,1-7,1	0,1-5,5	11,7-115,6	24,0-256,4	6,9-73,0
Готеривдат	Ұлы Кавказ мегантиклинорийінің Оңтүстік-батыс шомуы	9,2-24,8	0,1-2,1	0,4-4,5	0,1-2,3	0,1-1,3	10,0-23,4	20,8-52,4	6,0-15,0
Орташа юраваланжин	Ұлы Кавказ мегантиклинорийінің Оңтүстік-батыс шомуы	5,5-14,6	Сл.-1,7	2,4-11,8	0,1-0,2	0,1-0,4	8,7-20,7	18,2-42,2	5,2-12,1



Су тегеурінді кешен	Аудандар, алаңдар, кен орындары	Палмер бойынша,%-экв				$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{r(Na^+ - Cl^-)}{rSO_4^{2-}}$	$\frac{r(Cl^- - Na^+)}{rMg^{2+}}$	Сулин бойынша су типі ГКН, СН, ХМ, ХК
		S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	A	a				
Плиоцен	Апшерон түбегі, Оңтүстік-батыс Қобыстан, Джейранкечмес депрессиясы, Төменгі Курин ойпаты, Баку және Апшерон топаралдары, Оңтүстік-батыс Түрікменстан	41,0-98,0	Сл.-22,0	0-52,0	0,1-11,3	0,62-2,30	0,35-100	0,02-3,24	ГКН, СН, ХМ, ХК
Палеоген-миоцен	Оңтүстік-батыс Қобыстан, Солтүстік-шығыс, Батыс, Орталық, Шығыс Апшерон	54,0-96,5	0,1-7,9	0-44,3	0,1-9,9	0,80-1,90	0,30-30,5	0,07-2,21	ГКН, СН, ХМ, ХК
Готерив-дат	Ұлы Кавказ мегантиклинорийінің Оңтүстік-шығыс шомуы	67,14-97,20	0,1-2,1	0-31,42	1,44-9,00	0,94-1,49	0,75-24,00	0,30-2,80	ГКН, СН, ХМ, ХК
Орташа юра-валанжин	Ұлы Кавказ мегантиклинорийінің Оңтүстік-шығыс шомуы	39,80-85,80	-	12,40-58,40	1,20-4,40	1,14-2,52	3,00-62,50	-	ГКН

2.2-кесте. Оңтүстік Каспий алабы. Стратиграфиялық тиесілілігіне қарай мезозой жер асты сулары.

Жыныстардың жасы	Қима аралығы	$\Sigma a + k$ , мг-экв	A, %-экв	S <sub>2</sub> , %-экв	a, %-экв	$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{r(Cl^- - Na^+)}{rMg^{2+}}$
Юра	Орта юра	$\frac{18,2 - 38,4}{31,1}$	$\frac{26,0 - 52,40}{35,52}$	-	$\frac{1,20 - 4,40}{2,26}$	$\frac{1,34 - 2,14}{1,16}$	
Төменгі бор	Валанжин	$\frac{26,6 - 48,4}{34,0}$	$\frac{12,4 - 58,40}{32,10}$	1,80	$\frac{1,24 - 2,40}{1,77}$	$\frac{1,01 - 2,52}{1,55}$	
	Готерив	$\frac{30,8 - 35,8}{33,3}$	$\frac{6,94 - 15,00}{10,97}$	-	$\frac{4,78 - 9,00}{6,69}$	$\frac{1,09 - 1,20}{1,15}$	
	Баррем	$\frac{31,6 - 33,0}{32,3}$	$\frac{7,06 - 11,52}{9,29}$	-	$\frac{2,56 - 3,66}{3,11}$	$\frac{1,08 - 1,15}{1,11}$	
	Альб	$\frac{28,2 - 41,2}{35,4}$	$\frac{1,44 - 10,68}{6,06}$	$\frac{0,5 - 5,74}{2,52}$	$\frac{2,42 - 8,36}{4,51}$	$\frac{0,95 - 0,98}{0,96}$	
Жоғарғы бор	Сеноман	$\frac{20,8 - 32,6}{27,8}$	$\frac{0,7 - 3,06}{2,22}$	2,44	$\frac{2,78 - 5,10}{3,55}$	0,09	$\frac{1,02 - 1,10}{1,10}$
	Сантон	$\frac{27,8 - 42,6}{34,8}$	$\frac{0,54 - 6,18}{3,36}$	5,02	$\frac{2,44 - 5,08}{3,79}$	0,95	$\frac{1,04 - 1,19}{1,09}$
	Дат	$\frac{46,0 - 52,4}{49,7}$	2,18	6,30	$\frac{3,46 - 4,37}{3,91}$	0,94-1,04	$\frac{1,07 - 1,10}{1,08}$



**2.1-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты (батыс бүйірі). Борлы шөгінділердегі жер асты сулары жалпы минералдануының кескіндік картасы.

бөлшектенбеген апт-сеноман кешенінде оның төбесіне жақын 100 г/л астам минералдануы бар сулар айқындалған (Вер Биебе, 1959 ж.; Колодий, 1983ж.).

Палеоген-миоцегон кешенінен алынған жер асты суларының құйылымы Оңтүстік-батыс Қобыстанда (Донгуздык, Гиджаки, Чеилдаг, Нардаран-Сулейман, Алживели, Арзани-клыч, Рагим, Сунди үст.) және солтүстік-батыс (Джорат, Хурдалан, Бинагады, Чахнагляр үст.), батыс (Каразйбат, Сулутепе, Шубаны, Карадаг, Кушкана, Гюльбахт, Гюздек үст.), орталығынан (Хорасаны, Кюрдаханы үст.), Апшерон түбегінің шығыс бөліктерінен (Артем к.) алынған (Ахундов, Мехтиев, Рачинский, 1976 ж.; Рачинский, Везирова, Фридман, 1972 ж.).

*Майкоп* қабатының сулары (олигоцен-төменгі миоцен) барлық гидрохимиялық түрлермен берілген. Олардың минералдануы 20-дан 130 мг-экв (5,7-37,2 г/л) дейінгі аралықта құбылады. 70 м-экв диапазонында тек натрийлі және сульфатты натрийлі сулар кездеседі, осы көрсеткіштің анағұрлым жоғарырақ мәндері хлорлы-магнийлі және хлорлы-кальцийлі түрлерге тән болып келеді. Құрамындағы сульфат 5-8 мг-экв құрайтын сульфатты натрийлі суларды қоспағанда, майкоп сулары іс жүзінде сульфатсыз және олардың құрамында осы құрамдас заттың болуы қабаттық сулардың инфильтрацияланатын үстіңгі қабаттармен араласу үдерісі туралы мағлұмат береді.

Жалпы сілтілік диапазоны 1-9 мг-экв органикалық қышқылдардың ерітінді тұздары коллекторларды өндірістік көмірсутекті қанығудың болуы жағдайында тек сілтілік суларда кездеседі. Кальций 4 және магний 3 мг-экв болады. Натрий мен калийдің құрамы 9-дан 60 мг-экв дейін құбылады. Гидрокарбонатты-натрийлі түрліліктердегі бастапқы сілтілік коэффициенттері 0,1-ден 40%-экв дейін өзгереді, екінші тұздылық коэффициенттері қаттыларында 0,1-ден 25%-экв дейін болады. Осы кешеннің айрықша сипаттамалары қатарына екінші сілтілік коэффициенттерінің 10%-экв дейінгі арттырылған мәндері жатады (2.1, 2.4-кестелері).

**2.3-кесте.** Оңтүстік Қобыстан мен Апшерон түбегінің лайлы жанартауларындағы жер асты суларының сипаттамалары.

Граzeвой жанартауы	Құрамдастардың құрамы, мг-экв						$\sum a + k$		Палмер бойынша			$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	В.А. Сулин бойынша су типі
	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> +CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> +RCOO <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	мг-экв	г/л	S <sub>1</sub>	A	a		
Чеилахтарма	8,0	0,2	9,0	0,2	0,5	16,5	34,4	9,8	47,7	48,2	4,1	2,1	ГКН
Чеилахтарма	9,2	0,6	8,0	0,3	0,3	17,2	35,6	10,2	55,1	41,6	3,3	1,9	ГКН
Хардаран-Ахтарма	7,9	0,9	7,6	0,2	0,3	15,9	32,8	9,4	53,7	43,3	3,0	2,0	ГКН
----»----	8,3	-	6,4	0,1	0,4	14,2	29,4	8,4	56,5	40,1	3,4	1,7	ГКН
Аязахтарма	9,4	0,2	4,8	0,1	-	14,3	28,8	8,2	66,2	32,7	1,1	,15	ГКН
Клыч	12,2	0,1	6,7	0,1	0,4	18,5	38,0	10,9	64,7	32,6	2,7	1,5	ГКН
Ташмардан	11,4	-	5,7	0,1	0,2	16,8	34,2	9,8	66,7	31,6	1,7	1,5	ГКН
Локбатан	6,0	0,2	11,4	0,2	0,9	16,5	35,2	10,0	35,2	58,8	6,0	2,7	ГКН
Бибиэйбат	7,9	-	8,6	0,3	-	16,2	33,0	9,4	48,2	50,0	1,8	2,0	ГКН

Жергілікті көтерілімдер аясында су минералдануы және олардың құрамындағы хлорид кальцийі мен магнийдың қарқынды бұзылған қабат алды аймақтардан қанатты және периклиналды учаскілердің бағытында салыстырмалы күрт артуы байқалады. Өңірлік тұрғыдан алғанда судың шоғырлануы және оның түрлерінің қатпарлық шомуы бойынша хлорлы кальцийлікке қарай арту үрдісі көрініс береді (2.2-сурет), бұл бір жағынан, майкоптың анағұрлым жасырақ шөгінділермен жабылуы арқылы анықталатын осы бағыттағы сусыйымды жыныстарды үстіңгі қабаттың инфильтрациясынан оқшаулаудың жақсаруымен, ал екінші жағынан, дәл осы бағытта аз минералданған сілтілік сулардың таралуымен сипатталатын төсеме шөгінділермен олардың гидродинамикалық байланысын шектейтін, қатпарлықтың тектоникалық бұзылу деңгейімен қойылған.

**2.4-кесте.** Оңтүстік Каспий ойпатының стратиграфиялық тереңдігімен қоса палеоген-миоцендік шөгінділерінің жер асты суларындағы тұздық құрамның өзгеруі.

Гидрохимиялық көрсеткіштер	Жер асты суларының түрі	Қабат, горизонт					
		майкоп		чокрак		диатом	
		басы	соңы	басы	соңы	басы	соңы
$\Sigma a + k$ , мг-экв	Кермектік	30,2	126,0	60,0	145,0	61,8	241,0
	сілтілік	24,0	32,8	35,4	58,2	32,6	136,0
$S_1$ , %-экв	Кермектік	65,6	96,5	88,3	93,2	80,2	95,7
	сілтілік	54,3	94,0	59,2	93,1	54,0	95,4
$S_2$ , %-экв	Кермектік	1,14	24,5	2,32	7,42	0,28	19,5
$A$ , %-экв	Сілтілік	2,6	39,6	5,8	34,6	1,4	44,3

Чокрак горизонтының (орта миоцен) сулары күрт тектоникалық бұзылу жағдайларында негізінен гидрокарбанатты-натрийлі түрмен және айтарлықтай тыныш аймақтарда (Апшеронның батыс бөлігі) олар болмаған жағдайда көмірсутектерінің (Оңтүстік-батыс Қобыстан) және хлорлы-кальцийлі әрі хлорлы-магнийлі түрлердің болуымен сипатталған. Бірінші жағдайда олардың минералдануы 35-тен 60 мг-экв (10-17,2 г/л) дейін құбылады, екіншісінде ол айтарлықтай жоғары және 60-150 мг-экв (17,2-43 г/л) құрайды. Горизонт суларындағы хлордың құрамы 10-70 мг-экв диапазонында құбылады; құрамында іс жүзінде су фосфаты жоқ, алайда бұл олардың заманауи инфильтрация әсеріне ұшыраған аудандарда болу мүмкіндігін жоққа шығармайды: жалпы сілтілік оның ең кіші 0,2 мг-экв мәнімен 8 мг-экв дейін барады. Органикалық қышқылдардың тұздары майкоп қабаттарының суларындағыдай тұрақты, көмірсутектерімен байланысады және олардың құрамы 0,5 мг-экв аспайды.



**2.2-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты (батыс бүйірі). майкоп қабатының жер асты сулары жалпы минералдануының кескіндік картасы (олигоцен-төменгі миоцен).

Кальций мен магний 0,1-ден 5мг-экв дейін құбылады; натрий мен калий – 16-70 мг-экв. Бастапқы сілтілік коэффициенттері – 6-35%-экв, екінші тұздылық коэффициенттері – 2-7%-экв. Есте қаларлығы, мұнайдың өндірістік қорларымен бастапқы сілтілік коэффициенттерінің мәндерімен айтарлықтай жоғары сулардың түйісетіндігі (шамамен 20-35%-экв) (Умбаки, Карадаг үст.), ал өндірістік емес қанығуда бұл көрсеткіштің мәндері анағұрлым төмен (Рагим үст. 10%-экв дейін).

Өңірлік тұрғыдан қатпарлықтың жалпы шому бағытында Чокрак горизонты сулары минералдануының арту үрдісі байқалады, бұл жалпы алғанда аталған кешеннің осы бағыттағы орналасу деңгейінің кемуін көрсетеді.

*Диаметр қабатының* (жоғарға миоцен) сулары хлорлы-магнийлі, хлорлы-кальцийлі және гидрокарбонатты-натрийлі түрлермен берілген. Сульфат-натрийлі түрліліктер спорадиалды түрде кездеседі және негізінен коллекторлардың үстіңгі қабатқа шығу тұстарында болады. Жоғарыда сипатталған стратиграфикалық аралықтардың барлығындағыдай, гидрокарбонатты-натрийлі сулар әдетте тектоникалық бұзылу, лайлы жанартаулықтың дамуы, диапиризм аймақтарына тура келеді әрі көмірсутектермен байланыстырылады, ал хлорлы-кальцийлі және хлорлы-магнийлі түрлер орналасудың анағұрлым аз деңгейімен сипатталатын өнімді емес тұтқыштарға және жекелеген мұнаймен қанықпаған тектоникалық кесектер мен өрістерге тура келеді.

Сулардың түрлері мен минералдану арасындағы байланыс байқалады – сілтілік суларда 32-135 мг-экв (9,2-38,6 г/л) төмендеген минералдану, ал арттырылғаны – 60-240 мг-экв (17,2-68,5 г/л) – кермек суларда байқалады. Хлордың құрамы – 10-130 мг-экв; ион сульфаты 2 мг-экв аспайды; жалпы сілтілік – 1-9 мг-экв; органикалық қышқылдар ерітінді тұздарының шоғырлануы – 8 мг-экв дейін; натрий мен калий 14-тен 115 мг-экв дейін құбылады. Бастапқы сілтілік коэффициенттері – 0,1-45%-экв, екінші тұздылық коэффициенттері – 0,1-20%-экв (2.1, 2.4-кестелерді қараңыз).

Жергілікті көтерілімдер шегінде азырақ минералдандырылған сулардың қабат алды аймақтарға тура келуі және шомған аймақтардағы шоғырлануы мен кермектігінің артуы анықталады.

Апшерон түбегі мен Оңтүстік-батыс Қобыстанның барлық зерттелген аудандарында сулардың минералдануы, шайылу деңгейі және диатом жыныстарының бөлшектену шамасы арасындағы байланыс барынша үйреншікті болып келеді. Осы байланыс барлық жерде дерлік көрініс береді әрі кермек сулардың да, сілтілік сулардың да арасында байқалады. Мысал ретінде біршама азырақ деңгейде диатомды шөгінділері шайылған және бұзылған, ал су минералдануы 82,6-121,2 мг-экв құрайтын әрі анағұрлым көбірек жалаңаштану мен жарылудың жоғары деңгейінде минералданудың жоғары шегі 40,8 мг-экв тең болатын, жақын маңда Рагим алаңы орналасқан Арзани-Клыч (Оңтүстік-батыс Қобыстан) алаңын келтіруге болады. Ұқсас жағдайда Хорасан алаңындағы диатомдар сыртқа шықпаған кезде жер асты суларының минералдануы 90,0-135,6 мг-экв құрайтын, ал осы аралықтың Джорат алаңында ішінара шайылу мен айтарлықтай көп орналасу жағдайында 8,2 мг-экв аспайды.

Оның таралу алаңы бойынша диатом қабаты қимасындағы су таралуының шынайы бейнесі Оңтүстік-батыс Қобыстанның ашылған, шайылған және күрт дислокацияланған құрылымдарынан гидрогеологиялық тұрғыдан анағұрлым жабық және тектоникалық тұрғыдан анағұрлым қолайлы Апшерон түбегі көтерілімдерінің бағытында айқын ұлғаю үрдісін көрсетеді. Тура осы бағытта жер асты сулары қаттылығының ұлғаю үрдісі де байқалады (2.3-сурет).

Палеоген-миоцен кешенінің барлық стратиграфиялық аралықтарында жер асты суларын тұтастықта қарастыру сулардың басты түрлері кермектік пен сілтіліктің аясындағы барынша көп ұқсастықтың болуын көрсетеді (2.4-кестесін қараңыз) және, сәйкесінше, әрбір аралық шекарасында осы тәріздестікті таңдау себептердің ықтималды ортақтығын білдіреді. Тағы бір назар аударалық нәрсе, қиманың барлық аралықтарында сілтілік және сульфатты-нитрийлі сулардың минералдануы әдеттегідей 70,0 мг-экв аспайды, ал кермек суларда ол көп жағдайда жоғарырақ болады.

Сулдардың қима бойынша төменен жоғарға қарай минералдануының айқын артуы нақты мәліметтермен анықталады, ол жалпы алғанда сулардың осы бағыттағы коллекторлық қасиеттері үшін жауап береді (2.5-кесте). Осы үрдіс кермек суларда да, сілтілік суларда да айқын көрініс тапқан.



**2.3-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты (батыс бүйірі). Диатом қабатындағы жер асты сулары жалпы минералдануының кескіндік картасы (жоғарғы миоцен).

Осы орайда сулардың шоғырлану деңгейі артуының олардың құрамына әсер етпейтіні тән болады, ол туралы су ортасының тұздылығы мен сілтілігі көрсеткіштері шегінде барлық

аралықтардағы салыстырмалы тұрақтылыққа қарап пайымдауға болады. Сулардың ионды-тұзды құрамының тұрақтылығы баяндалған өзгерістердің басты себептері олигоцен-миоцен кешендерінің шөгінділеріне қалай болмасын енген жер асты қабаттық сулардың белгілі бір үлестік қатынастарында бір типті тұщы сулар мен айтарлықтай тұщыланған сулардың еселенуі болып табылады.

Оның жалаңаштануының жоғарғы деңгейін ескере отырып, тұщыландыратын агенттердің бірі ретінде үстіңгі қабат туындауының (тек жалаңаштанған аудандардың шектеулі учаскілерінде ғана) аз минералданған (35 мг-зкв дейін) сульфатты-натрийлі сулары әрекет етеді деп жорамалдауға болады. Бұл қорытынды:

- өңірдің анағұрлым ашық құрылымдарында аталған түрдегі сулардың тұрақты болуымен;
- қатпарлыққа шомған сайын олардың жоғалуымен;
- жыныстардың үстіңгі қабаттарға шығу аудандарында басқа түрдегі суларда сульфаттың пайда болуымен;
- жылжудың болып жатқан үдерістерін көрсететін дәл сол учаскелердегі екінші сілтілік сулар коэффициенттерінің салыстырмалы көтеріңкі мәндерімен негізделеді.

**2.5-кесте.** Оңтүстік Каспий ойпатының палеоген-миоцен шөгінділері коллекторларының сипаттамасы.

Коллекторлардың сипаттамасы	Майкоп қабаты		Чокрак горизонты		Диатом қабаты	
	Апшерон түбегі	Қобыстан	Апшерон түбегі	Қобыстан	Апшерон түбегі	Қобыстан
Өтімділік, мД	35	50	15	100	10	35
Кеуектік, %	18	23	26	25	20	21
Су молдығы, т/тәу	3-5	5-10	2-4	5-10	1-3	5-10

Үстіңгі қабаттың инфильтрациялау ауқымы дегенмен де тым аз және ионды-тұзды құрамның таралу заңдылықтарына, минералдану мен жер асты суларының түріне қандай да бір елеулі ықпал ете қоймайды. Палеоген-миоцен қимасының метеогенді суларының енуін шектейтін себептер ретінде оның біртекті болмауы және линза тәрізділігі, коллекторлардың тым аз өтімділігі, олардың шағын алаңдарда жалаңаштануы, қабаттардың құлдылауы бойынша инфильтрацияның төменге қарай қозғалуына кедергі келтіретін жергілікті көтерілімдердің кесекті құрылымы, атмосфералық жауын-шашынның тым аз көлемі және басқаларды атауға болады.

Баяндалғанның негізінде жергілікті көтерілімдер шегіндегі жер асты суларын тұщыландырудың негізгі факторы палеоген-миоцен шөгінділеріне төсемелі шөгінді кешендерден өткен концентрациясы әлсіз сілтілігі жоғары сулар екенін ұғынған жөн. Фондық кермек сулармен салыстырғанда айтарлықтай аз көмірсутектермен тұрақты байланыс, минералдану, химиялық құрамның ерекшелігі және барынша көп эрозияланған учаскілерге кеңістікте оқшаулану, дезъюнктивті тектоника мен лайлы жанартаулылықтың дамуы оларды сыйдыратын жыныстардың сингенетикалығына жол бермейді.



Үстіңгі қабаттық артықшылықты сульфатты-натрийлі сулардың және терең сілтіліктің шығу тегін нақтылау өңірдегі хлорлы калций суларының болуын анықтайды. Егер олардың көрініс беруі көптеген жағдайларда аудандар мен үстіңгі қабат факторларынан тыс, сондай-ақ төсемелі аралықтармен гидравликалық байланысты шектейтін жағдайларда да құрылымдардың учаскілерінде орналасқанын ескеретін болсақ, онда дәл солардың генезисі седиментациялық бола тұрып, минералданудың (300 мг-экв дейін) және кермектіктің ( $S_2$  25%-экв дейін) артуына жағдай жасай отырып, өңірлік гидрохимиялық фонды түзетіні шүбәсіз болып көрінеді.

Сонымен, жүргізілген зерттеулердің материалдары олигоцен-миоцен шөгінділерінің жер асты сулары іс жүзінде түрлі жолмен пайда болған сулардың қоспасы болып табылатынын көрсетеді. Суда әр алуан гидрохимиялық және минералдану типтерінің болуын анықтайтын негізгі механизм жоғары концентрациялы хлоркальцийлі фондық суларды соңғыларының жеңілдеуіне алып келетін геологиялық жағдайда жүзеге асатын және өңірдің өндірістік немесе өндірістік емес мұнайгаздылығымен қоса жүретін, шектеулі учаскілерді жыныстардың үстіңгі қабатқа шығуымен инфильтрагенді сульфатнатрийлі сулармен, терең сілтілік сулармен әр түрлі көлемдік қатынаста араластыру болып табылады.

Өңірдің учаскілердің барынша көп жалаңаштанған және палеоген-миоцен жыныстарышайылуының барынша көп тектоникалық орын алуымен сәйкес келуі арқылы сипатталатын өңірдің күрделі геологиялық жағдайларында олардың әрқайсысының таза түріне бөліну ықтималдығы екіталай екендігі түсінікті. Жергілікті құрылымдардың шынайы жағдайында екі механизмде бір мезгілде әрекет ететін сияқты және нақты бір жағдайларға байланысты сулардың жалпы минералдануы мен олардың гидрохимиялық түрін анықтай отырып, олардың қайсыбірі басым түседі (Рачинский, Везирова және Фридман, 1972 ж.).

Плиоцен кешенінің гидрохимиялық сипаттамасы 50 мыңнан астам жер асты суларының біз жүйелеген және жалпылаған нәтижелері бойынша келтіріліп отыр (Абрамович, 1934 ж.; Ахундов, Мехтиев, Рачинский, 1976 ж.; Колоды, 1969 ж.; Курбанмурадов, 1963 ж.; Мелик-Пашаев, 1959 ж.; Мехтиев, Ахундов, Рачинский, 1970 ж.; Салле және Дебизер, 1976 ж.). Жекелеген алаңдардың сулары мен өңірдің кен орындарын сипаттауға ауқымды әдебиет, оның ішінде Ахундов, Мехтиев және Рачинскийдің (1976 ж.); Гурбанов, Молдавскийд және Рачинскийдің (1966 ж.) жарияланымдары; Мехтиев, Рачинский және Фридман (1968 ж.); Мехтиев, Ахундов және Рачинскийдің (1970 ж.); Мехтиев, Рачинский және Фридманның (1971 ж.); Рачинский, Фридман және Черномордиковтың (1966 ж.); Рачинский, Джавадов және Фридманның (1973 ж.) және басқа да көптеген авторлардың жарияланымдары арналғандықтан, біз мұнда тек қорытынды мәліметтерді баяндап түсіндірумен шектелеміз.

Орташа плиоцен (өнімді-қызыл түсті қабат) шөгінділерінде жер асты сулары негізгі хлорлы-кальцийлі екі түрмен, тұздықтармен және айтарлықтай аз түзілмеген гидрокарбонатты-натриймен берілген (2.1-кестені қараңыз). Хлорлы-кальцийлі сулар негізінен қиманың жоғарғы бөліктеріндегі коллекторлық байламдарды қанықтырады, бірақ кей кездері төменгі аралықтарда да болады (Бузовны-Маштаги, Кала, Зыря, Южная және басқа кен орындары). Олардың минералдануы 70-100-ден 700-800 мг-экв (20-228 г/л) дейінгі шектерде өзгереді; натрий мен калийдің ең көп құрамы 310 мг-экв аспайды; хлордың құрамы 70-тен 420 мг-экв дейінгі аралықта құбылады; сульфаттар әдетте 3-5 мг-экв астам емес көлемде болады; жалпы сілтілік 5-10 мг-экв астам емес. Екінші тұздылық коэффициенттері 0,1-ден 36%-экв дейінгі аралықта болады.

Олардың минералдануы кең көлемде 70-100-ден 700-800 мг-экв (20-228 г/л) дейін өзгереді; натрий мен калийдің ең көп құрамы 310 мг-экв аспайды; хлордың құрамы 70-тен 420 мг-экв дейін түрленеді; сульфаттар әдетте 3-5 мг-экв аспайтын көлемде болады; жалпы сілтілік 5-10 мг-экв құрайды. Екінші тұздылық коэффициенттері 0,1-ден 36%-экв дейінгі шекте болады. Гидрокарбонатты-натрийлі сулар негізінен қиманың төменгі қабаттарында болып, кейбір кездері анағұрлым жоғарырақ, жоғарғы плиоценді нысандарға дейін болады (Орталық Апшерон – Балаханы, Сурахан, Карачухур, Зых кен орындары; Төменгі Курин депрессиясы – кен

орындары Нефтечала, Калмас және басқа кен орындар; Апшерон топаралы – Мұнай тастары кен орны; Балқан маңы көтерілімі аймағы – (Барсакелмес, Банкали). Олардың минералдануы 30-дан 200-220 мг-экв дейін (8,6-63 г/л) өзгереді; хлордың құрамы 10-ден 100 мг-экв дейін құбылады; сульфаттардың шоғырлануы 22 мг-экв жетеді (Зыря кен орны). Бастапқы сілтілік коэффициенттері – 0, 1-55%-экв.

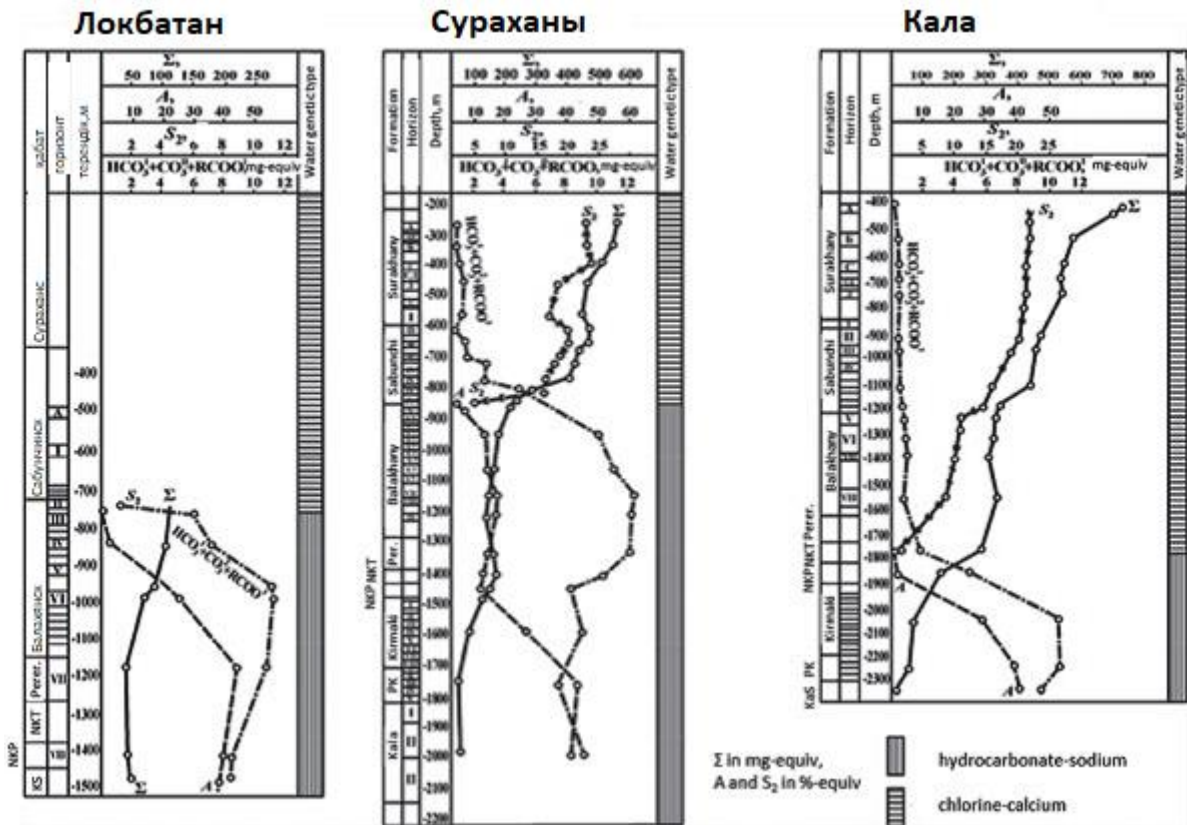
Көрсетілген негізгі түрлермен қатар жергілікті құрылымдардың қималарында кермек сулардан сілтілік суларға өтетін аймақтарда белгілі бір мөлшерде сульфатты-натрийлі және хлорлы-магнийлі түрліліктер таралған, олар төменде көрсетілгендей, хлорлы-кальцийлік және гидрокарбонатты-натрийлік түрлі қатынастар араласуының нәтижесі болып табылады.

Орташа плиоцен жер асты суларының басты құрамдық бөлігі хлор мен натрийдың иондары болып табылады, олардың құрамы жекелеген жағдайларда 90%-дан асады. Қиманың жоғарғы бөлігі суларының құрамына хлоридтер және кальций мен магнийдың гидрокарбонаттары жатады. Алайда олар бағыныңқы сипатқа ие. Сілтілік сулармен қаныққан аралықтардағы ионды-тұзды құрамның маңызды құрамдас бөлігі қиманың негізгі қабаттарында барынша көп болатын (50%) натрий гидрокарбонаттары болып табылады.

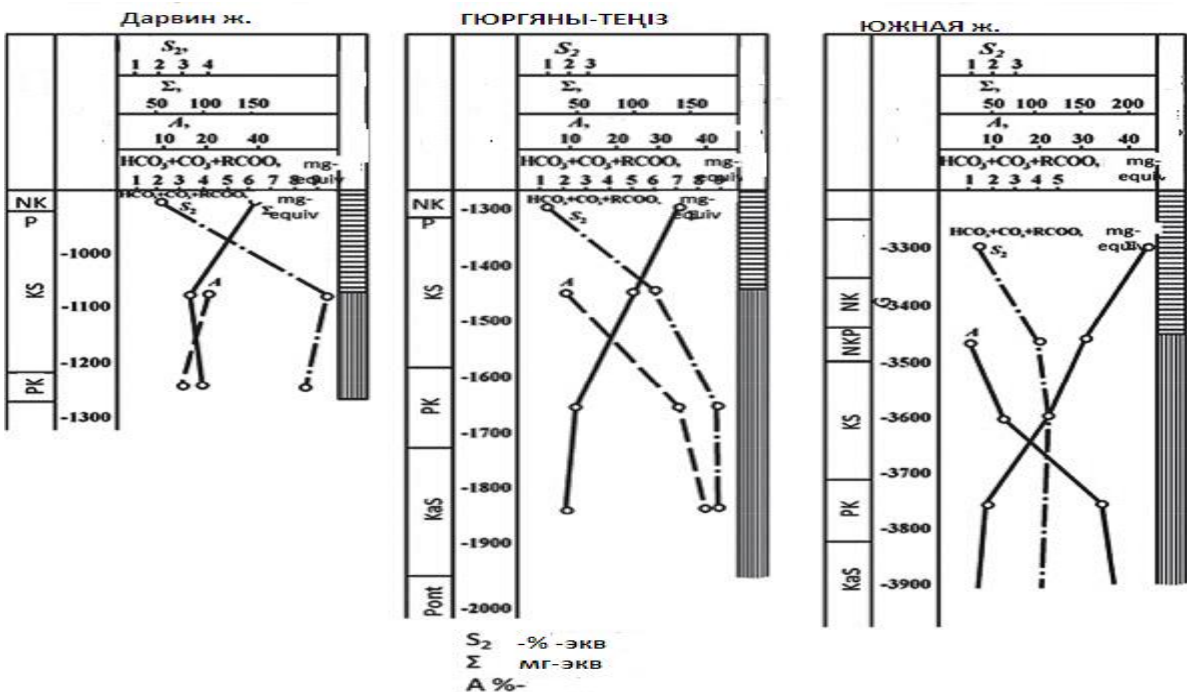
Ионды құрамның жекелеген құрамдас бөліктерінің түрлендірмелері хлор, натрий, кальций және магнийдың құрамы жалпы минералдануға тікелей байланысты екендігін, ал жалпы сілтілік өзгеруінің сипаты онымен кері корреляцияға ие екендігін көрсетеді.

Жергілікті көтерілімдердің қабат алды қималары бойынша жоғарыдан төменге қарай ионды-тұзды сулардың құрамында кальций мен магнийдың абсолюттік және үлестік қатысуының бірізділікпен төмендеуі мен карбонаттар құрамының айқын артуы байқалады (2.4-2.7-суреттер). Аталған өзгерістермен қатар екінші тұздылық коэффициенттерінің төмендеуі, бастапқы тұздылық коэффициенттерінің артуы, жалпы минералданудың төмендеуі және кермек сулардың сілтілікке өтуі орын алады (2.8-сурет).

Хлорлы-кальцийлі сулардың төменгі шекарасы Орталық Апшерон (Балахан-Сабунчи-Раман-Сурахан) кен орындарындағы олардың жалпы минералдануының көлеміне байланысты өнімді қабаттардағы жер асты сулары құрамының өзгеруінде анағұрлым жоғары стратиграфиялық және гипсометриялық орын алады. Осы ауданнан жалпы қатпарлықтың өңірлік шомуы мен жергілікті құрылымдардың тектоникалық бұзылуының әлсізденуі бағытында қималарда сілтілік сулардың тұру деңгейінің МӨҚ және ҚҚ қабаттарына дейін төмендеуі заңдылық болып табылады (Кала, Зыря, Южная және басқа кен орындар).



2.4-сурет. Оңтүстік Каспий ойпаты. Апшерон түбегіндегі жергілікті құрылымдардың гидрохимиялық жиынтық қималары.

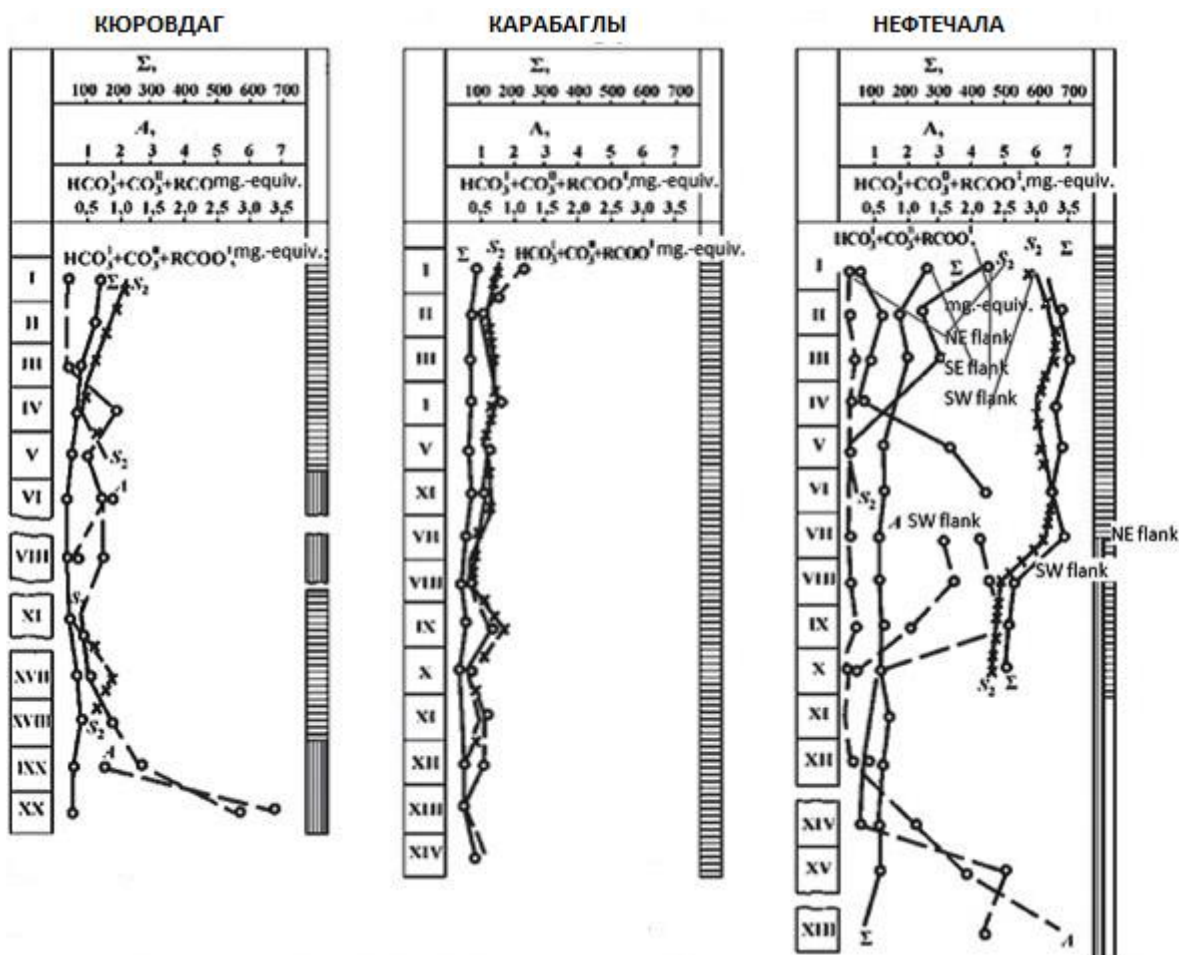


2.5-сурет. Оңтүстік Каспий ойпаты. Апшерон түбегіндегі жергілікті құрылымдардың гидрохимиялық жиынтық қималары.

2.4-2.7-суреттері Оңтүстік Каспий ойпатының басты (типтік) кен орындарының қималарында түрлі гидрохимиялық типтер мен минералдану тән сулардың орналасуы туралы көрнекі түсінік береді.

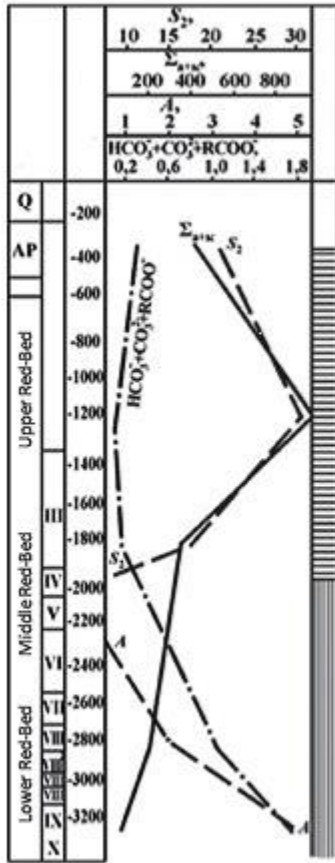
Өңірдегі жергілікті көтерілімдердің қималары мен алаңдарында сулар таралуының өзіне тән ерекшеліктері:

- кермек сулардың сілтілікке өтуімен бірге жүретін минералданудың қима бойынша күрт төмендеуі;
- қатпар алды аймақтардан қатпарлардың қанаттары мен периклиналийлері бағытында сулардың минералдануы мен кермектігінің (сілтілік ортасында – бастапқы сілтіліктің кемуі) артуы;
- сілтілік сулардың гидрохимиялық түрлер алмасуы шекарасынан қима бойынша төменге қарай сілтілік сулар (олардың ареалының) таралу алаңының біртіндеп ұлғаюы;
- тектоникалық бұзылулар дамуының, лайлы жанартаулардың, диапирлі енулердің аймақтарында анағұрлым көбірек сілтілік сулардың барлық алаңдарда жаппай орналасуы және т.б. (2.9-2.10 суреттер) (Ахундов, Мехтиев, Рачинский, 1976 ж.; Исмаилов, Курбанова, 1986 ж.; Мехтиев, Рачинский, Ахундов, 1966 ж.).

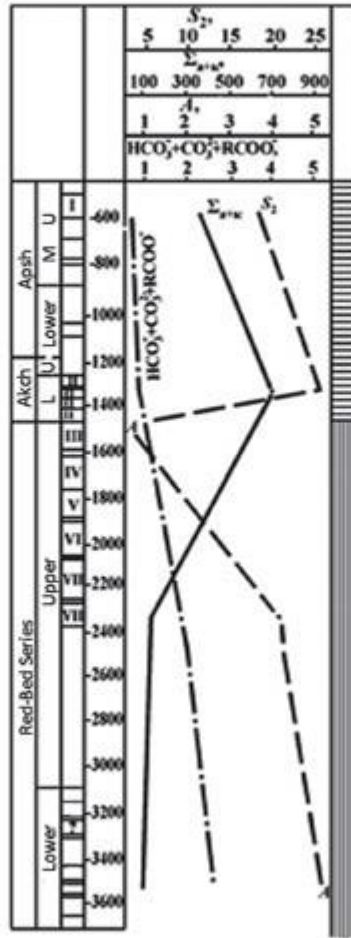


**2.6-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Төменгі Курин депрессиясындағы жергілікті құрылымдардың жиынтық гидрохимиялық қималары.

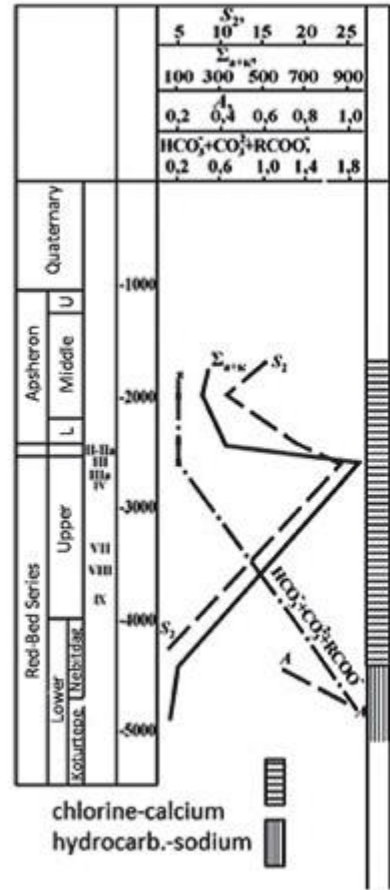
ЧЕЛЕКЕН (участок АЛИГУЛ)



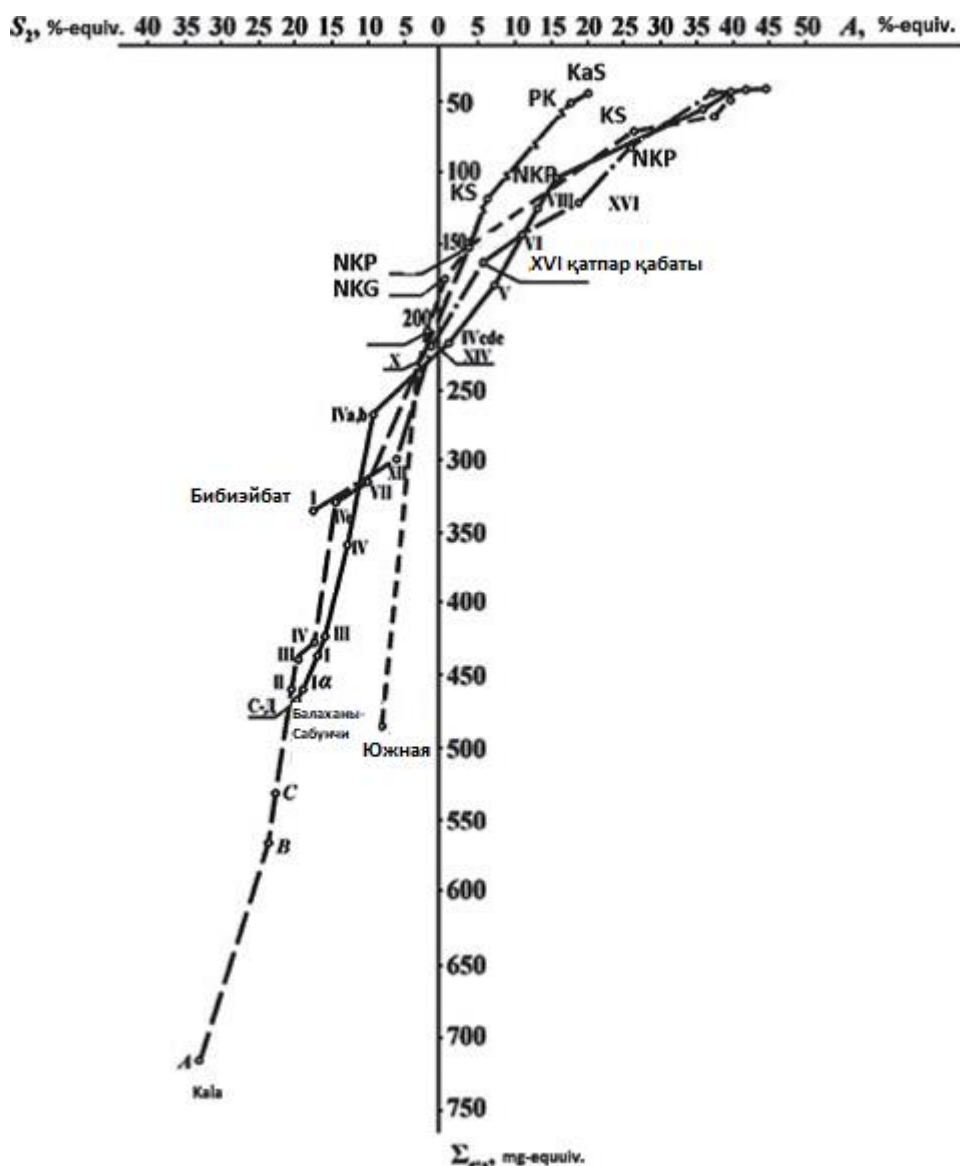
НЕБИТДАГ



БАРСАГЕЛЬМЕС



2.7-сурет. Оңтүстік Каспий ойпаты. Балқан маңы аймағы көтерілімдеріндегі жергілікті құрылымдардың жиынтық гидрохимиялық қималары.



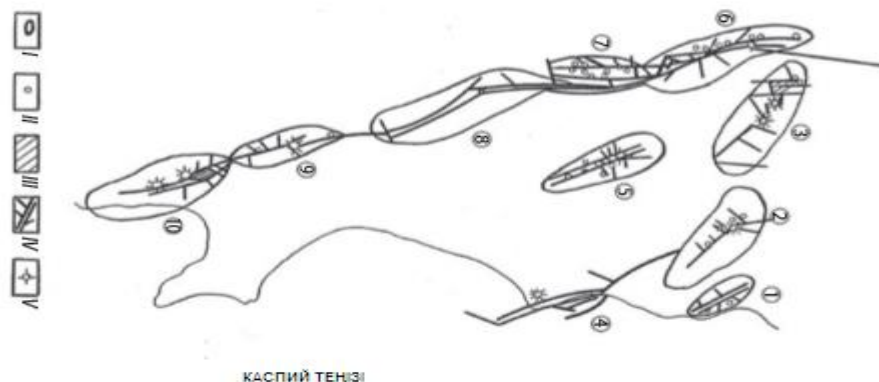
**2.8-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Өнімді қабаттағы жер асты сулары құрамындағы құрамдас бөліктерінің жалпы минералдану шамасына байланысты өзгеруі.

Аталған ерекшеліктердің біріншісі геологиялық әдебиетте гидрохимиялық өзгеру (инверсия) атауымен кеңінен танымал.

Өңірлік тұрғыдан алғанда қатпарлық бағытында жер асты суларының шоғырлануы мен кермектік деңгейінің біртіндеп артуы және, сәйкесінше, жекелеген көтерілімдер дизъюнктивті орналасуының әлсізденуі байқалады (2.11-сурет).

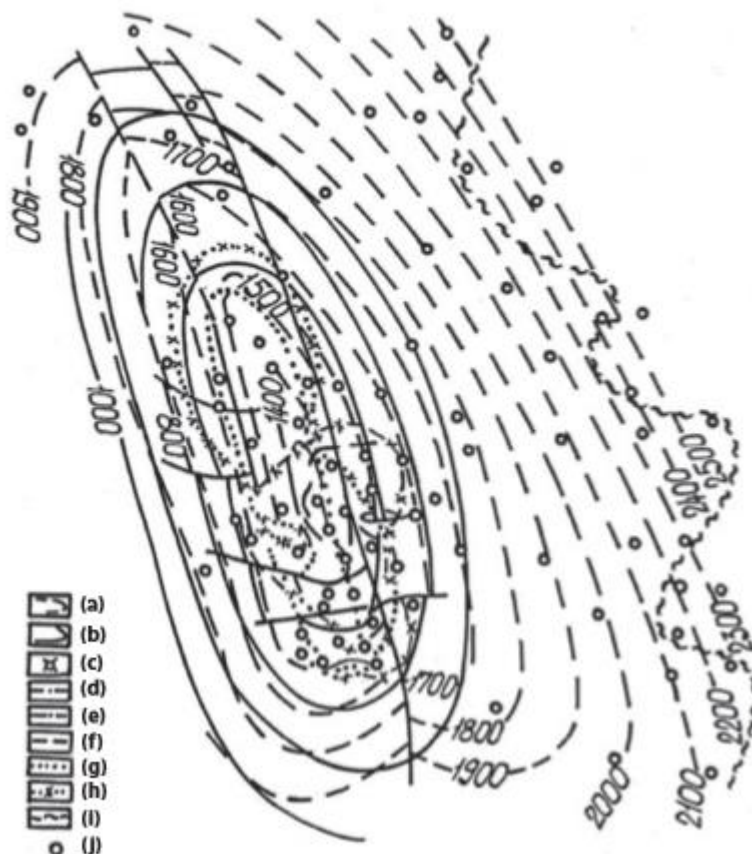
Орташа плиоцен жер асты суларының өзіне тән ерекшеліктері – сульфатты-иондардың болуы. Олардың құрамы (мг-экв/100г) гипсометриялық тереңдіктің өсуімен бірге заңдылықтарға сай арта отырып (Н, м) (2.12, 2.13-суреттер) (Мехтиев, Рачинский жән Кулиев, 1984 ж.; Рачинский және Ахундов, 1968 ж.; Рачинский, 1973 ж.; Рачинский және Алиев, 1973 ж.),  $SO_4^{2-} = 1,02 \cdot 10^{-6} \cdot H^{1,831}$  байланысына бағына отырып, «іздерден» бастап 22 мг-экв дейін құбылады.





**2.9-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Төменгі Курск депрессиясындағы сілтілік сулардың көрініс беру картасы: I – жергілікті құрылымдар: 1 – Пирсагат, 2 – Калмас, 3 – Мишовдаг, 4 – Агзыбир-Бяндован, 5 – Кюрсянря, 6 – Кюровдаг, 7 – Карабаглы, 8 – Бабазанан, 9 – Хиллы, 10 –Нефтечала; II-III – сілтілік сулар көрініс беретін ұңғымалар мен олардың топтары; IV – негізгі тектоникалық бұзылулар; V – лайлы жанартаулар.

Осы орайда ойпаттың батыс бүйірінде белгіленген гипсометриялық үстіңгі қабаттың (-2300)-(-2500) м шығысында (-1500)-(-1700) м нақты бір стратиграфиялық аралықпен және жыныстардың литологиялық-минералогиялық алуандықтарға қатыссыз сульфаттардың тұрақтылығы жоғарғы шекарасының рөлін атқаруы тән болып келеді. Ион сульфатының таралу ерекшелігі оның гидрокарбонатты-натрийлі түрдегі сулармен (немесе сілтілік құрамы 65-70%-дан кем емес қатты қабаттық қоспалармен) және бастапқы сілтілік құрамының коэффициенттер мәндерінің қатар артуымен ассоциациялануы болып табылады (2.14-сурет).

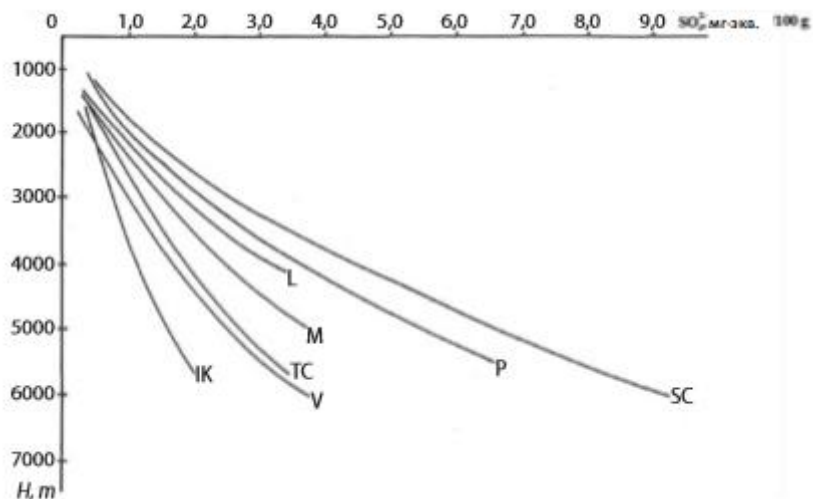


**2.10-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Бибэйбат кен орны. Хлорлы-кальцийлі және сілтілік сулардың түрлі горизонттарда таралау ареалдары. А – ҚҚ қабатының төбесі бойындағы құрылымның изогипстары (теңіз деңгейінен биіктігі бірдей жерлерді қосатын сызықтар); ә – XII қыртыс төбесі бойынша құрылым изогипстары; б – лайлы жанартау; сілтілік сулар таралуының ареалдары; в – XI-XII қыртыстар қабаты бойынша; г – XII қыртыс қабаты бойынша; ғ – XIII қыртыс қабаты бойынша; д – XIV қыртыс қабаты бойынша; е – XV қыртыс қабаты бойынша; ж – ҚҚ қабаты бойынша; з – ұңғымалар.

Геологиялық жағдайлардың ойпаттың екі бүйірі аясындағы мүлдем бөлек температуралық фонда гидрохимиялық, литологиялық-коллекторлық және физикалық-химиялық ұқсастығы, шығыс пен батыс бүйірінің суларындағы сульфаттардың тұрақты қатысуының шекара тереңдіктеріндегі айырмашылықтары және сәйкесінше оларды сақтау жағдайларындағы микробиалдық сульфатты редукция үдерістерінен айырмашылықтары, осы жердегі батыс бүйірмен салыстырғанда анағұрлым жоғары гипсометрикалық белгілердегі микробиологиялық сульфат қалпына келуінің барынша аз қарқынын шарттайтын бір фактордың әсерінен шығыс бүйір жер қойнауының жылынуымен анықталады деп есептеуге мүмкіндік береді (Рачинский, Алиев, 1973 ж.).

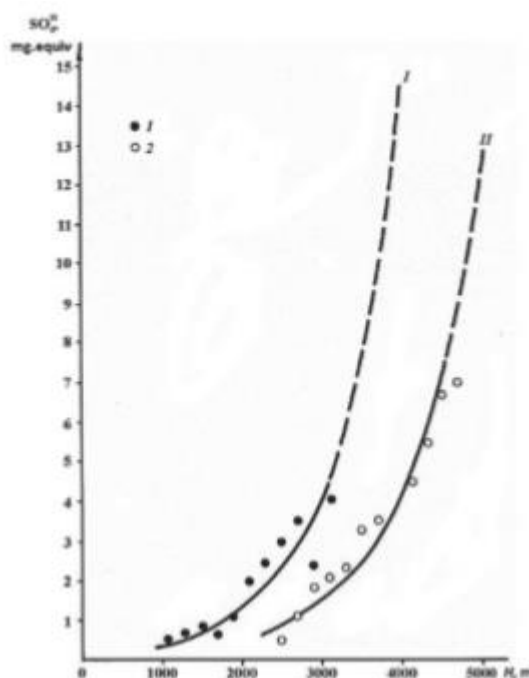






**2.12-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Жер асты суларында сульфат-ионның болуы, құйылым нысандарының тереңдігі мен кен түрі арасындағы байланыстар: 1 – газконденсатты кендер, 2 – мұнай кендері, 3 – өнімсіз нысандар.

Жер асты суларында сульфат пайда болуының басқа да теориялық ықтимал механизмдерін қарастыру, атап айтқанда: жыныстардағы инфильтрациялану-құрамында сульфат-иондарды қамтитын үстіңгі қабат суларының коллекторлары, сульфидтер мен табиғи күкірттің топталуын қышқылдандыратын типтік микроағзалардың әрекеті; тұзды жыныстардың және қабаттардың филтрлейтін сулармен шаймалануы (эвапоритті формациялар); осы аралыққа оған жат сульфатпен қаныққан сулардың өтуі Оңтүстік Каспий ойпатының нақты жай-күйі тұрғысынан алғанда алғашқы үш механизмнің жүзеге асуы күмәнді екенін көрсетті. Осындай қорытынды жасауға негіз болған: орташа плиоценді кешендегі метеогенді сулардың заманауи инфильтрациялануының аз ықтималдығы; онда аллотигенді күкірттен түзілген қосындылардың, еркін су алмастыру аймақтарының және тионды бактериялардың өмір сүруінің негізгі шарттары ретінде жер асты суларының аэрирленбеуі; қиманың кәдімгі молассалық сипаты болып табылады (Багир-Заде, 1969 ж.; Багир-Заде, Керимов және Салаев, 1988 ж.; Султанов, 1958 ж.).

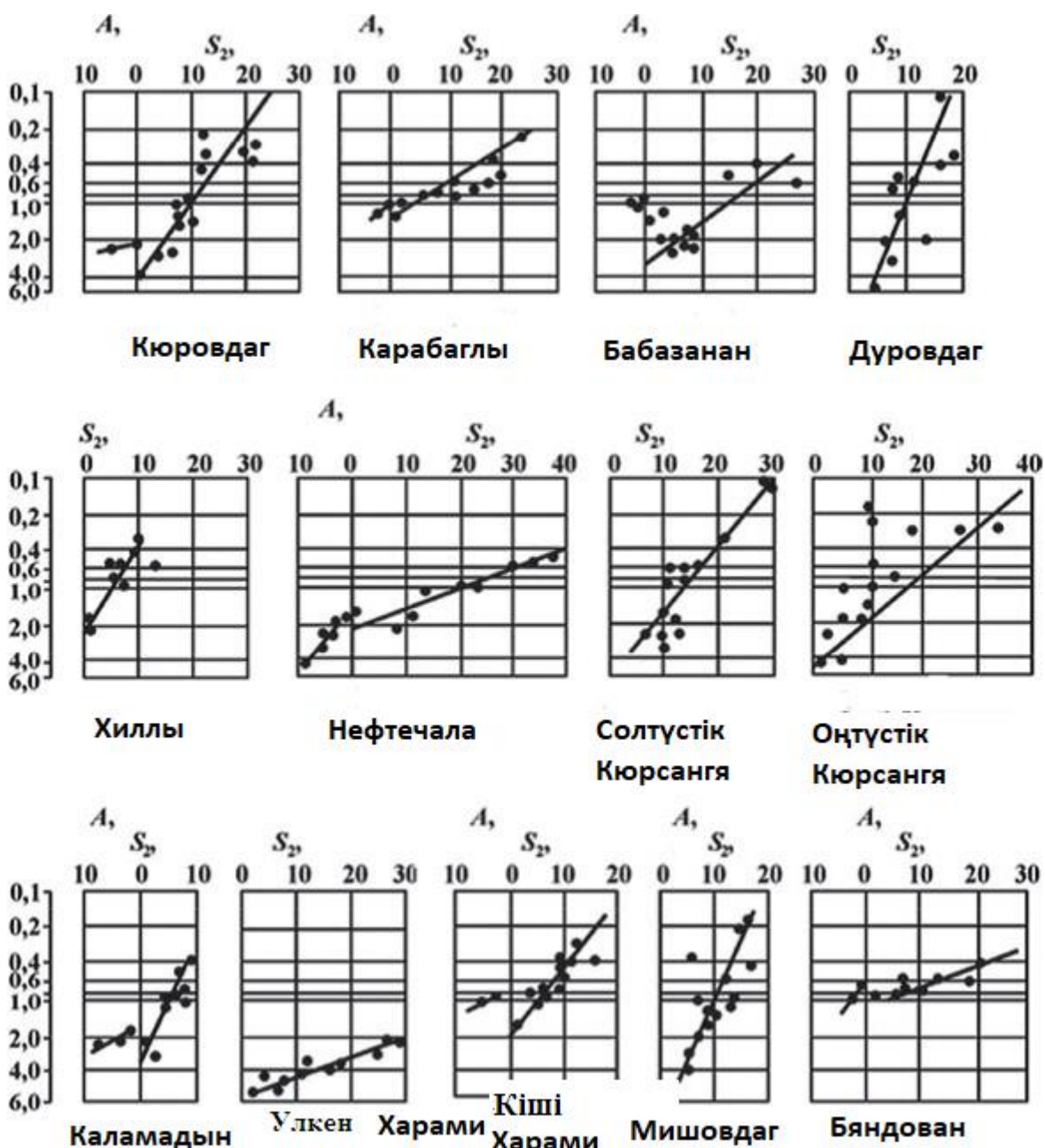


**2.13-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Жер асты сулары мен гипсометрикалық тереңдіктердегі сульфат-ион құрамы арасындағы байланыс: 1 – ойпаттың шығыс бүйірі, 2 – ойпаттың батыс бүйірі.

Жоғарыда аталған сульфаттардың гидрокарбонатты-натрийлі су түрлерімен байланысы, жергілікті құрылымдар қималарының сіңген сілтілік сулары бар сингенетикалық хлорлы кальций тұздарының қоспаларымен қанығуы, соңғыларының кеңістікте таралу заңдылықтары және т.б (төменде қараңыз)  $SO_4^{2-}$  сулы ортада инъекцияның басқа тектес сульфат құрайтын сулар кешенінде пайда болуы мен жиналуының басты механизмі ретінде тану мүмкіндігін анықтайды (Рачинский, 1973 ж.; Рачинский и Алиев, 1973 ж.).

Қиманың қыртыстық температуралар сульфат туындататын бактериялардың әрекетіне кедергі келтірмейтін учаскілерінде қалыптасқан су қоспалары иондарының сульфаты қалпына келеді және олардың құрамынан жойылады; 70-80°C-тан астам температуралармен сипатталатын аймақтарда олар сандық қатынаста температуралық көрсеткіштердің динамикасымен және төменгі сулар инъекциясының жүзеге асқан ауқымдарымен анықтала отырып сақталады.

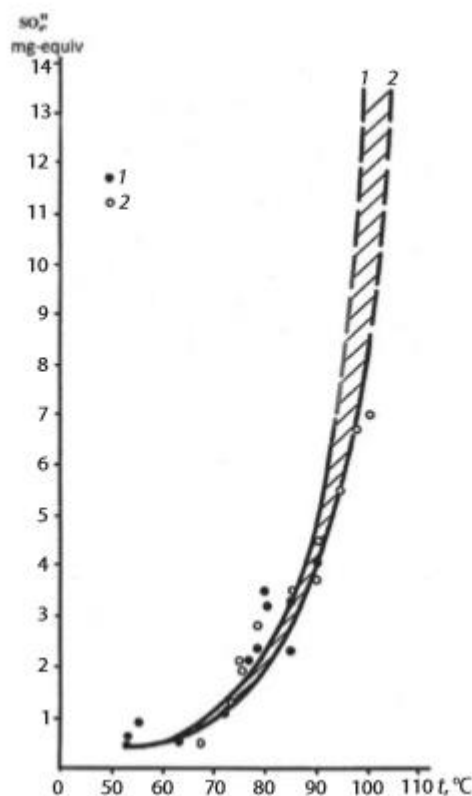
Сипатталған механизмнің Оңтүстік Каспий ойпатының жағдайындағы шынайылығы кеуекқиманысығу үдерісінде сульфаттар шоғырлануының артуын және берілген қысымдар мен температуралар (термобарлық өңдеуде 16-20 мг-экв дейін, 12-15 км дейінгі тереңдіктерге сәйкес келетін) артқан сайын тығыздалған саздардан конституциялық сулардың бөлінуін анықтаған сынақ зерттеулерінің мәліметтерімен негізделеді (Котов, Ермолаев және Федотова, 1973 ж.).



**2.14-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Төменгі Курин депрессиясы өнімді қабатының жер асты суларындағы сульфат-ионның құрамы мен олардың бастапқы сілтілік және екінші тұздылық коэффициенттері арасындағы байланысы.

Өңір кен орындарының қимасындағы жер асты сулары жалпы минералдануының таралуына тоқталамыз.

Жоғарыда аталған су минералдануының олардың түрлерінің хлорлы-кальцийліден хлорлы-магнийліге дейін, сульфатнатрийліден гидрокарбонатты натрийліге дейін ауысуымен бірге жүретін Оңтүстік Каспий өңірінің қабат алды аймақтарындағы қималары бойынша жоғарыдан төменге қарай кемуі Апшерон аумағында 800-30 мг-экв (228-68,6 г/л) дейінгі, Төменгі Курин депрессиясында және Баку топаралында – 700-40 мг-экв (200-11,4 г/л), Балқан маңы көтерілім аймағында 840-60 мг-экв (240-17,1 г/л) дейін құбылу аралығына ие.

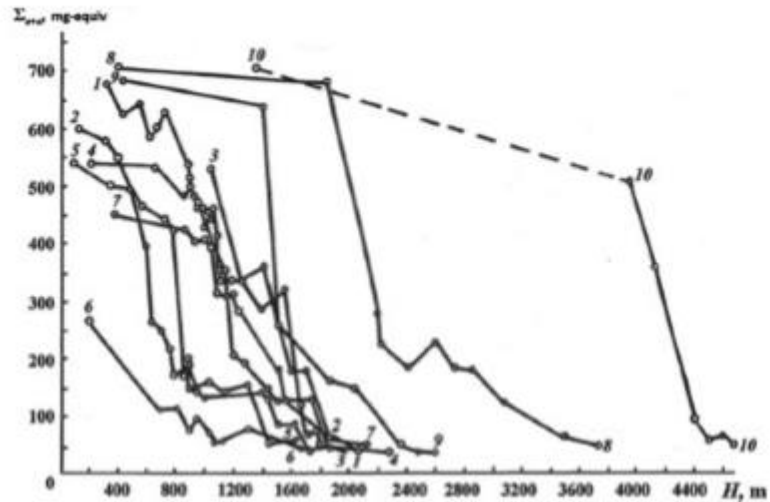


**2.15-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Жер асты суларындағы сульфат-ион құрамының құйылу нысандарының қыртыстық температурасына байланыстылығы: 1 – шығыс бүйірі, 2 – батыс бүйірі.

Бұл ретте минералдану өзгерісінің заңдылықтарға сәйкес жүруі және белгілі бір заңға бағынуы тән болып келеді (2.16-сурет) (Рачинский, 1970 ж.).

Орналасу тереңдігі мен жер асты суларының минералдануы арасындағы айқын байланыстың болуы соңғысының нақты кен орындардың тек геологиялық-физикалық жағдайымен ғана байланысты екендігін көрсетеді, себебі минералдану мен седиментация алабы суларының ионды-тұзды құрамының бірізділікпен өзгеру нәтижесі соншалықты анықталған заңдылықтарға бағынатын жер асты сулары болып табылатындай осындай табиғи үдерісті елестету мүмкін емес. Мұның үстіне ол минералданудың және су құрамының күрт өзгеруі барлық орташа плиоценді қабат қимасында ғана емес, сондай-ақ көбіне өзінің шөгінді жинау жай-күйінің тұрақтылығымен сипатталатын тек бір қабаттың қимасы мен алаңы бойынша да орын алатындықтан екіталай болып табылады.

Тігінен түрленудің мысалы ретінде сабунчилік қабаттағы су минералдануы II горизонтта 435 мг-экв бастап, 220 мг-экв в IVcde дейін құбылатын Балахан-Сабунчи-Раман кен орнын; балахандық қабатта минералдану V горизонтта 260 в бастап, IX горизонтта 155 мг-экв дейін азаятын Карачухур кен орнын; кирмакиндік қабаттың түрлі нысандарында минералдану 60-40 мг-экв ауқымында өзгертін Бузовны-Маштаги кен орнын (Ахундов, Мехтиев, Рачинский, 1976 ж.) келтіруге болады.



**2.16-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Апшерон түбегі өнімді қабатындағы жер асты сулары жалпы минералдануының олар жатқан гипсогеометриялық тереңдікке байланыстылығы. Кен орындары: 1 – Кала, 2 – Сурахан, 3 – Бузовны-Маштаги, 4 – Карачухур, 5 – Балахан-Сабунчи-Раман, 6 – Локбатан, 7 – Бибиэйбат, 8 – Құмды к., 9 – Зых, 10 – Зыря.

Кен орындары бір-біріне тікелей жақын орналасқан жағдайда бір стратиграфиялық алаң бойынша су минералдануының күрт өзгеруі Апшерон және басқа аумақтағы қималардың жекелеген қабаттары мен горизонттары бойынша минералданудың көптеген карталарымен расталады (2.9-сурет) (Ахундов, Мехтиев, Рачинский, 1976 ж.). Осы карталарда әдеттегідей изомерлердің қарқынды қоюлауы біршама шағын алаңда орын алады. Мысал ретінде бірінші жағдайда сулардың минералдануы 180 мг-экв, ал екінші жағдайда 500 мг-экв құрайтын Кала және Зыря кен орындарының НСҚ (надкирмакинск сазды қабаты) қабатына қатысты мәліметтерін (қашықтық – 12 км); V горизонтта минералдану сәйкесінше 260 және 200 мг-экв құрайтын Карачухур және Сурахан кен орындарын (қашықтық – 5 км) және басқаларды келтіру жеткілікті (Рачинский, 1970 ж.).

Апшерон аумағының плиоценіндегі қыртысты сулардың минералдануы мен олар жатқан тереңдік арасындағы байланыстың сипатын, пішінін, деңгейін және тығыздығын анықтау мақсатында 10 кен орнының 143 нысаны бойынша осы көрсеткіштерді статистикалық өңдеу жүргізілді. Орындалған есептеулердің нәтижесінде барлық жағдайларда айнымалылар арасындағы байланыстың корреляция коэффициенттерінің мәндерімен (-0,88)-(-0,99) қисық сызықты сипатқа ие екендігі анықталған. Осы тұста мән берілуі тиіс нәрсе, егер ауданның плиоцен кешеніндегі жер асты суларының минералдану бойынша және тұздық құрамы бойынша таралуы стратиграфиялық оңтайластыру немесе олар жатқан гипсогеометриялық тереңдік қана болған жағдайда (олармен қалай болмасын анықталатын қандай да бір физикалық-химиялық үдерістердің), онда түрлі алаңдарда бірдей стратиграфикалық аралықтарға және гипсогеометриялық белгілерге біртұтас гидрохимиялық реңктегі сулар сәйкес келген болар еді. Алайда жоғарыда баяндалғаннан және 2.16-суреттен көргеніміздей, мұндай жағдай байқалмайды.

Дәл осы мәліметтерді барлық кен орындары бойынша өңдеу жинақтай келгенде келесідей нәтиже берді: корреляция коэффициенті – (-0,56), корреляциялық қатынас – 0,62, корреляция коэффициентінің қателігі 0,997 (үш сигмалы шек) ықтималдығымен  $\pm 0,174$  құрайды. Болуы ықтимал қатені ескере отырып, корреляция коэффициентінің ең аз мәні шамамен (-0,39) болуы мүмкін, ол байланыстың болмауымен пара-пар. Корреляция коэффициентінің және

корреляциялық қатынастардың біршама төмен мәндері салыстырмалы түрдегі ықтималдылығы жоғары қателікпен бірге минералданудың жер асты сулары жатқан гипсометриялық тереңдікпен байланысы сипатын жеткілікті деңгейде уәждемейді.

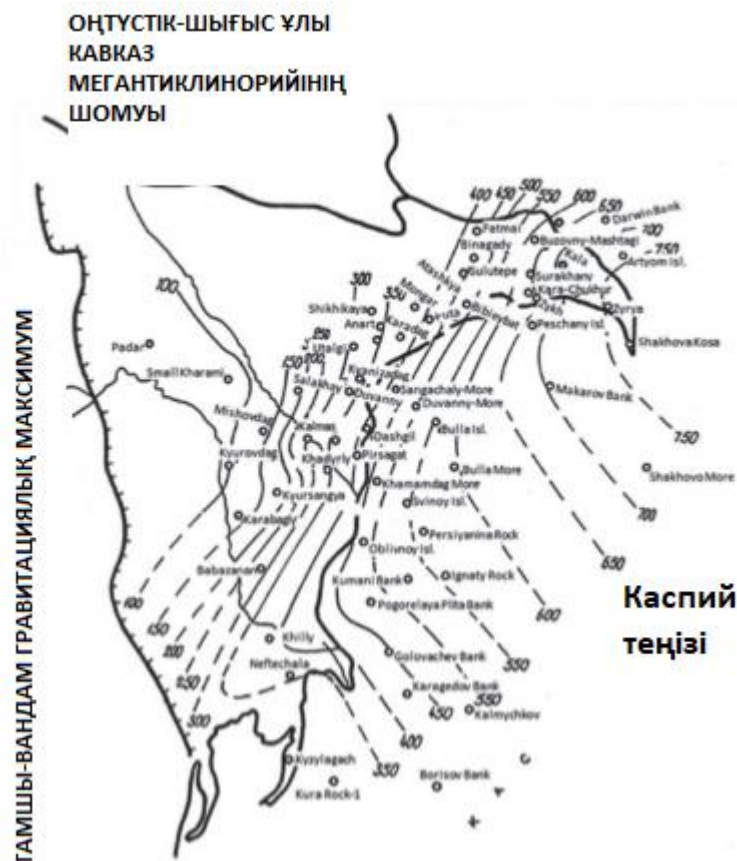
Өнімді қабаттың табанынан қима бойынша жоғары қарай есептелінетін су минералдануын олар жатқан тереңдікпен корреляциялау кезінде мүлдем басқа көріністі бақылауға болады. Бұл жағдайда корреляция коэффициенті (-0,86) құрайды, корреляциялық қатынас – 0,95 және корреляция коэффициентінің қатесі 0,997 ықтималдығымен  $\pm 0,065$  құрайды. Жер асты суларының тереңдігі бойынша минералдану регрессиясының эмпирикалық қисық сызығы 2.17-суретте көрсетілген (Рачинский, 1970 ж.).

Қисық сызықтың сырт келбеті мен есептелген статистикалық өлшемдердің жоғары мәндері қыртыстық сулардың тұздылығы мен суға қаныққан аралықтардың орташа плиоцен бірізділігі іргесінен басталатын қашықтық арасындағы барынша шынайы пропорционалды корреляцияны меңзейді. Осы корреляция 2.17-суретте көрсетілгендей, екінші деңгейден асып кететін полиноммен жуықталған болуы мүмкін.

Байланыстың осындай формасы, бәлкім, орташа плиоцен қимасы бойынша сулардың минералдануындағы өзгерістер мен жоғарыда жатқан аралықтардың көптеген айнымалылар функциясы болып табылатындығының салдары болып келер. Олардың қатарына басты фактор – тереңдікпен қоса нысандар мұнайгаздылығының салыстырмалы мәні, бұзылу қабілетін өткізетін коллекторлардың өтімділігі және су қозғалысы жолындағы гидравликалық тойтарыс жатады. Жүргізілген статистикалық өңдеу және су минералдануы мен олар жатқан гипсометриялық тереңдіктің әрі орташа плиоценнің табанынан басталатын қашықтық арасындағы байланыстылықтың сандық көрсеткіштерін салғастыру Апшерон мұнайгазды аумағының плиоцен шөгінділері қимасындағы жер асты суларының минералдану мәні сулардың стратиграфиялық тиесілдігіне байланысты емес, керісінше, орташа плиоцен қабатының табанындағы сусыйымды нысандар қашықтығының функциясы болып табылатыны (басқа да түрлі жағдайларда) туралы қорытынды жасауға мүмкіндік береді.

Ерекше айта кетерлік жайт, қарастырылып отырған өңірдегі кен орындарының ешқайсысын қалдырмастан барлығының қималарындағы минералданудың азаюы оның стратиграфиялық орнына қарамастан, ол орташа плиоценді өнімді қабат болсын немесе оны жабатын акчагылдық және апшерондық ярустар болсын, қимадағы жоғарыдан бірінші мұнайгазбен қанықтырылған нысаннан басталады, яғни минералдану инверсиясы тек орташа плиоцен нысандарын ғана емес, сондай-ақ олар міндетті түрде көмірсутектермен қанықтырылған жағдайда, жоғарыда жатқан шөгінділерді де қамтиды.





**2.17-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Минералданудың, қыртысты қоспалардағы сілтілік зат құрамының, жер асты суларының бастапқы сілтілік коэффициенттері мәнінің өнімді қабат табанындағы сусыйымды нысандар қашықтығына байланыстылығы. 1 –  $\sum a+k = f(S)$  регрессия сызығы; 2 –  $q = f(S)$  регрессия сызығы; 3 –  $A = f(S)$  регрессия сызығы; S – ҚҚ табанынан басталатын қашықтық.

Мысал ретінде толық қанығу жағдайында қима бойынша төмен қарай сулар минералдануының азаюы апшерондық қабаттан көрінетін Сурахан, Кала, Бибиэйбат кен орындарын және гидрохимиялық пішіннің реңктігі аталған алаңдар мұнайгаздылығының жоғарғы шекарасы болып табылатын балахандық қабаттардың түрлі горизонттарынан көрініс беретін Құмды к., Зых, Зыря кен орындарын атауға болады.

Осы тұрғыдан алғанда, бұған қима тек орташа плиоценнің төменгі бөлігінде (НСҚ қабаттарынан) ғана өнімді Зыря кен орны барынша тән болып келеді. Мұндағы «үзілістің» жоғарыда жатқан қабатында (балахандық қабат) көмірсутек мүлдем болмаған жағдайда, минералдануы 150-160 г/л сулар жатыр (Мехтиев, Ахундов, Рачинский, 1970 ж.). Олар басқа аудандарда орташа плиоценнің ең жоғарғы қабаттарына сәйкес келеді (сурахандық қабат), ал кейбір жағдайларда оларды жабатын акчагылдық және апшерондық қабаттарға сәйкес келеді. Бір қызығы, қатпарлық аясында аталған нысандардың арасындағы қашықтық тігінен 2000-2200 м болады. Қиманың өнімдісіз бөлігіндегі аталған соңғы үш кен орнында (апшерондық және акчагылдық ярустар, сурахандық және сабунчилік қабаттар) қыртыстық сулардың бір-бірінен айырмашылығы жоқ деуге болады, ал қиманың толығымен қанығуы жағдайындағы көрші кен орындарындағы (Сурахан, Кала) дәл осы аралықтардың сулары жалпы минералдану мәні бойынша және көбіне гидрохимиялық түрі бойынша да күрт өзгешеленеді.

Бұдан да қарама-қайшы көрініс Кюровдаг-Нефтечала (Төменгі Курин депрессиясы) мен Сангачалы-теңіз-Булла к. (Баку топаралы) антиклиналды аймақтарының кен орындарында байқалады, мұнда хлорлы-кальцийлі минералданудың қима бойынша төменге қарай



зандылыққа сәйкес азаюы және гидрокарбонатты-натрийлі сулардың пайда болуы қатпардың тек өнімді бөліктерінде ғана анықталған (сәйкесінше, оңтүстік-батыс және солтүстік-шығыс қанаттарында). Қанықтырылмаған солтүстік-шығыс (Кюровдаг, Карабаглы, Нефтечала, Хиллы кен орындары) және оңтүстік-батыс (Сангачалы-теңіз, Дқсан-теңіз-Булла к.) қанатында сілтілік сулар жоқ, бір атаулы нысандарда оларды толтыратын қатты тұздықтардың шоғырлануы екі-үш есеге артады, олардың құрамы мен минералдануы іс жүзінде бірқалыпты және қима бойынша төменге қарай инверсиялық өзгеруіс белгілері байқалмайды (Ахундов, Мехтиев, Рачинский, 1976 ж.).

Келтірілген мәліметтер минералдану төмендеуінің және қима бойынша төменге қарай су түрлері ауысуы мен өңірдің жергілікті құрылымының қабат алды аймақтарында төменірек жатқан шөгінділерден болатын гидрокарбонатты-натрийлі аз минералданған сулардың жоғарғы аралықтардағы инъекциясының басты себептерін айқын анықтайды.

Геолгиялық кеңістік координаттарының функциясындағы (қима және алаң бойынша) орташа плиоценнің жекелеген кен орындардағы жер асты суларының гидрохимиялық сипаттамаларына қатысты материалдарын талдау және жүйелеу төмендегідей қорытынды жасауға мүмкіндік береді:

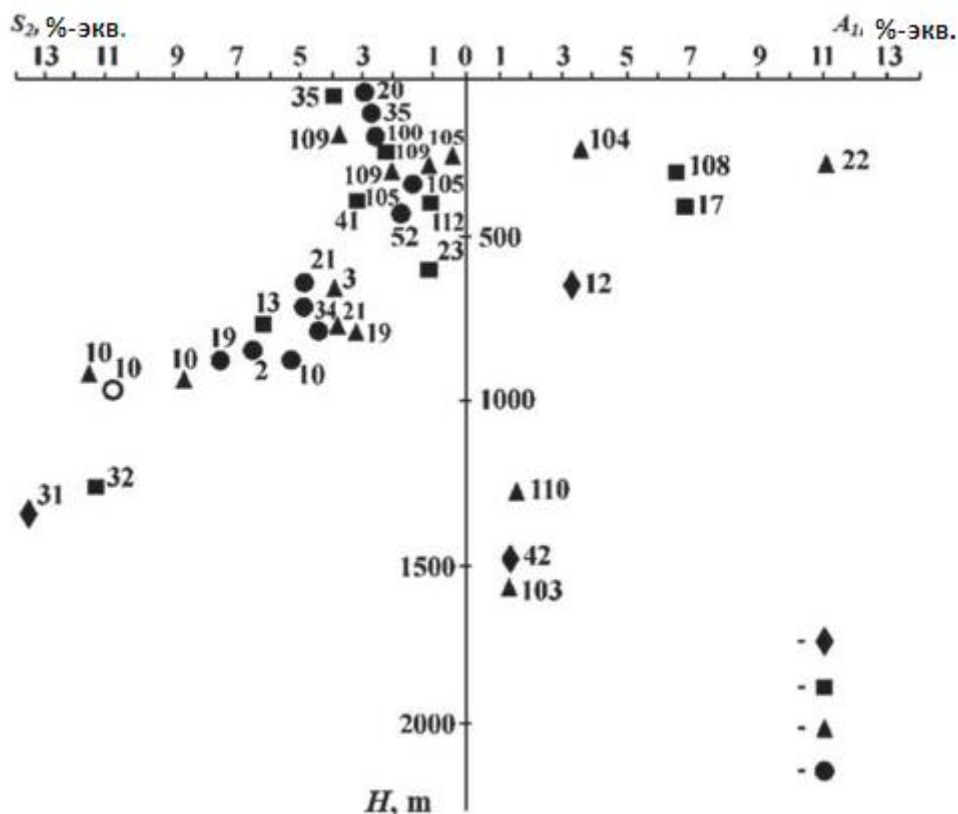
- Оңтүстік Каспий ойпаты аясында жергілікті көтерілімдердің тік қимасындағы жер асты сулары минералдануының азаюы үнемі кермек сулар ортасында бастапқы тұздылық коэффициенттерінің артуымен және екінші тұздылық коэффициенттерінің азаюымен әрі сілтілік ортада бастапқы сілтілік коэффициенттерінің артуымен қатар жүреді. Бастапқы тұздылық коэффициенттерінің өзгергіштік белгілерін ауыстыру шекарасы су түрілерінің ауысу аймағы болып табылады (2.18-сурет);

- жергілікті құрылымдардың қабат алды учаскілеріндегі жер асты суларының шоғырлану градиенті (кешен қалыңдығы бойынша минералданудың өзгеруі)

$G_{con}^w = \Delta \Sigma a + k / h_{PS} (RS)$ . Мұнда  $\Delta \Sigma a + k = [(\Sigma a + k)_{max} - (\Sigma a + k)_{min}]$ ,  $h_{PS} (RS)$  – ӨҚ (өнімді қалыңдық)-ҚҚ (қызыл түсті қабат) алап бойына жалпы алғанда 7,90 бастап 89,50 г/л/км дейінгі шекке ие; олардың метаморфоздану градиенті (кешен қалыңдығы бойынша сулар гидрохимиялық реңкінің өзгеруі)

$$G_{con}^w = \Delta [(rNa+k)rCl] / h_{PS} (RS),$$

мұнда  $\Delta [(rNa+k)rCl] = \Delta [(rNa+k)rCl]^{max} - \Delta [(rNa+k)rCl]^{min}$ , – 0,053 бастап 0,896 1/км дейінгі диапазонда өзгереді (11.3-кесте). Градиенттердің ең аз мәндері минералдануды және көтерілімнің тік қимасы бойынша құрамын, ең көп кері үрдісті теңестіру жағдайын сипаттайтыны шүбәсіз. ӨҚ-ҚҚ ( $T_{PS(RS)}$ ) үстіңгі қабатының орналасу қатпар-тереңдіктің құрылымдық-тектоникалық өлшемдері және оның қалыңдығымен ( $h_{PS(RS)}$ ) қоса екі градиенттің де нақты тіке әрі олардың орналасу көрсеткіштері көрсетілген кері корреляциялары: көтерілімдердің  $d_i$  меншікті қирауы және  $K_i$  құламалығы (қарқындылығы), сондай-ақ құрылымның геобарлық, геотемпературалық, гидродинамикалық режимдермен айқын функционалдық байланысы қимадағы ӨҚ-ҚҚ резервуарларының анағұрлым бұзылған аймақтарында сұйықтықтардың мықты субвертикальды өтуін растайды;



**2.18-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Калмас кен орны. Плиоцен шөгінділерінің жер асты сулары сипаттамаларының ұңғымалардың тектоникалық бұзылуларға қатысты орналасуы бойынша өзгеруі: 1 – Акчагыл және Апшерон ярустары; 2 – I горизонт; 3 – II горизонт; 4 – III горизонт.

- гидрогеологиялық әдебиеттегі гидрокарбонатты-натрийлі сулардың тек орташа плиоценнің төменгі бөлігі шөгінділеріне ғана тура келетіндігі жаңсақ пікір болып табылады – анағұрлым ірі кен орындарының бірқатарында қиманың төменгісімен қатар жоғарғы бөлімінің де айтарлықтай бөлігі сілтілік суларға толы. Мұнымен қоса кермек сулардың таралу аймақтары төменгі бөлімнің де бөліктерін қамтитын жағдайлар жиі кездеседі. Сілтілік сулардың таралу ауқымы жергілікті көтерілімдердің қималары бойынша жоғарыдан төменге қарай арта түседі (2.10-сур.қар.);

- қазіргі ӨҚ-ҚҚ-«қиманың гидрохимиялық инверсиясы» гидрохимиялық пішінінің реңктілігі туралы жалпы минералдану азаюының (жекелеген жағдайларда 20-25 есе) және тандалған кешеннің барлық территориясында қима бойынша жоғарыдан төменге қарай сілтілік сулар ауысуының қамтылу құбылыстарын меңзейтін тұжырымдар айтарлықтай нақтылауды қажет етеді – аталған құбылыстар тек ең көп тектоникалық бұзылған (әдетте қабат алды) жергілікті көтерілімдер учаскілеріне, диапирлердің лайлы жанартаулар эруптивтерінің қоршаған жыныстарымен түйісу аймақтарына және жыныстар тұтастығының басқа бұзылуларына ғана тән болады. Дәл сол көтерілімдердің анағұрлым азырақ тектоникалық орналасу жағдайындағы алыс қанаттары мен периклиналийлерінде гидрохимиялық қима қалыпты сипатқа ие, яғни минералдану тереңдігі мен жер асты суларының кермектігі олардың тұрақтылығының жалпы үрдісіне және тіпті қайсыбір артуына бағынады;

- жекелеген кен орындарының қималарында және мұнайгаздылық аумақтарында жер асты суларының құрамы (түрі) тек олардың жалпы минералдану мәніне ғана

байланысты болып келеді. Барлық аудандардағы шоғырлану деңгейі бірдей жер асты суларына шамамен бірдей құрам сәйкес келеді;

- су түрлерінің өту аймағының стратиграфиялық және гипсометриялық жағдайы, яғни нақты бір алаңның стратиграфиялық көлеміндегі кермек және сілтілік сулардың арасындағы қатынас оның тектоникалық бұзылуының функциясы болып табылады, неғұрлым көбірек тектоникалық күрделенген алаңдарда кермек сулардың сілтілікке өту шекарасы анағұрлым жоғары стратиграфиялық орын алады;

- қазіргі кездегі кен орындарының тік қималарында сулардың минералдану деңгейі мен ионды-тұзды құрамы бойынша (гидрохимиялық түрлері) орташа плиоценнің екі бірдей бөліміндегі дизъюнктивті орналасудың түрлі морфологиясында болып табылатын олардың геологиялық құрылымының спецификациясы маңызды рөл атқарады; қабаттың төменгі бөлімінде айтарлықтай жылжу амплитудасы бар бастырмалар түріндегі ірі бойлық бұзылулар, көбіне аз минералданған сілтілік сулар немесе сілтілік ингредиенттің жоғарғы құрамы бар қатты аз қойылтылған қоспалар басым дамуға бейім. Тым аз амплитудалар тән ығысулар мен жылжулар түріндегі көлденең бұзылудардың кең таралуымен сипатталатын жоғарғы бөлімде жоғары минералданған хлорлы-кальцийлі сулардың негізгі қорлары шоғырланған (Дурмишян, Рачинский және Малышева, 1971; Мехтиев және Рачинский, 1967ж. ).

Гидрохимияның дизъюнктивтер морфологиясымен аталған байланысы аса маңызды, себебі жер асты сулары химиялануының тектоникалық кереғарлық ұңғымалығымен генетикалық тоқайласуын растайды:

- қиманың кермек сулар мен сілтілік ортада сілтілік сулар басым болатын (дизъюнктивтермен арынша күрделенген) аралығында сілтілік сулардың көрінісі әдеттегідей түрлі тектоникалық бұзылулар аймақтарымен байланысты және жергілікті құрылымдардың дөңес учаскілеріне (дизъюнктивтермен барынша күрделенген) тура келеді.

- сілтілік ортада кермек сулардың көрінісі әдетте орналасудың айтарлықтай аз деңгейімен сипатталатын алыс периклиналийлерде және қатпарлардың қанаттарында байқалады; қатты ортада сілтіліктің көрінісі бар аймақтарда уақыт өте заңдылықтарға сәйкес сулардың гидрокарбонатты-натрийліден сульфатты-натрийліге дейін және хлорлы-магнийліден хлорлы-кальцийліге дейін өтуі орын алады (Пути үст. III, V, VIa горизонттары (Султанов, 1936 ж.); Балахан-Сабунчи-Раман кен орны оңтүстік қанатының V горизонтты, Калмас үст. I, II, III горизонттары, Кюровдаг, Нефтечала, Кюрсантя үст. және басқалардың I-VII горизонттары (Гинис, 1966 ж.; Гурбанов, Молдавский және Рачинский, 1966 ж.; Мустафаев, 1967 ж.);

- қиманың барлық горизонттарындағы жергілікті көтерілімдері аясында тектоникалық бұзылуларды өткізетін аймақтарға жақындаған сайын жер асты суларының минералдануы кермек сулар ортасында екінші тұздылық коэффициенттерінің азаюымен және сілтілік ортада бастапқы сілтіліктің артуымен қатар жүре отырып азаяды.

Аталған байланысты растайтын мысал ретінде 2.18-суретте екінші тұздылық пен бастапқы сілтілік коэффициенттері және Калмас алаңы бойынша тектоникалық бұзылулар мен ұңғымалардың қашықтығы арасындағы байланыс келтірілген (Мехтиев, Ахундов, Рачинский, 1970 ж.):

- жергілікті көтерілімдердің анағұрлым шомған учаскілерінде және оларды оқшаулайтын құрылымаралық аймақтарында заманауи кендердің жиектеріне

жақындаған сайын көбіне басқа генетикалық түрдегі азырақ минералданған қыртыстық сулармен алмасатын хлорлы-кальцийлі түрдегі жоғары минералданған кермек сулар таралған.

Айтылғандар олардың көтеріңкі аймақтары шегінде көбіне сілтілік сулармен қанықтырылған, Апшерон мұнайгаздылық аумағының орташа плиоценінің төменгі бөліміндегі көрсетілген қатпарлар учаскілерінде кермек сулардың көрініс беруі туралы мәліметтер келтірілген 2.6-кестесінің материалдарымен расталады:

- қиманың барлық аралықтарында жер асты сулары минералдануының кермек су ортасында артуы үнемі екінші тұздылық коэффициенттерінің азаюымен және сілтілік ортада бастапқы сілтіліктің артуымен бірге жүретін минералданудың азаюы әрі екінші тұздылықтың азаюымен қоса жүреді;
- өңірдің барлық алаңында минералдану артуының және сәйкесінше Палмер сипаттамаларының қатпарлар қабатынан олар шомаған учаскілер бағытында сәйкесінше өзгеруінің айқын үрдісі байқалады;

**2.6-кесте.** Апшерон мұнайгаздылық аумағының орташа плиоцені төменгі бөліміндегі сілтілік ортадағы кермек сулардың көрініс беру аудандары мен стратиграфиялық аралықтары.

Қабат	Алаңдар
ККТ	Бузовны, Кала, Бибиэйбат
ККТ	Мұнайлы тас, Артем к., Гюргян-теңіз, Карадаг, Бибиэйбат
ҚД	Бингады (солт. Қр. ), Сурахан, Карачухур, Артем к., Гюргян-теңіз, Дарвин а., Кала, Зыря, Бибиэйбат, Хорасан
ӨТ	Сурахан, Карачухур, Артем к. (солт.қатпар), Бузовны (солт.өріс), Бибиэйбат, Мұнайлы тас
КаД	Сухаран, Карачухур, Гоусан, Құмды к., Оңтүстік, Мұнайлы тас, Батпақты шоқы, Баку мұльдасы, Бина

- орташа плиоцен қабатында жеке құрылымдар бойынша минералданудың айқын артуы мен қыртыстардың өңірлік шомуы бағытында сулар сілікимасының азаюы байқалады (27-кестені, 2.11-сур.қар.).
- бір стратиграфиялық деңгейдегі түрлі (тіпті жақын орналасқан) аудандар мен алаңдарда минералдану мен түрі бойынша күрт айырмашылығы бар (әсіресе орташа плиоценнің жоғарғы бұрышында) сулар жатыр;
- орташа плиоценнің барлық стратиграфиялық аралықтарында мұнайдың өндірістік шөгінділерінің жиектік және табандық сулары жергілікті құрылымдардың анағұрлым шомған учаскілерінде жатқан сулармен салыстырғанда біршама жоғары минералданумен сипатталады;
- өңдеу үдерісінде жер асты суларының минералдануы көбіне алғашқы кезеңде азаятын, кейінгі кезеңдерінде одан әрі (нақты бір шекке дейін ұдайы) өсумен алмасатын үрдіске бейім. Уақыттағы осындай түрленулер өнімді горизонттарда арнайы қыртыстық гидрохимиялық аймақтылық болуын көрсетеді: көмірсутектің жиналуы қойылған суға қатысты тар әдіппен көмкеріледі, содан соң азырақ минералданған сулардың аймағы кетеді және одан әрі қаптарлардың анағұрлым көбірек шомған учаскілерінде жоғары минералданған сулар таралған.

Жер асты суларының жоғары плиоценді шөгінділерден құйылуы (апшерондық қабат) Апшерон түбегінде (Балахан-Сабунчи, Сурахан, Карачухур, Құмды к., Кала, Зыря, Бибиэйбат кен орындары), Төменгі Курин депрессиясында (Кюровлаг, Карабаглы, Бабазанан, Хиллы, Нефтечала, Каламадын, Б. Харамы, Мишовлаг, Калмас, Кюрсанг, Пирсагат, Хыдырлы үст. кен орындары), Балқан маңында (Челекен, Небитда, Қотыртепе, Барсакелмес, Банкали, Бурун кен орындары), Урунджук-Боядагск (Кумлаг, Боядаг үст.) және Гораньдаг-Чикишлярда (Гораньдаг, Окарем, Адам-Кудук үст. және басқалар) алынған.

Апшерон түбегіндегі көтерілім аймақтарында Балқан маңы шығыс бөлігінде, Урунджук-Воядаг және Гограньдаг-Чикишляр көтерілім аймақтарында көрсетілген аралықта барлық жерде дерлік минералдануы 350-760 мг-экв (100-217 г/л) болатын хлорлы-кальцийлі тұздықтар таралған. Қабаттың сулары іс жүзінде сульфатсыз дерлік, карбонаттардың құрамы аз (0, 1-2 мг-экв) қамтылған және кальцийге қарағанда ионды магнийлер басымдығымен сипатталады. Бастапқы тұздылық коэффициенттері 70-80%-экв диапазонында, екінші тұздылық – 18-27% экв, екінші сілтілік 0-2%-экв диапазонында.

Төменгі Курин депрессиясында және Балқан маңы аймағының батыс бөлігінде хлорлы-кальцийлі тұздықтар таралуы басым, дегенмен олармен бірге кейде оқшауланған дақтар түріндегі азырақ минералданған хлорлы-магнийлі және сілтілік алуандықтар кездеседі. Аталған түрлердің сулары әдеттегідей дизъюнктивтермен барынша күрделенген учаскілерде, лайлы жанартаулар орналқан аудандарда, мұнай, газ, су көріністері бар және өндірістік көмірсутегімен қаныққан үстіңгі қабаттарда орналасады. Осы сулардың минералдануы 30-дан 440 мг-экв (8,6-126 г/л) дейін құбылады; бастапқы тұздылық коэффициенттері 42-92%-экв құрайды, екінші тұздылық (кермек суларда) – 5-57%-экв, екінші сілтілік – 0,044%-экв, бастапқы сілтілік коэффициенттері (гидрокарбонатты-натрийлі суларда) 2-7%-экв құрайды.

Апшерон қабаты жер асты суларының сипаттамалары 2.1-кестеде келтірілген. Өңірлік тұрғыдан алғанда, жер асты суларының минералдануы мен метаморфтануының артуы қатпарлықтың жалпы шомуы мен кешен орналасуының әлсізденуі бағытында айқын анықталады (2.19-сурет).

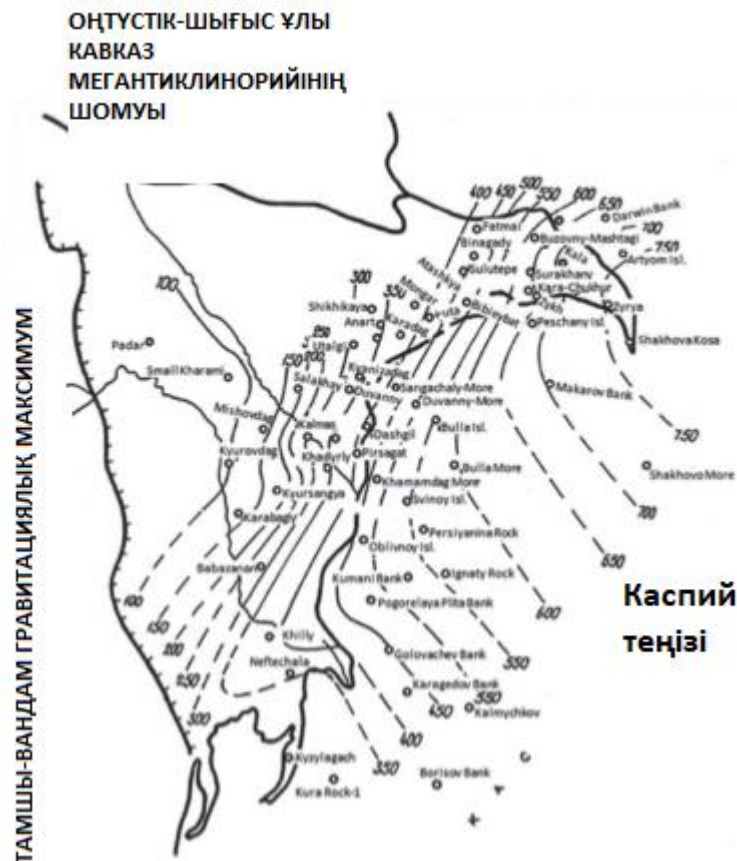
Жергілікті көтерілімдер алаңы бойынша судың құрамы мен минералдануының таралуына қатысты да бірқатар нақты заңдылықтар бар. Барлық аудандағы құрылымның қабаттық учаскілерінен олардың шеткері аймақтарының бағытында су қойылуы, хлор иондарының, кальций мен магнийдің құрамы артады, көрсеткіштердің барынша көп мәні қыртыстардың алыс жиектен тыс аумақтарын сипаттайды (сәйкесінше, қабат алды учаскілер ең аз мәндерімен сипатталады); кері бағытта жалпы сілтілік, сульфаттық пен натрий құрамы ұлғаяды. Палмер сипаттамалары да аталған байланысқа сәйкес көрініс береді – қатпарлардың көтеріңкі бөліктерінде екінші тұздылық коэффициенттері төмендеген, ал бастапқы тұздылық пен екінші сілтілік барынша жоғары.

Осылайша, Апшерон шөгінділерінде көмірсутекті қанығу жергілікті көтерілімдердің тек дөңес, анағұрлым дизъюнктивті тектоникамен бұзылған аймақтарында ғана көрініс береді және қайтадан пайда болады (Апресов, 1947 ж.; Горин және Буниат-Заде, 1971 ж.; Мехтиев, Рачинский және Ахундов, 1966 ж.; Мехтиев және Рачинский, 1967 ж.; Потапов, 1954 ж.), сулардың сипаттамасы, құрылымдардың тектоникалық жағдайы, мұнайгаздылық және төсеме шөгінділер кендері мен өнімділік аралықтарының ортақтығы арасындағы байланыс айдан анық. Өндірістік көміртекті қанығу аймақтарының барлық алаңдарында екінші тұздылықтың анағұрлым аз минералданған және ең аз мәндерімен жер асты суларының сәйкестігі тән.

**2.7-кесте.** Оңтүстік Каспий ойпаты батыс бүйірінің антиклиналды аймақтарындағы өнімді қабат жер асты сулары сипаттамаларының өзгеруі.

Алаң	Қабаттар, горизонттар											
	НКП			ҚҚ			ПК			КаС		
	Н, м	$\Sigma_{a+k}$	А, %- ЭКВ	Н, м	$\Sigma_{a+k}$	А, %- ЭКВ	Н, м	$\Sigma_{a+k}$	А, %- ЭКВ	Н, м	$\Sigma_{a+k}$	А, %- ЭКВ
<b>Шығыс Апшерон</b>												
Бузовны-Маштаги	1720	70.0	18.0	1800	46.0	35.0	2000	40.0	40.0	-	-	-
Кала	1650	150.0	4.2	1800	72.0	27.0	1970	58.0	36.0	2350	44.6	40.0
Зыря	-	-	-	4420	91.6	11.8	4520	58.6	24.6	4635	52.4	14.0
<b>Орталық Апшерон</b>												
Балахан-Сабунчи-Раман	750	105.0	16.0	800	44.0	40.0	1360	53.6	36.2	-	-	-
Сурахан	1400	125.0	12.0	1570	70.0	25.0	1740	33.0	44.0	2630	45.0	40.0
Карачухур	1680	142.0	10.5	2100	63.0	29.0	2450	42.0	39.0	2650	53.0	33.0
Зых	2220	136.0	10.0	2350	54.0	33.1	2550	43.5	36.0	2800	37.5	40.0
Құмды к.	3070	105.0	15.0	-	-	-	3480	49.2	16.0	3570	55.0	30.0
<b>Батыс Апшерон</b>												
Аташкя	300	61.7	36.0	450	71.2	36.0	1670 <sup>x</sup>	63.0 <sup>x</sup>	23.0 <sup>x)</sup>	-	-	-
Локбатан	14.90	58.0	36.4	1700	53.0	39.6	3220	48.4	13.2	-	-	-
Қушхана	3100	38.4	7.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Карадаг	3900	81.8	5.1	-	-	-	-	71.4	19.0	-	-	-
<b>Ашперон топаралы</b>												

К. Григоренко	-	-	-	800	117.0	7.1	1000	110.0	8.0	1200	97.0	10.3
Жилой к.	-	-	-	480	66.0	24.8	600	51.0	32.0	850	62.0	28.0
Батпақты шоқы	360	150.0	5.0	580	82.0	18.0	720	106.0	12.0	900	80.0	18.0
Мұнайлы тас	450	91.2	4.6	650	82.4	14.2	800	81.2	20.3	970	40.8	31.8
Дарвин а.	900	156.2	-3.0	1050	85.0	20.0	1200	90.0	14.0	-	-	-
Артем к.	500	198,8	-2,6	650	80.0	25.0	800	53.0	32.0	-	-	-
Гюргяны-теңіз	1300	145,6	-2.2	1500	100.00	10.0	1900	47.0	35.0	2100	38.0	42.0
Оңтүстік	3440	165,0	3.0	3650	120.0	7.0	3800	48.8	17.0	3950	44.0	22.0
Төменгі Курин ойпаты												
	ӨҚ I горизонт			ӨҚ I горизонты			ӨҚ II горизонты			ӨҚ III горизонты		
Кюровдаг	2000	136.4	S <sub>2</sub> -11.0	2120	122.8	S <sub>2</sub> -8.7	2280	78.0	S <sub>2</sub> -5.3	2430	63.0	S <sub>2</sub> -4.2
Қарабағлы	2900	75.0	S <sub>2</sub> -7.0	3050	58.0	S <sub>2</sub> -5.8	3200	64.0	S <sub>2</sub> -6.3	3340	67.0	S <sub>2</sub> -6.4
Бабазанан	370	106.0	S <sub>2</sub> -4.4	470	159.6	S <sub>2</sub> -7.3	580	178.8	S <sub>2</sub> -8.2	730	113.6	S <sub>2</sub> -5.2
Хиллы	900	175.2	S <sub>2</sub> -8.0	1020	114.4	S <sub>2</sub> -5.3	1130	150.2	S <sub>2</sub> -6.9	1240	79.6	S <sub>2</sub> -3.6
Нефтечала	960	264.0	S <sub>2</sub> -21.1	1080	167.8	S <sub>2</sub> -11.3	1190	201.8	S <sub>2</sub> -14.4	1300	150.0	S <sub>2</sub> -8.3



**2.19-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты (батыс бүйірі). Апшерон қабатының жер асты сулары жалпы минералдануының кескіндік картасы.

Жекелеген құрылым алаңдарында минералданудың және сулардың ионды-тұзды құрамының сипатталғандай таралуы орташа плиоценнің өнімді қабатымен аналогия бойынша апшерондық қабатта заманауи жергілікті гидрохимиялық аймақтылықтың қалыптасуына төсемелі шөгінділерден келетін азырақ минералданған және екінші тұздылық коэффициенттерінің азырақ мәндері бар сулардың тік өтуінің айқындаушы рөлін көрсетеді. Төменгі Курин депрессиясы мен Апшерон түбегінің суларын салыстырумен олардың екі есеге дерлік айырмашылығы бар минералдану жағдайында біршама ионды-тұзды құрамының ұқсастығы анықталған.

Осы жағдай апшерондық шөгінділердің шөгінді жиналуының гидрохимиялық ортасындағы седиментация жағдайында палеокуры, палеоаракс және палеопирсагат әсерінен туындаған Төменгі Курин депрессиясындағы жер асты суларының айтарлықтай тұщылануының салдары ретінде түсіндіріледі.

*2.1.1.2. Ионды-тұзды құрамның қалыптасу механизмдері, жер асты суларының минералдануы және реңктік табиғаты туралы*

Өңірдің гидрохимиялық пішінің реңктігін (көбінде плиоцен шөгінділерін) анықтайтын жер асты сулары тұзды құрамының қалыптасуы мен минералдану мәселелерін зерделеумен түрлі пікірлер мен гипотезалар айтқан көптеген зерттеуші айналысқан.



Басты механизмдер ретінде қарастырылғандар:

- сусыйымды жыныстар литологиялық құрамының айырмашылықтары; жыныстар мен жер асты суларының арасындағы катиондық алмасу;
- тұздармен байытылған сазданған жыныстарды суларды фильтрациялау үдерісінде сілтілендіру;
- қазіргі кезде сілтілік сулармен толған қима аралықтарында метеогенді үстіңгі қабат суларын палео- және заманауи инфильтрациялау;
- плиоцен седиментациясы алабының уақыт өте ілгерілеген тұздануы;
- орташа плиоценнің борлы шөгінділерден келетін инфильтрогенді тұщы сулардың өтуі есебінен терең қоректенуі;
- конденсатты-дистилляциялық құбылыстар;
- су ортасының гидрохимиялық бейнесін түрлендіретін карбонаттардың генерациясымен қатар жүретін сульфатредукциялы үдерістер.

ардың аясында өтпелі сулардың шығу тегін, ионды-тұзды құрамның және орташа плиоцен табанындағы сусыйымды нысандардың қашықтығы мен сулардың минералдануы арасындағы байланысын, құрылымдағы ұңғымалардың орналасуына, нақты алаңдар мен аудандардың литологиялық-коллекторлық және тектоникалық ерекшеліктеріне қарай сулардың кеңістікте таралу заңдылықтарын, гидрокарбонатты-натрийлі сулардың дизъюнктивтердің даму аймақтарына барлық жерде тура келуінің себептерін, көмірсутекті қанығудың сілтілік сулармен байланысын және басқаларды ашып көрсету мүмкін болмай отырғанын көрсетеді.

Қиманың готеривтік және одан жоғары сулы аралықтарының жалпылығын ескере отырып, анағұрлым көбірек зерттелген плиоцен шөгінділерінің мысалында төменде аталған сәттермен сәйкес келетін мезокайнозойдағы гидрохимиялық аймақтылықтың қалыптасу сызбасын қарастырамыз.

«Өтпелі» сулар мен олардың генезисі жер асты суларының ионды-тұзды құрамы мен минералдануының қалыптасу үдерістерінің көрсеткіштері ретінде (Мехтиев, Рачинский, Ахундов, 1966 ж.; Мехтиев, Рачинский, 1967 ж.; Мехтиев, Ахундов, Рачинский, 1970 ж.). Кен орындарының қималары бойынша төмен қарай сулардың хлорлы-кальцийлі түрлерінің гидрокарбонатты-натрийліге ауысуы, жоғарыда аталып өткендей, арнайы құраммен және минералданумен сипатталатын әрі әдеттегідей қиманың бірнеше аралығын қамтитын өтпелі аймақтар арқылы жүзеге асады (басқа химиялық реңктегі сулармен қаныққан стратиграфиялық бөлімшелерінде «өтпелі» сулардың спорадиалдық көрініс беру меңзеледі). Осы аймақтарда барлық белгілі гидрохимиялық түрлердің сулары кездеседі. Олардың құрамында бастапқы тұздылықтың ионды-тұзды кешені басым болып келеді (92-98%-экв), ал екінші тұздылық немесе бастапқы сілтілік ең аз мәнге ие (0-8%-экв); екінші сілтілік 6-8%-экв дейін барады. Орташа плиоцен аралығындағы «өтпелі сулардың» өзіне тән ерекшелігі минералданудың 180-210 мг-экв (51,5-60 г (2.8-кесте, 2.8-сур.қар.) аспайтын белгілі бір мән болып табылады. Олардың барлық аудандарда шөгіп жату жағдайлары да өз алдына ерекше – олар орташа плиоценнің табанынан қима бойынша жоғарыға қарай 900-1200 м қашықтықта тұратын страгиграфикаға байланысты емес гипсометриялық аймаққа тура келеді.

Осындай аса бір арнайы құрам суларының қалыптасуы мен олардың тереңдіктердің тек бір барынша тар диапазонында болуы өңделмеген теңіз (балшықты) суларын метаморфтаудың танымал үдерістерінің ешбірімен де түсіндіріле алмайды және химиялық тұрғыдан кермек сулардың сілтіліктермен ығыстырылуы нәтижесі ретінде ғана қарастырыла алады. Ол кейбір жағдайда өтпелі аймақтарда S1a түрі суларының болуымен расталады (Абрамович және басқалар, 1934 ж.; Сулин, 1935 ж.). Кермек сулардың сілтілікке өтуі минералданудың шамамен бірдей мәндерімен түрлі қабаттарда және горизонттарда жүретіні, яғни бір түр суларының

басқасына өтуі араласатын ингредиенттердің белгілі бір қатынастарында жүзеге асуы тән болып келеді.

Сулардың жылжу механизмі келесі түрмен беріледі: хлорлы-кальцийлі сулардың гидрокарбонатты-натрийлі сулармен өзара әрекетінде сілті карбонаттары кальций хлоридтарымен және магниймен алмасу реакциясына түседі, ол бастапқы тұздылық және екінші сілтілік коэффициенттерінің артуына әрі екінші тұздылықтың азаюына алып келеді. Нәтижесінде бастапқы тұздылық коэффициенттерінің 92-99%-экв және екінші сілтіліктің 6-8%-экв мәндері бар сулар пайда болады.

Өтпелі аймақтарда түрлі гидрохимиялық сулардың болуы ығысу барысында бастапқы құрамдықтардың түрлі қатынастарымен араласу кезінде қыртыстық су қоспалары туындайтындығымен түсіндіріледі – әрқайсысының құралуы оның құрамдық бөліктерінің қоспадағы қатысу үлесімен анықталатын аралық «өтпелі» түрлердің гаммасы түзіледі. Хлорлы-кальцийлі құрамдық зат басым болған кезде, «өтпелі» хлорлы-кальцийлі және хлорлы-магнийлі сулар қалыптасады, гидрокарбонатты-натрийлі құрамдық зат басым болған кезде «өтпелі» сульфатты-натрийлі және сілтілік алуандықтар қалыптасады.

Олардың саздылық және жалпы минералдану мәндерімен тікелей байланыста болуымен сипатталатын **жер асты сулары химиялануының қоршаушы жыныстардың литологиялық-коллекторлық қасиеттеріне байланыстылығы тек жылжу үдерістерімен ғана түсіндіріле алады** (Мехтиев, Рачинский, 1968 ж.; Самедов, Ахундов, Рачинский, 1963 ж.). Осы орайда, анағұрлым сазды учаскілерде су минералдануының артуы олардың ионды-тұзды құрамының өзгеруімен – кермек сулар ортасында екінші тұздылық коэффициенттерінің артуымен немесе гидрокарбонатты-натрийлі ортада екінші тұздылық коэффициенттерінің азаюымен қоса жүреді. Осы байланыстың жылжуымен анықталуы оны катиондық алмасу үдерістерімен түсіндірудің аз ықтималдығынан (белгілі болғандай, минералданудың артуына алып келмейтін) және сазды жыныстардың фильтрленетін сулармен сілтіленуінен (фильтрлеу шарттары саздылықпен кері байланыста болады) туындайды.

Сілтілік сулар көбінде көтерілімдердің қабат алды аймақтарында дамыған дизъюнктивтердің жүйелері бойынша қимаға өте отырып, өзінің қыртыс-коллекторларға өту жолында кірме ингредиент құрамы бар қыртыстардың құлама (сәйкесінше олардың саздану) бағытында азаятын су қоспаларын құрай отырып, оларды синклиналийлерге және тектоникалық қашыртқыларға бөлетін, сингенетикалық хлорлы-кальцийлі тұздықтарды құрылымның шомған учаскілеріне қарай ығыстырады деп пайымдалады. Жылжу үдерісі қыртыстардың қабылдағыштығымен (өтімділігімен) ретке келтірілетіндіктен, өтпелілігі нашар алаңдарда сілтілік сулардың өту мүмкіндігі жақсы өтімділікпен сипатталатын аймақтармен салыстырғанда шектеулі болып табылады. Коллекторлардың өтімділігі мен саздылығы кері байланыстылықпен тәуелді болатындығын ескере отырып, саздылықтың орташа плиоцен суларының құрамы мен минералдануына әсері олардың өтімділігімен анықталады деп есептеген жөн.

Қарастырылған аспектіде жер асты суларының химиялануына литологиялық-коллекторлық факторлар әсерінің барынша сиптомдылығы жоғарыда сипатталған сулар минералдануының жекелеген кен орындарының қимасы бойынша төменге қарай азаюының бірсарынды және бірізділікпен емес, керісінше, мәні келесіге келіп саятын ауытқулармен жүретіндігінде: өнімді қабатта (КҚ, КҚ, ҚҚТ) сулардың минералдануы артқан, ал анағұрлым құмды қабаттарда (ККТ, ӨҚ) азайған; біріншілері төбеге сәйкес келеді, ал соңғылары шөгінді жиналу ырғақтарының табандарына сәйкес келеді. Осылайша, әрбір ырғақтың төбесінде анағұрлым минералданған сулар, ал табанында азырақ минералданған сулар жатады. Осыдан туындайтын қорытынды, жер асты суларының қима бойынша өзгеруі шөгінді жиналу ырғақтылығымен, яғни өңірдің орташа плиоцен қабаты қалыптасуының жалпы заңдылығымен үйлеседі.

Аландық гидрохимиялық аймақтылықты қалыптастыруда өтімділіктің әсерімен қоса қиманың литологиялық өзгергіштігі (біртекті болмауы) айтарлықтай рөл атқарады. Осы фактордың

әрекеті өтімділіктің әсеріне ұқсап, тұйықтық, аз шайылған сілтілік сулардың, гидрохимиялық аймақтардың түзілуіне алып келеді.

Баяндалғанның деректі дәлелі ретінде Мұнайлы тас кен орнының Кала қабаты бойынша 2.20-кестеде берілген мәліметтерді келтіруге болады (Мехтиев және Рачинский, 1968 ж.). Суреттен көретініміздей, бір жағынан коллекторлардың саздылығы мен олардың өтімділігі және қыртыс суларының минералдануы, екінші жағынан барынша айқын корреляция орын алады, саздылық артқан сайын өтімділік азайып, қыртыс суларының шоғырлануы артады. Дәл осындай құбылыс коллекторлардың сүйірлену аймағындағы орналасқан бірқатар ұңғымалардан минералдануы жоғары және барынша ерекше құрамы бар сулар алынған (бастапқы сілтілік коэффициенттері 1-5%-экв, ал кейбір жағдайда сулар кермектік сипатына да ие), Карадаг алаңының VII және VIII горизонтының қабатында бар, ал кәдімгі қыртыс сулары төмен минералданумен сипатталады және сілтілік болып табылады (Мехтиев, Ахундов, Рачинский, 1970 ж.).

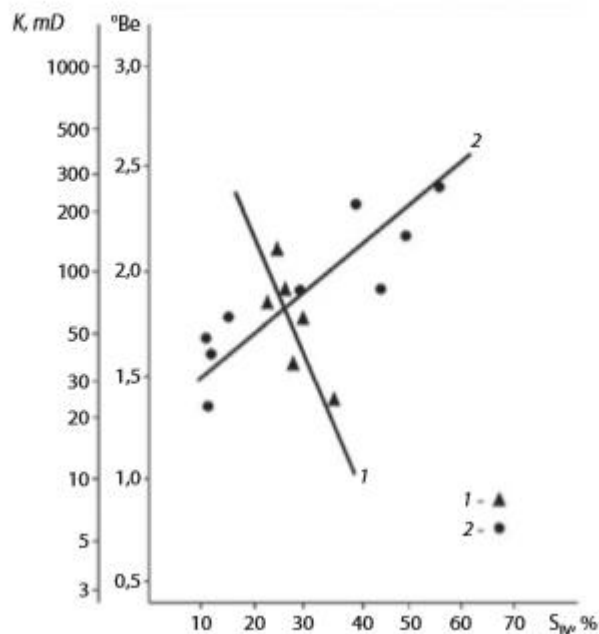
Тағы бір айта кетерлігі, көптеген жағдайларда біршама қойылтылған сулардың даму учаскілерінде (анағұрлым азырақ минералданғандар аясында) ұңғымалардың өнімділігі әдеттегідей айтарлықтай төмен, осылайша бұл химиялық көрсеткіштердің коллекторлар өтімділігімен байланысын анықтайды. Сипатталған байланыстар мен байланыстар тұтастығы плиоцен өңірінің жер асты суларының ионды-тұзды құрамының қалыптасуы мен минералдануының басты механизмі түрлі генетикалық типті және қойылтылған сулардың қатты жоғары минералданған, сингенетикалық плиоценді шөгінділермен және кірме, азырақ минералданған, сілтілік сулармен араласуы болып табылады (Мехтиев, Рачинский және Ахундов, 1966 ж.; Мехтиев және Рачинский, 1967 ж.; Мехтиев және Рачинский, 1967 ж.; Раабен, 1978 ж.; Рачинский және Мурадян, 1983 ж.).

Қоспаларды есептеудің белгілі әдістерімен орындалған (Маляров, Смолко, Огильви және басқалар) плиоцен аралығына ультрасілтілік сулардың (араластыратын құрауыштар ретінде Құмды к. кен орнындағы Сурахан қабатының сингенетикалық шөгінділерге сыйдыратын хлорлы-кальцийлі тұздық алынған (минералдануы 724 мг-экв (206 г/л), екінші тұздылық коэффициенті – 17,9%-экв) және Локбатан лайлы жанартауының минералдануы 35,8 мг-экв (10,2 г/л) әрі бастапқы сілтілік коэффициенті -59,2%-экв – енгізілген төменгі сулар моделі) сілтілік суы инъекциясының басты рөлі туралы жағдайды тексеру (Рачинский, 1970 ж.), бір жағынан, плиоценнің жер асты сулары шын мәнінде бастапқы ингредиенттердің қоспасы болып табылатынын көрсетті және олардың барлығы екі шеткі құрамдық қоспалармен шектелген аумақта жатады, ал, екінші жағынан, кермек сулардың сілтілікке өтуі үнемі қыртыстық қоспадағы 70-80% гидрокарбонатты-натрийлі құрамымен болады (Ахундов, Мехтиев, Рачинский, 1976 ж.; Рачинский, 1970 ж.).

Есептеу жолымен алынған өнімді қабат табаны қашықтығының функциясындағы қыртысты қоспалардағы кірме сілтілік зат құрамы туралы мәліметтерді статистикалық өңдеу (2.17-сурет) барлық қарастырылған кен орындары мен нысандарда қоспалардағы сілтілік сулардың саны көрсетілген деңгейден қашықтық ұлғайған сайын заңдылыққа сәйкес кеми түсетінін көрсетті. Барлық қарастырылатын шөгінділер кешені үшін жалпы есептелген статистикалық көрсеткіштер (корреляция коэффициенті – 0,87, корреляциялық қатынас – 0,91 және үш сигмалы шек –  $\pm 0,061$ ) корреляцияланатын мәндердің арасында барынша тығыз байланыстың болуын көрсетеді.

2.8-кесте. Орташа плиоцендегі «өтпелі» сулардың өлшемдері.

Алаң	Су түрлері өтуінің жоғарғы шекара горизонт	Орналасудың орташа тереңдігі, м	Орташа плиоцен табанымен өту аймағының қашықтығы, м	Өту аймағындағы сулардың минералдануы, мг-экв	Бастапқы тұздылық коэффициенттері, %- экв	Бастапқы сілтілік коэффициенттері, %- экв	Қыртыстық су қоспасындағы сілтілік құрамдықтың құрамы, %
Кала	МКГ	1000	1200	180.0	96–92	0–3	78.4
Бузовны	МКГВ	1500	550	190.0	98–93	0–5	79.6
Зыря	МӨҚ	4100	900	190.0	96–92	0–3	77.4
Сабунчи	IVcde	750	1125	217.0	95–93	0–3	71.0
Сурахан	IVe	1600	980	176.0	98–95	0–2	77.7
Карачухур	VI	1950	960	206.0	97–95	0–4	73.0
Зых	VIII	2400	1028	180.0	95–90	0–8	79.0
Құмды к.	XB	2250	1211	186.0	98–91	0–8	75.6
Бибиэйбат	XIV қыртыс қабаты	1050	996	182.0	95–92	0–3	77.0
Мұнайлы тас	VIII	750	1150	220.0	95–92	0–6	70.3
Южная	НКП	3450	1100	187.0	96–93	0–3	73.5



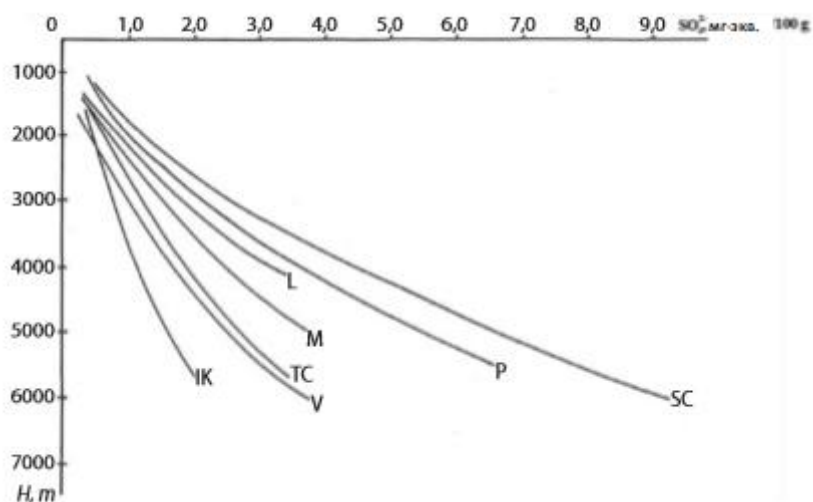
**2.20-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Мұнайлы тас кен орны. Пелит фракциясының жынысындағы құрамның, оның өтімділігінің және Кала қабатындағы жер асты сулары минералдануының арасындағы байланыс: 1 –  $R_{пр} = f(S_{iv})$  өтімділік мәндері; 2 –  $^{\circ}Be = f(S_{iv})$  мәндер.

Қыртыс сулары минералдануының және өнімді қабаттың табанындағы қашықтық функциясындағы қоспаларда сілтілік зат құрамы өзгеруінің жалпыланған қисық сызықтары түрлерінің (математикалық формалардың) ұқсастығы да назар аудартады (2.17-сур.қар.). Көрсетілген байланыстар, суреттен көретініміздей, бір-бірінен таңба арқылы ғана өзгешеленеді.

Бұл плиоцен шөгінділерінегі қыртыс суларының минералдануы мен оларды кірме сілтілік ингредиенттер болуының арасында қыртыс суларының сілтілік зат құрамының артуына қарай шоғырлауының үйлесімді түрде өзгеруімен көрініс беретін әділ байланыс бар деп қорытынды жасауға мүмкіндік береді. Дәл осындай нәтижелер Кала кен орны табиғи қыртыс ерітінділерінің қосарланған қоспаларында орындалған араластыру үдерістерін сынақтық модельдеу кезінде де алынған (Ахундов, Мехтиев, Рачинский, 1976 ж.).

Бастапқыда жылжу ретінде С горизонтының (Сурахан қабаты) минералдануы 567 мг-экв (162 г/л), екінші тұздылық коэффициенті 22,7%-экв хлорлы-кальцийлі суы және ӨҚ қабатының минералдануы 47 мг-экв (13,4), бастапқы сілтілік коэффициенті 32,9%-экв (2.21-сурет) сілтілік суы алынды. Суреттен көретініміздей, хлорлы-кальцийлі түр барынша тұрақты болып келеді және оның хлорлы-магнийлі мен гидрокарбонатты-натрийліге өтуі хлорды-кальцийлі әрі сілтілік ингредиенттердің сәйкесінше 25/75 және 15/85 қатынасында орын алады. Модельдеудің мәліметтері есептеу мәліметтері секілді кен орнының қимасындағы судың таралуы сулардың араласу заңдылықтарына толығымен сәйкес келетінін, ал олардың гидрохимиялық реңкі нақты нысандарда қыртысты қоспалардағы олардың бастапқы құрамдас заттардың түрлі үлестік қатынасы салдары екендігін көрсетеді.

Сапалық қатынас тұрғысынан, оларды терең бұрғылау жолымен ашу аудандары – Ұлы Кавказ, Қобыстан, Апшерон түбегіндегі (батыс бөлігі) мегаантиклинорийдың готерив-дат және палеоген-миоцен аралықтарына арналған тиісті есептеулермен де бірдей нәтижелер алынған (Ахундов, Мехтиев, Рачинский, 1976 ж.).



**2.21-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Кала кен орны. Гидрокарбонатты-натрийлі және хлорлы-кальцийлі түр суларын араластырған кезде қыртыстық қоспалардағы ионды-тұзды құрамның өзгеру кестелері.

Жер асты суларының кеңістікте таралу сипаттамалары мен заңдылықтары бойынша келтірілген мәліметтер олардың әр түрлі алуандықтармен араласуына қатысты материалдармен бірге гидрохимиялық көрсеткіштердің жиынтығы бойынша Оңтүстік Каспий ойпатының бүйірмен анағұрлым көмкерілген мезазой қимасында екі ірі, химиялығы бойынша күрт айырмашылығы бар өңірлік фонды, гидрогеологиялық қабаттарды бөлектеуге мүмкіндік береді.

Орташа юра – валанжиндық аз минералданған гидрокарбонатты-натрийлі сулармен жаппай қаныққан және готерив-плиоцендік жоғары минералданған хлорлы-кальцийлі ортада анағұрлым азырақ шоғырланған сілтілік қатты және қатты сілтілік қыртыс суларының қоспалары жергіліктілігімен сипатталады.

Түрлі стратиграфиялық бірліктерде сілтілік сулардың орындалған, қуаттылықтар спецификасы мен қиманың литологиялық-коллекторлық сипаттамалары әрі көбіне дизъюнктивтердің ұңғымалылық деңгейлерімен реттелетін инъекцияларының тік және алаңдық көлемдеріне сәйкес өңірдің бүйірлік аймақтардың мезокайназойлық стратиграфиялық көлемі олардың құрамында кірме гидрокарбонатты-натрийлі құрауыштың сулы қыртыстық қоспаларын қанықтыратындай түрлі қатысу деңгейімен сипатталатын орташа юра-валанжин, готерив, палеоген-миоцен және орта-жоғары плиоцен сутегеурінде кешендерге бөлінуі мүмкін.

Деректі мәліметтер өңірдің бүйірлік көмкерілу аймағындағы гидрохимиялық пішін реңктігінің сипаты мен себептері туралы мәселеге жаңа тұрғыдан қарауға мүмкіндік береді.

Гидрокарбонатты-натрийлі сулардың дизъюнктивті тектониканың, лайлы жанартаулар эруптивті аппаратының даму аймақтарымен, крипто- және экзодиапирлі құрылымдардың түйісу аймақтарының қоршаған жыныстармен, литологиялық кереғарлық учаскілерімен (гидрогеологиялық «терезелер») және т.б. кеңістікте үйлесуі готерив-плиоцен диапазонының жергілікті құрылымдарының қималарындағы біршама аз минералданған сілтілік сулар шын мәнінде қоршаған геологиялық ортаның хлорлы-кальцийлі суларының жоғары минералдануының жалпы аясында инъекционды түрдегі ауытқу болып табылатынын, ал валанжиннан кейінгі аралық төсемелі шөгінділердің тегеурінді су аумағы болып табылатынын көрсетеді.

Көрсетілген тәсілді орта плиоценен валанжин-орташа юра кешеніне дейінгі литологиялық сипаттама мен аралықтың қуаттылығы айтарлықтай құбылмайтын Апшерон мұнайгаздылық

аумағының қимасына салу (Өзірбайжан тектоникасы, 1970 ж.; Хаин, 1950 ж.; Хенкина, 1961 ж., 1981 ж.), орта плиоцен табанының белгілі бір гипсометриялық қимасында жекелеген құрылымдардың қималарында жоғарыда белгіленген өту аймағының бекітілуі айтарлықтай деңгейде осы ауданның барлық кен орындарында мезозойдан келетін кірме сілтілік сулардың өту жолында шамамен бірдей гидравликалық шығындармен анықталады деп есептеуге мүмкіндік береді (Рачинский, 1970 ж.).

Жер асты суларының генезис, химиялық түрлер және минералдану бойынша кеңістікте таралуының сипатталған заңдылықтары өңірдің бүйірлік аймақтарындағы міндетті шарт ретінде жаппай, құрылымдық-тектоникалық жағдайға қарамастан, түрлі химиялық реңктегі және шоғырлану тереңдігіне қатысты азаятын сулармен қиманының толуын меңзейтін инверсия тек төменгі-борлы-орташа юра және басқа қалған жоғарырақ жатқан стратиграфиялық аралықтарды салыстыру кезінде көрініс береді деп қорытынды жасауға мүмкіндік береді. Соңғыларында сілтілік сулар тек қыртыстық су қоспаларында болады, сыйдыратын жыныстарға генетикалық тұрғыдан жат, айқын қайтадан пайда болу сипатына ие және жоғары минералданған хлорлы-кальцийлі су ортасының жалпы аясында әдеттегі гидрохимиялық инъекциондық түрдегі ауытқу болып табылады.

Көрсетілген қырынан алғанда, геологиялық әдебитетте қалыптасып кеткен орта плиоценді қабаттың гидрохимиялық қимасының реңктік сипаты туралы пайымдау нақтылауды қажет етеді, себебі оның реңктігі дизъюнктивті тектониканың элементтерімен анағұрлым бұзылған жергілікті көтерілімдердің қабаттық аймақ шегінде ғана болады, ал қатпарлардың шомған басқа учаскілерінде қатты тұздықтар таралған. Жер асты суларының осындай таралуына және гидрохимиялық аймақтылықтың қалыптасу механизміне тән моделі сілтілік сулардың таралу ареалдары біршама шектеулі көлемдерге ие болып келетін Төменгі Курин және Оңтүстік-батыс Түрікменстан ойпаттарының кен орындары болып табылады. Сілтілік сулардың барынша кеңінен өту, олардың инъекциялық сипатын жасыратын әрі олардың жаппай таралуы туралы және сәйкесінше инверсия болуы туралы әсер қалдыратын Апшерон мұнайгаздылық аумағы үшін үйреншікті болып табылатын аумақтары кешеннің осы ауданында инъекциялық көріністердің ауқымды көлемін қамтамасыз ететін геологиялық жағдайлардың қосындысымен анықталады.

### *2.1.1.3. Шөгінді қимасындағы жер асты суларының генезисі туралы*

Біздің зерттеу міндеттерімізге сингенетикалық хлорлы-кальцийлі тұздықтар мен инъекцияланған сілтілік сулардың қалыптасу шарттарын арнайы қарастыру кірмейді. Бұл мәселе қазіргі кезде нақты шешім шығаруға келмейді және мәселе зерттелуінің заманауи сатысында әңгіме тек қандай да бір гипотеза шегінде су таралуы шынайы сипатының түзілуіне сәйкестігі туралы ғана болмақ.

Оңтүстік Каспий ойпатының гидрохимиясы бойынша нақты деректердің кешені оның аясында таралған жоғары минералданған хлорлы-кальцийлі сулар аридтік климаттың жағалаулық-лагуналық жағдайында теңіз суы шоғырлануының болжамына сәйкес бастапқы седиментогендік теңіз суларының терең метаморфтану жемісі болып табылады. Гипотезаны ұсынған Страхов (1962 ж.), Валяшко (1964 ж.), Капченко (1974 ж.) және басқа да ғалымдар (Ахундов, 1957 ж.; Колодий, 1969 ж., 1972 ж.; Рачинский, 1981 ж.). Мұнайгаздылық жергілікті құрылымдардың аясында қатты тұздықтар минералдануының қосымша арту факторы бастапқы булы газды газконденсатты қоспасының шөгінді тысы арқылы транзитті өтетін сұйық көмірсутегі туындауымен бірге жүретін олардың фазалық айналуы барысында жүзеге асқан қыртысты сулардың жер асты буға айналуы болып табылады (Ахундов, 1957 ж.; Колоды, 1969 ж., 1972 ж.; Рачинский, 1981 ж.).

Орташа юра-валанжин аралығының ультрасілтілік аз минералданған сулары бірнеше басты бірізді жүзеге асқан және бір-біріне қабаттасқан үдеріс нәтижесі болып табылады:

- жоғарғы юра регрессиясы кезеңіндегі үстіңгі қабат тұщы суларының палеоинфильтрациясы, шөгінді жиналуындағы үзілістің және орташа юра шөгінділерінің ішінара шайылуы;
- ерте диагенез сатысындағы қалыпты және өңірдің геологиялық тарихының одан кейінгі иммерсиялық кезеңінің қыртыстық көтеріңкі температурасы термохимиялық тоқтауы (Кисин мен Пахомовтың модельдері (1967 ж., 1970 ж.), Кононовтың (1965 ж.) және Красинцевтың модельдері (1968 ж.);
- бұрын сазды минералдар шілтеріне кірген тұщы сулардың (Карцевтың түсінігінде «қайта туған» сулар) айтарлықтай көлемінің гравитациялық-сұйық қалпына өтуін қамтамасыз ететін монтмориллонитты саздар дегидратациясының нәтижесі ретінде беріледі.

Мезозой қимасының үлкен тереңдіктері, жоғары температуралары, көтеріңкі карбонаттығы және терең СО<sub>2</sub> болу ықтималдығы жағдайында соңғы үдерісті жүзеге асыру Капченконың теориялық моделіне сәйкес (1978 ж.) және Колодийдың (1985 ж.) тәжірибелік мәліметтеріне сәйкес барынша аз минералданған гидрокарбонатты-натрийлі сулардың қалыптасуын қамтамасыз етеді. Осы үдерістің жүзеге асатындығы Блох (1969 ж.), Карцев (1973 ж.), Вагин (1973 ж.), Теодорович (1970 ж.), Бро (1980 ж.), Капченко (1978 ж.), Колодий (1985 ж.), Рачинский (1983 ж.), Пауэрс (1976 ж.), Берст (1969 ж.), Перри және Хауэр (1972 ж.), Шмидттың (1973 ж.) және басқалардың зерттеулерімен расталады.

Өңірдегі «қайта туған» сулардың генерациялану аймағының стратиграфиялық тура келу мәселесін талқылау кезінде оның түрлі аудандарындағы түрлі жас аралықтарында орналасуы мүмкін екендігі ескерілуі тиіс, себебі дегидратациялық үдерістердің жүзеге асуы үшін қажетті шарттар – тек монтмориллонитты қор мен жеткілікті қыртыстық температураның болуы. Осыған байланысты егер Оңтүстік Каспий ойпатының бүйірлік көмкерілу аудандарында басты аралық ретінде «қайта туған» сулардың түзілуі ретінде оларда қыртыстық температураның қажетті мәндері 120°С және одан астам болатын орташа юра-валанжин шөгінділері болуы мүмкін болса, ал өңірдің шомған орталық бөліктерінде (Оңтүстік Апшерон қайраңы, Баку топаралының оңтүстік бөлігі, Қызылқұм иілімі) мұндай функцияны дәл сол қатардың темпеуарасымен сипатталатын мықты барынша сазды палеогон-миоцен қабаттары орындай алады.

Келтірілген пайымдаулар стратиграфиялық қайта пайда болған сулар генерациялану аймағының қима бойынша бірізділікпен жалпы қатпарлыққа өңірлік шому бағытындағы көтерілуі ықтимал деп есептеуге мүмкіндік береді. Оңтүстік Каспийдің барынша көп шомған аймағы – Орталық астауда ұқсас генезистегі сулар сазды литошөгіндіден түзілген орташа плиоценді кешен қорларының есебінен құрылу ықтималдығын да жоққа шығаруға болмайды.

Карцевтың пайымдауынша (1972 ж.), Оңтүстік Каспий ойпатының бүйірлік көмкерілуінің орташа плиоценіндегі қарастырылып отырған механизмнің есебінен сілтілік сулардың генерациялану мүмкіндігіне ерекше тоқталып өткен жөн әрі ол, әрине, сыйымды шөгінділердің сингенетикалығын меңзейді. Арнайы зерттеулердің нәтижелері көрсеткеніндей, үлкен тереңдікте жатқан плиоцен қимасының, оның ішінде аралықтарының барлық саздары жұқа пелитті фракцияда монтмориллонит шамамен 30-35% құрайтын бірқалыпты полиминералды хлоритты-каолинитты-монтмориллонитты-гидрослюдады құрамға ие (Рачинский және Кулиев, 1984 ж.; Хейров және Даидбекова, 1981 ж.; Хейров және Халилов, 1972 ж.; Хейров, Халилов және Керимов, 1973 ж.). Бұл оның дегидратациямен бірге жүретін гидрослюдадану ауқымының айқын шектеулі екендігін көрсетеді.



Атап айтқанда, Баку топаралының солтүстік бөлігінде 5 км астам тереңдіктегі 35% сазды минералдар, барынша жоғары тұрақтылыққа ие монтмориллонитты құрайды (Бяндован үст., ұңғ.26, тереңдік 5340-5343 м; Булла-теңіз үст., ұңғ.6, тереңдік 5088-5091 м; ұңғ.10, тереңдік 5600 м және басқалар) (Хейров және Халилов, 1972 ж. қараңыз). Осыншама үлкен тереңдікте плиоценді сазда монтмориллониттың сақталуы және соның нәтижесінде оның «қайта туған» суларынан босаған көлемнің айтарлықтай шектеулілігі көрсетілген механизмнің осы стратиграфиялық аралыққа тура келуіне қарсы дәлелдер ретінде қарастырылуы мүмкін. Осы үдеріс ағынына кедергі келтіретін басты фактор 5 км шамасындағы тереңдіктегі температура мәндері 100-110°C-тан аспайтын плиоценнің төменгі температуралық режимі болып табылады (Мехтиев, Ахундов, Рачинский, 1970 ж.; Рачинский, Кулиев, 1984 ж.). Дегенмен Поуэрс (1976 ж.), Бёрст (1969 ж.), Магара (1982 ж.) және басқалар көрсеткендей, дегидратациялық сулардың негізгі көлемі 120 °C-тан астам температуралық аралықта генерацияланады.

## 2.1.2. Падан ойпаты

Өңірдің шөгінділік қимасында олигоцен-плейстоценнің террагендік формацияларын қанықтыратын салыстырмалы түрде аз минералданған (25 г/л дейін) гидрокарбонатты-натрийлі сулар мен мезозой карбонатты құрылымдық-шөгінді қабатының гидрохимиялық фонын түзетін қатты хлорлы-кальцийлі тұздықтар (135 г/л дейін) кеңінен таралған (2.9-кесте).

Негізгі су тегеурінді кешендер триастық, юралық, жоғарғы борлық, олигоцен-төменгі миоцендік, орташа-жоғары-миоцендік, плиоцендік және плейстоцендік болып табылады. Өңірлік су тегеуріндері төменгі триас қабатының мергельді-эктасты-сазды қабаты, жоғарғы триастың тығыз доломиты, төменгі бордың сазы, эоценнің сазды-мергельді топтамасы, төменгі миоцен бурдигал қабатының мергельді-сазды қабаты, жоғарғы миоцен сармат қабатының мергельді-сазды-эвапорит қабаты, Палезин жоғарғы плейстоценнің сазды топтамасы болып табылады.

Жарықшақ эктастар, мергельдер және доломиттарден тұратын триас кешенінің жер асты сулары Малосса кен орнынан алынған. Химиялық құрамы бойынша олар хлорлы-кальцийлі түрге жатады, жалпы минералдық екінші тұздылықтың 30,76-34,25%-экв коэффициентінде, 450,4-464,2 мг-экв (128,7-132,6 г/л) сульфат-ион құрамы 8,04 мг-экв дейін барады (тереңдігі 6100 м), ол аралық қимасында сульфаттан тұратын эвапориттер байламының болуымен (Бека және Высоцкий, 1976 ж.; Высоцкий және Кучерук, 1978 ж.; Резников, 1970 ж.; Справочник ..., 1976 ж.) анықталады.

Юра кешенінің сулары (мергельдік шақпақ тасты эктастар) өзінің ионды-тұзды құрамы бойынша триастықтарға ұқсайды, олар хлорлы-кальцийлі түрде берілген, екінші тұздылықтың 29,22%-экв коэффициентінде минералдану 442,2 мг-экв (126,3 г/л) құрайды, сульфаттар құрамы 7,15 мг-экв (тереңдігі 5700 м – Малосса кен орны).

**2.9-кесте.** Падан өзенінң алабы. Жер асты суларының өлшемдері.

Су тегеурінді кешен	Кен орын, алаң	Құрамдықтардың құрамы, мг-экв						$\Sigma_{a+k}$	
		Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> + CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Мг-экв	г/л
Плеймстоцендік	Корреджио, Равенна, Бордолано	9.92–11.87	0.15–0.44	4.93–5.19	0.17–0.28	0.08–0.09	14.74–17.14	30.0–35.0	8.6–10.0
Плиоцендік	Альфонсине, Равенна, Равенна-Маре, Кортемаджоре, Порто-Корзине-Маре	15.23–19.47	0.22–0.65	5.78–5.85	0.27–0.38	0.12–0.18	20.91–25.34	42.6–51.8	12.2–14.8
Орташа жоғары-миоцендік	Кортемаджоре, Паденцано, Санте рно	21.84–22.96	0.92–3.89	5.84–5.85	0.41–0.55	0.22–0.37	27.97–31.78	57.2–65.4	16.3–18.7
Олигоцен-төменгі-миоцендік	Сальсомаджоре, Кавьяга	30.76–35.45	2.01–2.30	4.00–4.88	0.63–0.80	0.43–0.49	36.59–40.46	75.3–83.5	21.5–23.9
Жоғарғы борлы	Кортемаджоре	188.54–196.33	5.01–5.97	1.70–2.00	38.00–47.07	10.34–12.79	144.46–146.89	390.5–408.6	111.6–116.7
Юра	Малосса	212.56	7.15	1.39	54.77	11.23	155.10	442.2	126.3
Триас	Малосса	216.24–223.48	7.56–8.04	0.58–1.40	55.54–67.64	12.43–15.13	152.03–154.53	450.4–464.2	122.7–132.6

## 2.9-кестенің жалғасы

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Палмер бойынша,%- экв				$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{r(Na^+ - Cl^-)}{rSO_4^{2-}}$	$\frac{r(Cl^- - Na^+)}{rMg^{2+}}$	Сулин бойынша судың түрі
		S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	A	a				
Плеймстоцендік	Корреджио, Равенна, Бордолано	67.13–70.34	-	27.60–31.14	1.73–2.06	1.44–1.49	11.98–32.13	-	ГКН
Плиоцендік	Альфонсине, Равенна, Равенна-Маре, Кортемаджоре, Порто-Корзине-Маре	72.54–77.68	-	20.16–25.63	1.83–2.16	1.30–1.37	9.03–25.82	-	ГКН
Орташа жоғары-миоцендік	Кортемаджоре, Паденцано, Сантерно	79.58–82.11	-	15.08–18.22	2.20–2.81	1.28–1.3	2.27–6.66	-	ГКН
Олигоцен-төменгі-миоцендік	Сальсомаджоре, Кавьяга	87.04–90.42	-	6.49–10.15	2.81–3.09	1.14–1.19	2.18–2.90	-	ГКН
Жоғарғы бор	Кортемаджоре	71.90–73.99	25.14–27.12	-	0.87–0.98	0.75–0.77	-	3.75–4.78	ГКН
Юралық	Малосса	70.15	29.22	-	0.63	0.73	-	5.12	ГКН
Триастық	Малосса	65.50–68.62	30.76–34.25	-	0.25–0.62	0.68–0.71	-	4.08–5.75	ГКН

Жарықшақты әктастардан және жоғарғы борлы кешеннің доломиттарынен келетін су құйылымдары Кортмаджоре кен орнынан алынған. Құрамы бойынша олар хлорлы-кальцийлі түрге жатады, минералдану 390,5-408,6 мг-экв (111,6-116,7 г/л), екінші тұздылық коэффициенті 25,14-27,12%-экв, сульфат-ионның шоғырлануы 5,01-5,97 мг-экв (тереңдік 5250 м) құрайды.

Құмдақтар, конгломераттар мен саздан құралған олигоцен-төменгі миоценді кешен бастапқы сілтілік коэффициенті 6,49-10,15%-экв болғанда минералдануы 75,3-83,5 мг-экв (21,5-23,9 г/л) гидрокарбонатты-натрийлі сулармен қаныққан (Сальсомаджоре, Кавьяа кен орындары).

Орташа-жоғары миоценді терригенді кешен де сілтілік біршама азырақ минералданған (57,2-65,4 мг-экв-16,3-18,7 г/л) бастапқы сілтілік коэффициенті 15,08-18,22%-экв сулармен қаныққан (Кортмаджоре, Сантерно, Поденцано кен орындары). Аралық суларының өзіне тән ерекшелігі – көтеріңкі сульфаттық (4,0 мг-экв дейін), ол кешенінің жоғарғы жағында (сармат қабаты) гипс пен ангидриттер жұқа қабатының болуымен байланысты (Бакиров, Варенцов, Бакиров, 1970 ж.; Анықтама..., 1976 ж.).

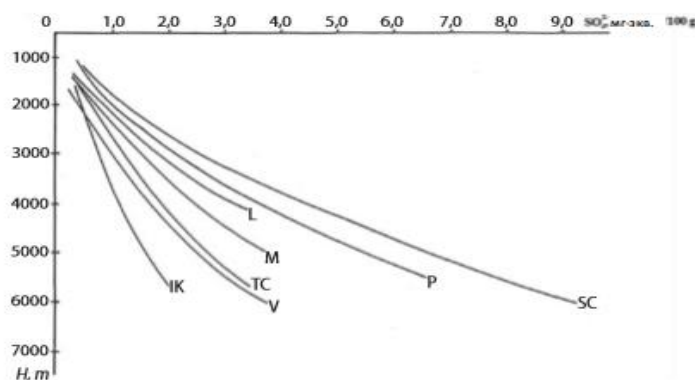
Плиоцен кешенінің химиялық құрамы (линза тәрізділікпен және коллекторлық байламдардың сүйірленуімен сипатталатын әртекті сазды-құмды қабат) бастапқы сілтілік коэффициенті 20,16-25,6%-экв кезінде минералдануы 42,6-51,8 мг-экв (12,2-14,8 г/л) болатын гидрокарбонатты-натрийлі сулардан түзілген (Альфонсине, Равенна, Равенна-Маре, Кортмаджоре, Порто-Корзине-Маре кен орындары).

Ірі түйіршікті базальды құмдақтар, құм, саз және мергельмен төселген плейстоцен кешені аз минералданған (30-35 мг-экв-8,6-10 г/л) бастапқы сілтілік коэффициенті 27,60-31,14%-экв сілтілігі жоғары сулармен қаныққан (Корреджио, Равенна, Бордолано кен орындары).

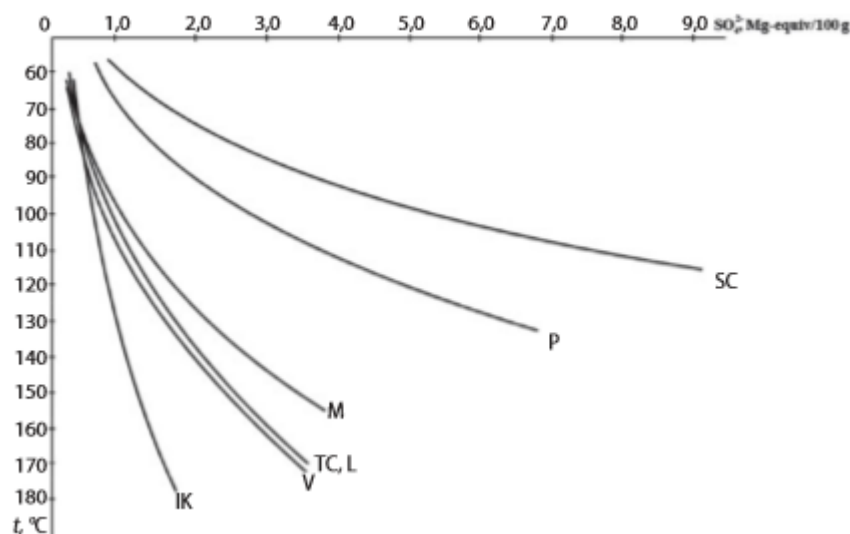
Өңірдің жер асты суларында спецификалық гидрохимиялық ерекшелік ретінде тереңдіктегі сульфат-ионның гипсометриялық деңгейден шамамен 1500-1600 м дейін біртіндеп өсуін атап өтуге болады.

« $SO_4^{2-}$  – тереңдік» байланыстылығы  $SO_4^{2-} = 0,24 \cdot 10^6 \cdot H^{1,988}$  түріне ие, « $SO_4^{2-}$  – температура»-  $SO_4^{2-} = 2,18 \cdot 10^{-6} \cdot t^{3,059}$ . (2.22, 2.23-сурет).

Терригенді неоген кешендерінің суларында сульфаттардың болуы, ең алдымен, Киссина мен Пахомовтың (1970 ж.), Кононовтың (1965 ж.) және Красинцеваның (1968 ж.) модельдері бойынша сыйдыратын жыныстардың термохимиялық фильтрациялық сілтілену үдерісінің және  $SO_4^{2-}$  суларымен қаныққан төменгілері инъекциясының нәтижесі болып табылады; гипс пен ангидраттың жұқа қабаттары таралған жоғарғы миоценді аралықта осы үдерістерге олардың еру әсері қосымша ықпалын тигізеді. Мезозой шөгінділеріндегі сулардың сульфат-ионпен қанығуы триас эвапориттері еруінің және одан әрі юра-бор топтамасына тасымалдануы есебінен болады.



**2.22-сурет.** Тереңдіктегі альпілік геосинклиналдық өңірлердің жер асты суларындағы сульфат-ион құрамы өзгеруінің байланыстылығы. Тауаралық ойпаттар: ОО – Оңтүстік Каспий, По – Падан, Во – Вена, ЛАО – Лос-Анджелес, Мо – Маракаиб; тау алды иілімдер: ТКи – Терск-Каспий, ИКи – Индоло-Кубан.



**2.23-сурет.** Альпілік геосинклиналдық өңірлердің жер асты суларындағы сульфат-ион құрамы өзгеруінің қыртыс температурасына байланыстылығы (шартты белгілер 2.22-суретте).

Гипсометриялық тереңдіктегі (температурадағы) сульфат-ион құрамының заңдылыққа сәйкес артуы, сульфатты редукциялайтын микрофлораның әрекетін басатын қыртыс қабатының температурасы артқан сайын оның сақталу жағдайының оңтайлана түсетінін ғана көрсетіп қоймастан (Кузнецов, Иванов, Ляликов, 1962 ж.; Рачинский, 1973 ж.; Рачинский және Алиев, 1973 ж.), сонымен қатар қайназой қыртыстық су қоспаларында төменгі кірме құрауыштар үлесінің сәйкесінше тігінен жоғары қарай азаюы  $SO_4^{2-}$  шоғырлануының қатаң бірізділікпен азаюына алып келетін, шөгінді қиманың жоғарғы аралықтарында мезозой генерациясы суларының сульфаттармен қаныққан тік өтпелерінің болуын меңзейді.

Падан ойпатының гидрохимиясы бойынша материалдарды жинақтау келесі негізгі қорытындыларды жасауға мүмкіндік береді:

- өңірдің вертикальды гидрохимиялық аймақтылығы қалыпты сипатқа ие – стратиграфиялық қима бойынша жоғарыдан төменге қарай терриген плейстоцен-олигоцен қабатының аз минералданған (8,6-23,9 г/л) гидрокарбонатты-натрийлі (бастапқы сілтілік коэффициенті 6,49-31,14%-экв) сулары карбонатты мезозойдың хлорлы-кальцийлі (екінші тұздылық коэффициенті 25,14-34,25%-экв) тұздықтарымен (111,6-132,6 г/л) алмастырылады;
- гидрокарбонатты-натрийлі сулар ортасында тік бағытта олардың минералдануының артуы бастапқы сілтілік коэффициенті мәндерінің азаюымен қоса жүреді; хлорлы-кальцийлі тұздықтар ортасында екінші тұздылық коэффициенттерінің артуымен бірге жүреді;
- қайназой терригенді топтамасында жер асты суларының минералдануының барынша көп мәндері және бастапқы сілтіліктің ең аз коэффициенттері мезозой қабаты да өнімді болып келетін көмірсутектерінің қорлары бойынша ең ірі қорлары бар кен орындарында анықталады (Кортемаджоре, Малосса, Равенна-Маре, Порто-Корзине-Маре).

Орналасудың гидрохимиялық реңкі мен геологиялық жағдайы карбонатты мезозой хлорлы-кальцийлі тұздықтарының көрініс беруін қалыпты тұздылығы бар теңіз седиментациялық алабындағы лайлы сулар метоморфиздену үдерісінің нәтижесі ретінде анықтайды (Валяшко, 1964 ж.; Капченко және басқалар, 1972 ж.; Капченко, 1974 ж., 1983 ж.).

Терригенді кайназой кешендерінің аз минералданған гидрокарбонатты-натрийлі сулары негізінен генетикалық тұрғыдан алаптың неритті тұзды су ортасында аққан шөгінді жиналудағы палеогеографиялық жағдайдың айқын ықпалын көрсетеді (Рокко және Джаболи, 1961 ж.). Жер асты суларының сілтілік сипаты, лайлы сулар Альпі және Апеннин таулы құрылымдарын көмкеретін негізгі магматиттер бұзылуының және қайта шөгуінің нәтижесінде құрылған, сыйдыратын жыныстардың сілті құрайтын минералды ассоциациялармен түйісу барысында карбонат және ионды бикарбонатпен қаныққан шөгінділерінің седиментті және ерте диагенезі литификациялық кезеңдерінің туындылары ретінде беріледі.

### 2.1.3. Вена ойпаты

Өңірдің жер асты сулары сілтілік және кермектік жағынан алуан түрлі болып келеді. Біріншілері терригенді төменгі миоцен-плиоценді аралықта (бурдигал, гельвет, тортон, сармат, паннондық ярустар) басым таралған, екіншілері негізінен палеогон-жоғарғы бордың флишті шөгінділерін және қатпарлы мезазойдың карбонаттарын сипаттайды (2.10, 2.11-кестелер).

Ойпаттың шөгінді қимасында негізгі ретінде триас-юра, жоғарғы бор-палеоген, төменгі-орташа миоцен, орташа-жоғарғы миоцен, плиоценнің су тегеурінді кешендері ерекшеленеді. Өңірлік су тегеуріндері-сазды-тақтатасты-мергельді жоғарғы юра топтамасы, төменгі миоцен сазы (бурдигалдың төменгі бөлігі), төменгі сарматтың мергельді-сазды топтамасы (жоғарғы миоцен).

Жабын денелер ішкі аймақтарының *триас* доломиттері мен *юра* әктастарынан келетін су құйылмалары аталған шөгінділерде өнімді нысандар әлі байқалмаған өндірістік газ, конденсат пен мұнай құрайтын Бритенлее, Штрассов-Тиф, Шонкирхен-Убертиф, Райерсдорф (Лунц және Франкенфельс жабындары) алаңдарынан және ЛаҚкенберг, Лаб, Высока, Малацки құрылымдарынан алынған. Неоген жыныстарымен түйісетін көмілген эрозиялық аймақтарда сулар Адерклаа, Баумгартен, Матцен, Шонкирхен-Тиф, Протес-Тиф (Отшер жабыны) және Шаштин мен Борски-Юр учаскілерінен алынған. Алаңдардың алғашқы тобы екі аралықта да минералдануы 303,8-467,6 мг-экв (86,8-133,6 г/л) және екінші тұздылықтың шамамен 22-37%-экв коэффициенті жағдайында хлорлы-кальцийлі тұздықтардың болуымен сипатталады. Екінші топ алаңдарында судың дәл сол хлорлы-кальцийлі түрімен (екінші тұздылық коэффициенті 10%-экв дейін) минералдануы айтарлықтай төмен әрі 42,4-65,3 мг-экв (12,1-18,6 г/л) құрайды. *Жоғарғы бор-палеогенді* флиштан алынған жер асты сулары Раг, Гестинг, Протес-Тиф, Санкт-Ульрих-Хаускирхен, Пионер-Крейцфельд, Маустренк-Шарфенек, Паасдорф, Матцен, Шонкирхен-Убертиф, Адерклаа, Шонфельд, Бритенлее, Химберг алаңдарынан алынған. Адерклаа және Раг алаңдарындағы флишты эрозиялық дөңестердің миоцен жыныстарымен түйісу аймақтарында минералдануы 26,1-53,0 мг-экв (7,5-15,1 г/л) және бастапқы сілтілік коэффициенті 4,4-20,6%-экв гидрокарбонатты-натрийлі сулардың болуы анықталған; басқа құрылымдардың барлығында жер асты сулары хлорлы-кальцийлі түрмен, екінші тұздылықтың 4,0-33%-экв коэффициентімен, 34,2-455,0 мг-экв (9,8-130 г/л) минералданумен сипатталады. Аталған көрсеткіштердің ең аз мәндері көмілген эрозиялық дөңестердің өнімсіз учаскілерінде және солар бойынша флиш пен неоген нысандары мәлімденетін бұзылуды жүргізетін аймақтарда бекітілген: ең көбі жергілікті таралған байламдар мен эвапорит линзаларының болуы анықталған жабындардың ішкі бөліктерінде (Шонфельда, Бритенлее және Химберг алаңдары: Агабеков, 1963 ж.; Доленко, 1974 ж.; Резников, 1970 ж.; Коелбл, 1967 ж.; Крейси-Граф, Хект және Паслер, 1957 ж.).

Матцен, Адерклаа алаңдары мен Протес-Тиф, Бритенлее, Шонкирхен-Убертиф құрылымдарының жекелеген кесектеріндегі формацияның өндірістік мұнайгаздылығы және

оның белгілерінің басқа көтерілімдерде әділ көрініс беруі минералдануы жоғары 140-310 мг-экв (40-90 г/л) екінші тұздылықтың 15-20%-экв коэффициенті бар сулармен үйлеседі.

*Төменгі-орта миоцен* шөгінділерінің жер асты сулары (бурдигал, гелвет қабаттары) Матцен, Адерклаа, Санкт-Ульрих-Хаускирхен, Пионер-Крейцфельд, Маустренк-Шарфенек, Паасдорф, Платвальд, Шонкирхен-Тиф алдарында алынған. Көтерілімнің өнімді учаскілерінің шегінде екінші тұздылық коэффициенті 9-13,4%-экв минералданған хлорлы-кальцийлі сулар 35,3-105,7 мг-экв (10,1-30,2 г/л) басымдыққа ие. Гидрокарбонатты-натрийлі түрдегі сулар (минералдануы 31,9-52,6 мг-экв-9,1-15 г/л, бастапқы сілтілік коэффициенті 6,6-9,4%-экв) гидрохимиялық фонды құрайды және Адерклаа, Матцен, Санкт-Ульрих-Хаускирхен алаңдарының өнімсіз тектоникалық алқаптарында кездеседі. Өндірістік мұнаймен қанығу аймақтарына анағұрлым кермек және минералданған сулар сәйкес келеді.

*Орта-жоғары миоцен* шөгінділерінен келетін жер асты суларының құйылымы (тортон, сармат қабаттары) өңірдің барлық дерлік аймақтарынан алынған. Фондық түр минералдануы 26-50 мг-экв (7,5-14,3 г/л) және бастапқы сілтілік коэффициенті 25-46%-экв гидрокарбонатты-натрийлі алуандықтар болып табылады. Адерклаа, Матцен, Тестинг, Гейзельберг, Цверндорф, Санкт-Ульрих-Хаускирхен және тағы басқа алаңдардағы өндірістік мұнайлылық 44-100 мг-экв (12,8-28,6 г/л) көтеріңкі минералдануымен сипатталатын кермектігі азырақ және анағұрлым аз сілтілік сулардың гидрохимиялық фондында орналасқан учаскілермен жанасады.

*Плиоцен шөгінділері* (паннон қабаты) жаппай дерлік (бастапқы сілтілік коэффициенті – 35-70%-экв) минералдануы барынша аз – 10-15 м-экв (2,9-4,3 г/л) дейінгі (Мюльберг, Гейзельберг, Гестинг, Пионер-Крейцфельд, Ван-Зикль, Санкт-Ульрих-Хаускирхен, Жылонин және басқа алаңдар) гидрохимиялық фонды құрайтын ультрасілтілік сулармен қаныққан. Минералданудың ең көп мәндерін және ең аз сілтілік өнімді нысандар сипаттайды.

Өңірдегі жер асты суларының өзіндік топтарын шамамен 200-300 м дейінгі тереңдіктегі қиманың ең жоғарғы (жоғарғының жанындағы) бөліктерінде кездескен мүлдем аз минералданған (1,3-2,0 мг-экв-0,37-0,54 г/л) екінші сілтілік коэффициентінің 75-89%-экв тым жоғары мәндерімен сипатталатын айқын инфильтрация (метеогенді) текті сульфатты-натрийлі сулар құрайды. Олардың қиманың анағұрлым терең аралықтарының гидрохимиялық жағдайына тигізетін әсері әдетте көп емес және екінші сілтілік коэффициентінің 10-20%-экв дейін артуы байқалатын (Гестинг – төменгі паннон, Гейзельберг – төменгі паннон, Пионер-Крейцфельд – орташа паннон, Санкт-Ульрих-Хаускирхен – тортон және басқалар) жалаңаштануға тікелей жапсарлас коллекторлық байламдармен шектеледі.

Барлық сулы кешендердегі жер асты суларының өзіне тән сипаты белгілі бір деңгейден бастап, (шамамен 1000 м) 0,1-0,3 стратиграфиялық және гипсометриялық тереңдігімен қиманың төменгі аралығында сульфат-ионның болуы және артуы (2.22-сур.қар.). Осы байланыстың аналитикалық теңдеуі  $SO_4^{2-}$  (мг-экв) =  $0,16 \cdot 10^6 \cdot H^{1,949}$  түріне ие. Жер асты суларындағы сульфат шоғырлануының олардың микробиологиялық қалпына келтіруден және қандай да бір көлемде болу жағдайымен шекаралық жағдайларды анықтайтын температуралық фактормен бақылануы (Кузнецов, Иванов, Ляликов, 1962 ж.; Рачинский, 1973 ж.; Рачинский және Алиев, 1973 ж.), аталған өлшемдердің өзара корреляциясы заңдылығын жорамалдайды. Айнымалылардың байланысы  $SO_4^{2-}$  – (мг-экв.) =  $0,75 \cdot 10^{-6} \cdot P^{0,993}$  теңдеуі арқылы жүзеге асады (2.23-суретті қараңыз).

**2.10-кесте.** Вена ойпатының палеоген-мезозой құрылымдық қабатындағы жер асты суларының сипаттамалары.

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаңы	Құрамдықтардың құрамы, мг-экв						$\Sigma_{a+k}$	
		Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> + CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Мг-экв	г/л
Жабындардың ішкі аймақтары (өңірлік гидрохимиялық фон)									
Палеоген-бор	Шонкирхен-Убертиф, Райерсдрф, Лаб, Высок, Малацки, Шонфельд	218.0–226.3	0.6–0.8	0.6–1.2	62.7–68.4	5.7–8.5	150.6–151.6	440.0–455.0	125.7–130.0
Юра		149.2–160.4	1.2–1.4	0.9–1.5	30.1–33.1	5.8–8.4	116.0–120.7	303.8–325.4	86.8–93.0
Триас		160.4–222.9	3.7–4.0	0.3–0.5	56.4–77.3	7.9–9.8	146.7–162.6	453.8–467.6	129.7–133.6
Кемілген эрозиялық шоқылар (өнімсіз кесектер)									
Палеоген-бор	Адерклаа, Шонкирхен-Тиф, Баумгартен, Протес-Тиф, Шаштин, Борский-Юр	16.06–17.70	0.05–0.03	0.95–1.01	1.37–1.39	0.30–0.41	15.41–16.92	34.2–37.4	9.8–10.7
Юра		20.26–22.13	0.11–0.15	0.83–1.32	1.65–2.71	0.50–0.75	18.80–20.34	42.4–47.2	12.1–13.5
Триас		26.19–29.55	1.12–1.18	1.29–1.92	3.05–3.55	1.10–1.45	24.45–27.65	57.2–65.3	16.3–18.6



## 2.10-кестенің жалғасы

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Палмер бойынша, %- экв			$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{r(Na^+ - Cl^-)}{rSO_4^{2-}}$	Сулин бойынша судың типі
		S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	a			
Жабындардың ішкі аймақтары (өңірлік гидрохимиялық фон)							
Палеоген-бор	Шонкирхен-Убертиф, Райерсдрф, Лаб, Высок, Малацки, Шонфельд	66.2–68.9	30.6–33.5	0.3–0.5	0.66–0.69	8.91–11.65	ХК
Юра		74.1–76.4	22.6–25.3	0.6–1.0	0.75–0.77	4.46–5.72	ХК
Триас		62.7–71.7	28.2–37.1	0.1–0.2	0.64–0.73	7.63–8.43	ХК
Көмілген эрозиялық шоқылар (өнімсіз кесектер)							
Палеоген-бор	Адерклаа, Шонкирхен-Тиф, Баумгартен, Протес-Тиф, Шаштин, Борский-Юр	90.1–90.5	4.0–4.4	51.1–5.9	0.95–0.96	1.90–2.17	ХК
Юра		86.4–88.7	7.4–8.0	3.9–5.6	0.92–0.93	1.95–3.48	ХК
Триас		84.7–85.5	9.4–10.0	4.5–5.9	0.93–0.94	1.31–1.58	ХК

**2.11-кесте.** Вена ойпатының неогендік құрылымдық қабатындағы жер асты суларының сипаттамасы.

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Құрамдас бөліктер, мг-экв						$\Sigma_{a+k}$	
		Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> + CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Мг-экв	г/л
<b>Өңірлік гидрохимиялық фон сулары</b>									
Плиоцен (паннон)	Гейзельберг, Пионер-Крейцфельд, Ван-Зикль	1.20–3.42	0.13–0.01	3.16–3.67	0.09–0.18	0.07–0.19	4.84–6.22	10.00–13.18	2.9–3.8
Жоғарғы миоцен (сармат)	Гестинг	6.92–7.93	0.01–0.02	6.13–7.27	0.09–0.10	0.13–0.15	12.82–14.99	26.12–30.44	7.5–8.7
Орташа миоцен (тортон)	Мюльберг	14.54–18.50	0.08–0.11	5.84–6.39	0.11–0.15	0.28–0.30	20.07–24.55	40.92–50.00	11.7–14.3
Төменгі-орташа миоцен (бурдигал-гельвет )	Адерклаа,Матцен,Санкт-Ульрих-Хаускирхен	14.05–21.83	0.03–0.05	1.87–4.43	0.51–1.43	0.31–0.53	15.13–24.35	31.90–52.62	9.1–15.0
<b>Жергілікті құрылым учаскілерінің мұнағаздылықпен қаныққан сулары</b>									
Плиоцен (паннон)	Пионер-Крейцфельд	8.80–12.60	0.02–0.06	2.73–3.41	0.32–0.50	0.47–0.51	10.70–15.10	23.06–32.14	6.6–9.2
Жоғарғы миоцен (сармат)	Хоен-Рупперсдорф, Матцен	36.54–21.75	0.01–0.02	1.32–0.59	0.63–0.51	0.58–0.54	36.66–21.31	75.74–44.72	21.6–12.8
Орташа миоцен (тортон )	Матцен,Гестинг	45.17–47.36	0.64–0.72	1.92–2.07	2.11–2.53	0.90–0.96	44.87–46.51	95.76–100.00	27.4–28.6
Төменгі-орташа миоцен (бурдигал-гельвет)	Паасдорф, Маустренк, Шонкирхен-Тиф	16.14–52.21	0.15–0.30	1.36–0.34	2.58–3.44	0.37–4.00	14.70–45.41	35.30–105.70	10.1–30.2

## 2.11-кестенің жалғасы

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Палмер бойынша,%- экв				$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{r(Na^+ - Cl^-)}{rSO_4^{2-}}$	$\frac{r(Cl - Na^+)}{rMg^{2+}}$	Сулин бойынша судың типі
		S <sub>1</sub>	S <sub>1</sub>	A	a				
Өңірлік гидрохимиялық фон сулары									
Плиоцен (паннон)	Гейзельберг, Пионер-Крейцфельд, Ван-Зикль	26.61-52.03	-	42.36-70.12	3.27-5.31	1.82 -4.03	28.0-280.0	-	ГКН
Жоғарғы миоцен (сармат)	Гестинг	52.23-53.04	-	45.14-46.26	1.51-1.82	1.85-1.89	59.0-353.0	-	ГКН
Орташа миоцен (тортон)	Мюльберг	71.46-74.44	-	23.75-26.62	1.81-1.91	1.33-1.38	55.0-69.1	-	ГКН
Төменгі-орташа миоцен (бурдигал-гельвет)	Адерклаа,Матцен, Санкт-Ульрих-Хаускирхен	83.16-88.28	-	6.60-9.39	5.12-7.45	1.08-1.11	36.0-50.4	-	ГКН
Жергілікті құрылымдар учаскелерінің мұнайгаздылықпен қаныққан сулары									
Плиоцен (паннон)	Пионер-Крейцфельд	76.32-78.80	-	15.18-17.35	6.02-6.33	1.20-1.22	41.7-950.0	-	ГКН
Жоғарғы миоцен (сармат)	Хоен-Рупперсдорф, Матцен	96.51-95.30	-2.10	0.30	3.19-2.60	1.00-0.98	12.0	0.81	ГКН
Орташа миоцен (тортон)	Матцен,Гестинг	93.01-93.71	2.87-3.15	-	3.84-4.32	0.98-0.99	-	0.33-0.88	ХМ
Төменгі-орташа миоцен (бурдигал-гельвет)	Паасдорф, Маустренк, Шонкирхен-Тиф	83.30-85.92	9.00-13.44	-	0.64-7.70	0.87-0.91	-	1.70-3.89	ХК

Жер асты суларының кеңістікте таралуының деректі заңдылықтарын құрамдас заттар және минералдану бойынша талдаумен анықталғаны:

- өңірдің тік гидрохимиялық аймақтылығы қалыпты: жоғарғы неогенді сулы кешендердің аз минералданған гидрокарбонатты-натрийлі сулары шөгінді қимасы бойынша жоғарыдан төменге қарай палеоген-мезозой құрылымдық қабатының хлорлы-кальцийлі тұздықтарымен алмасады;

- стратиграфиялық диапазонда төменгі миоцен-плиоцен (бурдигал-паннон қабаттары) қимасы бойынша жоғарыдан төменге қарай фондық гидрокарбонатты-натрийлі сулардың минералдануы 31,9-52,6 (9-15 г/л) бастап, 10-15,5 мг-экв (3-4,4 г/л) дейін, бастапқы сілтілік коэффициентінің 6,6-9,4 бастап, 70%-экв дейінгі мәнінің қатар артуымен бірге күрт азаяды. Жабын денелері ішкі аймақтарының неогенге дейінгі қабаты (минералдануы – 455 мг-экв (130 г/л), екінші тұздылық коэффициенті 22-35%-экв), оның барлық аралықтарында бірдей болатын хлорлы-кальцийлі тұздықтардың таралуымен сипатталады. Кермек сулар минералдануының ең аз мәндеріне екінші тұздылық коэффициентінің анағұрлым төменгі мәндері сәйкес келеді (2.25-сурет);

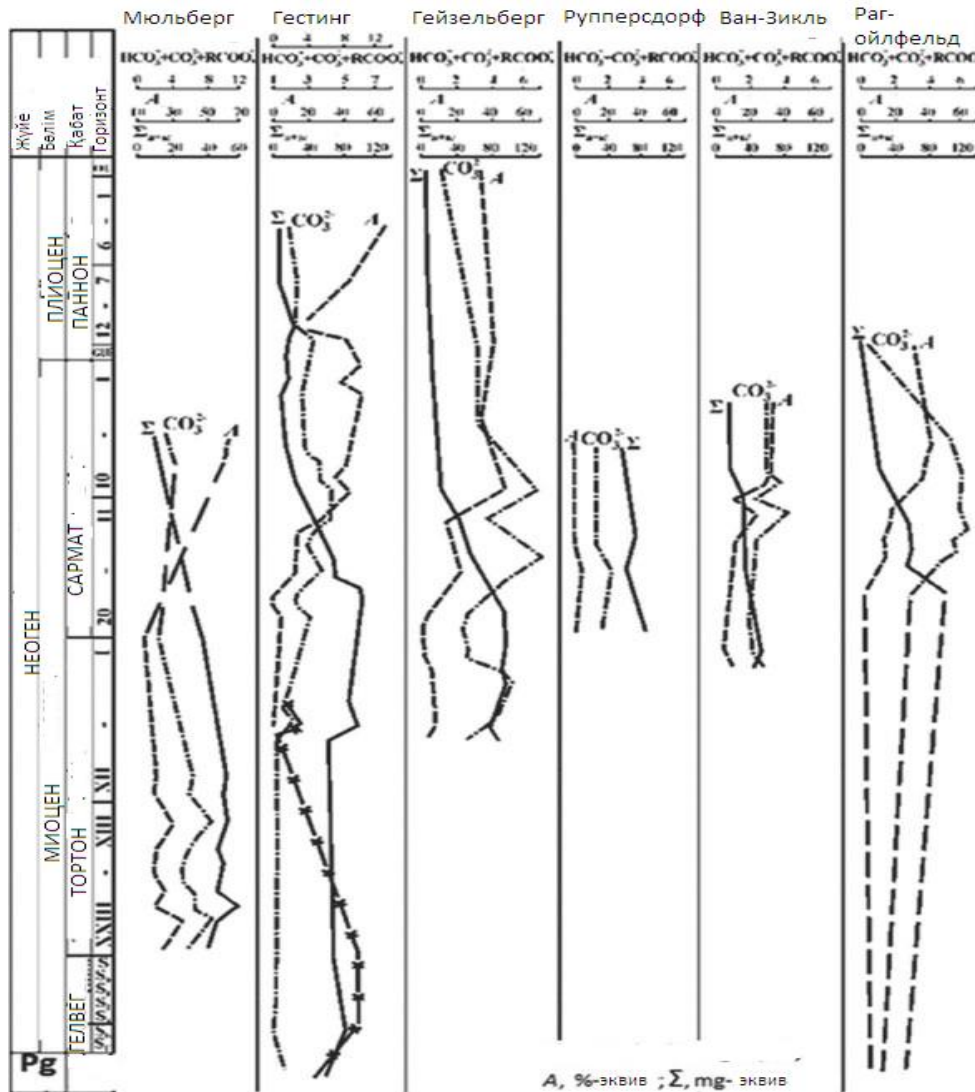
- палеоген-мезозой құрылымдық қабатының көмілген эрозиялық дөңестері барынша аз минералданған және гидрохимиялық фонның суларымен салыстырғанда қаттылығы азырақ қатпарлы кешен жабындарының ішкі бөліктеріне тән жер асты суларының жаппай таралуымен сипатталады;

- неоген сатысының жергілікті құрылымдарында сілтілік сулардағы кермек сулардың пайда болуы әдетте анағұрлым жарылған аумақтарда орналасады. Қатты сұраптардың тұздылығы мен тұздылық коэффициентінің екінші мәндері қима бойынша жоғарыға қарай біртіндеп азаяды;

- неоген аралығындағы кермек сулардың көрініс беруінің бурдигал қабатынан төменгі сартматтың горизонттарына дейінгі кең стратиграфиялық диапазонды қамтитын учаскілері мен аймақтары «өтпелі» хлорлы-магнийлі және сульфаты-натрийлі алуандықтардың 0,1–3,5%-экв екінші тұздылық коэффициентте болуымен сипатталады. Бір атаулы нысандардағы горизонтальды бағытта қатпарлардың қабаттық бөліктерінен қанаттық және периклиналдыға ауысуы «өтпелі» хлорлы-магнийлі, сульфатты-натрийлі және гидрокарбонатты-натрийлі сулардың (екінші тұздылықтың және бастапқы сілтіліктің коэффициенттері 5%-экв дейін) бірізділікпен таралу ареалдары арқылы өңірдің гидрохимиялық фонының сілтілігі жоғары суларымен алмасатын аймақтылықпен жүзеге асады;

- өндірістік көмірсутекті қанығумен сипатталатын алаңдары мен учаскілеріне біршама күрделенбеген гидродинамикалық жеңілдету аймақтарында жатқан неогенді қабаттың барлық сулы кешендерінде гидрокарбонатты-натрийлі ортада жалпы минералдану мен бастапқы сілтілік коэффициенттерінің фондық көтеріңкі мәндеріне қарсы жер асты суларының болуы арқылы көрініс табатын жергілікті гидрохимиялық ауытқулар сәйкес келеді;

- неоген қабатының сулы кешендерінде жағымды гидрохимиялық ауытқулардың кереғарлығы – минералдануы жоғары сулардың жергілікті көрініс беру ауқымы – жекелеген көтерілімдердің тектоникалық бұзылуына тікелей байланысты болады – анағұрлым көп орналасқан құрылымдар шоғырланған қыртыстық ерітінділердің барынша көп көлемінің болуымен сипатталады.



**2.24-сурет** Вена ойпаты. Неоген кешенінің жергілікті құрылымдарындағы қабаттық гидрохимиялық қималар.

Атап өтерлік жайт, жер асты суларының стратиграфиялық тереңдікте минералдануы мен кермектіктің жоғарыда көрсетілгендей ұлғаюы (гидрокарбонатты-натрийлі ортада сілтіліктің азаюы) барлық алаңдарда бірдей ырғақты және бірізділік сипатқа ие болар бермейді. Кей жағдайларда (мысалы, Матценде және Шёнкирхенде, жоғарғы қимада (паннон, сармат кезеңдері) бастапқы сілтілік коэффициентінің азаюымен бірге жүретін тұздылық тереңдеген сайын арта түседі. Төменірек жатқан тортон қабатында сілтілік біршама артқан кезде азаяды (Коэлбл, 1958 г.; Шрокфенфучс, 1975 ж.); Аталған кен орындарының орташа миоцен аралығындағы гидрохимиялық аймақтылықтың инверсиялық сипаты, жоғары температура жағдайында карбонатпен қаныққан аз минералданған сулардың бөлінуіне алып келетін, содан кейін гидрохимиялық фонның седиментогенді сілтілік суларының анағұрлым шоғырланған суларымен қосыланатын кешендегі сазды байламдардың дегидратациялық үдерістерімен байланысты. Осы құбылыстың тоқтататын қыртыстардан келетін азырақ минералданған сулардың өтуімен анықталуы (Капоунк, Коэлбл және Вейнбергер, 1963 ж.) тортон қабатының шөгінділерінде анағұрлым суық жоғарғы сулар өткенде болуы тиіс бұрыс емес, дұрыс геотемпературалық ауытқулардың болуына байланысты уәжді болмайды.

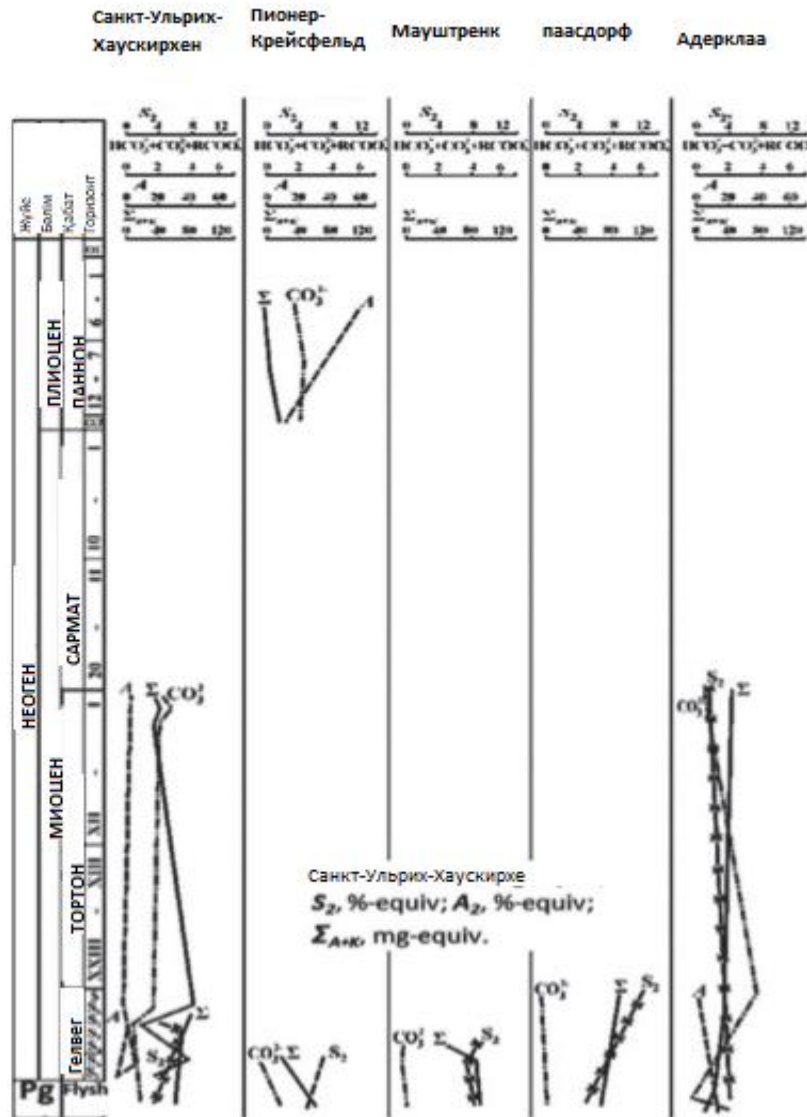
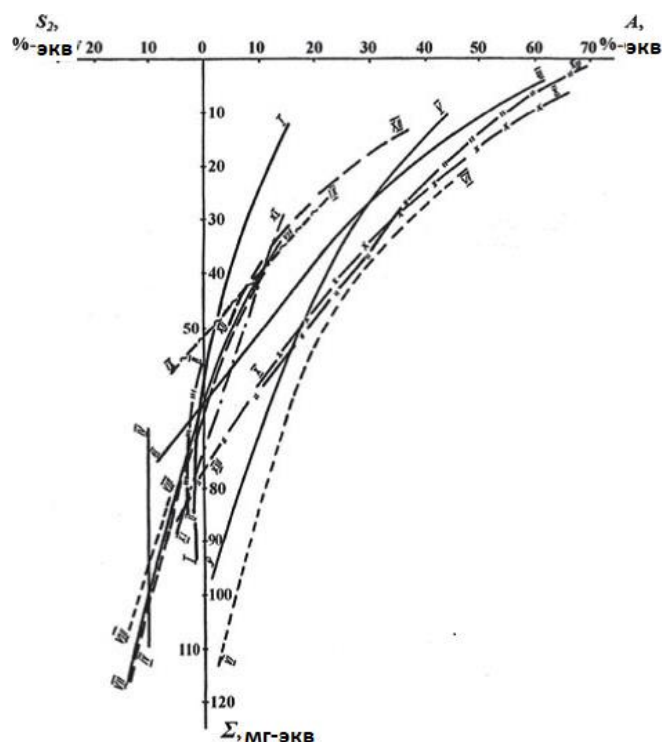


Figure 2.24. (Cont.)

## 2.24-суреттің жалғасы

Басқа ықтимал факторлар коллекторлардың шектелген қабылдағыштығы мен оның қимасына төменгі хлорлы-кальцийлі тұздықтар инъекциясын шектейтін (одан әрі қараңыз) және осылайша гидрохимиялық фонның сілтілі суларының салыстырмалы аз өзгерген түрін сақтайтын тортон кешені шегіндегі тектоникалық бұзылулардың ұңғымалылығы болуы да мүмкін. Жоғарғы стратиграфиялық нысандарда осы өлшемдердің анағұрлым жоғары мәндері жағдайында қима бойынша төменге қарай минералданудың азаюы секілді көрініс беретін үлкен ауқымдарға ие болуы мүмкін.

Жер асты суларының қима бойынша және жергілікті құрылымдардың алаңы бойынша таралу байланыстылығы қайсыбір геологиялық факторлар мен механизмдардың олардың құрамын қалыптастырудағы рөлін бағалауға және су ортасы химиялылығы шынайы көрінісінің түрлі теориялық модельдерге сәйкес келуін анықтауға мүмкіндік береді.



**2.25-сурет.** Вена ойпаты. Олардың жалпы минералдану шамасыман байланыстағы палеоген-мезозой жер асты сулары ионды-тұзды құрамының өзгеруі: I-I – Матцен; II-II – Бокфлис-Бокфлис-Тиф-Шонкирхен-Шонкирхен-Тиф; III-III – Пионер-Крейцфельд; IV-IV – Маустренк; V-V – Гейзельберг VI-VI – Раг-Ойлфельд; VII-VII – Трукша; VIII-VIII – Паасдорф; IX-IX – Сан-Марк-Адерклаа-Корнейбург; X-X – Мюльберг; XI-XI – Санкт-Ульрих-Хаускирен; XII-XII – Ван-Зикль; XIII-XIII – Гестинг.

Тектоникалық жабындардың ішкі аймақтарында таралған палеоген-мезозой (төменгі) құрылымдық қабатының сингенетикалық хлорлы-кальцийлі тұздықтары өзінің гидрохимиялық реңкі бойынша (басты орынды хлоридтер және кальций мен магний сульфаттары айтарлықтай рөл атқаратын арнайы құрамы; жоғары минералдануы; хлорлы-бромды қатынастың үлкен мөндері (шамамен 2500 және одан астам); көтеріңкі сульфаттылық және т.б.) жабын денелері қималарында табиғи резервуарларда орналасу шарттары (анықталған тұздардың жиналуымен түйісу (Агабеков, 1963 ж.; Доленко, 1974 ж.; Резников, 1970 ж.; Коэлбл, 1967 ж.; Крейци-Граф, Хехт және Паслер, 1957 ж.) осындай сулардың шөгінді жиналуының эвапоритты алаптарында метаморфтанған седиментогенді ерітінділері ретінде қалыптасу тұжырымдамасына анағұрлым толығырақ сәйкес келеді.

Неоген қабатындағы гидрохимиялық фонның жалпы минералданудың бірізділікпен азаюы және бастапқы сілтілік коэффициенті мәнінің қима бойынша жоғарға қарай артуымен сипатталатын гидрокарбонатты-натрийлі сулары өзінің құрамында және таралу заңдылықтарында стратиграфиялық пен литологиялық сәйкессіздіктер, шекара қысқаруы кезінде үдеген шайылулар және седиментация алаптарының күрт тұщыландыруы жағдайында өткен шөгінді жиналуының седиментті- және диагенез – палеогеографиялық шарттары мен жыныстарының минералдық құрамында карбонат құрайтын ассоциациялардың таулы құрылымдарды дренаждаған атмосфералық  $\text{CO}_2$  қаныққан өзен және метеогенді сулардың теңгерімінде рөлінің артуы факторларының айқын салдарын көрсетеді (Агабеков, 1963 ж.; Крейци-Граф К., Хехт П., Паслер, 1957 ж.). Минералданудың азаюына және неогеннің сингенетикалық фондық суларының сілтілігін арттырудың қосымша әсері жоғары температура (ойпаттың шомған бөліктерінде) аралықтарындағы кешеннің

монтмориллонитты сазды байламдарында жүзеге асқан катагенетикалық дегидратациялық нәтиже берген.

Мезозой-палеоген шомған эрозиялы дөңестердің өнімсіз сулары ( $\Sigma_{a+k} - 37,4-57,2$  мг-экв.) және неоген кешеніндегі жергілікті құрылымдардың мұнайгаздылыққа қаныққан аудандарындағы қыртыстық сулар ( $\Sigma_{a+k} - 23,1 -105,7$  мг-экв.) қатты хлоркальцийлі мезозой тұздықтар ( $\Sigma_{a+k} - 455$  мг-экв.) мен неоген аралықтарының сілтілік суларындағы гидрохимиялық фонның арасында аралық орынды алып отыр ( $\Sigma_{a+k} - 13,2- 52,6$  мг-экв.) (2.10, 2.11-кестелер).

Дөңес суларының орналасу, минералдану жағдайлары және құрамы түрлі генетикалық табиғаты мен стратиграфиялық тиесілдігі бар алуан түрлі сулардың қыртыстық араласу моделіне шынайы сәйкес келеді. Жүргізілген есептеулердің нәтижелері бойынша осы қоспалардың бастапқы ингредиенттері шөгінді жиналудың жоғарғы бордан кейінгі және олигоценді үзілістер кезеңінде (Резников, 1970 ж.; Анықтама., 1976 ж.) метеогенді мен үстіңгі қабат суларын палеоинфилтрациялау есебінен алдын ала тұщыландыруға жатқан (шамамен 30–35% –  $\Sigma_{a+k} - 303-305$  мг-экв) седиментогенді қатты мезозой тұздықтары әрі аталған дөңестерді түзетін бурдигал-гельвет және тортон топтамаларының сілтілік фондық сулары болып табылады. Сандық бағалаулар екі құраушыны араластырған кезде олардың қыртыстық ерітіндідегі қатынастары қазіргі кездегі нақты минералдандыру деңгейіндегі 57,2 мг-экв (5-10)/(95-90) дейін жету тиістігін көрсетеді, яғни сингенетикалық минералдануы жоғары мезозой суларының резервуарлардағы араластырылмаған үлесі гидрохимиялық ортаның жалпы теңгерімінде 5-10%-дан аспайды. Басқаша айтқанда, геологиялық тарихтың заманауи кезеңінде эрозиялық дөңестердің өнімсіз учаскілері 90-95%-ға оларға генетикалық жат неогеннің сілтілік суларымен қаныққан. Жоғарыда аталған өндірістік мұнайгаздылықтың қатты тұздықтардың ( $\Sigma_{a+k} - 140-305$  мг-экв,  $S_2 - 15-20\%$ -экв) басым таралу (сақталу) аймақтарымен тоқайласу дерегін есепке алу, дөңестердегі көмірсутектерінің қалыптасуында неогенді топтаманың іргелес аралықтарынан келетін біршама аз шоғырланған гидрокарбонатты-натрийлі агенттер түсуінің кері әсері туралы қорытынды жасауға алып келеді.

Сулардың шектеме сыртындағыларға (2.11-кестені қараңыз) қарағанда мұнайға қаныққан учаскілерде екі еседен астам көтеріңкі минералдану мен төмендеген сілтілікпен сипатталатын (немесе тіпті сілтілік фонында қатты алуандықтардың пайда болуы) жоғарғы қабаттың өнімді жергілікті құрылымдарының шегіндегі өзіндік гидрохимиялық аймақтылық та мезозой генерациялық тиесілдігінің төменгі хлорлы-кальцийлі тұздықтар фонды сулардың сингенетикалық сілтілігімен араласу үдерістерінің жүруі арқылы анағұрлым қанағаттанарлық түсініктеме алады. Осы үдерістерді қоспаларды есептеу әдістерімен сандық модельдеу оның нәтижелерінің түрлі неогендік нысандардағы қыртыстық сулардың шынайы құрамдары және минералдануымен жеткілікті дәрежедегі сәйкестігін көрсетеді – қатты тұздықтарды ( $\Sigma_{a+k} - 455$  мг-экв) бурдигал-гельвет, тортон, сармат және паннон қабаттарының ( $\Sigma_{a+k} - 52,6; 40,9; 30,4; 13,2$  мг-экв) гидрокарбонатты-натрийлі суларымен бірізділікпен араластыру кезінде аталған аралықтардағы өнімді учаскілердің сәйкесінше минералдануы 105,7; 95,8; 75,7; 23,2 мг-экв суларына қима бойынша жоғарға қарай азаятын кірме хлорлы-кальцийлі құрауышы – 115; 12; 11; 3% қыртыс қоспалары сәйкес келеді.

Дәл осындай қорытындыға өңірдің жоғарғы қимасындағы сульфат-ионның таралуына қатысты мәліметер де алып келеді. Олардың сульфат редуциялайтын микрофлораның белсенді әрекет ету аймақтары арқылы шөгінділердің транзиттік өту салдарынан неоген седиментациясы алаптары суларындағы тұзды құрамның қалдығы ретінде сақталуы екіталай (Кузнецов, Иванов, Ляликов, 1962 ж.; Рачинский және Алиев, 1973 ж.) және жабындардың мезозой қабатындағы қаныққан  $SO_4^{2-}$  -жиналу эвапориттерінің болуы сулы ортада сульфаттардың пайда болуы мен жиналуының басты факторы ретінде неоген аралығына оған жат сульфат құрайтын мезозой генерациясының суларын енгізу болып табылады.



Вена ойпатының гидрохимиясы бойынша материалдарды талдау ионды-тұзды құрамның қалыптасуы, минералдануы және жер асты суларының жоғарғы қабаттың өнімді аралықтарында кеңістікте аймақталуының, оның сингенетикалық гидрокарбонатты-натрийлі сулармен, хлорлы-кальцийлі тұздықтармен қаныққан қимаға инъекциялануының, мезазой эвапориттері сілтіленуінің басты механизмі деп есептеуге негіз болады.

#### **2.1.4. Иравади-Андаман ойпаты**

Ойпаттың шөгінділік қимасында төменгі эоценнің Лаунгше қабаттарының, жоғарғы эоценінің Яу қабаттарының, төменгі миоценінің Пьяубве қабатының жоғарғы бөлігіндегі сутірек-саздарымен бөлінген өңірлік эоцен, олигоцен, миоцен және плиоценінің су тегеурінді кешендері ерекшеленеді.

Өңірге қатысты гидрохимиялық ақпарат барынша шектеулі, толық емес және тым үзілмелі сипатқа ие. Әдеби дереккөздерден мәлім болғаны: тек шөгінділердің терригенді кайназой топтамаларындағы жер асты суларының басым түрі гидрокарбонатты-натрийлі екені белгілі. Жалпы минералдану 12-25 г/л аспайды, бастапқы сілтілік коэффициенті – 20-45%-экв (2.12-кесте). Кестеден көретініміздей, ашылған палеоцен-плиоценді шөгінді қабат минералданудың аздап артуы және стратиграфиялық тереңдіктегі сулар сілтілігінің азаю үрдісімен сипатталады.

Жер асты суларының құрамы мен ойпат алаңында шоғырлану деңгейі бойынша таралуы су ортасы химиялылығының шөгінді жиналудың палеогеографиялық шарттарымен және өңірдің солтүстік бөлігіндегі (Солтүстік, Чиндвин, Минбу иілімдері) аймақ көбіне континенталды тұщы сулы және дельталық құрылымдардан құралған, азырақ минералданған және көбірек сілтіленген сулар таралған (Таунгтонлон, Вунтхо, Индоу, Сейб, Ча-Ук-Ланива, Енангят кен орындары және басқалар); ал оңтүстік бөлігінде (Дельталық, Ситтангтік, Солтүстік Суматра иілімдері) өңір жағалау-теңіз терригенді шөгінділерінен түзілген, жер асты сулары анағұрлым минералданған және азырақ сілтілі болып келетін (Хензада, Проме, Мьянаунг, Пьяпон, Рантау, Джедонгдонг, Джулу-Раджеу кен орындары) сыйдырушы жыныстардың шөгінді сипатымен айқын байланысын көрсетеді. (Бакиров, Варенцов, Бакиров, 1970 ж.; Геодекян, 1968 ж.; Кришнан, 1964 ж.; Кучапин, 1953 ж.),

Аз минералданған гидрокарбонатты-натрийлі сулардың түзілуін, қолдағы бар мөлiметтерге қарағанда, ең алдымен, тұщытылған лайлы (кеуектік) сулар Аракан-Йома, Шань, Пусат-Гайо және басқа қоршаған таулы құрылымдардың магматиттарынан құрылған сыйдырушы жыныстардың сілті құрайтын минералдарымен өзара әрекетке түскен кезде шөгінділердің седиментті және ерте диагенезі кезеңдерімен байланыстыру қажет (Кришнан, 1964 ж.; Тайнш, 1950 ж.).

#### **2.1.5. Лос-Анджелес ойпаты**

Өңірдің терригендік қимасында жер асты сулары сілтілік және қатты алуандықтардан (2.13-кесте) құралған. Гидрокарбонатты-натрийлі алуандықтар плейстоценді, жоғарғы және төмен-плиоценді су тегеурінде кешендерді; қатты-юралық, жоғарғы бор, орташа және жоғарғы миоценді сипаттайды. Өңірлік су тегеурінді алуандықтар Сантьяго және Сесте эоцен саздары мен Монтерей жоғары миоценді формациясының қабаттары болып табылады. Бірқатар кен орындары мен алаңдарда кермек сулардың жергілікті көріністері жалпы сілтілік аясында плиоцен топтамаларында да (Репетто және Пико қабаттары) анықталған.

Каталинаның Франциско юра кешеніндегі жарықшақты тақтатастардан жер асты суларының құйылуы Уилмингтон, Плайя-дель-Рей, Эль-Сеундо, Лонг-Бич кен орындарынан

алынған. Химиялық құрамы бойынша олар хлорды-кальцийлі түрге жатады. Жалпы минералдану екінші тұздылықтың 13,9-17,2%-экв коэффициентінде 125,1-139,5 мг-экв (35,7-39,9 г/л) құрайды. Аталған көрсеткіштердің мәндері өңір қимасының барлық аралықтарындағы жер асты сулары үшін максималды болып табылады.

*Жоғарғы бор* кешені де (Уильямс қабаты) хлорлы-кальцийлі сулармен қаныққан. Олардың құйылулары Кристианитос-Крик және Сан-Клементе кен орындарындағы аркозды құмдықтардан алынған (ойпаттың оң жақ бөлігі). Судың жалпы минералдануы екінші тұздылықтың 13,7-14,2%-экв коэффициентінде 126,3-133,0 мг-экв (36,1-38,0 г/л) құрайды.

*Орташа миоцен* кешенінің (Топанга қабаты) жер асты сулары Уилмингтон, Ингтвуд, Сансет-Бич, Пуэнте-Хилс кен орындарынан алынған, олар хлорлы-кальцийлі сипатқа ие. Жалпы минералдану 108,5-120 мг-экв (31-34,3 г/л) диапазонында қамтылған, екінші тұздылық коэффициенті – 8,9-12,5%-экв.

*Жоғарғы миоцен* кешені (Пуэнте қабаты) минералдануы 92,8-99,6 мг-экв (26,5-28,5 г/л) хлорлы-кальцийлі жер асты суларының таралуымен екінші тұздылықтың 2,1-9,2%-экв коэффициентімен сипатталады (Торранс, Уилмингтон, Ингтвуд, Домингес, Лонг-Бич, Сид-Бич, Хантингтон-Бич, Санта-Фе-Спрингс, Бред-Олинда, Монтебелло кен орындары).

*Төменгі плиоцен* кешені (Репотто қабаты) негізінен гидрокарбонат-натрийлі сулармен қаныққан. Дегенмен жекелеген кен орындарында анағұрлым өнімді жергілікті құрылымдардың қабат маңына барынша жақын орналасқан тектоникалық кесектерінде кальцийлі және «өтпелі» хлорлы магнийлі әрі сульфатты натрийлі алуандықтардың спорадикалық қатысуы байқалады (Лонг-Бич, Сил-Бич, Хантингтон-Бич, Санта-Фе-Спрингс кен орындары).

Гидрохимиялық фонның сілтілік сулары (кендердің сұлбадан тыс аймақтары мен өнімсіз кесектер) бастапқы тұздылықтың 27,2-37,1%-экв коэффициентінде 52,5-61,4 мг-экв (15-17,5 г/л) жалпы минералдыққа ие. Жалпы сілтілік 9,6-12,0 мг-экв құрайды. Минералдану шамалары мен бастапқы сілтілік коэффициенттерінің арасында айқын байланыс байқалады – минералдану артқан сайын бастапқы сілтілік азаяды.

Хлорлы-кальцийлі сулар өзінің ионды-тұзды құрамы және минералдануы бойынша миоцен топтамасының суларына ұқсас, бұл олардың орналасуының ерекше жағдайлары мен көріністерінің қосындысында төселген шөгінділерден плиоценді қимаға инъекцияланған деп санауға мүмкіндік береді.

Өңірдің көптеген кен орындарындағы өнімді кесектер шегінде алынған сілтілік сулар фондық және қатты алуандықтардың арасындағы жер асты суларының аралық қалыптарын алып жатыр (Торранс, Уилмингтон, Сил-Бич, Домингес, Розекранц, Вест-Койот). Олар барынша жоғары жалпы минералданумен – 82,6-96,7 мг-экв (23,6-27,6 г/л) және бастапқы сілтілік коэффициентінің күрт төмендеген мәндерімен – 2,1-15,2%-экв сипатталады.

Жоғарғы плиоцен кешенінің сулары (Пико қабаты) негізінен, 40,4-85,4 мг-экв (11,5-24,4 г/л) болатын гидрокарбонатты-натрийлі түрде берілген. Бастапқы сілтілік коэффициенті мәнінің өзгеру диапазоны жекелеген анағұрлым өнімді учаскілерде (кесектерде, алқаптарда) минералданған 89,5-96,2 мг-экв (25,7-27,5 г/л) (25,7-27,5 г/л) «өтпелі» хлорлы-кальцийлі, хлорлы-магнийлі және сульфатты-нитрийлі миоцен топтамаларымен генетикалық тұрғыдан түйіндес алуандықтар таралған (Ингтвуд, Лонг-Бич, Санта-Фе-Спрингс кен орындары).

Қабаттың гидрохимиялық фоны минералдануы 40,4-46,8 мг-экв (11,5-13,4 г/л), жалпы сілтілігі 9,6-10,6 мг-экв, бастапқы сілтілік коэффициенті 39,8-46,2%-экв сілтілік сулардан және т.б. тұрады (Бриехуоллд, Потреро, Ингтвуд, Лонг-Бич, Уилмингтон кен орындары).

**2.12-кесте. Иравади-Андаман ойпатындағы жер асты суларының сипаттамалары.**

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Құрамдас бөліктер, мг-экв						$\Sigma_{a+k}$	
		Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> +CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Мг-экв	г/л
Ойпаттың солтүстік бөлігі (Солтүстік, Чиндвин, Минбу иілімдері)									
Плиоцен (Иравади)	Таунгтонлон	11.010–13.76	0.20–0.30	9.70–10.44	0.15–0.27	0.10–0.12	20.75–24.11	42.0–49.0	12.0–14.0
Миоцен (Кьяуккок, Пьяубве)	Индоу, Вунхто, Енангьяунг	15.06–18.53	0.30–0.35	10.87–10.89	0.25–0.34	0.12–0.14	25.86–29.2	52.5–59.5	15.0–17.0
Олигоцен (Падаунг,	Чаук-Ланива, Минбу, Енангьяунг	18.50–22.24	0.30–0.40	10.62–10.95	0.31–0.43	0.20–0.22	29.22–32.62	59.5–66.5	17.0–19.0
Окминтаунг) Эоцен (Табын)	Индоу, Вунхто, Пьяйя, Пьяпон	23.83–27.66	0.35–0.45	10.39–10.82	0.40–0.46	0.26–0.30	34.34–37.75	70.0–77.0	20.0–22.0
Ойпаттың оңтүстік бөлігі (Дельталық, Ситтангтік, Солтүстік Суматра иілімдері)									
Плиоцен (Иравади)	Рантау, Иди, Джулу-Раджеу	16.39–19.92	0.25–0.35	9.48–9.61	0.28–0.32	0.14–0.23	25.83–29.20	52.5–59.5	15.0–17.0
Миоцен (Кьяуккок, Пьяубве)	Рантау, Джедонгдонг	19.92–23.86	0.35–0.40	8.99–9.48	0.37–0.47	0.18–0.20	29.20–32.58	59.5–66.5	17.0–19.0
Олигоцен (Падаунг, Окминтаунг)	Проме, Хензада, Мьянаунг	23.85–29.04	0.45–0.55	8.91–8.95	0.45–0.53	0.18–0.30	32.62–37.67	66.5–77.0	19.0–22.0
Эоцен (Табын)	Ондуэ	28.83–33.30	0.50–0.65	9.17–9.80	0.50–0.73	0.19–0.32	37.81–42.70	77.0–87.5	22.0–25.0

## 2.12-кестенің жалғасы

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Палмер бойынша,%- экв			$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{r(Na^+ - Cl^-)}{rSO_4^{2-}}$	Сулин бойынша судың типі
		S <sub>1</sub>	A	a			
Ойпаттың солтүстік бөлігі (Солтүстік, Чиндвин, Минбу иілімдері)							
Плиоцен (Иравади)	Таунгтонлон	53.80–57.40	41.10–45.00	1.20–1.60	1.75–1.87	34.50–48.25	ГКН
Миоцен (Кьяуккок, Пьяубве)	Индоу, Вунхто, Енангьяунг	58.50–63.45	35.00–40.00	1.50–1.55	1.58–1.72	30.74–36.0	ГКН
Олигоцен (Падаунг, Окминтаунг)	Чаук-Ланива, Минбу, Енангьяунг	63.20–68.10	30.00–35.00	1.80–1.90	1.47–1.58	25.95–35.73	ГКН
Эоцен (Табын)	Индоу, Вунхто, Пьяйя, Пьяпон	68.10–73.02	25.00–30.00	1.90–1.98	1.36–1.44	22.42–30.03	ГКН
Ойпаттың оңтүстік бөлігі (Дельта, Ситтанг, Солтүстік Суматра иілімдері)							
Плиоцен (Иравади)	Рантау, Иди, Джулу-Раджеу	63.40–68.15	30.00–35.00	1.60–1.85	1.47–1.58	26.51–37.76	ГКН
Миоцен (Кьяуккок, Пьяубве)	Рантау, Джедонгдонг	68.15–72.98	25.00–30.00	1.85–2.02	1.36–1.47	23.47–26.51	ГКН
Олигоцен (Падаунг, Окминтаунг)	Проме, Хензада, Мьянаунг	73.10–76.85	22.00–25.00	1.90–2.15	1.30–1.37	15.69–19.49	ГКН
Эоцен (Табын)	Ондуэ	76.20–77.60	20.00–22.00	1.80–2.40	1.28–1.31	14.46–17.96	ГКН

**2.13-кесте.** Лос-Анджелес ойпатыдағы жер асты суларының сипаттамасы.

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Құрамдас бөліктер, мг-экв						$\Sigma_{a+k}$	
		Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> + CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	мг-экв	г/л
Өңірлік гидрохимиялық фон сулары									
Плейстоцен-жоғарғы плиоцен (инфильтрациял ау аймағы)	Йорба-Линда, Вест-Койот, Санта-Фе-Спрингс, Лонг-Бич	0.20–2.85	0.75–1.32	2.0–5.12	0.03–0.36	0.63–0.93	2.39–6.67	6.4–15.7	1.8–4.5
Жоғарғы плиоцен	Бриехуллд, Лонг-Бич, Инглвуд, Потреро, Уилмингтон	9.88–12.43	0.15–0.55	9.59–10.62	0.15–0.62	0.11–0.30	19.43–22.79	40.4–46.8	11.2–13.4
Төменгі плиоцен	Торранс, Уилмингтон, Лонг-Бич, Хантингтон-Бич, Силд-Бич, Санта-Фе-Спрингс, Бреа-Олинда, Домингес	16.77-20.53	0.20–0.65	9.12–11.97	0.35–0.92	0.17–0.69	25.15–30.33	52.5–61.4	15.0–17.5
Жоғарғы плиоцен	Мотебелло, Домингес, Уилмингтон, Торранс, Лонг-Бич, Сил-Бич, Санта-Фе-Спрингс, Бреа-Олинда, Хантингтон-Бич	44.70–46.68	0.42–1.29	0.58–3.43	2.03–6.39	0.17–1.98	41.45–46.17	92.8–99.6	26.5–28.5
Орташа миоцен	Инглвуд, Сансет-Бич, Пуэнте-Хилс, Сил-Бич,	51.85–55.19	0.96–1.47	1.12–1.35	3.94–5.00	2.07–3.82	48.12–51.18	108.5–120.0	31.0–34.3
Жоғарғы бор	Кристиантос-Крик, Сан-Клементе	60.85–62.76	0.85–0.95	1.45–2.79	5.79–7.20	4.0–4.70	53.36–54.00	126.3–133.0	36.1–38.0
Юра	Плайя-дель-Рей, Уилмингтон, Ль-Сегундо, Лонг-Бич	59.76–66.32	0.94–2.05	1.69–2.79	6.27–8.64	4.11–6.15	52.17–54.96	125.1–139.5	35.7–39.9

## 2.13-кестенің жалғасы

Жергілікті құрылымдар учаскелерінің мұнайгаздылықпен қаныққан сулары									
Жоғарғы плиоцен	Бриехуоллд, Лонг-Бич, Инглвуд, Потреро, Санта-Фе-Спрингс, Уилмингтон	29.48–46.43	0.22–0.65	1.25–5.33	0.33–0.80	0.20–1.50	34.5–46.37	70.4–96.2	20.1–27.5
Төменгі плиоцен	Санта-Фе-Спрингс, Торранс, Уилмингтон, Лонг-Бич, Хантингтон-Бич, Розекранц-Домингес, Вест-Койот	33.26–47.37	0.40–1.42	1.38–8.78	0.96–2.10	0.57–1.00	38.2–47.18	82.6–98.5	23.6–28.1

## 2.13-кестенің жалғасы

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Палмер бойынша, %- экв				$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{r(Na^+ - Cl^-)}{rSO_4^{2-}}$	$\frac{r(Cl^- - Na^+)}{rMg^{2+}}$	Сулин бойынша судың типі
		S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	A	a				
Өңірлік гидрохимиялық фон сулары									
Плейстоцен-жоғарғы плиоцен (инфильтрациял ау аймағы)	Йорба-Линда, Вест-Койот, Санта-Фе-Спрингс, Лонг-Бич	34.8–47.4	-	33.2–49.2	12.2–25.3	2.34–11.95	2.03–5.83	-	ГКН
Жоғарғы плиоцен	Лонг-Бич, Инглвуд, Потреро, Уилмингтон	50.9–56.0	-	39.8–46.2	1.3–4.3	1.73–1.99	18.51–59.27	-	ГКН
Төменгі плиоцен	Торранс, Уилмингтон Лонг-Бич, Хантингтон-Бич, Силд-Бич, Санта-Фе-Спрингс, Бреа-Олинда, Домингес	58.7–68.7	-	27.2–37.1	1.8–5.3	1.41–1.65	16.48–59.0	-	ГКН
Жоғарғы плиоцен	Мотебелло, Домингес, Уилмингтон, Торранс, Лонг-Бич, Сил-Бич, Санта-Фе-Спрингс, Бреа-Олинда, Хантингтон-Бич	84.7–95.1	2.1–9.2	-	1.2–7.9	0.91–0.99	-	1.25–2.82	ХК

Орташа миоцен	Инглвуд, Сансет-Бич, Пуэнте-Хилс, Сил-Бич,	85.3–88.7	8.9–12.5	-	2.0–2.4	0.89–0.93	-	1.51-1.80	ХК
Жоғарғы борлы	Кристиантос-Крик, Сан- Клементе	82.1–84.5	13.7–14.2	-	2.3–4.2	0.87–0.88	-	1.74–1.87	ХК
Юра	Плайя-дель-Рей, Уилмингтон, Ль-Сегундо, Лонг-Бич	78.8–83.4	13.9–17.2	-	2.7–4.0	0.83–0.87	-	1.66–2.07	ХК
Жергілікті құрылымдар учаскелерінің мұнайгаздылықпен қаныққан сулары									
Жоғарғы плиоцен	Бриехуоллд, Лонг-Бич, Инглвуд, Потреро, Санта- Фе-Спрингс, Уилмингтон	85.6–96.8	0.8–1.2	0.5–12.4	1.6–3.1	0.99–1.17	0.42–17.48	0.05–0.09	ГКН, ХМ, ХК
Төменгі плиоцен	Санта-Фе-Спрингс, Торранс, Уилмингтон, Лонг-Бич, Хантингтон- Бич, Розекранц- Домингес, Вест-Койот	85.1–96.0	0.6–7.7	2.1–15.2	2.8–7.5	0.89–1.21	0.52–12.92	0.23–2.52	ГКН, СН, ХМ, ХК

Өнімді аймақтардың карбонатты-натрийлі сулары анағұрым жоғары минералдануымен 70,4-85,4 мг-экв (20,1-24,4 г/л), жалпы сілтіліктің төмен мәндерімен 3,5-5,1 мг-экв және бастапқы сілтіліктің 6,4-12,4%-экв коэффициентімен сипатталады (Уилмингтон, Инглвуд, Лонг-Бич, Санта-Фе-Спрингс кен орындары).

Өңірдегі шөгінді қимасының плейстоцен аралығы (Йорба-Линда кен орны), сондай-ақ бірқатар кен орындар және жоғарғы плиоценді шөгінділер (Вест-Койот, Санта-Фе-Спрингс, Лонг-Бич) шығу тегі айқын үстіңгі қабаттық (метеогендік) аз минералданған сілтілік сулармен қаныққан. Олардың минералдануы 6-16 мг-экв (1,6-4,6 г/л) аспайды, бастапқы сілтілік коэффициенті – 33,2-49,2%-экв, екіншісі – 12,2-25,3%-экв болады. Осы сулардың ерекшелігі – 1,5-2,5 мг-экв дейінгі көтеріңкі сульфаттылық, ол кейбір жағдайларда сульфатты-натрийлі алуандықтардың болуын анықтайды. Максималды орналасумен және гидродинамикалық қашықтықпен (Вест-Койот, Лонг-Бич) сипатталатын жер асты суларының қимаға өту тереңдігі жекелеген кесектерде 800-1000 м-ге дейін барады, басқа көптеген кен орнында 200-300 м-ден аспайды. Жалпы алғанда заманауи инфильтрацияның өңірдің шөгінді қимасының гидрохимиялық жағдайына әсері шамалы және күндізгі қабатқа әрі соған іргелес коллекторлық байламдардың күндізгі қабатына шығатын қыртыстардың нақты жергілікті басты учаскілерімен шектеледі.

Өңірдің жер асты суларының ерекшелігі қайсыбір анықталған тереңдіктен бастап (шамамен 800-1000 м) бірізді болып табылады, мәні су ортасының түрі мен 0,1-0,3 мг-экв бастап, жоғарыдағы 3-4 мг-экв дейінгі анағұрлым шомған (қыздырылаған) аралықтарда минералдануына қарамастан сульфат-ионның қима бойынша төменге қарай (2.22, 2.23-суреттерді қараңыз) өсуі болып табылады. Корреляцияның аналитикалық теңдеуі « $SO_4^{2-}$  – тереңдік» келесі түрге ие  $SO_4^{2-} = 0,33 \cdot 10^{-6} \cdot H^{1,939}$ , « $SO_4^{2-}$  – температура»-  $SO_4^{2-} = 2,76 \cdot 10^{-6} \cdot t^{2,735}$ .

Құрамы мен минералдануы бойынша жер асты суларының кеңістікте таралу заңдылықтарына қатысты материалдарды қорытындылай отырып, келесіне тұжырымдауға болады:

- төменгі және жоғарғы плиоценді сулы кешендердің өңірлік гидрохимиялық фоны аз шоғырланған (11,5-17,5 г/л) бастапқы сілтілігінің коэффициенті 27,2-46,2%-экв гидрокарбонатты-натрийлі сулардан тұрады. Төменірек жатқан юра, жоғарғы бор, орташа және жоғарғы миоцен сулы кешендерінің минералданған (26,5-39,9 г/л) хлорлы-кальцийлі екінші сілтілік коэффициенті 9,2-17,2%-экв ерітінділері өңірлік тұрғыда таралған;

- шөгінді түзілімінің тік гидрохимиялық аймақтылығы тікелей сипатқа ие – стратиграфиялық қима бойынша жоғарыдан төменге қарай гидрокарбонатты-натрийлі сулардың ортасында бастапқы сілтілік мәнінің біртіндеп азаюымен және хлорлы-кальцийлі ертінділердің ортасында екінші тұздылық коэффициенті мәнінің өсуімен қатар жүретін жер асты суларының минералдануы байқалады;

- бірқатар кен орындарындағы плиоценді су тегеурінді кешендерде жер асты суларының минералдануы және ионды-тұзды құрамы бойынша жерілікті көтерілімдердің алаңында біртекті болмай таралуы күрт бұзылған қатпарлардың дизъюнктивті дөңес маңы учаскілеріне тура келетін анағұрлым тектоникалық кесектерде (аймақтарда) спорадиалды минералданған (20,1-28,1 г/л) хлорлы-кальцийлі және «өтпелі» хлорлы-магнийлі, сульфатты-натрийлі және гидрокарбонатты-натрийлі сулардың (екінші тұздылық және бастапқы тұздылық коэффициенттері – 0-3%-экв) аз шоғырланған сілтілігі жоғары сулардың жалпы фонында болуы байқалады, яғни дөңестен қатпардың шеткі бөліктеріне қарай жер асты сулары минералдануының азаюы, кермектігі мен сілтілігі артуының жалпы көрінісі қалыптасады;



- сілтілік ортада көрініс берген кермек сулардың жалпы минералдануы мен екінші тұздылығының коэффициенті плиоцен қимасы бойынша жоғары қарай заңдылыққа сәйкес кемиді;

- бір атаулы нысандардағы су түрлерінің ауысуы мен шоғырлануының азаюы көлденең бағытта орталықтан шетке қарай өңірлік гидрохимиялық фонның сілтілігі жоғары минералданған суларымен алмасатын хлорлы-кальцийлі, «өтпелі» хлорлы-магнийлі, сульфатты-натрийлі және гидрокарбонатты-натрийлі сулардың міндетті бірізді таралуының ареалы арқылы аймақтық түрде жүзеге асады;

- плиоцен кешендерінде жергілікті құрылымдардың өнімді учаскілерінің сілтілік сулары фондықтармен салыстырғанда 1,5-2 есе анағұрлым жоғары минералданумен және бастапқы сілтіліктің күрт төмендеген мәндерімен сипатталады;

- плиоцен кешендеріндегі мұнайгаздылықпен түйісетін минералданған қатты және «өтпелі» алуандықтардың гидрохимиялық аномальды көріністері нашар шоғырланған гидрокарбонатты-натрийлі сулардың жалпы фонында жергілікті құрылымдардың максималды орналасқан бөліктеріне кеңістікте сәйкес келетін салыстырмалы күрделенбеген гидродинамикалық жеңілдену аймақтарына, учаскілеріне (ошақтарына) тура келеді.

Сипатталған заңдылықтар минералданудың қалыптасу жағдайларына және жер асты суларының құрамына, олардың үдерістері мен механизмдерін анықтайтын кеңістікте орналасу ерекшеліктеріне қатысты кейбір тұжырымдар жасауға мүмкіндік береді.

Деректі мәліметтердің жиынтығы өңірдің тарихи дамуының ерекшелігін, оның геотектоникалық режимін, шөгінді қимасы қалыптасуының палеогеографиялық шарттары мен шөгінділердің таралуына нұсқай отырып, олардың генетикалық түріне қарамастан, жалпы шөгінді қимасындағы сулардың аз шоғырланған генерациясына алып келген палео- және заманауи гидрохимиялық үдерістердің жалпы бағытын межелеуге мүмкіндік береді.

Қолдағы бар материалдарды талдай отырып, плиоцен кешендеріндегі минералдануы біршама аз сингенетикалық қыртыстық ерітінділердің бастапқы гидрокарбонатты-натрийлі түрі (11,5-17,5 г/л) шөгінді жиналу алабының сынықтық материалымен қоректену саласындағы граниттердің желдену үдерісінде құрылған сілтілік минералдардың сыйдырушы жыныстарындағы жоғары санымен болатын лайлы (межелік) ерітінділердің түйісуі барысында седиментті және ерте диагенезді кезеңдерде қалыптасып қойғаны туралы қорытынды жасауға болады. Одан әрі құнарсыздандыру факторы жоғарғы және төменгі плиоценнің арасында антропоген мен жоғары плиоценнің шегінде, ойпаттың геологиялық тарихының инверсиялық кезеңдеріне сәйкес келетін шөгінді жиналудағы үзілістер кезінде жүзеге асқан тұщы метеогенді сулардың палеоинфильтрациясы болып табылады (Бакиров, 1959 ж.; Барбат, 1961 ж.; Вер Биебе, 1957 ж.).

Карбонаттар мен биокарбонаттардың жер асты суларында одан әрі ұлғаюы (10-12 мг-экв дейін) шөгінділер литификациясының анағұрлым кешірек катогендік кезеңінде, Валукоис және Ходковтың (1959 ж.), Кононовтың (1965 ж.) зерттеулерімен дәлелденген жоғары температуралар аймағында жүзеге асатын фильтрациялық сілтіленетін жыныстарынан  $[CO_3^{2-}]$  және  $HCO_3^-$  иондар шығуының артуы жүзеге асқан кезде орын алды. Осы кезеңде сулардың сілтілік резерві мен минералданудың біршама азаюына монтмориллонитты саздардың дегидратациясы құблысымен қоса жүретін гидрохимиялық нәтижелер септігін тигізді (Капченко моделі, 1978 ж.).

Осылайша, плиоцен топтамаларының жер асты суларындағы карбонаттар мен биокарбонаттардың жоғарғы шоғырлануы кеңістікте созылып жатқан үш үдерістің нәтижесі – біршама аз өңірлермен байланысты бірінші (диагенетикалық) кезең – литификацияланатын шөгінділердің кеекті суларын сыйдыратын ортаның сілті құрайтын минералды

ассоциацияларымен түйісуінің салдары, бұл олардың бастапқы  $[\text{CO}]_{-3}^{(-2)}$  және  $\text{HCO}_3^-$  байытуын анықтады әрі сәйкесінше гидрокарбонатты-натрийлі түр; екіншісі: айтарлықтай үлкен тереңдіктердегі (жоғары температуралар жағдайында) катагенетикалық кезең – коллекторлар сілтіленуі және сазды байламдардың дегидратациясы термохимиялық үдерістерінің жүзеге асу нәтижесі.

Плиоценге дейінгі кешендердің сингенетикалық хлорлы-кальцийлі қыртыстық ерітінділері Валяшко (1964.) мен Капченконың (1974 ж., 1979 ж.) танымал моделі бойынша жүзеге асырылған теңіз генезисі жер асты суларының ұзақ табиғи метаморфтану өнімі болып танылады. Олардың біршама терең емес минералдануы (40 г/л дейін) седиментациялық үзілістер кезіндегі үстіңгі қабаттағы тұщы сулар палеоинльтрациясының және плиоценге дейінгі стратиграфиялық диапазонның коллекторлық байламдарын метеогенді сулар ішінара шайған кездегі (Бакиров, 1959 ж.; Барбат, 1961 ж.), төменгі плиоцен мен жоғарғы миоценнің арасындағы, орта миоцен мен олигоценнің және т.б. арасындағы шөгінділердің ішінара шайылуы салдары болуы мүмкін. Минералданудың азаюына қосымша әсер ету механизмі көбіне аргилитті морфты және минералдық құрамды тақтатас тәрізді барынша тығыздалған гидрослюдалық сазды жыныстардың миоценге дейінгі аралықтарында болудың нақты расталуымен сазды минералдардағы «қайта пайда болған» сулар генерациялануының гидрохимиялық нәтижесі болып табылады (Барбат, 1961 ж.; Филиппи, 1974 ж.).

Плиоцен шөгінділері мұнайгазды кендерінің өнімді аймақтарында орналасқан минералданған (кесектарінде) «өтпелі» хлорлы-кальцийлі, хлорлы-магнийлі, сульфатты-натрийлі және гидрокарбонатты-натрийлі сулардың қалыптасу жағдайлары ерекше. Олардың ионды-тұзды құрамдарының ерекшеліктері, жоғарғы минералдануы, жекелеген құрылымдар алаң бойынша таралуының аймақтық сипаты, өндірістік көміртекті қанығуы бар артықшылықты ассоциация, бірқатар кен орындарындағы миоцен бейнесінің (жоғарыдан қараңыз) кәдімгі кермек сулардың болуымен бірге анағұрлым тектоникалық тұрғыдан бұзылған учаскілерге тура келуі гидрохимиялық фонның жеке қыртыстық сілтілік және миоцен кешендерін төсейтін инъекцияланған кермек түрлі стратиграфиялық тиесілік суларының араласу үдерісінде дұрыс жүзеге асқан гидрогеологиялық жағдайға сәйкес келеді. Жылжу моделін есептеу Репетто кешеніндегі өнімді кесектардың сулары сингенетикалық хлорлы-кальцийлі сілтілік фондық сулары мен 35-тен 96%-ға дейін инъекцияланған кермек сулар құраған үлесімен төменде жатқан Пуэнт және Топанга миоцен формацияларының сулары қыртыстық қоспалар болып табылатынын көрсетеді; одан жоғары жатқан Пико плиоцен қабатында айқын болғандай, кірме ингредиенттің үлесі біршама азырақ және 54-80%-ды құрайды;

Төменгі сулардың максималды үлестік қатынасы «өтпелі» хлорлы-магнийлі және сульфатты-натрийлі алуандықтарда көрініс табады, сілтілік қоспаларда олар айтарлықтай аз. Хлорлы-кальцийлі және «өтпелі» сулар көрінісі жоғарғы шекарасының гипсометриялық тереңдігі күрт орналасқан көтерілімдерде минималды (Вест-Койот, Лонг-Бич, Санта-Фе-Спрингс кен орындары) және азырақ бұзылған қатпарларға тура келетін учаскілерде максималды болады (Уилмингтон, Хантингтон-Бич, Домингес), яғни инъекциялау ауқымы – төменгі сулардың плиоцен қимасына енуі жоғарғы және төменгі аралықтардың гидравликалық бірлестігі тым жоғары деңгейімен сипатталатын құрылымдарда максималды болып табылатынын да атап өтуге болады.

Осы жағдайдың объективтілігі өнімді кесектердің бірінші топ кен орындарындағы сулардың аз минералдану дерегімен расталады, екінші тұздылық коэффициентінің ең жоғары мәндері бар әдеттегі хлорлы-кальцийлі алуандықтармен сипатталған және төсемелі миоцен топтама сының суларына ұқсас, ал өнімді учаскілердің екінші топ кен орындарының сулары фондықтарға жақынырақ болып келеді.

Б ы л а й ш а айтқанда, анғұрлым дислокацияланған өнімді кесектердің барлығы ұқсас гидрохимиялық бейненің суларымен қаныққан; азырақ бұзылған көтерілімдерде тік гидрохимиялық аймақтылық анағұрлым контрастылы болып келеді.

Өңірдегі жер асты суларын айдау туралы қорытынды алаңдағы және жергілікті көтерілімдердегі сульфат-ионның таралу ерекшеліктерінен де туындайды. Оның плиоцен аралықтарында анағұрлым жоғары шоғырлануы өнімді кесектердің суларында байқалады, ал фондықтарда ол а р айтарлықтай аз. Осы орайда сульфаттардың макисмалды құрамы олардың миоцен суларында шоғырланауына сәйкес келеді. Есте қаларлық тағы бір жайт,  $SO_4^{2-}$  ең көп сандары кірме құрамдастар максималды қатысқан қыртыстық қоспаларда анықталады. Сульфаттардың белсенді микробиалды сульфат редукциялау аймағы арқылы және оның Лос-Анджелес ойпатының миоцен кешеніндегі термобарлық жағдайларға сәйкес келетін катагенді аймақта негерациялануы туралы сынақтық анықталған деректің одан әрі геологиялық тарихының шөгінділер арқылы өтуі салдары ретінде плиоцен седиментациясындағы су ортасы алабы тұздық құрамының реликтісі ретінде сақталуының аз ықтималдығын ескеру (Киссин, 1967 ж.; Кононов, 1965 ж.; Красинцева, 1968 ж.), плиоцен топтамаларының суларындағы  $SO_4^{2-}$  көрінісі мен пайда болуының басты механизмі оның қимасына миоцен стратиграфиясына тиесілі сульфат құрайтын суларының енуі деп есептеуге негіз береді.

Лосс-Анджелес ойпатының гидрохимиясы бойынша материалдарды талдау, оның шөгінді қимасындағы жер асты суларының кеңістікте таралуы оның төменгі қабаттарынан жоғары қарай формацияаралық айдаулармен анықталады деген қорытындыға алып келеді.

### 2.1.6. Маракаиб ойпаты

Алаптың шөгінді қимасында барлық генетикалық түрлердің жер асты сулары кездескен. Ең көп таралғандары – мезозойдан кейінгі стратиграфиялық диапозонды қанықтыратын гидрокарбонатты-натрийлі сулар; бор және төменде жатқан формациялар хлорлы-кальцийлі түрдегі өңірлік дамумен сипатталады. Бірқатар көтерлімдерде жекелеген аралықтарда жергілікті инфильтрациялық шығу тегі бар метеогенді сулар тым аз минералданған (3-5 г/л дейінгі) сульфатты- және гидрокарбонатты-натрийлі сулар бар (2.14-кесте).

Негізгі су тегеурінді кешендер – бор, палеоцен, эоцен, олигоцен, миоцен кешендері. Оларды оқшаулайтын өңірлік сутіректер – Ла-Пас жоғарғы борының сазды формациялары (сантон, маастрихт), жоғарғы эоценнің Паухи кешені, жоғарғы миоценнің Ла-Пуэрта кешені.

*Бор кешенінің* жер асты сулары төменгі және жоғарғы борл карбонатты Ла-Пас, Мара, Ла-Консепсьен, Сибукара, Батыс Тарра кен орындарындағы Апон, Копачо, Ла-Луна (Батыс мұнайгазды бөлік) эктастар қабатынан және Ламар кен орны мен Боливар аймағындағы (Боливар-Фалькон бөлігі) Мито-Хуан (жоғарғы бор-дат) қабаттарының құмдықтарынан алынған. Химиялық құрамы бойынша олар екінші тұздылық коэффициенті 31,9-58,6%-экв хлорлы-кальцийлі түрге жатады. Жалпы минералдану 152,9-дан 215,0 мг-экв дейінгі (43,7-61,4 г/л) шекте қамтылған. Сульфат-ионның құрамы 3,9 мг-экв дейін жетеді (Ламар кен орны – ағын нысанының тереңдігі 5186 м). Метаморфтану коэффициенті 0,42-ден 0,71-ге дейін өзгереді. Барлық ашылған шөгінді қимасында аталған көрсеткіштердің мәндері ең аз боп келеді. Осындай гидрохимиялық бейнедегі сулар кешеннің өңірлік фонын құрайды.

Барынша терригенді *палеоцен* кешені (Гусаре, Кататумбо) қабаттары минералдануы 52,8-58,2 мг-экв (15,1-16,8 г/л) және бастапқы сілтілік коэффициенті 6,3-9,7%-экв (Ла-Пас, Мара, Ламар, Лама, Эль-Мене кен орындары) гидрокарбонатты-натрийлі сулардың өңірлік таралуымен сипатталады. Сульфаттардың шоғырлануы 4350 м (Лама) тереңдікте 2,9 мг-экв дейін жетеді. Төменде жатқан кешендері өнімді және палеоценнің жоғарыда жатқан шөгінділері

мұнайға қаныққан кен орындарында (Боливар, Ламар, Ла-Пас, Мара, Батыс Тарра аймағы) қорлардың максималды тығыз көміртектен жиналуын құрайтын жергілікті құрылымдар учаскілерінің шегінде көтеріңкі минералдылықпен (150-170 дейін мг-экв 42,1-48,6 г/л) сипатталатын әрі осы көрсеткіштің бор аралығын жақындайтын мәндері бойынша хлорлы-кальцийлі алуандықтардың спорадиалды қатысуы байқалады. Екінші тұздылықтың коэффициенті осы жағдайда 20,2-25%-экв құрайды.

*Эоцен кешені* (Консепсьен топтамаларын құрайтын Лос-Кузрвос, Мирадор, Карбонера, Боскан, Лос-Флорес қабаттары) 13,6-46,3%-экв бастапқы сілтілік коэффициентімен минералдануы 41,4-45,0 мг-экв (11,8-12,9 г/л) гидрокарбонатты-натрийлі түрдегі сулардың өңірлік таралуымен сипатталады. Сульфаттардың құрамы 0,95-1,30 мг-экв жетеді (Боскан, Ла-Консепсьен, Бочакеро кен орындары – Боливар, Лама, Ламар аймақтары). Көтерілімдердің өнімді учаскілеріндегі жалпы минералданудың мәндері 79-80 мг-экв (20-22,9 г/л) дейін барып, бастапқы тұздылық коэффициентінің 3-7%-экв дейін төмендеуімен қатар жүреді.

Боливар, Ламар, Ла-Консепсьен аймақтарындағы кен орындардың бор мен палеоцендік мұнайгазды төсемелі шөгінділері бар жекелеген жоғары өнімді кесектерінде сілтіліктің екінші коэффициенті 3%-экв аспайтын минералданған «өтпелі» хлорлы-магнийлі және сульфатты-натрийлі сулар спороидалды түрде көрініс тапқан.

*Олигоценді кешенде* (Икотеа, Ла-Роса қабаттары) жер асты суларының негізгі түрі – гидрокарбонатты-натрийлі, жалпы минералдануы – 45-50,2 мг-экв (12,9-14,3 г/л), бастапқы сілтілік коэффициенті – 21,15-31,6%-экв. Өндірістік көміртекті қанығу жағдайында минералдануы 58-72 мг-экв дейін көтеріледі, ал бастапқы сілтілік коэффициенті 10-15%-экв дейін азаяды; «өтпелі» алуандықтардың болуы жиі кездеседі (Лама, Лос-Кларос кен орындары).

*Миоцен кешенінің* гидрохимиялық фоны (Лагульнильяс, Исноту, Ла-Вилья қабаттары) минералдануы 36,3-41,4 мг-экв (10,4-11,8 г/л) сілтілік сулармен және 41,9-46,2%-экв бастапқы сілтілік коэффициентімен (Боливар, Лама, Мене-Гранде аймақтарының кен орындары) орындалған.

Өңірдегі арнайы топты аз минералданған (5г/л дейін) екінші сілтілік коэффициентінің (до 40%-экв) көтеріңкі мәндерімен инфильтрациялық шығу тегі бар гидрокарбонатты-натрийлі сулар береді. Әдеттегідей олар эрозияланған, инверсиялық көтеріңкі және ішінара шайылған көтерілімдерде таралған, коллекторлық байламдардың күндізгі қабатқа шығу учаскілеріне тура келеді, біршама шағын алаңды және тік (гипсометриялық) аралықты қамтиды. Осы сулар таралуының бірқатар ерекше айырмашылығы – құрамының өзгермеуі және осындай көріністерінің бүкіл стратиграфиялық диапозонда минералдануы (эоцен-миоцен) (2.14-

**2.14-кесте.** Маракаиб ойпатындағы жер асты суларының сипаттамасы.

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Құрамдас бөліктер, мг-экв						$\Sigma_{a+k}$	
		Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> + CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Мг-экв	г/л
<b>Инфильтрациялық сулар аймағы</b>									
Миоцен	Кабимас, Тиа-Хуана, Лагунильяс, Пуэбло-Вьеха, Мене-Гранде	0.52–5.02	0.02–0.28	1.48–9.51	0.08–0.27	0.12–0.48	5.10–10.39	10.36–21.36	3.0–6.1
Олигоцен	Кабимас, Лагунильяс	0.25–5.02	-	3.29–9.02	0.05–0.30	0–0.49	7.52–8.73	16.62–18.54	4.8–5.3
Төменгі плиоцен	Тиа-Хуана, Лагунильяс, Мене-Гранде, Боскан, Энсенада, Ла-Крусес	0.07–10.44	0.04–0.76	0.29–5.85	0.04–0.20	0.01–0.16	0.12–7.82	0.40–15.56	0.11–4.5
<b>Өңірлік гидрохимиялық фонның сулары</b>									
Миоцен	Бочакеро, Лама	9.42–10.34	0.11–0.58	8.13–10.24	0.15–0.20	0.39–0.49	17.59–20.00	36.26–41.38	10.4–11.8
Олигоцен	Лама, Лос-Кларос	14.03–18.71	0.20–0.78	6.20–7.75	0.15–0.30	0.48–0.58	21.93–25.23	45.12–50.22	12.9–14.2
Эоцен	Бокачери, Ла-Консепсьен, Лама, Ламар	10.25–16.68	0.20–0.95	3.20–10.25	0.18–0.24	0.13–0.48	20.04–22.46	41.40–45.00	11.8–12.9
Палеоцен	Ла-Пас, Эль-Мене, Ламар, Лама, Мара, Боливар, Зап, Тара	23.82–25.39	0.30–2.86	2.29–4.00	0.17–0.75	0.15–0.41	26.09–28.23	52.82–58.78	15.09–16.8
Борлы	Ла-Консепсьен, Ла-Пас, Мара, Сибукара, Зап, Тара, Ламар, Пуэбло-Вьеха	74.75–102.41	0.22–3.92	0.13–1.15	27.94–47.40	2.63–10.70	37.58–72.86	152.86–214.96	43.7–61.4

## 2.14-кестенің жалғасы

Жергілікті құрылымдар учаскелерінің мұнайгаздылықпен қаныққан сулары									
Миоцен	Лама, Лос-Карлос	17.76–22.27	0.25–0.87	6.45–7.12	0.30–0.48	0.19–0.31	24.34–29.10	50.26–59.18	14.4–16.9
Олигоцен	Бочакеро, Ламар, Ла-Консепсьен	23.71–30.65	0.28–0.94	4.41–5.01	0.35–0.46	0.22–0.31	28.43–35.23	58.00–72.00	16.6–20.3
Эоцен	Бокачери, Ламар, Мара, Ла-Пас, Зап, Тарра	31.63–36.98	0.28–1.18	1.84–3.09	0.36–0.42	0.23–0.28	34.35–39.36	70.00–80.00	20.0–22.9
Палеоцен		72.92–81.15	0.51–2.90	0.95–1.57	14.12–15.21	4.00–5.12	54.67–66.88	150.00–170.00	42.9–48.6
Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Палмер бойынша, %- экв				$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{r(Na^+ - Cl^-)}{rSO_4^{2-}}$	$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	Сулин бойынша судың типі
		S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	A	a				
Инфильтрациялық сулар аймағы									
Миоцен	Кабимас, Тиа-Хуана, Лагунильяс, Пуэбло-Вьеха, Мене-Гранде	5.34–69.11	-	29.35–91.45	1.54–9.01	1.51–19.98	-	6.43	ГКН
Олигоцен	Кабимас, Лагунильяс	2.70–60.41	-	30.08–91.48	5.82–9.51	1.50–34.92	-	-	ГКН
Эоцен	Тиа-Хуана, Лагунильяс, Мене-Гранде, Боскан, Энсенада, Ла-Крусес	17.00–55.00	-	5.60–76.5	1.10–40.00	1.51–58.2	-	1.25	ГКН
Өңірлік гидрохимиялық фонның сулары									
Миоцен	Бочакеро, Лама	50.51–55.14	-	41.90–46.16	2.96–3.33	1.87–1.93	-	14.09–87.82	ГКН

## 2.14-кестенің жалғасы

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Палмер бойынша,%- экв				$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{r(Na^+ - Cl^-)}{rSO_4^{2-}}$	$\frac{r(Cl^- - Na^+)}{rMg^{2+}}$	Сулин бойынша судың типі
		S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	A	a				
Олигоцен	Лама, Лос-Кларос	65.64–75.33	-	21.15–31.56	2.80–3.52	1.35–1.56	-	10.13–32.60	ГКН
Эоцен	Бокачери, Ла-Консепсьен, Лама, Ламар	50.48–84.64	-	13.58–46.33	1.78–3.19	1.23–1.95	-	3.98–48.95	ГКН
Палеоцен	Ла-Пас, Эль-Мене, Ламар, Лама, Мара, Боливар, Зап, Тара	86.39–93.60	-	6.28–9.66	0.12–3.95	1.09–1.11	-	1.35–7.57	ГКН
Борлы	Ла-Консепсьен, Ла-Пас, Мара, Сибукара, Зап, Тара, Ламар, Пуэбло-Вьеха	41.22–67.76	31.95–58.65	-	0.13–1.50	0.42–0.71	2.76–16.92	-	ХК
Жергілікті құрылымдар учаскелерінің мұнайгаздылықпен қаныққан сулары									
Миоцен	Лама, Бочакери	71.68–78.19	-	20.14–25.17	1.67–3.15	1.31–1.37	-	7.85–26.32	ГКН
Олигоцен	Лама, Лос-Карлос	82.73–95.20	0.87–3.00	10.12–15.32	1.95–2.14	0.96–1.20	0.10–0.15	0.92–16.86	ХК, ХМ, СН, ГКН
Эоцен	Бочакери, Ламар, Ла-Консепсьен	91.17–95.40	0.96–2.98	3.00–6.98	1.60–1.85	0.96–1.09	0.13–0.17	0.98–9.71	ХК, ХМ, СН, ГКН
Палеоцен	Бокачери, Ламар, Мара, Ла-Пас, Зап, Тара	72.90–78.68	20.2025.00	-	1.12–2.10	0.75–0.82	3.55–3.57	-	СН, ГКН, ЖК

кесте). Заманауи инфильтрацияның сулы кешендердегі гидрохимиялық жағдайдың қалыптасуына әсерін шектеулі деп таныған жөн, ол мүлдем басқа құрам мен минералдану фондық суларының айтарлықтай өзгешелігімен барлық аралықтардың коллекторларында басым болу дерегінен туындайды.

Жалпы өңір бойынша барлық стратиграфиялық кешендердің фондық суларында белгілі бір гипсометриялық деңгейден бастап – шамамен 1000 м (температурасы 65°C) анағұрлым шомған (қыздырылған) аралықтарда тереңдігі 0,1-0,3-тен бастап, жоғарыларда 3-4 мг-экв дейінгі сульфат-ионы құрамының көрініс табуы және одан әрі заңдылыққа сәйкес өсуі байқалады (2.22 және 2.23-суреттер). «Сульфат-ион – тереңдік» және «сульфат-ион – қыртыстық температура» корреляциясы келесі түрге ие:  $SO_4^{2-} = 0,94 \cdot 10^{-6} \cdot H^{1,782}$  и  $SO_4^{2-} = 0,34 \cdot 10^{-6} \cdot t^{2,217}$ .

Маракаиб ойпатының пирохимиялық материалдарын талдау және жалпылау келесі жалпылама қорытындыларды жасауға мүмкіндік береді:

- өңірдің шөгінді құрамының тік гидрохимиялық аймақтылығы стратиграфиялық қима бойынша аз минералданған (10,0-16,8 г/л) кайназой топтамасының гидрокарбонатты-натрийлі сулары (бастапқы сілтілік коэффициенті – 6,3-46,2%-экв) мезазойдың минералданған (43,7-61,4 г/л) хлорлы-кальцийлі қыртыстық ертінділерімен алмасады (екінші тұздылық коэффициенті – 31,3-58,7%-экв);

- палеоген-неоген стратиграфиялық диапазонда жер асты суларының құрамы бойынша таралуы мен жергілікті мұнайгаздылық құрылымдар шегіндегі минералдануы мозаикалық-көтерілімдердің тектоникалық бұзылған учаскілеріне – гидродинамикалық дренаж аймақтарына қарай тура келетін олардың өнімді кесектерінде, қабаттардан қатпарлардың шомуына қарай жер асты сулары минералдануының азаюы мен сілтілігі өсуінің (2 есеге дейін) жалпы көрінісін анықтайтын, аз минералданған сілтілік сулардың жалпы фондына анағұрлым шоғырланған (1,5-3 есе) ертінділердің (көбіне қатты және өтпелі) гидрохимиялық Аномальды қатысуы байқалады. Жер асты суларының түрлері мен шоғырлануының өзгеруі аталған бағытта аймақтылықпен біртіндеп, өңірлік фонның әдеттегі сілтілік суларына өтетін хлорлы-кальцийлі, «өтпелі» хлорлы-магнийлі, сульфатты-натрийлі және гидрокарбонатты-натрийлі сулардың бірізділікпен таралуы арқылы жүзеге асады;

- сілтіліктердің фондында көрініс беретін кермек сулардың жалпы минералдануы мен екінші тұздылығы коэффициентінің мәні қима бойынша жоғарға қарай жүретін заңдылыққа сәйкес өзгереді.

Жер асты суларының кеңістікте таралу заңдылықтары жалпы геологиялық мәліметтермен бірлесе отырып, өңірдің шөгінді тысындағы олардың генезисін, қалыптасу шарттары мен таралуының қайсыбір факторлары мен механизмдерін анықтайтын рөлі мен мәнін бағалауға мүмкіндік береді.

Маракаиб ойпатының минералданудың күрт азаюымен және жер асты суларының төменнен жоғары қарай өсуімен сипатталатын шөгінділік құрамының өңірлік гидрохимиялық пішіні қыртыстық ортаның химиялануы мен алаптың геологиялық даму тарихымен, седиментогенездің жағдайы және палеогеографиялық шарттарымен, оны құрайтын жыныстардың шөгінді бейнесімен генетикалық байланысты аса контрастық формада көрсетеді. Осылайша, бордың қалыпты-жағалаулық-теңіздік карбонатты-құмды-сазды шөгіндісіне Валяшко, Капченко және т.б. жер асты сулары метаморфтануының белгілі үлгілеріне сәйкес жүзеге асырылған теңіз лайлы суларының ұзақ мерзімді табиғи түрлену үдерісінің туындысы болып табылатын сингенетикалық минералданған (62-г/л дейін) хлорлы-кальцийлі ертінділер сәйкес келеді.

Көбіне өзендік, дельталық, лагуналық, көлдік, (палеоцен, миоцен, плейстоцен), теңіз бұғаттарының тұзды және тұщы сулы жағдайларында (эоцен, олигоцен) (Йанг, Беллис және



Рентс, 1959 ж.; Миллер, Эдвадрс және Уэлкот, 1961 ж.; Мэнчер, Фитчэр, 1953 ж.) жататын бордан кейінгі стратиграфиялық аралықтарға гидрокарбонатты-натрийлі түрдегі, өзінің құрамында үстіңгі қабаттық агенттермен нақты сипаттары бар қыртыстық гидрохимиялық орта сәйкес келеді. Осы сулар шоғырлануының біршама төмен деңгейі седиментация алаптарының бастапқы тұщы немесе тұзды сипаттарына ғана шартталмаған, сондай-ақ белгілі бір деңгейде шөгінді жиналудың, атап айтқанда палеоцен мен эоцен, зоцен мен олигоцен, орташа және жоғарғы миоцен, миоцен мен плиоцен арасындағы шөгінді жиналуының (Йанг, Беллис және Рентс, 1959 ж.; Миллер, Эдвадрс және Уэлкот, 1961 ж.) көптеген үзілістері кезеңіндегі орын алған тұщы метеогенді сулардың палеоинфильтрациясы нәтижесі болып табылады.

Бордан кейінгі диапазонның бірінші сингенетикалық жер асты суларының гидрокарбонатты-натрийлі түрі литификацияланатын жыныстардың кеуектік ерітінділері шөгінді жиналу алаптарының жарықшақ материалдарымен қоректену аумағында граниттогнейсті желденуі нәтижесінде құрылған карбонат- және биокарбонат ионмен байытылған сілтілік материалдармен түйісу кезінде өзінің құрылым үшін седиментті және ерте диагензеді шөгінділердің кезеңдеріне міндетті. Осы үдерістің ағынына үстіңгі суларымен атмосфералық CO<sub>2</sub> байытылған су қоймаларының теңгерімінде бірізділік өсу әсер етті.

Жер асты сулары сілтілігінің бірізділікпен артуының қосымша факторы Кисинның (1967 ж.), Киссин және Пахомовтың (1970 ж.), Кононовтың (1965 ж.) және Красинцеваның (1968 ж.) моделі бойынша қыртыстық резервуарлардың термохимиялық фильтрациялық сілтіленуі барысында жоғары температуралардың заманауи жағдайында жүзеге асқан катогенді гидрохимиялық әсер болып табылады.

Гидродинамикалық қашыртқылардың учаскілеріне (ошақтарына) дәл сол нысандардағы бірқатар кен орындарда минералданған хлорлы-кальцийлі сулардың әдеттегі борлы стратиграфиялық тиесілігі «өтпелі» алуандықтардың генезисін төменгі қабаттың өткен қатты ерітінділерімен кайназой кешендері гидрохимиялық фонының сингенетикалық сілтілік сулары түрлі көлемдік қатынастарындағы араласудың нәтижесі ретінде анықтайды. Бұл қорытынды бірқатар факторларға негізделген. Олар келесідей сипатталады:

- бордан кейінгі кешендердегі хлорлы-кальцийлі, хлорлы-магнийлі, сульфатты- және гидрокарбонатты-натрийлі сулардың таралуындағы алаңдық аймақтылықты ескеру;
- олардың гидрокарбонатты-натрийлі сулармен жалпы өтімді байланысы;
- олардың жергілікті көтерелімдердің анағұрлым дислокацияланған кесектеріне тура келуі міндетті өндірістік көміртекті қанығумен ұдайы ассоциациялануы.

Фондық сулардың инъекцияланған борлылармен араласу үдерісінің сандық өлшемдерін есептеу жергілікті құрылымдардағы өнімді учаскілердің жер асты сулары палеогенді кешенде 65%, эоцендікте – 20%, олигоцендікте және миоцендікте – шамамен 10% кірме құрамдас заттар бар қыртыстық қоспалар болып табылатынын көрсетеді. Аталған механизмнің шынайылығын сілтілік ортада анағұрлым тектоникалық бұзылған көтерілімдердегі (Лос-Кларос, Урданетта, Мене-Гранде) хлорлы-кальцийлі және өтпелі сулардың көрінісі мен аса қатты борлы сілтілігі жоғары фондық сулармен араластыру кезінде CaCO<sub>3</sub> және MgCO<sub>3</sub> түсуімен анықталған кен орындарының өнімді кесектеріндегі қима карбонаттығының айтарлықтай өсу дерегі растайды.

Формация аралық құйылымдардың болуы өңірдің жер асты суларында сульфат-ионның кеңістікте таралу ерекшеліктерімен де расталады, оның кайназой сулы кешеніндегі ең көп құрамы кен орындарының өнімді кесектерінде ғана анықталады және әдеттегідей борлы топтамаға тән шоғырлануға сәйкес келеді. Осы орайда, өзіне тән ерекшелігі кайназой қыртыстық су қоспаларында инъекцияланған ингредиент үлесі  $SO_4^{2-}$  оларда «өтпеліде», хлорлы-кальцийлі және хлорлы-магнийлі алуандықтарда максимумға жетіп өседі. Сульфаттардың кайназой топтамаларындағы сілтілік фондық суларда болмауы және оның

терең шомған борлы кешендердің суларында кірме құрамдас заттардың үлкен үлесімен жоғары шоғырлануы су сыйымды жыныстардың термохимиялық фильтрациялық сілтіленуінің катагенді үдерісі барысында  $SO_4^{2-}$  барынша мезозойлық генерацияны анықтайды (Киссин және Пахомов, 1967 ж.; Кононов, 1965 ж.).

Сондықтан жоғарыда жатқан кешендердің суларында сульфаттың болуын қиманың төменгі және жоғарғы қабаттарындағы тік гидравликалық байланыстың жүзеге асу нәтижесі ретінде ғана түсіндіру мүмкін.

Маракаиб ойпатына қатысты материалдардың жиынтығы жергілікті құралымдар шегіндегі жер асты суларының химиялануы айтарлықтай деңгейде сұйықтықтардың ірі масштабты формация аралық құйылымдардың тектоникалық бұзылу жүйесі бойынша анықталған деген жалпы қорытындыға келуге мүмкіндік береді.

## 2.2. Тау алды иілімдері

### 2.2.1. Карпат алды иілімі

Иілімнің геосинклиналды ішкі аймағының шөгінді қимасында жекелеген аралықтарда 1155-1575 мг-экв (330-450 г/л) дейін баратын, жалпы минералдануы 315-1050 мг-экв (90-300 г/л) метаморфтанған хлорлы-кальцийлі ерітінділер кеңістікте кеңінен таралған; тұзды сулар мен минералдануы 105-315 мг-экв (30-90 г/л) хлорлы-магнийлі және гидрокарбонатты-натрийлі түрлердің тұздықтары сирек кездеседі; инфильтрогенді тұщы және тұзды – 17,5-35мг-экв (5-10 г/л) – сульфатты-натрийлі және сілтілік алуандықтар (2.15-кесте) үстіңгі қабатта жалаңаштанатын ең жоғарғы нысандардың бірқатар алаңдарындағы жергілікті дамуға ие.

Өңірдің тік қимасында үш негізгі су тегеурінде кешен өзгешеленеді:

1) бәлкім көршілес Орталық Карпат, Паннон, Вена және Карпат арты алаптарына ұқсас бұрғылау арқылы ашылмаған, тым тығыз қатты жарықшақтанған жанартау генді-шөгінділік құрылымдары бар палеозой-орташа юра (Бакиров, Варенцов, Бакиров, 1970 ж.; Бека және Высоцкий, 1976 ж.; Вадас, 1964 ж.; Варенцов, 1948 ж.),

2) бірыңғай жарықшақты-кеуектік табиғи резервуарды құрайтын терригенді коллекторлық және су тегеурінді байламдардың кезектесуі арқылы түзілген жоғарғы бор-жоғарғы олигоценді флиш;

3) эвапоритті-молассалық төменгі миоцендік.

Суы ең көп және флиш қабаттының мықты нысандарына көлемді қалың қабатты сазды ямнендік (палеоцен) құмдықтар, выжылтық (эоцен) қабаттар мен менилиттік (төменгі-орташа олигоцен) топтамалар жатады. Төменгі миоценді кешенде жекелеген сумен қаныққан қыртыстар мен линзалар воротыщендік топтама (жоғарғы аквитан-төменгі миоценнің бурдигал ярус), стебниктік және баличтік қабаттардың (төменгі миоценнің гельветтік ярус) қималарында анықталған.

**2.15-кесте.** Карпат алды иілімінің Ішкі аймағындағы жер асты суларының сипаттамасы.

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Құрамдас бөліктері, мг-экв						$\Sigma_{a+k}$	
		Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> + CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	мг-экв	г/л
Сулардың инфильтрациялану аймақтары									
Төменгі миоцен	Борислав, Иваники, Битков, Дэвиняч, Пнив, Старуня, Доброгостов, Орров, Долина және басқалар.	253.8–776.4	5.0–6.0	3.7–7.1	22.8–105.2	15.1–42.3	224.6–640.0	525.0–1575.0	150.0–450.0
Жоғарғы бор-жоғарғы олигоцен	Танява, Спас, Луква, Бухтовец, Оболонь, Битков, Пнив, Долина, Космач, Росильнянское, Слобода Рунгурская және басқалар.	44.6–512.0	0.9–5.0	7.0–8.0	0.6–90.0	0.4–30.0	51.5–405.0	105.0–1050.0	30.0–300.0
Палеозой-орташа юра		571.6–603.1	3.0–5.0	2.9–4.4	95.0–97.4	32.0–40.2	450.5–474.9	1155.0–1225.0	330.0–350.0

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Палмер бойынша %- экв				$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$r(Na^+ - Cl^-)$ $rSO_4^{2-}$	$r(Cl^- - Na^+)$ $rMg^{2+}$	Сулин бойынша судың типі <sup>2</sup>
		$S_1$	$S_2$	A	a				
Төменгі миоцен	Борислав, Иваники, Битков, Дэвиняч, Пнив, Старуня, Доброгостов, Орров, Долина және басқалар.	81.3–85.7	12.9–17.8	–	0.9–1.4	0.82–0.88	–	1.93–3.22	ХК
Жоғарғы бор-жоғарғы олигоцен	Танява, Спас, Луква, Бухтовец, Оболонь, Битков, пнив, Долина, Космач, Росильнянское, Слобода Рунгурская және басқалар.	77.1–86.7	0–21.4	0–11.4	1.5–1.9	0.79–1.15	–7.67	0.92–3.57	ГКН, ХМ, ХК
Палеозой-орташа юра		77.5–78.0	21.5–21.8	–	0.5–0.7	0.79–0.80	–	3.19–3.78	ХК

Сулинның қыртыстық суларға арналған сипаттамасы гнетикалық қағидаға негізделген. Осы қағида бойынша жер асты суларының құрамы континенталды, теңіздік терең орталарда судың түрлі генезистік су жыныстарымен өзара әрекеті нәтижесінде қалыптасады. Үдеріс кезінде олар белгілі бір құрамдармен байтылады, солардың негізінде судың төрт түрі анықталған (сульфат-натрийлі, гидрокарбонат-натрийлі, магний хлоридті және хлорид-кальцийлі). Әрбір тип аниондар бойынша үш топқа бөлінеді (сульфат, гидрокарбонат және хлорид), катиондар бойынша үш ішкі топқа бөлінеді (кальций, магний және натрий).  
Үіех.ru: <http://www.drillings.ru/www/files/klaspodzemvod.html>. Судың 3 түрі: СlCa (хлор-кальций); HCNa (натрий гидрокарбонаты); СlMg (хлорид-магний); СНa (сульфатты-натрийлі).

## 2.15-кестенің жалғасы

Төменгі өңірлік сутіректің дәл стратиграфиялық байлаумен кеңістіктегі қалпы әзірге анықталмаған, дегенмен оның функциясын палеозой іргетасының тығыз жыныстары орындайды деп пайымдауға болатын шығар. Өңірлік жоғары сутірек қызметін поляниц қабатының сазды шөгінділері, воротыщендік топтаманың эвапориттері, стебниктік және баличтік қабаттардың сазды-тұзды жыныстары атқарады. Флишті кешеннің ішіндегі ішінара сутірек быстрицк (жоғарғы эоцен) қабаты болып табылады, алайда олардың алаңда дамуы спориадалдық сипатқа ие. Аталған экрандардың жекелеген алаңдардағы оқшаулау қасиеттері нашарлайды және олардың қималарында жекелеген линза тәрізді суға қаныққан коллекторлық байламдар мен қыртыстар пайда болады.

Иілімнің Ішкі аймағындағы *палеозой-орташа юра* кешенінің жер асты сулары бойынша деректі мәліметтер әлі күнге дейін жоқ. Алдын ала тәртіппен жалпы гидрогеологиялық көріністерге қарай отырып, олардың минералдануы шамамен 1155-1225 мг-экв (330-350 г/л) және екінші тұздылық коэффициенті жобамен 20-22%-экв берік хлорлы-кальцийлі тұздықтардан тұрады деген жорамал жасауға болар.

*Жоғарғы бор-жоғарғы олигоценді* флиш кешені (Карпат формациясы) жоғарғы бордағы стрыйск қабатының, жоғарғы олигоцендегі поляницк қабатының стратиграфиялық диапазонын камтиды. Жер асты сулары мұнда көбіне тұздың шоғырлануы 315-1050 мг-экв (90-300 г/л) хлорлы-кальцийлі тұздықтармен берілген. Битков ауданының жоғарғы және орташа менилитті шөгінділер су тегеурінді кешеннің төменгі миоцендік жоғарыда жатқан воротыщендік эвапориттерімен түйісетін кейбір жекелеген алаңдарында ғана (Битов, Пнив, Пасечнянская, Бухтовец) минералдану 1155-1575 мг-экв (330-450 г/л) дейін өседі және аталған нысандардың жер асты сулары өзінің гидрохимиялық бейнесі жағынан тұздылық формациясының суларымен бірдей болып келеді.

Төменгі және орташа олигоценнің осы аралықтарындағы сулардың қатты шоғырлануы бастырмалардың құрылуы орын алған кездегі ауданның жоғарғы миоцендік тектоникалық белсенділігі кезеңінде воротыщендік тұздықтардың төменге сығылу үдерістерімен анықталады (Глушко және басқ., 1963 ж.; Доленко, 1962 ж.). Аталған механизм осы ауданның жекелеген құрылымдық кесектері шегінде дәл сол хлорлы-кальцийлі гидрохимиялық түрде төменгі менилитті төсемелейтін сулар минералданудың 700-770 мг-экв (200-220 г/л) дейінгі анағұрлым төмен мәндеріне ие болу дерегімен расталады. Аудан қимасының төменгі жағында судың минералдануы қайтадан артады және шамамен 3000 м тереңдікте эоценнің манявтік, выжылтік және быстрицк қабаттарында қайтадан жоғарылайды – 1050 мг-экв (300 г/л).

Сипатталатын кешеннің құрамындағы суларда натрий мен кальцийдің хлоридтері басым; тереңдеген сайын өсу үрдісі байқалатын сульфат-ион құрамы 2-5 мг-экв; жалпы сілтілік 10 мг-экв аспайды; натрийдің хлорға қатынасы 0,90-0,95; екінші тұздылық коэффициенті 22%-экв дейін барады.

Хлорлы-кальцийлі тұздықтармен қатар алаңның жекелеген иілімдеріндегі шөгінділердің менилитті топтамаларында көбінде 350-525 мг-экв (100-150 г/л) күрт төмендеген шоғырлануымен хлорлы-кальцийлі сулардың қатысуы және минералдануы 105-315 мг-экв (30-90 г/л) гидрокарбонатты-натрийлі алуандықтардың (Танява, Спас, Луква, Бухтовец, Алқап, Солтүстік алқап, Оболонь, Струтынъ, Ольховка) қатысуы анықталған.

Хлорлы-кальцийлі және хлорлы-магнийлі тұзды-ионды құрамдағы сулардың төмендеген генерализациялануында натрий мен кальцийдің хлоридтері басым; сульфаттылық 2-3 мг-экв дейін барады; кальций мен магнийдің құрамы сәйкесінше 23-25 және 10-15 мг-экв дейін жетеді; карбонаттар мен бикарбонаттар 10 мг-экв дейінгі мөлшерде болады; натрийдың хлорға қатынасы – 0,92-0,97; екінші тұздылық коэффициенті 5-7%-экв дейін жетеді. Гидрокарбонатты-натрийлі алуандықтарда хлорид пен натрий бикарбонаты басым, сульфаттардың құрамы 2 мг-экв-дейін, кальций мен магний – 2-5 мг-экв, хлор құрамы – 45 мг-экв дейін, натрийдың хлорға қатынасы – 1,05-1,15; бастапқы сілтілік коэффициенті – 5-12%-экв дейін.

Төменгі миоцен кешеніндегі жер асты суларының құйылымдары Борислав, Иваники, Оров, Алқап, Битков, Давиняч, Пнив, Старуня, Доброгостов және т.б. алаңдарынан алынған. Вортищенск топтамасында өңірлік минералдану – 1155-1575 мг-экв (330-450 г/л), олардағы хлордың құрамы 700 мг-экв, сульфат-ион – 6 м-экв дейін, кальций құрамы – 105-ке дейін және магнийдың – 45 мг-экв дейін, жалпы сілтілік 8 мг-экв дейін баратын, натрийдың хлорға қатынасы – 0,80-0,90; екінші тұздылық коэффициенті 13-18%-экв аса берік хлорлы-кальцийлі ерітінділері дамыған. Қима бойынша одан да жоғарырақ орналасқан стебник және балич қабаттарының сулы нысандары да жоғары минералданған (420 г/л дейін) метаморфтанудың жоғары деңгейі бар тұздықтармен қаныққан – натрийдың хлорға қатынасы шамамен 0,20-0,30 болады (Колодий, 1983ж.).

Барлық сулы кешендердегі жергілікті қатпарлардың алаңы бойынша жер асты суларын талдау тым мозаикалық геидрохимиялық көріністі береді – жекелеген тектоникалық кесектер шегінде және құрылымдық қабаттарында (ярустарында). Бір атаулы нысандарда бір ортаның жалпы минералдануы мен ионды-тұзды құрамы айтарлықтай өзгеше, көрші кесектердің шағын қашықтықтарындағы ауытқу 1,5-2 есе болады.

Дәл сондай жағдай тұтас иілімнің Ішкі аймағындағы территорияны сипаттайды, мұнда геотектоникалық элементтердің (Таньяв депрессиясы, Борислав-Покутск көтерілімі, Делятин депрессиясы және т.б.) жекелеген ірі алаңдары бойынша жер асты суларының химиялығын өңірлік салыстыру кезінде де олардың шоғырлану деңгейінің және генетикалық коэффициенттерінің күрт өзгергіштігі байқалады.

Аталған жағдайлардың көтерілімдердің айтарлықтай дислокациялануымен, иілімнің жабындық және сатылы-кесектік құрылымымен түйіндесуі нақты қатпарлардың жекелеген тектоникалық кесектерінің және оларды қамтитын анағұрлым ірі геоқұрылымдардың гидродинамикалық бөлектенуін және өңірдегі жер асты суларының латераль бойынша оның геологиялық тарихының заманауи кезеңінде кез келген айтарлықтай ауысуын анықтайды.

Жергілікті көтерілімдердегі гидрохимиялық алқаптың күрт біртекті болмауының мысалы ретінде Битковский кен орнының менилитті топтамасын келтіруге болады, мұнда оның түрлі көршілес кесектеріндегі жер асты суларының минералдануы бір нысанның өзінде 1,2-1,5 есеге айрықшаланады (Бабиниц және Мальская, 1975 ж.; Колодий, 1983 ж.) және Солтүстік алқаптық және Алқаптық кен орындары, выжылск және манявск қабаттарында жер асты суларының шоғырлануы жекелеген кесектерде 50-100 г/л аралығында өзгереді (Зиненко, 1975 ж.; Лозинский және Банковский, 1972 ж.). Өңірлік жоспардың мысалы, бірінші ауданда минералдануы шамамен 300 және одан көп г/л, ал екіншіде минералдануы 30-150 г/л хлорлы-кальцийлі, хлорлы-магнийлі және гидрокарбонатты-натрийлі алуандықтардың барлық жерде таралуын айғақтайтын Борислав-Покутск аймағы мен Таньяв депрессиясының менилитты шөгінділеріне қатысты гидрохимиялық материалдарды салыстыру болып табылады (Лозинский және Банковский, 1972 ж.).

Жергілікті қатпарлардың тік қимасындағы жер асты суларының таралуы күрделі гидрохимиялық фонның болуын сипаттайды. Ықтималдық-статистикалық әдісті пайдалану арқылы біз жасаған деректі материалдардың талдауы өңірдегі су минералдануының бірізділікпен азаю жалпы көрінісін, алдымен, қима бойынша 1470-1575 мг-экв (420-450 г/л) дейінгі балич қабаттарының 525-980 мг-экв (150-280 г/л) дейінгі стебник қабатының және вортищен топтамасының, 315 мг-экв (90 г/л) жоғарғы-орташа менилитті қабаттардың, ал содан соң оның заңдылыққа сәйкес 700-770 мг-экв (200-220 г/л) арқылы төменгі менилиттіктен 875-1120 мг-экв (250-320 г/л) быстрицк, выжылск, манявск (эоцен), ямненск (палеоцен) және стрыйск (жоғарғы бор) қабаттарына өтуін көрсетті. Төменгі миоцен-орташа олигоцен аралығындағы кері аймақтылық элементтерінің көрінісі, ең алдымен, жоғары олигоцен-төменгі миоцен аралығындағы (аквитанск, бурдигал, гельвет қабаттары) тұздықтары тұздардың еру үдерісінде қалыптасқан мықты эвапоритті қабатпен және стратиграфиялық диапазонның

төменгі олигоцен-жоғарғы бор төменде жатқан терригенді шөгінділерінің әдеттегі седиментогенді суларының қатысуымен себептік байланысына жатқызыла алады. Қиманың жоғарғы бөлігіндегі гидрохимиялық пішіннің реңктігі оның тек эвапориттік сипатымен анықталатын секілді екені анық.

Орташа олигоцен-жоғарғы бор аралығындағы стратиграфиялық тереңдіктегі минералдану артуының жалпы фонында бір стратиграфиялық бөлімшенің шегінде, яғни оның таралу алаңы және орнығу шарттарының гипсометриясы бойынша жер асты сулары шоғырлану деңгейінің өзгерістерін бақылау кезінде біршама өзгеше көріністі байқауға болады. В.В. Колодийдың мәліметтері бойынша (1983 ж.), суларда карбонат- және бикарбонат-иондардың натрийдың хлорға қатынасының өсуімен және қатты алуандықтардың сілтіліктермен ауысуымен қоса жүретін, менилитті топтама үшін, мысалы, судың шамамен 3000 м тереңдікке дейін көтерілуі (до 200-250 г/л), ал содан соң оның 3000 м астам тереңдікте 50-100 г/л дейін төмендеуі тән болып келеді. Біздің мәліметтеріміз бойынша, дәл осындай бағыттылық эоценді нысандарда де байқалады.

Карпат алды иілімінің ішкі бөлігіндегі гидрохимиялық аймақтылықтың ерекшеліктері жекелеген қатпарларда немесе олардың кесектерінде азырақ минералданған сулардың көбірек шоғырланған қатысуымен, анағұрлым жасырақ шөгінділердің неғұрлым ескі аралықтарға тән спорадиалдық қанығуымен: үлкен тереңдікте азырақ минералданған сілтілік және қатты «өтпелі» сулардың болуымен берілетін жергілікті инверсиялық ауытқуларда болып табылады.

Атап айтқанда, Тяньва және Струтын алаңдарында жер асты суларының тереңдіктегі минералдануының төмендеуі анықталған. В.М. Щепактың пікірі бойынша, бұл иілімнің бастырмалы құрылымымен шартталған, себебі жекелеген антиклиналды қатпарларда сулардың минералдануы анағұрлым жасырақ шөгінділерден ескілеу шөгінділерге қарай артады және инверсия тек төмендегі бастырмалыққа қарай жылжыған гипсометриялық көтеріңкі қатпардан өту кезінде ғана байқалады. В.М. Щепак инверсияның себебі бастырма құрылуын шарттаған тектоникалық фактор деп орынды пайымдайды. Былайша айтқанда, бастырма пайда болғанға дейін болған қалыпты гидрохимиялық пішін бұзылған және жалпы алғанда инверсия тек солай болып көрінетін ғана секілді. Аталған авторға сәйкес, солай болып көрінетін секілді инверсия жоғарғы миоценді бастырма түзілгенге дейінгі иілім Ішкі аймағының бірқатар көтерілімдерін қамтыған көне инфильтрациялық су алмасумен анықталған. Көптеген қимадағы олигоцен және төменгі миоцен шайындыларының іздері, біздің пікірімізше, көне инфильтрацияланған аз минералданған сулармен қаныққан қыртыстардың үлкен тереңдіктеріне кешірек шому ықтималдығы болып табылады.

Осындай түсіндірменің негізділігі В.А. Лозинский (1968 ж.) жасаған көмілген мұнайгазды кен орындарын арнайы зерттеу нәтижесімен расталады. Жүргізілген зерттеулерден анықталғаны, Алқап кен орнындағы флишті кешеннің мұнайгаздылықпен қаныққан қыртыстарында сақталған реликттік сулар жалпы минералдануының тым төмен мәндерімен-35-175 мг-экв (10-50 г/л) карбонат- және бикарбонат-ионның 2,0-4,0 мг-экв жоғары құрамымен, 1,0-1,5 натрийдың хлорға қатынасымен сипатталады, ал дәл осы шөгінділердің қыртыстық сулары әдеттегідей, анағұрлым метаморфтанған және шоғырланған 160-620 мг-экв (45,7-177,3 г/л) көтеріңкі кермектік түрлерімен берілген. Айта кетерлік жайт, Долина кен орнының көмілген сулар құрамдастық құрамы, метаморфтану деңгейі және олардың тереңдікте өзгеру заңдылығы бойынша көміртектердің өндірістік жиналуын құрамайтын жанында орналасқан Оболон құрылымының қыртыстық суларына өте жақын болуы болып табылады.

В.М. Щепак, В.А. Лозинский, В.П. Баньковскийдың көзқарастарына қосыла отырып, біз де Алқап ауданындағы көмілген сулардың химиялық құрамы ерекшеліктері, ең алдымен, флишті кешеннің өнімдік қабатын айтарлықтай деңгейде шайған олигоцен уақытында көне инфильтрациялық сулардың қалыптасуы орын алған кезде, соңғы гидрогеологиялық цикл кезіндегі палеогидрогеологиялық шарттармен анықталады деп есептеуге бейімбіз. Ішкі

формациялық шайылымдардың нәтижесі деп қарастыруға болатын менилитті орта қуаттылығының азаюына қарағанда көне инфильтрациялық сулармен шайылуға, көбіне гидрокарбонатты-натрийлі түрге жататын және төмен минералдануға ие жер асты сулары сипатталатын аймақтың солтүстік-шығыс және солтүстік-батыс учаскілері (Солтүстік Алқап, Алқап, Дзвинячский, Гвиздецкий кен орындары) жатқан.

Соңғы гидрогеологиялық циклдың аяқ кезеңінде (альпілік қатпарлықтың валах фазасы) анағұрлым төмен аймақтардан миграцияланған жоғары метаморфтанған седиментогенді хлорлы-кальцийлі тұздықтармен бірге жүрген көмірсутектер көне инфильтрацияланған сулардың айтарлықтай бөлігін жоғарыда жатқан стратиграфиялық аралықтарға сыдырып тасаған. Миграциямен қоса жүрген тұздықтар тұтқыштардағы мұнай-газ ажыратылуы кезінде көне инфильтрациялық сулармен ішінара араласқан (менилитті шөгінділерде) немесе оларды толығымен дерлік алмастырған (эоцен шөгінділерінде). Коллекторларға мингенетикалық бастапқы тұздылық суларының бөлігі ғана қалыптасқан кен орындары қыртыстарының мұнаймен қаныққан бөліктеріндегі түйіскен түрлерінде консервацияланып қалғандай болған.

Тұшытылған гидрокарбонатты-натрийлі сулардың көне инфильтрацияланған шығу тектерінің баяндалған түсініктерімен қатар В.В. Колодийдың (1983 ж.) үлкен тереңдікте және жоғары температура жағдайында монтмориллит тобының және органикалық заттың сазды минералдарының катагенетикалық түрленулері жағдайында олардың термодегидратациялық генезисінің пайдасына айтқан дәлелі назар аударуға тұрарлық. Автор (Колодий (1983ж.)) аз минералданған сілтілік сулардың көріністерімен байланысты гидрохимиялық инверсиялар палеогеннің толық қимасы бар аудандарда барынша қарқынды (Таняв депрессиясы) және, керісінше, көптеген жағдайларда шайындылардың болуы жер асты суларының минералдануы мен құрамында ешқандай көрініс таппайды. Жер асты суларының тұщылануы Таняв депрессиясының тереңге шомған менилитті шөгінділерінде қарқынды, метанмен бірге ерітілген газдық құрамында көмірқышқыл газы кездескен (25%-ға дейін). Осы себептен ол бұл сулардың гидрокарбонатты-натрийлі түрлерін және аз минералдануын органикамен байытылған менилитті шөгінділердің жоғары температуралық жағдайында орын алған үдерістермен байланыстыруға бейім (Колодий (1983ж.)).

Біздің ойымызша, сипатталған механизм жеткілікті деңгейде шынайы, бірақ оның нәтижесі су ортасы сілтілігінің бірқатар артуы мен шоғырлану деңгейі төмендеуінің қосымша факторы ретінде ғана көрініс береді. Осы үдерістің кеңінен дамуы палеоген флишының қимасында жатқан сазды қыртыстардың аз қуаттылығымен шектеледі.

Қарастырылған күрделі үдерістердің салдары ретінде Карпат алды иілімінің Ішкі аймағында гидрохимиялық қималардың үш түрін ажыратуға болады:

1) битковск, мұндағы хлорлы-кальцийлі тұздықтардың жеңілденуі анағұрлым толық болған және сілтілік көне инфильтрацияланған сулар көшу агенттерімен толығымен алмастырылған болып шыққан;

2) долииск – көне инфильтрацияланған сілтілік сулары бар анағұрлым терең аралықтардағы сулардың жылжуы нәтижесінде қалыптасқан. Қыртыстық сулар химиялық құрам мен минералданудың алуан түрлігімен ерекшеленеді. Минералдану артқан сайын гидрокарбонатты-натрийлі сулар аралық хлорлы-магнийлер арқылы хлорлы-кальцийлерге өтеді;

3) оболон – терең хлорлы-кальцийлі тұздықтар мен солармен бірге жүретін көмірсутек босатылмаған және қимада толығымен дерлік сілтілік көне инфильтрацияланған сулар сақталып қалған құрылымдарға тән.

Карпат алды иілімінің Ішкі аймағындағы жер асты суларының гидрохимиялық сипаттамасы және олардың кеңістікте таралу заңдылықтары бойынша материалдарды қорытындылау мен жүйелеу келесі басты тұжырымдар жасауға мүмкіндік береді:



- өңірдің тік гидрохимиялық аймақтылығы жалпы қалыпты сипатқа ие;
- жергілікті құрылымдардың алаңы бойынша жер асты суларының таралуы өңірлік тұрғыдан алғанда да айқын мозаикалық сипатқа ие және оның дизъюнктивті-тектоникамен айқын түйісу себептеріне сәйкес келеді, анағұрлым бұзылған алқаптар, кесектер, жекелеген қатпарлардың және анағұрлым ірі геокұрылымдардың учаскілері барынша шоғырланған хлорлы-кальцийлі тұздықтармен қаныққан;
  - жер асты суларының таралуы тік қимада айтарлықтай шектелген латеральді су алмасу кезіндегі жер асты суларының төменгі қабаттан жоғарғы гидрохимиялық қабатқа ірі формацияаралық өтуінің жүзеге асу жағдайын көрсетеді;
  - жергілікті дұрыс шоғырланған гидрохимиялық ауытқулар кеңістікте қиманың мұнайгаздылығы жоғары құрылымдарымен оларға тура келетін тектоникалық бұзылуларды өткізетін аймақтармен түйіскен (Борислав, Битков, Алқап, Солтүстік Алқап, Танява және т.б.);
  - гидрокарбонатты-натрийлі түрдегі жер асты сулары өзінің шығу тегі бойынша негізгі көлемі тұщы метеогендік сулардың олигоцен коллекторларына көне инфильтрациялануының өнімі болып табылады; төменгі миоценнің метаморфтанған хлорлы-кальцийлі тұздықтары оларды жатқан эвапоритті жиналулардың еруі мен сілтіленуінің нәтижесі болып табылады; жоғарғы-бор-орташа олигоцен стратиграфиялық көлемінің және бөлкім палеозой-орташа юра кешенінің хлорлы-кальцийлі тұздықтары терригенді сусыйымды ортадағы седиментациялық сулардың қалыпты метаморфтану үдерісінің туындысы болып табылады.

### 2.2.2. Индоло-Кубан иілімі

Ашылған шөгінділік түзілімнің жер асты сулары барлық сульфатты- әрі гидрокарбонатты-натрийлі, хлорлы-магнийлі және хлорлы-кальцийлі гидрохимиялық алуандықтардан құралған. Олардың минералдануы кең шектерде 4,7-ден бастап 247,2 мг-экв дейін (1,3-70,7 г/л), екінші тұздылық коэффициенті 0,8-20,5%-экв, бастапқы сілтілік коэффициенті – 0,3-65,0%-экв, натрийдың хлорға қатынасы 0,86-5,31 (2.16, 2.17-кесте) құбылады.

Негізгі су тегеурінді кешендер: жоғарғы юра, төменгі бор, жоғарғы бор, палеоцен-төменгі эоцен, жоғарғы эоцен (Батыс Кубан иіліміндегі кум қабаты), олигоцен-төменгі эоцен (майкоп қабаты), орташа-жоғарғы эоцен, плиоцен болып табылады. Өңірлік сутіректер – альба саз, карбонатты саздар және кампан мен маастрихтың тығыз мергельдері, орташа әрі жоғарғы эоценнің мергельді-сазды және сазды топтамалары (Батыс Кубан иіліміндегі кутаисс, калуга, хадыжен, белоглин қабаттары), майкоп топтамаларының қабаттары, миоцен мен плиоцен-чокрак және караган горизонттарының, төменгі сармат ішкі ярусының, кимерий ярустарының понтий және «кен қабаттарының» қималарындағы сазды байламдар.

**2.16-кесте.** Индоло-Кубан иіліміндегі жер асты суларының сипаттамасы.

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Құрамдас бөліктер, мг-экв						$\Sigma_{a+k}$	
		Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> + CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Мг-экв	г/л
Инфильтрациялық сулар аймағы									
Жоғарғы бор	Төменгі Баку, Шумейская, Оңтүстік Вареников, Батыс Медведовская, Кудако-Киевское, Адагумское, Суздальская, Мошкараевская, Куйбышевская, Фонтановская	2.53–6.52	1.25–3.12	6.7–9.62	0.12–0.18	0.08–0.12	0.30–18.95	21.00–38.50	6.0–11.0
Төменгі бор	Абхазская, Суздальская, Ставропольская, Генеральская, Курчанское, Медведовская, Марьевская, Мошкаревская, Тамбовская	3.97–8.39	3.08–3.41	5.62– 9.48	0.11–0.17	0.05–0.12	2.51–20.99	25.34–42.56	7.2–12.2
Жоғарғы юра	Сергеевская, Мошкаревская	1.92–8.74	3.58–3.73	4.88– 10.11	0.11–0.27	0.08–0.20	0.19–22.11	20.76–45.16	5.9–12.9

## 2.16-кестенің жалғасы

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Палмер бойынша,%- экв				$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{r(Na^+ - Cl^-)}{rSO_4^{2-}}$	$\frac{r(Cl^- - Na^+)}{rMg^{2+}}$	Сулин бойынша судың типі
		S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	A	a				
Жоғарғы бор	Төменгі Баку, Шумейская, Оңтүстік Вареников, Батыс Медведовская, Кудако- Киевское, Адагумское, Суздальская, Мошкараевская, Куйбышевская, Фонтановская	36.00–50.03	–	48.41–62.10	1.56–1.90	2.91–4.07	3.99–6.22	-	ГКН
Төменгі бор	Абхазская, Суздальская, Ставропольская, Генеральская, Курчанское, Медведовская, Марьевская, Мошкаревская, Тамбовская	55.68–57.47	-	41.18–43.05	1.27–1.35	2.50–3.15	2.77–3.69	-	ГКН
Жоғарғы юра	Сергеевская, Мошкаревская	52.99–55.25	–	42.65–45.21	1.80–2.10	2.53–5.31	5.31 2.31-3.58	-	ГКН

2.17-кесте. Индоло-Кубан иілімінің кайназой шөгінділеріндегі жер асты суларының сипаттамасы.

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Құрамдас бөліктер, мг-экв						$\Sigma_{a+k}$	
		Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> + CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	Мг-экв	г/л
Плиоцен	Ахтырско-Бугундырское, Анастасиевско-Троицкое, Федоровское, Малобабчикское, Приозерное, Глазовское және т.б.	0.66–95.97	0.05–2.17	1.86–8.28	0.16–6.18	0.06–4.20	2.43–89.62	5.30–200.00	1.5–57.1
Орташа-жоғарғы миоцен	Анастасиевско-Троицкое, Западно-Анастасиевское, Ахтырско-Бугундырское, Зыбзы-Глубокий Яр, Абино-Украинское, Кудако-Киевское, Адагумское, Ново-Дмитриевское, Мошкаревское, Фонтановская, Белокаменское және т.б.	18.32–106.58	0.02–2.00	0.67–7.74	0.38–10.21	0.14–6.43	27.54–92.52	56.12–218.32	16.0–62.4
Олигоцен-төменгі миоцен (майкоп)	Анастасиевско-Троицкое, Федоровское, Калужское, Ново-Дмитриевское, Мошкаревское, Владиславовская, Куйбышевская, Фонтановская	10.87–112.92	0.19–2.60	1.99–8.90	0.20–12.64	0.07–5.68	21.99–97.27	44.74–231.18	12.8–66.1
Жоғарғы эоцен (кумск)	Левкинское, Калужское, Северское, Ново-Дмитриевское, Зыбза-Глубокий Яр, Ахтырско-Бугундырское, Абино-Украинская, Холмское, Карская, Черноморская және т.б.	9.38–106.82	0.03–2.51	2.26–14.09	0.37–11.74	0.09–5.32	19.09–93.01	39.10–220.14	11.2–62.9
Палеоцен-төменгі эоцен	Ахтырско-Бугундырское, Зыбза Глубокий Яр, Абино-Украинская, Холмское, Гестинг	17.15–119.53	0.98–1.11	2.95–6.37	0.29–6.23	0.20–6.23	24.01–113.08	30.00–247.18	9.0–70.7

## 2.17-кестенің жалғасы

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Палмер бойынша,%- экв				$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{r(Na^+ - Cl^-)}{rSO_4^{2-}}$	$\frac{r(Cl^- - Na^+)}{rMg^{2+}}$	Сулин бойынша судың типі
		S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	A	a				
Өңірлік гидрохимиялық фонның сулары									
Плиоценовы й	Ахтырско-Бугундырское, Анастасиевско-Троицкое, Федоровское, Малоабачикское, Приозерное, Глазовское және т.б.	26.88–89.62	1.00–8.52	1.50–65.00	1.86–8.12	0.93–5.22	0.97–35.40	0.98–1.51	ГКН
Орташа-жоғарғы миоцен	Анастасиевско-Троицкое, Западно-Анастасиевское, Ахтырско-Бугундырское, Зыбзы-Глубокий Яр, Абино-Украинское, Кудако-Киевское, Адагумское, Ново-Дмитриевское, Мошкаревско, Фонтановская, Белокаменское және т.б.	72.41–95.40	0.80–13.34	0.90–28.00	0.88–1.90	0.87–1.50	0.98–1.50	0.99–2.50	ГКН
Олигоцен-төменгі миоцен (майкоп)	Анастасиевско-Троицкое, Федоровское, Калужское, Ново-Дмитриевское, Мошкаревско, Владиславовская, Куйбышевская, Фонтановская	60.21–88.20	12.21–14.13	10.63–38.09	1.17–1.72	0.86–2.02	4.28–22.87	2.75–2.80	ГКН, ХК
Жоғарғы эоцен (кумск)	Левкинское, Калужское, Северское, Ново-Дмитриевское, Зыбза-Глубокий Яр, Ахтырско-Бугундырское, Абино-Украинская, Холмское, Карская, Черноморская және т.б.	48.13–84.50	13.45–15.21	12.09–49.52	2.05–9.01	0.87–2.04	3.79–359.3	2.60–2.71	ГКН, ХК
Палеоцен-төменгі эоцен	Ахтырско-Бугундырское, Зыбза-Глубокий Яр, Абино-Украинская, Холмское	47.00–91.50	6.11–20.54	24.00–49.5	2.00–2.39	0.95–1.40	7.00–13.65	1.51–3.65	ГКН, ХК

*Жоғарғы юра* карбонатты кешенінің жер асты сулары Сергеевский және Мошкаревский алаңдарынан алынған. Өзінің гидрохимиялық түрі бойынша олар гидрокарбонатты-натрийліге жатады. Жалпы тұздылық – 20,8-45,2 мг-экв (5,0–12,9 г/л), бастапқы тұздылық коэффициенті – 42,7–45,2%-экв, натрий / хлор қатынасы 2,53-5,31 құрайды.

*Жоғарғы бор* карбонатты кешені жарықшақты мергельдерден және алверолиттың аздаған қабаттары бар әктастардан тұрады. Суздальский, Батыс Медведовский, Шумейский, Оңтүстік-Варениковский, Төменгі Баканский, Мошкаревский, Куйбышевский және Фонтановский кен орындары мен Адагумский және Кудак-Киевский кен орындарында да сонымен қатар гидрокарбонатты-натрийлі түрдің сулары кездеседі. Олардың тұздылығы 21-ден бастап, 38,5 мг-экв (6–11 г/л) дейін, бастапқы сілтілік коэффициенті 48,4-62,1%-экв тең, натрийдың хлорға қатынасы – 2,91-4,07.

Өңірдің мезазой аралығындағы тұщы сулар құрамының өзіне тән ерекшелігі 3,7-4 мг-экв (17-20%-экв) дейінгі сульфаттар үлесі болып табылады.

Қайсыбір деңгейде шектелген пайдасыз далалық мәліметтер қазіргі кезде Индоло-Кубан тау алды мезазойы үшін олардың тұздылығы мен құрамы бойынша жер асты суларын кеңістікте аймақтандыруын әзірлеуге кедергі келтіреді. Осы себептен ақпарат жалпы үрдістерді анықтағанымен, алдын ала алынған мәлімет ретінде қала бермек.

Палеоцен-төменгі эоцен сынық флишының су тегеурінді кешені (Цице, Горячий Ключ, Ильск және Зыбза формациялары) өңірлік шомуды сазды шөгінділерге айналдыратын ырғақты түрде кезектесетін құмдықтар, алевролиттер, гравелиттер, мергельдер мен саздардан тұрады. Осы кешен Ахтырско-Бугундырская, Зыбза-Глубокий Яр, Абино-Украинская, Холмский, Калужский кен орындарында және басқа да кен орындарында гидрокарбонатты-натрийлі әрі хлорлы-кальцийлі сулармен қаныққан. Біріншілері шамамен 30-50 мг-экв (9–14,3 г/л) тұздылық коэффициентіне және 20–49,5%-экв бастапқы сілтілік коэффициентіне ие. Олар көбіне қатты сынған жерге жақын учаскілерде және құрылымдардың ішінара эрозияланған солтүстік қанаттарында орналасқан. Соңғылары 247,2 мг-экв (70,7 г/л) дейінгі тұздылыққа және 15–20,5%-экв екінші тұздылық факторына ие. Олар негізінен оңтүстік төмендегі, көбіне дәл сол құрылымдарда жатқан және жеткенше жылжымайтын қанаттарында кездеседі әрі өңірлік фондық кешенді құрайды.

Жоғарғы эоцен кешенінің флишоидты құмды-алевролитті коллекторларынан келетін жер асты сулары (Батыс Кубан иілімінің кумск қабаты қимасының төменгі бөлігі) Калужское, Жаңа Дмитриевское, Солтүстік-Жаңадмитриевское, Шығыс-Солтүстік, Зыбза-Глубокий Яр, Черноморское, Абино-Украинское, Ахтырско-Бугундырское, Левкинское, Солтүстік-Батыс-Афипское кен орындарынан және т.б. алынған. Төмен кеуекті линза тәрізді нашар өтетін құмды коллекторлар өңірлік көтерілім мен шому бойынша саздармен алмастырылады, оқшауланған тұйық қыртыстық резервуарларды құрай отырып, мергельді-сазды жыныстардың мықты қабаттарымен төсемелденеді. Кешеннің қимасында жер асты суларының екі негізгі түрлері нақтыланған, жоғары минералданған (212-229,4 мг-экв – 60,6-62,9 г/л) хлорлы-кальцийлі (екінші тұздылық коэффициенті – 13,4-15,2%-экв) және айтарлықтай аз шоғырланған (39,1-90,6 мг-экв – 11,2-25,9 г/л) гидрокарбонатты-натрийлі сулар (бастапқы сілтілік коэффициенті – 12,1-49,5%-экв). Кермек сулар өңірлік гидрохимиялық фонды құрай отырып, коллекторлық байламдардың сүйірлену учаскілерінде, кендердің сұлбасынан тыс және иілімнің оңтүстік бүйіріндегі жергілікті көтерілімдердің оңтүстік қанаттарында орналасқан; иілімнің оңтүстік бүйірі шегінде сілтілік алуандықтар контрасты гидрохимиялық аномалияларды құрай отырып, әдеттегідей қатпарлардың анағұрлым дислокацияланған солтүстік қанаттарында бар (Зыбза-Глубокий Яр, Ахтырско-Бугундырское, Абино-Украинское кен орындарының дөңестік аймақтары), ал Анастасиевско-Краснодарский иілімінің біліктік аймағында антиклиналды белбеудің кермек сулары алаңды айтарлықтай қамти отырып, барынша кең таралған.

*Олигоцен-төменгі миоцен* кешені (майкоп қабаты) аралықтың орта бөлігіне қарай тура келетін линза тәрізді құмды коллекторлардың мықты сазды қабатында жатқан байламдарымен берілген. Жер асты сулары Троицкое, Федоровское, Калужское, Ново-Дмитриевское кен орындарында, Мошкаревская, Фонтановская, Владиславовская, Куйбышевская және т.б. алаңдардан алынған. Қимада жоғары минералданған сулар да (220-231,2 мг-экв – 62,8-66,1 г/л), тек көне фонның коллекторлы-реликтілік сүйірлену аймағында таралған хлорлы-кальцийлі (екінші тұздылық коэффициенті – 12,2-14,1%-экв) алуандықтар да, сондай-ақ аз минералданған (44,7-70 мг-экв – 12,8-20 г/л) жалпы минералданудың максималды мөндерінде (10-22%-экв) және бастапқы сілтіліктің минималды мөндерінде (10-22%-экв) гидрохимиялық фонды құрайтын гидрокарбонатты-натрийлі (бастапқы сілтілік коэффициенті – 10,6-38,1%-экв), ал минералданудың минималды мөндерінде (40-50 мг-экв) және максималды сілтілікте (25-40%-экв) – көбіне диапиризммен әрі лайлы жанартаулықпен күрделенген қарқынды бұзылған жергілікті көтерілімдермен кеңістікте түйісетін (Анастасиевско-Троицкое, Ново-Дмитриевское кен орындары, Керчен-Таман ауданының бірқатар алаңдары).

Иілімнің бүйір маңындағы бөліктеріндегі сазды шөгіндімен алмастырылған шомған аймақтарда чокрак, караган, сармат шөгінділерінің су тегеурінді құрамы құмды және жарықшақты доломиттелген коллекторлармен берілген *орташа-жоғарғы миоцен* кешені барлық гидрохимиялық түрлердің суларымен және айтарлықтай өзгеше минералдықпен қаныққан. Кешен өңірдің көптеген кен орындарында және барлау алаңдарында сыналған.

Минералданған (25-33 г/л) сілтілі және «өтпелі» сульфатты-натрийлі және хлорлы-магнийлі сулар көбіне жағымсыз гидрохимиялық аномалиялардың тектоникалық бұзылған қатпарлық учаскілерге тура келетіндерді сипаттайды; жоғары шоғырланған (43,5-62,4 г/л) хлорлы-кальцийлі сулар кешеннің барлық аралықтарында өңірлік фонды құрайды.

Кешен бойынша жалпы минералдану 56,1-218,3 мг-экв (16-62,4 г/л) құрайды, екінші тұздылық коэффициентінің мөндері – 0,8-13,3%-экв, бастапқы сілтілік – 0,9-28%-экв, натрийдың хлорға қатынасы – 0,87-1,50. Жекелеген аралықтарда дәл сол көрсеткіштердің шамалары сәйкесінше бастапқы сілтілік эквивалентін құрайды: чокрак және караган горизонттары үшін – 56,1-218,3 мг-экв (16-62,4 г/л), 12,5-13,3%-экв, 1,2-28%-экв, 0,87-1,50; сармат ярусы үшін – 70,3-186,8 мг-экв (20,1-53,2 г/л), 5-7%-экв, 0,9-22%-экв, 0,94-1,30; мэотикалық ярус үшін – 65-152,2 мг-экв (18,6-43,5 г/л), 2,4-5%-экв, 0,9-30%-экв, 0,93-1,10.

Кешеннің өзіндік ерекшелігі – жергілікті құрылымдардың шегіндегі қарқынды тектоникалық учаскілерге тура келетін контрастық жағымсыз гидрохимиялық аномалиялар (Батыс Кубан иілімінің оңтүстік бүйірі), диапирлі ендірмелер мен лайлы жанартаулы әрекет көріністері кеңінен дамыған (Батыс Кубан иілімінің, Керчен-Таман ауданының белдеулік аймағы). Осы орайда иілімнің белдеулік бөлігінде орналасқан, Анастасиевское учаскісінде қабат алды аймағының диапирлік ендірме және өңірдегі ең ірі кен орнын құрайтын жоғары минералданған (43,5 г/л дейін) хлорлы-кальцийлі су ортасында (екінші тұздылық коэффициенті – 5%-экв дейін) аз минералданған (18-20 г/л) гидрокарбонатты-натрийлі (бастапқы сілтілік коэффициенті – 20-30%-экв) сулардың көтеріңкі сульфаттылығы бар (1,5-2,0 мг-экв) жергілікті қатысу аймағы айқын белгіленген.

Олардың даму аймағы қатпардың тектоникалық тұрғыдан анағұрлым тынық шеткері бөліктерінің бағытында «өтпелі» сульфатты-натрийлі және хлорлы-магнийлі минералдануы сұлбадан тыс аймақтардың гидрохимиялық фонының максималды шоғырланған хлорлы-кальцийлі алуандықтарына дейін параллель өсетін сулардың жолақтарымен алмасатынын (екінші тұздылық коэффициенті – 0,2-1,2%-экв) атап өткен жөн (Шаулов, Федотова, 1975 ж.).

Осындай жоғары сілтілік сулардың өңірлік таралуы тек мезозой шөгінділерінде сипатталған кен орнының мезозой-жоғарғы миоцен стратиграфиялық аралығының шегіндегі жер асты сулары тік ағуының айтарлықтай диапазонын анықтайды. Дәл сондай көрініс иілімнің оңтүстік бүйіріндегі Ахтырско-Бугундырское, Абино-Украинское, Кулако-Киевское тағы басқа кен

орындарында (Ермоваев, Котов және Рогошин, 1960 ж.; Котов, 1963 ж.), сондай-ақ жоғарғы миоцен және мезозой нысандары гидродинамикалық байланысқан Керчен-Таман ауданының (Лагунова, 1973 ж.) алаңдарында анықталған.

Саздар, құмдақтар, құмдар және понтий, куяльниц, киммерий ярустары мен акчагыл-чаудин горизонтының құмдақтарымен алмасатын линза тәріздестердің құрамы бар плиоцен кешені тұщыдан (1-2 г/л) бастап тұздыға дейінгі (50-60 г/л) түрлі минералданған гидрохимиялық түрлердің барлық суларымен қаныққан. Кешеннің жоғарғы бөлігінде кеңінен таралған тұщы сулар негізінен сульфатты және гидрокарбонатты-натрийлі түрлерге жатады әрі олардың инфильтрациялық шығу тегі бар: төменгі аралықтардың тұзды хлорлы-кальцийлі сулары иілімнің метеогенді қоректену аймақтарынан бөлінген депрессиялық бөліктерінде таралған және гидрохимиялық фонды құрайды; кешеннің төменгі горизонттарында дамыған орташа минералданған 26-30 г/л) «өтпелі емес» сульфатты-натрийлі, гидрокарбонатты-натрийлі, хлорлы-магнийлі және хлорлы-кальцийлі алуандықтар инфильтрациялық және седиментогенді сулар гидрохимиялық түйісуінің немесе шөгінділік тысының төменгі аралықтарындағы сілтіленген сулардың дизъюнктивтері бойынша ендірменің жергілікті учаскілері – жекелеген анағұрлым шомған құрылымдардың шегінде жергілікті жолақтарды анықтайды.

Жер асты суларының құйылуы Ахтырско-Бугундырское, Анастасиевско-Троицкое, Федоровское, Малобабчикское, Приозерное, Глазовское және т.б. кен орындарынан алынған. Жалпы минералдану өзгеруінің шектері 5,3-ден 200,0 мг-экв (15-57 г/л) дейін, гидрокарбонатты-натрийлі сулардың ортасында бастапқы сілтілік коэффициентінің мәндері – 1,5-65%-экв, қатты қыртыстық ерітінділердің ортасында екінші тұздылықтың коэффициенттері – 1-8,5%-экв, натрийдың хлорға қатынасы 0,93-5,22 болады.

Индоло-Кубан иілімінің барлық су тегеурінді кешендерінде сипатталған сулармен қатар үстіңгі қабаттағы метеогенді сулардың заманауи инфильтрациясы жағдайын сипаттайтын тұщытылған (2 г/л дейін) сульфатты- және гидрокарбонатты-натрийлі алуандықтардың болуы байқалған. Ең жоғарғы плиоценді қоспағанда қиманың барлық басқа аралықтарында олардың таралу аймағы гидродинамикалық тұрғыдан Ахтырско-Парпачский экрандайтын жарығымен шектелген Таулы Қырым мен Ұлы Кавказ мегантиклинорийлерінің солтүстік бөктерінде жатқан аудандардағы коллекторлардың біршама тар жолағын қамтиды. Аталған линеаменттің оқшаулаушы рөлі оған тікелей жақындықтағы кайназой қыртысты резервуарларындағы иілімнің оңтүстік бүйірі құрылымдарындағы өңір гидрохимиялық фонның жоғары минералданған хлорлы-кальцийлі сулары болуымен расталады.

Өңірдегі жер асты суларының өзіндік ерекшеліктері  $SO_4^{2-} = 0,12 \cdot 10^{-4} \cdot H^{1,383}$  тәуелділігіне жауап беретін олардағы сульфат-ион (3,5-4 мг-экв дейін) құрамының гипсометриялық және стратиграфиялық тереңдігімен одан әрі өсетін шамамен 1500-1800 м тереңдіктен бастап тұрақталуы болып табылады. Жер асты суларындағы сульфаттардың шоғырлануы микробиалды сульфат редукциясының қарқындылығын реттейтін қыртыстық температураның функциясы ретінде және одан қыртыстық сулы ортадағы сульфат-ионның сақталу деңгейі ретінде  $SO_4^{2-} = 1,16 \cdot 10^{-4} \cdot t^{1,856}$  теңдігіне бағынады (2.22, 2.23-суреттерді қараңыз).

Жоғары сілтілігі бар юра суларының сульфат-ионмен күрт баю көзі ықпалы төменгі және жоғарғы борлы кешендердің жер асты суларына да тиетін, жоғарғы юраның титонды ярусының тұзды қабаты деп есептеген жөн. Соңғы екі жағдайда паралельді әсер ететін фактор Кисин және Пахомовтың (1967 ж., 1970 ж.), Кононовтың (1965 ж.) және Красинцеваның (1968 ж.) моделі бойынша су ортасына сульфаттардың қосымша түсуіне алып келетін көтеріңкі қыртыстық температуралар жағдайында сусыйымды жыныстардың фильтрациялық сілтіленуінің термохимиялық әсері болып табылады. Дәл осы механизм кайназой кешендерінің сульфаттық тереңдігі бар қатты хлорлы-кальцийлі фондық суларының қандай да бір бірізділікпен өсуін де анықтайды.



Индо-Кубан иілімінің шөгінділік түзіліміндегі су тегеурінді кешендердің гидрохимиясына қатысты материалдардың келтірілген талдаулары келесідей басты қорытындылар жасауға мүмкіндік береді:

- жер асты сулары минералдануының минималды мәндері (2л/г дейін) олардың сульфатты- және гидрокарбонатты-натрийлі түрлерінде үстіңгі қабаттық метеогенді агенттердің заманауи инфильтрациясы жағдайын сипаттайды; хлорлы-кальцийлі су ортасында минералданудың максималды мәні (70,7 г/л дейін) – су алмасу қиын аймақтар мен учаскілердің гидрохимиялық фоны немесе оның болмауы спорадильді таралған «өтпелі» алуандықтары бар сілтілік және кермек сулардың араласу аймақтарында байқалады.

- кайназой диапазонының қимасындағы тік гидрохимиялық аймақтылық кешендердегі өңірлік фондардың кермек сулары бойынша – жоғарыдан төменге қарай минералдануы және хлорлы-кальцийлі метаморфтану деңгейі бойынша қалыпты сипатқа ие, сондай-ақ екінші тұздылық коэффициенттері сәйкесінше бірізділікпен плиоценде 200 мг-экв (57,1 г/л) және 8,5%-экв бастап, 247,2 мг-экв дейін (70,7 г/л) әрі палеоцен-төменгі эоцен кешенінде 20,5%-экв дейін өседі;

- барлық ашылған мезокайназой қимасында тік гидрохимиялық аймақтылық инверсиялық сипатқа ие – қима бойынша жоғарыдан төменге қарай кайназой кешенінің гидрохимиялық фоны жоғары минералданған (62,4-70,7 г/л) хлоркальцийлі (екінші тұздылық коэффициенті – 7,1-20,5%-экв) қыртыстық ерітінділері мезозойдың өңірлік таралған және аз минералданған (5,9-12,9 г/л) сілтілігі жоғары (бастапқы сілтілік коэффициенті – 41,2-62,1%-экв) гидрокарбонатты-натрийлі суларымен ауысқанда минералданудың күрт артуы байқалады.

- кайназойдың барлық кешендерінде иілімнің бүйір алды бөліктеріндегі қыртысты резервуарлардың гидродинамикалық экрандалған (тұрып қалған) аймақтарында, коллекторлардың өңірлік сүйірлену учаскілерінде, тектоникалық оқшауланған антиклиналды белдеулерде, кесектердің қанаттарында және жергілікті құрылымдардың алқаптарында хлорлы-кальцийлі сулардың минералдануы;

- анағұрлым сазды жоғарғы эоцен және олигоцен-төменгі миоцен кешендерінде бүйірлік көмкермеден иілімнің орталық бөлігіне қарай минералданудың азаюы және жалпы минералданудың 25-30 г/л мәндерінде әрі бастапқы сілтіліктің 10-22%-экв коэффициентінде анағұрлым шомған депрессиялық аудандардың гидрохимиялық фонын қалыптастыратын жер асты сулары сілтілігінің артуы байқалады (хлорлы кальцийлі түрдің гидрокарбонатты-натрийлі түрге өтуіне дейін);

- кайназой сутегерурінді кешендеріндегі жағымсыз гидрохимиялық аномалияларды қалыптастыратын аз минералданған сілтілігі жоғары сулардың шоғырланған хлорлы-кальцийлі су ортасы фонында жергілікті көрінісі жекелеген қатпарлардың анағұрлым дислокацияланған учаскілеріне тура келеді. Жоғарғы эоцен және олигоцен-төменгі миоцен кешендеріндегі иілімнің белдеу тұсындағы жағымсыз гидрохимиялық аномалиялар анағұрлым сілтілік және анағұрлым азырақ минералданған алуандықтардың гидрокарбонатты-натрийлі су ортасы фонында таралуының жергілікті аймақтары түрінде көрініс береді;

- кайназой кешендеріндегі жергілікті көтерілімдердің шегінде максималды бұзылған қабат алдындағылардан олардың азырақ дислокацияланған шеткері бөліктерінің бағытында жер асты суларының минералдануы олардың генетикалық түрлерінің гидрохимиялық аномалиялардың көрінісін беретін учаскілерін «өтпелі» сульфатты натрийліден және хлорлы магнийліден фондық хлорлы кальцийліге дейін сипаттайтын заңдылық ауысуымен бірге жүріп, гидрокарбонатты-натрийліктен бірізділікпен ұлғаяды;

- кайназойдың тік қимасы бойынша жоғарыдан төменге қарай жергілікті құрылымдардың шегінде аз минералданған сілтілік сулардың таралу ареалдары алаңның анағұрлым шектеулі учаскілерін қамти отырып, бірізділікпен кішірейеді. Гидрохимиялық аномалия гидрокарбонатты-

натрийлі суларының жалпы минералдануы дәл сол бағытта өседі, ал бастапқы сілтілік коэффициенті азаяды;

- кайназойдың барлық кешендерінде анағұрлым минералданған және метаморфтанған хлорлы-кальцийлі сулар иілімнің оңтүстік бүйіріндегі жалаңашталған учаскілерге жақын қыртыстық резервуарларда таралған;

- иілім кен орындарының кайназой кешендеріндегі өндірістік көміртекті кен орындары, әдеттегідей жағымсыз гидрохимиялық аномалияларды немесе фондық минералдануға қарсы айтарлықтай төмендеген хлорлы-кальцийлі сулардың таралу аймақтары мен орташа минералданған (12-17 г/л) сілтілік сулардың алаң бойынша шектеулі таралуымен сәйкес келеді;

- хлорлы-кальцийлі түрмен қаныққан барлық аралықтарда өнімнің нысандарын әзірлеу кезінде минералдану мен екінші тұздылық коэффициентінің мәндері уақытпен арта түседі; сілтілік сулардағы қыртыстық резервуарларда минералдану артқан кезде бастапқы сілтілік коэффициенттерінің мәндері азаяды: иілімдегі белдеулік аймақтың жоғарғы эоцен және олигоцен төменгі-миоцен кен орындарында кешендерінде қыртыстық ерітінділер шоғырлануының азаюы мен бастапқы сілтілік коэффициенттері мәндерінің артуы нақтыланады.

Жер асты суларының ионды-тұзды құрамының және минералдануының сипатталған заңдылықтары қандай да бір геологиялық факторлардың және табиғи резервуарлардағы су орталарының реңкін қалыптастыру механизмдерінің, олардағы гидрохимиялық тік және алаңдық аймақтылықтың рөлі мен мағынасын анықтауға мүмкіндік береді.

Аз минералданған сілтілігі жоғары гидрокарбонатты-натрийлі сулардың хлорлы-кальцийлі сулы ортада шоғырланған палеоцен-плиоцен стратиграфиялық көлемінде жергілікті қатты өңірлік фонға әсерін тигізетін жағымсыз гидрохимиялық аномалиялар қапарлардың анағұрлым бұзылған учаскілеріне тура келетін түрінде көрініс беруі олардың төменде жатқан мезозой кешендері сілтілік агентінің енуімен анықталатын, сыйымды коллекторларда болуының бөтен сипатын анықтайды. Осы модельдің аясында кайназой кешендерінің хлорлы-кальцийлі фондық ерітінділері Валяшко (1964 ж.) және Капченко мен басқалардың (1972 ж.) тәсілдері бойынша таяз сулы жағалаулық-лагуналық шөгінділердің аридті жағдайында жүзеге асатын сәйкес келетін седиментация алаптарының лайлы сулар тікелей метаморфтану үдерісінің туындысы ретінде түсіндірілуі тиіс.

Мезазой кешендерінде өңірлік тұрғыдан таралған ультра сілтілік (бастапқы сілтілік коэффициенті – 41-62%-экв) аз минералданған (6-13 г/л) гидрокарбонатты-натрийлі сулар сыйдыратын жыныстардың седиментация палеогеографиялық шарттарын, литошөгінді және минералдық құрамын, табиғи резервуарлардың термобарлық жағдайын, георационды тұрғыдан суда еріген және газды тосын ортадағы құрамын ескере отырып, седиментогенді сингенетикалық барынша қаныққан термометаморфтық әрі, бәлкім, эндогенді көмірқышқыл газбен (Киссин, Пахомов, 1967 ж.; Лагунова, 1973 ж.; Пахомов, Киссин, 1968 ж.) қаныққан, аралық және ішкі формациялардың кезеңдерінде палеоинфильтарцияның әсер ету іздерімен басынан аз шоғырланған жер асты суларының араласқан, сазды минералдар дегидратациясының тұщыландырылған сілтілік сульфат құрамды (Капченко, 1978 ж.; Колодий, 1985 ж.) қыртыстық ерітінділерді құрайтын бір мезетте сусызданумен қоса жүретін «қайта пайда болған сулардың» терригенді (төменгі бор)-карбонатты (жоғарғы юра, бор) жыныстармен өзара әрекетінің интегралды нәтижесі деп пайымдауға болады.

Уақыт бойынша паралельді негізгі бірінші және қосымша екінші – екі механизмнің де жүзеге асуы генерацияланатын сулардағы гидрокарбонатты-натрийлі түрдегі су ортасын құрайтын ионды карбонаттардың, биокарбонаттардың, сульфаттар мен натрийдың жинақталуына алып келеді.

- Мезозой кешеніндегі аз минералданған сілтілігі жоғары сулардың артықшылықты палеоинфильтрациялық шығу тегі туралы баламалы пайымдау (Ермолаев, Котов, Рогошин, 1960 ж.; Карцев, Вагин, Басков, 1969 ж.; Карцев, 1972 ж.; Сухарев, 1979 ж.) қайшы пікірде деп ойлаймыз, біріншіден, олардың сыйдыратын коллекторларда болу ұзақтығымен күмәнсіз, қазіргі кезде байқалатынға қарағанда, қалыпты сілтілену есебінен олардың анағұрлым жоғары шоғырлануына алып келген болар еді;

- екіншіден, жарықшақтық, ең алдымен, жергілікті құрылымдардың қабаттық шектерінде дамыған, оның палеоқоректену аудандарынан айтарлықтай қашықтықтағы қандай да бір метеогенді агенттердің жеткілікті көлемінің латеральді транзитын қамтамасыз ете алмайтын мезозойдың негізінен тығыз жарықшақтық-өтпелі сипаты бар;

- үшіншіден, иілімнің барлық шегінде, тіпті таулы аудандардан максималды қашықтықтарда аталған реңктегі сулар өңір бойынша кең таралған.

Кайназой аралықтарындағы хлорлы-кальцийлі жер асты суларының сингенетикалық сипатын және аз минералданған сілтілік жер асты суларының эпигенетикалық сипатын мойындау палеоген-төменгі эоцен және жоғарғы эоцен бойынша құрылымдардағы түрлі қанаттар шегіндегі сулардың минералдануы және гидрохимиялық түрлеріне қатысты жоғарыда сипатталған таралу аймақтылығы анағұрлым ақылға қонымды түрде түсіндіріледі. Осы тұрғыдан алғанда, көтерілімдердің оңтүстік қанаттарындағы қатты тұздықтардың болуын, оларға сілтілік сулардың енуі мен олардың гидродинамикалық экрандалуымен оқшаулануы фонның минералданған хлорлы-кальцийлі алуандықтарының кірме сілтілік сулармен алмастырылмаған су алмасуының іс жүзінде болмауы жағдайында сақталуы әсерімен байланыстырған жөн. Ұзақ геологиялық уақыт бойы сақталған кешендер жыныстарының күндізгі үстіңгі қабаттарға шығу аймағына анағұрлым фронталды жақындау көтерілімдердегі оңтүстік қанаттардың шоғырланған қатты қыртыстық ерітінділерімен қанығуы үстіңгі қабаттың тұщы сульфатты- және гидрокарбонатты-натрийлі суларының палео және заманауи инфильтрация палеоцен-төменгі эоцен және жоғарғы эоцен қыртыстық қабаттарының гидрохимиялық жағдайы қалыптасуына шамалы әсерінің барын көрсетеді.

Индоло-Кубан иілімінің шомған белдеулік аймағында өңірлік фонды сипаттайтын анағұрлым сазды жоғарғы плиоцен және олигоцен-төменгі меоцен кешендерінің орташа минералданған (17-26 г/л) гидрокарбонатты-натрийлі (бастапқы сілтілік коэффициенті – 10-12%-экв) алуандықтары қалпына келтіретін ортадағы жер асты суларының микробиологиялық десульфаттану механизмінің жүзеге асуы, ион алмасу адсорбциясының, сазды минералдардың катагенетикалық түрлену барысында сулар генерациялануының және кәдімгі жоғары температура жағдайындағы (Киссин және Пахомов, 1967 ж.; Кононов, 1965 ж.; Красинцева, 1968 ж.) термохимиялық әсер нәтижесі болып табылады. Алғашқы екі механизм көне гидрохимиялық фонның хлорлы-кальцийлі суларындағы жаңа метаморфизмнің сілтілік бағыттарын анықтады, аса маңызды соңғылары бастапқы су ортасының күрт тұщылануын қамтамасыз етті және оған гидрокарбонатты-натрийлі сулар қалыптасуының түбегейлі аяқталуына септігін тигізген ионды карбонаттардың, биокарбонаттардың, сульфаттар мен натрийдың қосымша санын енгізді.

Айтарлықтай қосымша әсердің факторлары деп иілімнің белдеу маңайындағы бөлігін субендік бағытындағы бөлетін ірі Анастасиевский жарығы бойынша, жергілікті құрылымдар шегіндегі диапирлік енулер мен лайлы жанартаулардың эруптивты аппараты аудандарына тән болып келетін түйісу аймақтары бойынша терең CO<sub>2</sub> айтарлықтай көлемінің сусыйымды жыныстарының түсуін есептеуге болады. Осы үдеріс сілтілік сулардың генерациясын қарқындатады; дәл солгидрохимиялық бағытқа синхронды седиментогенезді шайылу мен жапсарлас жатқан Таулы Қырым мен Ұлы Кавказ таулы құрылыстарының ерте мезозой магматиттары бұзылу өнімдерінің кайназой алаптарына қайта шөгуінің нәтижесі ретінде аталған кешендердің құрамына кіретін минералды негізгі ассоциациялардың қалыпты сілтілену үдерістері де ие.

Жоғарыда негізделген, кайназой кешендерінде хлорлы-кальцийлі сулардың сингенетикалық болуы және олардағы сілтіліктің айқын эпигенетикалық сипаты түрлі үлестік қатынасы кермек сулардың мезазойдан алынған ультрасілтіліктермен араласуының нәтижесі ретінде жағымсыз гидрокарбонатты-натрийлі гидрохимиялық анамалиялардың жергілікті учаскілер аймағы айналысында шоғырлануы түрінде таралған өтпелі сульфатты-натрийлі және хлорлы-магнийлі алуандықтар генезисін анықтайды. Аталған екі құрауыштың да өзара әрекеті гидрохимиялық қатардың қатпарлық қабаттарынан шетіне қарай бағытындағы аралық қыртыстық су ерітінділерінің бірізділікпен қалыптасуына алып келеді: «өтпелі» гидрокарбонатты-натрийлі өтпелі сульфатты-натрийлі – өтпелі хлорлы магнийлі – «өтпелі» хлорлы-кальцийлі – фондық хлорлы-кальцийлі. Су түрлерінің ауысуына паралельді жалпы минералдану, алдымен, аномалия учаскісінен бастапқы сілтіліктің азаюымен, ал содан соң сұлбадан тыс ауданға жақындаған сайын екінші тұздылық коэффициентінің максималды фондық шамаға дейін өсуімен бірге сол бағытта артады.

Араласудың моделі бойынша сандық бақылаулар палеоцен-төменгі эоцен кешенінің қыртыстық сулы қоспаларында кірме сілтілік ингредиенттің құрамы 95%-ға дейін, жоғарғы эоценде – 86%, олигоцен-төменгі миоценде – 83%, орташа-жоғарғы миоценде – 65%, плиоценде 60% құрайтынын көрсетеді.

Араласу үдерісінің жүзеге асуын сульфат-ионның алаң және қима бойынша таралу сипатын да көрсетеді. Оның кайназой кешендерінің суларындағы максималды құрамы сұлбадан тыс аудандар бағытына қарай бірізділікпен төмендей отырып, тек жағымсыз гидрохимиялық аномалиялар аймағында анықталады. Олардың тарихының диагенетикалық кезінен бастап, катагенетикалыққа дейінгі мезозой суларында күрт жоғарлаған шоғырлануымен бірлескен, сингенетикалық фондық сулардағы сульфаттар сақталуының аз ықтималдығы кайназой су ортасына  $SO_4^{2-}$  түсуінің басты көзі жоғарыда баяндалғанды ескере отырып, инъекцияланған төменгі сулармен кірмелену деп есептеуге мүмкіндік береді.

Ұсынылған гидрогеологиялық модельді тікелей растау ретінде гидрохимиялық ауытқу суларының бор, литий, сынап,  $CO_2$ -мен мезозой кешенінің суларына тән шоғырлануға дейін күрт байытылу дерегі де келтірілген (Лагунова, 1973 ж.; Лагунова және Капченко, 1981ж.).

### 2.2.3. Терск-Каспий иілімі

Өңірдегі шөгінді қимасының жер асты сулары негізінен қатты хлорлы-кальцийлі алуандықтармен берілген; хлорлы-магнийлі, сульфатты-натрийлі және гидрокарбонатты-натрийлі сулар біршама шектеулі таралған және үстіңгі қабаттық шығу тегі бар тұщы сулардың заманауи инфильтрациясы әсерінің ықпалында болатын көбіне неогендік қыртыстық резервуарлардың ашық жату аймақтарын сипаттайды (2.18, 2.19-кестелер).

Литошөгінділік, гидродинамикалық, және гидрохимиялық көрсеткіштердің жиынтығы ашылған шөгінділік қимадағы жоғарғы юраның эвапоритті шөгіндісі (титон ярусy), жоғарғы юраның карбонатты топтамалары (оксфорд ярусy), готерив-аптаның валанжин, терригенді топтамалары, карбонатты жоғарғы бор, карбонатты-терригенді эоценнің терригенді олигоцен-төменгі миоцен (майкоп қабаты) және орташа-жоғарғы миоценнің су тегеурінді кешендерін бөлектеуге мүмкіндік береді. Негізгі өңірлік сутіректер – жоғарғы юраның тұзды қабаты (ашылған қуаттылығы – 500 м дейін), альба ярусyның саздары (120-210 м) және майкоп топтамалары (200-2500 м және одан астам).

*Жоғарғы юраның эвапоритті шөгіндісі* нысандарының жер асты сулары (коллекторлар линзаларының) Датых, Элистанжи, Заманкул, Карабулак-Ачалуки, Малгобек-Вознесенское кен орындарынан алынған. Өзінің гидрохимиялық реңкі бойынша олар кәдімгі хлорлы-кальцийлі

тұздықтарға жатады. Олардың жалпы минералдануы 1085,5-1200,7 мг-экв (321,2-355,5 г/л) құрайды, екінші тұздылық коэффициенті – 20,6-39,2%-экв, натрийдың хлорға қатынасы – 0,61-0,79. Келтірілген мөндердің орташалары өңірлік фонды сипаттайды. Аталмыш мөндер иілім алаңы бойынша айтарлықтай өзгермейді.

Доломиттелген әктастардан және доломиттерден келетін жоғарғы юра-валанжиннан жер асты сулары Черногорской алаңдарында – Датых, Скоретской, Беной, Элистанжи, Аргунская, Первомайская моноклиналийлерінде; Сунжений аймағында, Харбижин, Заманкул, Карабулак-Ачалуки кен орындарында; Терск аймағында – Арак-Далатарек, Малгобек-Вознесенское, Али-Юрт, Хаян-Корт, Эльдарово кен орындарында; Терск маңы аймағында Галюгаевская алаңында алынған.

Сулардың типі – хлорлы-кальцийлі, жалпы минералдану – 182,6-495,1 мг-экв (53,1-143,3 г/л), екінші сілтілік коэффициенті – 8,4-21,3%-экв, натрийдың хлорға қатынасы – 0,84-0,92.

Жекелеген тектоникалық аймақтар мен кешеннің сулы горизонттары бойынша өңірлік гидрохимиялық фон жалпы минералдық пен екінші минералдану коэффициенттерінің келесі мөндерімен сипатталады. Черногор моноклинали – жоғарғы юра – 240-250 мг-экв (70,6-73,5 г/л), 16-18%-экв, валанжин – 220-230 мг-экв (64,7-67,6 г/л), 12-14%-экв; Сунжен антиклинорийі – жоғарғы юра – 420-430 мг-экв, (123,5-126,5 г/л), 16-18%-экв, валанжин – 290-300 мг-экв (85,3-88,2 г/л), 13-15%-экв; Терск антиклинорийі – жоғарғы Юра – 400-410 мг-экв (117,6-120,6 г/л), 11-13%-экв, валанжин – 240-250 мг-экв (70,6-73,5 г/л), 8-10%-экв; Терск маңы көтерілімі аймағы – жоғарғы юра – 480-490 мг-экв (141,2-144,1 г/л), 20-22%-экв, валанжин – 380-390 мг-экв (111,8-114,7 г/л), 12-13%-экв.

Жергілікті құрылымдар шекарасында фондық мөндерден ауытқудың жағымды мөндері (гидрохимиялық аномалиялар) – минералданудың максималды шамалары мен екінші тұздылық коэффициенті әдеттегідей өндірістік мұнайгаздылық аймақтарына, кесектерге және алқаптарға кеңістікте сәйкес келетін қиманың төменде жатқан анағұрлым шоғырланған суларын енгізудің тектоникалық барынша күрделі шектеулі учаскілерінде байқалады.

Кешен шегіндегі кен орындардың барлық горизонттары бойынша жалпы минералданудың азаюы мен гипсометриялық тереңдіктегі – дөңестерінен қанаттарына және жергілікті құрылымдардың периклийнарийлеріне екінші тұздылық коэффициенті мөндерінің азаюымен және валанжин ярусынан жоғарғы юраны қоса алғандағы стратиграфиялық қима бойынша жоғарыдан төменге қарай дәл сол көрсеткіштердің артуы нақтыланады. Шоғырлану деңгейі өзгеруінің дәл соған ұқсас көрінісі оңтүстіктен солтүстікке қарай иілім алаңында да (Черногор моноклиналийінен Терск маңы аймағына дейін) сусыйымды жыныстардың шомуы мен олардың учаскілерден үстіңгі күндізгі қабатқа (Ұлы Кавказдың солтүстік бөктері) ұзауына қарай байқалады.

Терригенді колекторлармен (карбонатты құмдақтар мен алевриттер) берілген готериев-апт кешенінде де хлорлы-кальцийлі түрдің сулары таралған (Датых, Заманкул, Карабулак-Ачалуки, Серноводское, Малгобек-Вознесенское, Али-Юрт, Хаян-Корт, Галюгаевская кен орындары). Олардың минералдануы – 145,2-314,0 мг-экв (42,2-92,2 г/л), екінші тұздылық коэффициенті – 6,6-16,8%-экв, натрийдың хлорға қатынасы 0,85-0,94 диапазонында құбылады.

**2.18-кесте.** Терск-Каспий иілімінің мезазой құрылымдық қабатындағы жер асты суларының сипаты.

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Құрамдас бөліктер, мг-экв						$\Sigma_{a+k}$	
		Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> + CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Мг-экв	г/л
<b>Черногорск моноклиналі</b>									
Жоғарғы бор	Датых, Беной, Змейская	62.00– 220.85	отс.– 0.96	0.34– 3.19	5.06– 27.84	0.19– 11.65	53.70– 185.51	130.26– 450.00	38.5– 133.6
Жоғарғы юра-валанжин	Датых, Сюретская, Беной, Элистанжи, Аргунская, Первомайская	89.69– 121.63	1.31– 3.07	0.32– 1.04	13.28– 18.46	1.48– 2.68	76.56– 104.60	182.64– 251.48	53.1– 73.11
Жоғарғы юраның вапоритті шегіндісі	Датых, Элистанжи	540.20– 558.63	0.23– 1.11	1.46– 3.49	94.93– 197.40	13.81– 18.33	351.14– 429.51	1085.54– 1124.70	321.2– 332.8
<b>Сунжен антиклинорийі</b>									
Жоғарғы бор	Заманкул, Карабулак-Ачалуки, Серноводская, Старогрозненское, Октябрьское	66.92– 90.72	0.91– 1.72	0.99– 1.14	3.61– 5.24	0.90– 2.40	65.12– 85.13	139.26– 185.54	41.8– 49.3
Готерив-апт	Заманкул, Карабулак-Ачалуки, Серноводская	82.00– 145.48	0.95– 2.58	0.32– 1.26	6.15– 15.25	0.94– 4.85	77.12– 128.28	168.42– 296.76	50.7– 80.2
Готерив-апт	Датых	113.61– 72.08	3.26– 0.18	1.07– 0.36	17.69– 6.63	3.22– 2.06	97.03– 63.93	235.88– 145.24	68.1– 42.2
Жоғарғы юра-валанжин	Харбиджин, Заманкуль, Карабулак-Ачалуки	209.05– 109.43	3.13– 1.60	1.17– 0.81	23.83– 19.13	3.09– 4.68	194.78– 88.03	427.96– 223.68	127.1– 64.9
Жоғарғы юраның эвапоритті шегіндісі	Заманкуль, Карабулак-Ачалуки	586.57– 597.67	0.13– 0.45	0.56– 2.23	179.07– 224.92	11.13– 12.87	364.31– 397.32	1178.52– 1200.72	348.7– 355.3
<b>Терск антиклинорийі</b>									
Жоғарғы бор	Аракс-Далатарек, Ахлово, Малгобек-Возненское, Али-Юрт, Орлаиное, Эльдорово, Хаян-Корт, Брагуни, Гудемес	49.55– 120.38	0.49– 1.03	0.83– 1.42	2.90– 13.33	0.45– 1.87	48.11– 107.40	102.92– 244.48	31.2– 73.3

## 2.18-кестенің жалғасы

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Құрамдас бөлігі, мг-экв						$\Sigma_{a+k}$	
		Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Мг-экв	г/л
Готерив-апт	Малгобек-Вознесенское, Али-Юрт, Хаян- Корт	153.55	2.87	0.60	20.73	3.60	132.69	314.04	92.2
Жоғарғы юр-валанжин	Арак-Далатерек, Малгобек-Вознесенское, Али-Юрт, Эльдаровское, Хаян- Корт	197.03–110.13	3.96–1.18	0.98–1.10	21.95–9.58	3.22–1.32	177.60–101.51	403.94–224.82	124.0–66.3
Жоғарғы юраның эвапоритті шөгіндісі	Малгобек-Вознесенское	572.46	0.87	1.67	189.63	10.93	374.44	1150.0	340.3
Терск маңы көтерілім аймағы									
Жоғарғы бор	Галюгаевская, Червленная, Правобережная	71.15–73.59	0.72–2.95	1.09–1.28	4.08–5.87	0.81–1.05	68.07–70.93	145.92–155.64	43.3–46.2
Готерив-апт	Галюгаевская	85.49–117.01	0.94–2.13	0.74–1.23	6.81–8.02	1.27–1.10	79.09–111.25	174.34–240.74	51.5–71.1
Жоғарғы юр-валанжин	Галюгаевская	243.02–193.83	3.39–0.45	1.15–0.38	48.58–23.61	5.36–2.87	193.62–168.18	495.12–389.32	143.3–114.5

## 2.18-кестенің жалғасы

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Палмер бойынша,%-экв			$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{r(Na^+ - Cl^-)}{rSO_4^{2-}}$	Сулин бойынша судың типі
		S <sub>1</sub>	A	a			
Черногорская моноклиналиі							
Жоғарғы бор	Датых, Веной, Змейская	82,45-87,42	11,95-16,13	0,31-1,72	0,84-0.88	3,03-88,4	ХК
Жоғарғы юра-валанжин	Датых, Сюретская, Веной, Элистанжи, Аргунская, Первомайская	83,19-83,84	15,81-15,98	0,35-0,93	0,85—0,86	6,33-8,87	ХК
Жоғарғы юраның эвапоритті шөгіндісі	Датых, Элистанжи	62,44-79.13	20,60-36,94	0,27-0,62	0,63-0.79	6.04-15.02	ХК
Сунжен антиклинорийі							
Жоғарғы бор	Заманкул, Карабулак-Ачалуки, Серноводское. Старогрозненское, Октябрьское	91,77-93,52	5,06-7,00	1.23-1.42	0,94-0.97	2.00-2.33	ХК
Готерив-апт	Заманкул, Карабулак-Ачалуки, Серноводское	86,45-91,58	6,92-13,33	0.22-1,50	0.88-0,94	3.75-5.19	ХК
Готерив-апт	Датых	82,27-88,03	16.82-11,47	0,91-0,50	0,85-0.89	5,15-3.96	ХК
Жоғарғы юра-валанжин	Харбижин, Заманкул, Карабулак-Ачалук и	91.03-78,71	8,42-19.86	0.55-1,43	0,92-0.80	7.78-4.57	ХК
Жоғарғы юраның эвапоритті шөгіндісі	Заманкул, Карабулак- Ачалуки	60,68-67,43	32,19-39,23	0.09-0.38	0,61-0,68	14.70-21.15	ХК
Терск антиклинаторийі							
Жоғарғы бор	Аракс-Далатарек, Ахловс, Малгобек-Вознесенское, Али-Юрт, Орлиное.	87,56-93,49	3.75-11,76	0.68-2.76	0,89-0,97	3,20-7.13	ХК



## 2.18-кестенің жалғасы

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Палмер бойынша,%-экв			$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{r(Cl^- - Na^+)}{rMg^{2+}}$	Сулин бойынша судың типі
		S <sub>1</sub>	A	a			
Готерив-апт	Малгобек- Вознесенское, Али-Юрт, Хаян-Корт	84,50	15,12	0.38	0,86	5,79	ХК
Жоғарғы юра-валанджин	Арак-Далатарек, Малгобек-Вознесенское, Али-Юрт, Эльдаровское, Хаян- Корт	87,93-90,30	11,59-8.72	0.48-0.98	0,90-0,92	6,03-6,53	ХК
Жоғарғы юраның эвапоритті шегіндісі	Малгобек- Вознесенское	65,12	34,59	0.29	0,65	18,12	ХК
Терск маңы көтерілім аймағы							
Жоғарғы бор	Галюгаевская, Червленная, Правобережная	91.14-93,84	4.67-7.22	1,49-1,64	0,96-0.96	2,53-3,80	ХК
Готерив-аптский	Галюгаевская	90.73-92,42	8.42-6,56	0,85-1,02	0.93-0.95	5.04-5,24	ХК
Жоғарғы юра-валанджин	Галюгаевская	78,21-86.40	21,33-13.41	0,46-0,19	0.80-0,87	9.22-8.94	ХК

**2.19-кесте.** Терск-Каспий тау бөктерінің кайназой құрылымы кезіндегі жер асты сулары.

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Құрамдас бөлігі, мг-экв						$\Sigma_{a+k}$	
		Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> + CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Мг-экв	г/л
Орташа-жоғарғы миоцен (чокрак, караган, сармат, мзотис)	Датых, Старогрозненское, Октябрьское, Малгобек-Вознесенское, Гора-Горская, Гудермесское, Аду-Юрт, Червленое және т.б.	0.56– 172.02	0.89	0.80–0.76	0.05– 8.99	– 3.62	2.20– 160.17	4.50– 345.56	1.4– 100.3
Олигоцен-төменгі миоцен (майкоп қабаты)	Датых, Беной, Серноводское, Старогрозненское, Октябрьское және т.б.	44.11– 49.73	0.02– 0.10	1.26–1.00	1.77– 1.87	1.00– 0.81	42.62– 48.15	90.78– 101.66	25.9– 29.1
Эоценовый (фораминиферлық қабаттар)	Карабулак-Ачалуки, Октябрьское, Старогрозненское, Малгобек-Вознесенское, Али-Юрт, Хаян-Корт и және т.б.	34.07– 60.19	0.05– 1.52	0.71–1.04	1.67– 2.79	0.48– 0.83	31.01– 58.80	70.32– 124.84	20.1– 35.7

## 2.19-кестенің жалғасы

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Палмер бойынша,%- экв				$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{r(Na^+ - Cl^-)}{rSO_4^{2-}}$	$\frac{r(Cl^- - Na^+)}{rMg^{2+}}$	Сулин бойынша судың типі
		S <sub>1</sub>	A	A	a				
Орташа-жоғарғы миоцен (чокрак, караган, сармат, мзотис)	Датых, Старогрозненское Октябрьское, Малгобек-Вознесенское, Гора-Горская, Гудермесское, Аду-Юрт, Червленое және т.б.	64.44– 92.70	–6.86	33.34	2.22– 0.44	3.93– 0.93	–3.27	1,84	ГНК,ХК , ХМ, СН
Олигоцен-төменгі миоцен (майкоп қабаты)	Датых, Беной, Серноводское, Старогрозненское, Октябрьское және т.б.	93.90– 94.73	3.90– 3.30	-	2.20– 1.97	0.97– 0.97	1.49–1.95	-	ХК
Эоцен (фораминиферлық қабаттар)	Карабулак-Ачалуки, Октябрьское, СтарогрозненскоеМ алгобек-Вознесенское, Али-Юрт, Хаян-Корт және т.б.	93.88– 94.20	3.16– 4.66	-	1.14– 2.96	0.96– 0.97	2.21–2.88	-	ХК

Осы көрсеткіштердің жекелеген аймақтар бойынша фондық мәндері мынадай: Черногор моноклинали – 180-200 мг-экв (52,9-58,8 г/л), 12-14%-экв; Сунжен антиклинорийі – 210-230 мг-экв (61,7-67,6 г/л), 8-10%-экв; Терск антиклинорийі – 220-240 мг-экв (64,7-70,6 г/л), 10-12%-экв; Терск маңы аймағы – 170-190 мг-экв (50,0-55,9 г/л), 8-10%-экв.

Жер асты суларының алаң мен қима бойынша минералдануы мен құрамдастық құрамының таралуы, тектоника және мұнайгаздылықпен түйісетін гидрохимиялық аномалиялар көрінісі төменде жатқан кешенге үйлеседі.

Сазды материалдың қоспасы бар жарықшақты пелитоморфты эктастардан құралған жоғарғы бор кешені жалпы минералдануы 102,9 мг-экв (31,2-133,6 г/л), екінші тұздылық коэффициенті 3,7-16,1%-экв, натрийдың хлорға қатынасы 0,84-0,97 кәдімгі хлорлы-натрийлі ерітінділердің өңірлік таралуымен сипатталады (Датых, Беной, Заманкул, Карабулак-Ачалуки, Серноводское, Старорозненское, Октябрьское, Арак-Далатарек, Ахлово, Малгобек-Вознесенское-Али-Юрт, Орлиное, Эльдарово, Хаян-Корт, Андреевское, Брагуны, Гудермес, Галюгаевская, Минеральное, Червленая, Оң жағалаулық кен орындары). Жалпы минералдану шектерінің жоғарғы мәндерін және екінші тұздылық коэффициенттерін анықтайтын (59-132 г/л, 14-16%-экв), кейбір кен орындарының жекелеген учаскілерінде анықталған жағымды гидрохимиялық аномалиялар әдеттегідей тектоникалық бұзылулар мен көтеріңкі жарықшақтық аймақтарында орналасады, ол жоғарғы борлардағы қима аралықтарының төменде жатқан анағұрлым минералданған және метаморфтанған су инъекцияларының шартталғанын көрсетеді. Дәл осы аймақтарға әдетте коллекторлардың көтеріңкі мұнайгаздылықтың тура келуі де өзіне тән ерекшелік болып табылады.

Аномальды минералданудың бірінші учаскісі Карабулак-Ачалуки алаңының батыс периклиналийінде орналасқан. Мұнда ірі тектоникалық бұзылу бойында көрші алқаптарға қарағанда минералдануы 40-140 мг-экв (11,8-41,2 г/л) артығырақ сулар алынған.

Екінші, анағұрлым ірісі Орлиная, Хаян-Кортовская шығыс қиырын, Малгобек-Вознесенская алаңдарын қамтитын гидрохимиялық аномальдық болып табылады. Сулар минералдануының максималды шамалары 230,0-240,0 мг-экв (67,6-70,6 г/л) дейін барады. Шығысқа және батысқа қарай минералдану 170,0-180,0 мг-экв (50,0-52,9 г/л) дейін төмендейді. Аномальдық ірі бұзылулардың маңында қиылған Хаян-Кортовская, Орлиная, Эльдаровская және Малгобек-Вознесенская қатпарларының бөліну аймағын түзетін күрделі тектоникалық түйін ауданында орналасқан.

Үшінші учаскі Малгобек-Вознесенская құрылымының батыс бөлігінде орналасқан, бұндағы сулардың минералдануы алаңның осы бөлігі үшін қалыптыдан 320-65,0 мг-экв (9,4-19,1 г/л) артық.

Төртінші учаскі Беной газконденсатты кен орнына тура келеді (Черногорс моноклинали). Мұнда минералдануы 350,0-450,0 мг-экв (102,9-132,3 г/л) сипатталатын сулар жоғарғы бор шөгінділерінен іріктеліп алынған.

Иілімнің барлық антиклиналды аймақтарында өңірлік гидрохимиялық фонды минералдануы 140-160 мг-экв және екінші тұздылық коэффициенті 6-12%-экв сулар құрайды..

Ауданның барлық құрылымдарына тән жалпы заңдылықтар минералдану мен екінші тұздылық коэффициентінің дөңестерден қанаттарға қарай және көтерілімдердің периклиналийлеріне қарай төмендеуі (шамамен 15-25 Мг-экв) әрі дәл осы көрсеткіштердің жоғарыдан төменге қарай жоғарғы бор стратиграфиялық қимасы бойынша артуы болып табылады.

Карбонатты-терригенді коллекторлармен (мергель, құмдақ, алверолиттер) берілген (фораминиферлік қабаттар) эоцен кешені өңірлік иілімнің барлық антиклиналды аймағындағы хлорлы-кальцийлі түрлі жер асты суларының таралуымен сипатталады (Карабулак-Ачалуки, Октябрьское, Старогрозненское, Серноводское, Малгобек-Вознесенское және т.б. кен орындары). Олардың жалпы минералдануы – 70,3-124,8 мг-экв (20,1-35,7 г/л), екінші тұздылық

коэффициенті – 3,2-4,7%-экв, натрийдың хлорға қатынасы – 0,96-0,97. Аталған көрсеткіштердің максималды мәндері өңірлік фонды сипаттайды.

Кешеннің ашық жатқан Черногор моноклиналі аумағында солтүстік бағытта қатпарлықтың өңірлік шомуына қарай анағұрлым минералданған (15г/л дейін) гидрокарбонатты түрдегі сулармен және бұдан әрі одан да шоғырлана түскен (35-40 г/л дейін) хлорлы-кальцийлі қыртыстық ерітінділермен алмасатын үстіңгі қабаттың тұщы (2г/л дейін) сульфатты-натрийлі суларының даму аймағы тар жолақ болып байқалады.

Олигоцен-төменгі миоцен кешенінің (майкоп қабаты) жер асты суларының құйылуы негізінен линза тәрізді төменгі майкоп құмдақтарынан Серноводское, Старогрозненское, Октябрьское, Малгобек-Вознесенское және т.б. кен орындарынан алынған. Басымдықпен таралғандары фондық минералдануы 90,8-101,7 мг-экв (25,9-30,0 г/л), екінші тұздылық коэффициенті 3,3-3,9%-экв, натрийдың хлорға қатынасы 0,95-0,97 хлорлы-кальцийлі түрлер болып табылады.

Терригенді орташа-жоғарғы миоцен кешенінің чокрак, караган, сармат, мэотика нысандары гидрохимиялық сипаты мен минералдануы тым ала-құла сулармен қаныққан. Жыныстардың үстіңгі қабаттарға шығу аумағында (Черногор моноклиналі, Алдыңғы жотаның кейбір учаскілері) басымдықпен өңірлік шому бағытында хлорлы-кальцийлі тұздықтардың қыртыстарымен алмасатын (100 г/л) Терск маңы аймағында сульфатты- және гидрокарбонатты-натрийлі инфильтрацияланған тұщы сулар (2г/л дейін) (бастапқы сілтілік коэффициенті – 70-97%-экв – Старогрозненское кен орнының караган горизонты) орналасқан.

Жер асты суларының түрлі генетикалық түрлері орташа-жоғарғы миоцен кешенінде литологиялық шарттарға қатаң сәйкестікпен өтімділігі жоғары мықты құмдақ байламдардың дамуымен сипатталатын (Старогрозненское, Октябрьское, Малгобек-Вознесенское кен орындарының чокрак, караган, мэотика горизонттары) қиманың учаскілері мен аралықтарында таралады; осы себептен анағұрлым біртекті емес, азырақ өтімді байламдарда (Гора-Горская, Аду-Юрт, Червленная кен орындарының сармат ярусyнда) толығымен дерлік коллекторлардың сингенетикалық суларын алмастырған, инфильтрациялық режим іс жүзінде дамымаған, іс жүзінде лимиттелмеген өту мен тұщы метеогенді сулардың одан кейінгі транзиті (әдеттегідей аз таралған), минералданған сульфатты-натрийлі және гидрокарбонатты-нитрийлі қыртыстық сулар алуандықтарында сақталған седиментогенді минералданған хлорлы-кальцийлі ерітінділер басым.

Орташа-жоғарғы миоцен кешенінің барлық аралықтарындағы су ортасының бастапқы хлорлы-кальцийлі сипаты жекелеген қыртыстардың тұнған (тұйық) аймақтарындағы олардың фильтрация агенттерімен алмасуының сақталуын қамтамасыз еткен дизъюнктивтермен экрандалған, аталған түр суларының болуымен әділ расталады. Сингенетикалық хлорлы-кальцийлі ерітінділер минералдануының фондық мағыналары келесідей болып келеді: чокрак горизонты үшін – 50-60 мг-экв (14,7-17,6 г/л), караган горизонты үшін – 40-50 мг-экв (11,8-14,7 г/л), сармат ярусy үшін – 180-200 мг-экв (52,9-58,8 г/л), мэотика ярусy үшін – 40-50 мг-экв (11,8-14,7 г/л).

Орташа-жоғарғы миоценнің жер асты сулары қыртыстық аймақтылығының қалыптасуында юрадан чокракқа дейінгі айтарлықтай стратиграфиялық диапазонды қамтып жатқан, инъекциялық түрдегі жағымды гидрохимиялық аномалиялардың туындауын анықтайтын, олардағы фондыққа қарағанда жалпы минералданудың әжептәуір артық болуымен сипатталатын тектоникалық бұзылулар бойынша формация аралық сұйықтықтардың өтуі маңызды рөл атқарады. В.А. Сулин сипаттаған Датых кен орнының чокрак шөгінділерінен алынған минералдануы аса жоғары 964,4 мг-экв (285,4 г/л) (1955 ж.) жоғарғы юраның эвапоритті шөгіндісі үшін әдеттегі (Волобуев, Сокирко, 1982 ж.) болып табылатын жағдайды көрнекілік ретінде келтіруге болады.

Кешеннің барлық горизонттарында байқалатын жалпы заңдылық стратиграфиялық тереңдікпен минералданудың және екінші тұздылық коэффициентінің (сингенетикалық хлорлы-

кальцийлі ерітінділер ортасында) бірізділікпен артуы болып табылады. Өзіне тән ерекшелігі кермек сулардың таралуы және максималды көмірсутекті қанығу өтпелі генезисінің жағымды гидрохимиялық аномалиясы бар учаскілердің ассоциациясы болып табылады.

Терск-Каспий иілімінің су тегеурінді кешендерінің барлық жер асты суларының өзіне тән ерекшелігі белгілі бір деңгейден (шамамен 1500 м) бастап, қиманың төменгі аралықтарында стратиграфиялық және гипсометриялық тереңдіктегі жоғарыда 0,5-тен 4,0 мг-экв дейін болуы және бірізділікпен артуы болып табылады (2.22-сурет). Осы байланыс  $SO_4^{2-} = 2,28 \cdot 10^{-6} \cdot H^{1,639}$  теңдеуімен жуықталады. Сульфаттардың ол артқан сайын сульфат редукциялайтын микроағзаларды шектейтін қыртыстық температурамен функционалдық байланысы  $SO_4^{2-} = 2,51 \cdot 10^{-6} \cdot t^{0,750}$  теңдеуі арқылы жүзеге асады.

Өңірдің гидрохимиясының деректі мәліметтерін қорытындылау келесі тұжырымдарды нақтылауға мүмкіндік береді:

- иілімнің барлық территориясы бойынша терең бұрғылаумен ашылған аралықтағы стратиграфиялық диапазонының плиоцен-жоғарғы юра шегінде тік гидрохимиялық аймақтылық қалыпты сипатқа ие;

- жер асты хлорлы-кальцийлі сулардың сингенетикалық сыйымды коллекторларында қима бойынша жоғарыдан төменге қарай минералданудың және метаморфтану деңгейінің қатар бірізді өсуі орын алады. Минералданудың минималды мәндеріне екінші тұздылық коэффициентінің төмен мәндері сәйкес келеді;

- өңірлік тұрғыдан алғанда барлық кешендерде табиғи резервуарлар орнығуының гипсометриясы ұлғайған сайын және олардың үстіңгі қабаттардан оқшаулануы жақсарған сайын минералданудың түйіндестікпен артуы және оңтүстіктен солтүстік бағытқа қарай (Черногор моноклиналийінен Терск маңы көтерілім аймағына дейін) қыртыстық ерітінділердегі (хлорлы-кальцийлі ортада екінші тұздылық коэффициентінің ұлғаюы, гидрокарбонатты-натрийлі сулы ортада бастапқы сілтілік коэффициентінің азаюы) қаттылықтың ұлғаюы байқалады;

- эоцен-жоғарғы миоцен стратиграфиялық диапазонында бар тұщы (аз минералданған) сульфатты-натрийлі және гидрокарбонатты-натрийлі сулар генетикалық тұрғыдан сыйдырушы коллекторларға жат болып келеді, шығу тегі айқын метеогенді және қоректену аумағының фильтрациясы жолында соңғыларымен араласу үдерісінде минералдануы мен түрі су қоспаларында кірме және бастапқы құрамдас затты құрайтын қатынаспен анықталатын «өтпелі» сульфатты-натрийлі, гидрокарбонатты-натрийлі, хлорлы-магнийлі және хлорлы-кальцийлі қыртыстық ерітінділерді құрай отырып, анағұрлым өтімді байламдарда олардың сингенетикалық хлорлы-кальцийлі суларын алмастырады;

- эоцен-жоғарғы миоцен диапазонында қатты минералданған сулардың болу учаскілері мен аралықтары көбіне анағұрлым дислокацияланған қатпарларға және олардың жекелеген қарқынды бұзылған бөліктеріне тура келеді; аз минералданған гидрокарбонатты-натрийлі және сульфатты-натрийлі сулар негізінен аз бұзылған метеогенді қоректену аймағымен экрандау әсерінсіз фильтрациялық үйлесімді қыртыстық резервуарларға тән;

- олардың күндізгі үстіңгі қабатқа шығу аудандарына (Черногория моноклинали) ең жақын орналасатын юра және бор шөгінділердегі типтік хлор-кальций тұздықтарының таралуы мезозой табиғи резервуарларындағы аймақтық гидрохимиялық жағдайларды қалыптастыру кезінде метеогенді сулардағы заманауи инфильтрацияның маңызды әсері жоқтығын анықтайды ;

- уақыттың өзгеру динамикасымен расталған (олардың даму барысында) жер асты суларының ауданы бойынша тұзды және ион-тұз құрамы бұрғылаудың барлық антиклинальды аймақтарының өрістеріндегі мезозойлық кешендер үшін қанаттардан қанаттарға дейін және

периклиналдық көтерілімдерге дейін шоғырланудың төмендеуі мен метаморфизм дәрежесінің айқын бейнесін көрсетеді;

- минералдандыру кешендерінің гидрохимиялық фонымен және жер асты суларының метаморфтану дәрежесімен салыстырғанда жергілікті күрт ұлғаюмен көрсетілген әдетте шөгінді қиманың төменгі және жоғарғы аралықтарының тік гидродинамикалық байланысымен сипатталатын кен орындарының тектоникалық қатты бұзылған учаскілеріне шектелген, кең стратиграфиялық кеңістікте көрсетілген валанжиннан чокракка дейінгі жағымды гидрохимиялық аномалиялар;

- жергілікті құрылымдардың жағымды гидрохимиялық аномалиялар контрастылығының (көріністер масштабы) шегінде көтерілімдердің тектоникалық бұзылу дәрежесіне тікелей байланысты – ең көп қабатты құрылымдар төменгі жағынан жоғары минералды сулардың максималды көлемі қалыптасқан су ерітінділерінің құрамында болуымен сипатталады;

- сілтілік және қатты қыртыстық ерітінділермен қаныққан эоцен-үстіңгі миоцен аралығында, бірінші жағдайда мұнайдың қаныққан мөлшерін ұлғайту аймақтары бастапқы сілтіліктің минималды мөндерімен максималды шоғырланған гидрокарбонатты-натрийлі алуандықтар таралу аймақтарымен ассоциацияланады;

- екіншісінде жоғары минералданған хлорлы-кальций сулардың және мезозойлық кешендердегі қайталама тұздылық коэффициентінің максималды мөндері аймақтарында жағымды гидрохимиялық аномалиялар кеңістікте көмірсутекті қанықтыру учаскілері, кесектері, алқаптарымен түйіскен.

Өңірлік тұрғыдан алғанда жер асты суларының аудан және қима бойынша таралуы мен жергілікті құрылымдардың тектоника әрі мұнайгаздылық функциясындағы сипатталған байланыстар иілімнің шөгінділік түзіліміндегі су ортасының гидрохимиялық сипатының қалыптасу механизмдері туралы бірқатар пайымдаулар жасауға мүмкіндік береді:

- жоғары минералдануды есепке алу (320-355 г/л);
- кальций мен магний хлоридтары айтарлықтай маңызға ие ерекше құрам (20-40%-экв);
- хлордың бромға қатынасының үлкен мәні – 2300-2500-ден астам және хлордың натрийға қатынасы – 0,61-0,79;
- орнығу шарттары – тұзды сілем қабатындағы линза тәрізді және коллекторлық байламдар;
- көріністік сипаты – аса жоғары статикалық қысымдар (шамамен 45-55 МПа) жоғарғы юра эфвапориты шөгіндісінің жер асты суларын седиментогенді метаморфтанған хлорлы-кальцийлі қыртыстық жарықшақтар, тұз тектес шөгінді жиналу алабының туындылары ретінде анықтайды.

М.Г. Валяшко, И.К. Зайцева, Л.Н. Капченко және басқа да ғалымдардың зерттеулеріне негізделген жер асты сулары қалыптасуының литологиялық тұжырымдамасына сәйкес, жоғарыда жатқан барлық стратиграфиялық диапазондағы фондық кальций хлоридінің ерітінділері (карбонатты жоғарғы юра-жоғарғы миоцен) олардың палеоклиматтық және палеогеографиялық жағдайларының, сусыйымды жыныстардың литологиялық әрі минералдық құрамдарының, өңір мен оның жекелеген учаскілерінің геологиялық даму тарихының, үстіңгі қабат суларының палео- және заманауи инфильтрациясының, литификация барысындағы диа- және катагенетикалық үдерістердің, шөгінділік қиманың уақыт пен кеңістікте өзгертін термо- және барлық жағдайларының, түрлі физикалық-химиялық (диффузия, осмос және т.б.) күрделі функциясы ретінде жүзеге асуына сәйкес келетін шөгінді жиналу алаптарындағы диментогенді сулардың бағытты түрлену нәтижесі болып беріледі.

Осындай тұжырым негізділігі жоғарыда сипатталған стратиграфиялық қима бойынша қыртыстық су ортасының жоғарыдан төменге дейін дәйектілікпен әрі қатаң түрде тұрақты шоғырлануы мен метаморфтану дәрежесі бойынша – жалпы минералдану мөндерінен 53,9 м-экв (16,6 г/л), екінші тұздылық коэффициенті – 4,9%-экв, натрийдің хлорға қатынасы мөотисте – 0,97-0,99, тиісінше – 490 мг-экв (143,3 г/л), 21%-экв, жоғарғы юра-валанжин кешенінде 0,84-ке дейін өсуі жеткілікті деңгейде расталады.

Неоген горизонттарының бірқатарында олардағы басымдау келетін инфильтрациялық қоректену режимін ескере отырып, түрлі минералданумен (2-10 бастап 50-70 мг-экв дейін) шамамен 1-4%-экв бастапқы сілтілік және екінші тұздылық коэффициентімен барлық гидрохимиялық түрлердің «өтпелі» қыртыстық су қоспаларының мозаикалық болуы түрлі үлестік қатынастағы тұщы үстіңгі қабат сульфатты- және гидрокарбонатты-натрийлі агенттердің және сингенетикалық тұзды хлорлы-кальцийлі жер асты сулары араласуының жүзеге асу салдары ретінде түсінуге болады. Осы орайда құралатын қыртыстық ерітінділер құрамының өзгеруі бірқатар себептерге байланысты: сульфатты-натрийлі және хлорлы-кальцийлі сулардағы бастапқы құрамдас заттардың инфильтрациялық бағытында бірізділікпен «өтпелі» сульфатты-натрийлі, гидрокарбонатты-натрийлі, хлорлы-магнийлі және хлорлы-кальцийлі су алуандықтары қарқынды минералданумен генерацияланады – «өтпелі» сілтілік, сульфатты-натрийлі, хлорлы-магнийлі және хлорлы-кальцийлі тұщы гидрокарбонатты-натрийлі сулар басым болады.

Араласу үдерісін негізінен кеңістікте бабына келумен, коллекторлық байламдардың біртектілік деңгейімен және өтімділігімен реттеу олар таралған түрлі учаскілерде минералдануы мен типі бойынша айтарлықтай өзгешеленетін жер асты суларының қалыптасуына әкеледі. Осындай құбылыстың соңғы нәтижесі инфильтранттардың кеуекті ортасында аралау жолындағы жер асты суларының құрамы мен минералдылығының өңірлік бағытты өзгеруімен сипатталатын айқын гидрохимиялық аймақтылыққа алып келеді.

Карбонатты жоғарғы юра-жоғарғы бор стратиграфиялық диапазонының сулы кешендеріндегі сулы ортаның гидрохимиялық сипатын қалыптастыруда шөгінді қиманың төменгі және жоғарғы аралықтарындағы жер асты суларының тік формация арасынан өтуі маңызды рөл атқарады. Олардың айтарлықтай рөлі мен ықпалын жоғарыда сипатталған шоғырлану жағымды аномалиялары және жер асты суларының жергілікті құрылымдар шегінде минералдануы әрі метаморфтану деңгейі бойынша таралуының алаңдық аймақтылығы – аталған көрсеткіштердің көтерілімдердің дөңестерінен қанаттары мен периклиналийлеріне қарай азаюы арқылы объективті түрде расталады. Гидрохимиялық аномалиялар мен анағұрлым минералданған сулар таралу аймағының олардың біршама аз бұзылған шеткері бөліктерінде аз шоғырланған және метаморфтанған алуандықтардың болуымен үйлескен қатпарлардың толық мезозой қимасын бөлетін дизъюнктивті дөңес алды учаскілеріне тура келуі бірінші жағдайда сингенетикалық және төмендегі су жарықтарымен өткен сулар араласуы жүзеге асуының айқын әсерін көрсетеді.

Өтпелі-инъекциялық генезис гидрохимиялық аномалияларының бұрғылаумен ашылған барлық мезозой кешендерінде анықталуы, ал жоғарғы юра эвапоритті шөгіндісінде коллекторлардың болмауы, соның салдарынан бос судың жеткілікті көлемде болмауы себебінен олардың қоректену аймағы қызметін атқара алмау жағдайы тек төменгі-орташа юра және, бәлкім, пермотриасты терригенді шөгінділер ретінде тану баламалы қажеттігін анықтайды<sup>2</sup>.

Осындай гидродинамикалық модельдің объективті біртұтастығы Терск-Каспий иілімінің ашылмаған жоғарғы юраға дейінгі қимасында эвапорит астындағы тұз асты терригенді қабатында жатқан жер асты сулары минералдануының міндетті түрде азаюымен шартталған



инверсиялық гидрохимиялық аномалия болуын жеткілікті деңгейдегі сенімділікпен болжауға мүмкіндік береді.

Жер асты суларының минералдануы және құрамы бойынша орнығу жағдайларын және кеңістікте таралуын талдау, Терск-Каспий иіліміндегі шөгінді қимасының төменгі қабаттарында кеңістік гидрохимиялық аймақтылық қалыптасуының басты механизмі ондағы су алмасудың инфильтрациялық сипатымен шартталған гидрохимиялық әсерлер басты рөл атқаратын, ірі дизъюнктивтер жүйесі бойынша жүзеге асатын сұйықтықтардың мықты формация арасынан өтуі болып табылады деген қорытынды жасауға алып келеді.<sup>2</sup>

#### **2.2.4. Загрос алды иілімі**

Терең бұрғылау арқылы ашылған өңірдің барынша карбонатты қимасы минералданған (80-130 г/л) екінші тұздылық коэффициенті 17-39%-экв (2.20-кесте) хлорлы-кальцийлі сулардың таралуымен сипаталады.

Жоғарғы бор резервуарларындағы дөңес маңы аймағын төсемелеуші суларды кешеннің ішкі көздері – сазды минералдарды дегидратациялау, конденсаттық және солюциялық алуандықтардың сулары есебінен тұщыландыру туралы көзқарасты қабылдау ықтималдығы саздың рөлі жоқтың қасы дерлік жоғарғы бор қимасының басым карбонатты сипатымен әрі көмірсутекті сұйықтықтардың фазалық түрленуі барысында қыртыстық сулар өзгерісінің қарама-қарсы бағыттымен тікелей шектеледі.

Иілімнің терең бұрғылау арқылы ашылған басты су тегеурінді кешендері – юра (Хами топтамасы), жоғарғы бор (Бангестан топтамасы), олигоцен төменгі-миоцен (Асмари формациялары). Өңірлік сутіректер – орташа юраның Друм қабатындағы мергель қабаты, төменгі бордың альбалік ярусындағы Каздуми қабатының саздары, жоғарғы бор маастрихт ярусының Табур және Гурия қабаты мен палеоцен-эоцендегі Паблех қабатының сазды-мергельді жыныстары, орташа миоцендегі Фарс формациясының эвапоритті сазды қабаты.

---

<sup>2</sup> Жоғарғы бор коллекторлары сазды минералдармен, конденсатпен және ерітінділік сумен тұщытылған деген болжам айтылған (Волобуев, 1986 ж.; Никаноров, Тарасов, Федоров, 1983ж.). (Рачинский, 1981ж., 1983ж.). Шешім газконденсатты қоспа үдерісінде сумұнайлы эмулсиядан тікелей тұтқышқа лақтырылатын тұщытылған су болып табылады (Колодий, 1975 ж.).

**2.20-кесте.** Загрос алды иіліміндегі жер асты суларының сипаттамасы.

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Құрамдас бөліктер, мг-экв						$\Sigma_{a+k}$	
		Cl <sup>-</sup>	SO $\frac{2-}{4}$	НСО $\frac{3-}{3}$ + СО $\frac{2-}{3}$	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Мг-экв	г/л
Орташа-жоғарғы миоцен (Фарс формациясы)	Мееджид-и-Сулейман, Карандж, Марун, Хафт-Кел, Ахваз, Нафт-Сафид, Гачсаран және т.б.	161.49–	2.15–	2.91–	32.13–	8.92–	125.20–	332.5–	95.0–
		184.18	3.12	3.55	38.51	15.46	129.78	367.5	105.0
Олигоцен-төменгі миоцен (Асмари қабаты)	Мееджид-и-Сулейман, Карандж, Марун, Хафт-Кел, Мансури, Гачсаран, Нафт-Сафид, Бинак	137.58–	1.09–	1.33–	19.31–	5.89–	114.80–	280.0–	80.0–
		153.58	2.31	1.61	27.57	8.92	121.01	315.0	90.0
Жоғарғы бор (Бангестан формациясы-Сарвак қабаты)	Лали, Карандж, Ахваз, Мансури, Ага-Джари, Раг-иСафид, Бинак, Биби-Хакиме, Гачсаран.	172.01–	1.54–	1.45–	34.05–	11.15–	129.80–	350.0–	100.0–
		196.57	3.09	1.59	51.23	14.02	136.00	402.5	115.0
Юра (Хами формациясы-Араб қабаты)	Гачсаран	206.30–	1.73–	1.75–	57.18–	18.29–	134.53–	420.0–	120.0–
		222.19	3.56	1.97	69.33	21.15	137.02	455.0	130.0

## 2.20-кестенің жалғасы

Су тегеурінді кешен	Кен орны, алаң	Палмер бойынша,%- экв			$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{r(Na^+ - Cl^-)}{rSO_4^{2-}}$	Сулин бойынша судың түрі
		S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	a			
Орташа-жоғарғы миоцен (Фарс формациясы)	Мееджид-и-Сулейман, Карандж, Марун, Хафт-Кел, Ахвaz, Нафт-Сафид, Гачсаран және т.б.	70.63– 75.31	23.12– 27.44	1.57–1.93	0.70– 0.77	3.52–4.07	ХК
Олигоцен-төменгі миоцен (Асмари қабаты)	Месджид-и-Сулейман, Карандж, Марун, Хафт-Кел, Мансури, Гачсаран, Нафт-Сафид, Бинак	76.83– 82.00	17.05– 22.15	0.95–1.02	0.79– 0.83	3.65–3.87	ХК
Жоғарғы бор (Бангестан формациясы-Сарвак қабаты)	Лали, Карандж, Ахвaz, Мансури, Ага-Джари, Раг-и-Сафид, Бинак, Биби-Хакиме, Гачсаран.	67.13– 74.17	25.00– 32.08	0.79–0.83	0.62– 0.75	3.79–4.32	ХК
Юра (Хами формациясы-Араб қабаты)	Гачсаран	60.23– 64.06	35.00– 39.00	0.77–0.94	0.62– 0.65	3.92–4.03	ХК

Органогенді әктастармен берілген *юра кешені* (Хами топтамасы) 35-30%-экв екінші тұздылық коэффициентімен (420-455 мг-экв- 120-130 г/л) хлорлы-кальцийлі типтес тұздықтармен қаныққан. Сульфат-ион құрамы 1,7-3,6 мг-экв құрайды.

*Жоғарғы бор кешенінде* (әктастар, Сарвак, Илам қабаттарының мергельдері – Бангестан топтамасы) 25-32%-экв екінші тұздылық коэффициентімен, сульфат-ионның 1,5-3,1 мг-экв шоғырлануымен, минералдануы 350-402,5 мг-экв (100-115 г/л) жер асты сулары таралған.

*Олигоцен-төменгі миоцен кешені* (Асмари формациясының рифогенді әктастары) 17-22%-экв екінші тұздылық коэффициенттерімен қоса минералдануы 280-315 мг-экв (80-90 г/л) сулармен қаныққан; сульфаттардың құрамы – 1,0-2,3 мг-экв.

Аталған аралықтағы жер асты суларының Асмари кешенімен салыстырғанда біршама көтеріңкі минералдануы мен сульфаттылығы төменде жатқан эвапориттер қимасында тасты тұздың, ангидриттердің болуымен байланысты.

Шөгінді қимасының төменінде жатқан кеморий, силурий, девон, карбон, перм (Хуфф қабаты), триас аралықтары бойынша ақпарат сапалық сипатқа ие. Стратиграфиялық бөлімшенің жер асты сулары қима бойынша төменге қарай минералдану артуымен (200-300 г/л дейін) хлорлы-кальцийлі тұздықтар арқылы берілгені ғана мәлім. Максималды шоғырланған тұздықтар өңірдің шеткі оңтүстік-шығыс бөлігіндегі тасты тұздардың және басқа эвапориттардың күшті жиналуымен нақтыланған кебрий шөгінділерінде анықталған.

Белгілі деректі мәліметтерді қорытындылау келесі тұжырымдарды жасауға мүмкіндік береді:

- өңірдегі вертикальды гидрохимиялық аймақтылық жалпы қалыпты сипатқа ие – стратиграфиялық қима бойынша жоғарыдан төменге қарай екінші тұздылық пен метаморфтану деңгейі көрсткішінің артуымен қатар жүретін жер асты суларының жалпы минералдануы бірізділікпен артуы байқалады;

- жалпы минералдану мен екінші тұздылық коэффициенті мәндерінің біршама төмендеуі арқылы сипатталатын жалпы байланыстан жекелеген ауытқулар үзілістермен қозғалған шөгінді жиналу мен қима аралықтарының денудациясымен байқалады, бұл метеогенді сулардың көне инфильтрациясы әсеріне сәйкес келеді;

- сулардың жергілікті көтерілімдер алаңы бойынша таралуы олардың минералдануы мен кермектігінің неғұрлым жарықшақты әрі дизъюнктивтермен бұзылған дөңестік аймақтардан қатпарлардың шеткері бөліктері бағытында азаюының айқын үрдісіне бағынады;

- әрбір су тегеурінді кешенде тұзды құрамдас заттарының минималды мәндері гидрохимиялық фонға сәйкес келеді, максималды мәндер (жергілікті жағымды аномалиялар) резервуардың көтеріңкі жарықшақтығымен және мұнай бойынша шағын өнімділікпен сипатталады.

Жер асты суларының тұздану және ион-тұз құрамы бойынша жекелеген көтерілім аралықтарындағы кеңістікте орналасу заңдылықтары – қима және алаң бойынша сулардың шоғырлануы мен кермектігінің түйіскендігі, олардың максимумының қыртыстық резервуарлардың анағұрлым бұзылған және жарықшақты аймақтарында бекітілуі, түрлі стратиграфиялық тиесіліктің – фондық су тегеурінді кешендердің және төсемелейтін аралықтардан инъекцияланған сулар араласу механизмінің жүзеге асу жағдайына объективті түрде сәйкес келеді. Араласу модельдері бойынша есептеулер олигоцен-төменгі миоцен кешені бойынша жергілікті құрылымдардың қабаттық аймақтарындағы сулар (Асмари формациясы) өз құрамында 20%-ға дейін юра кірме құрамдас затын, жоғарғы бор бойынша (Бангостан топтамасы) 50%-ға дейін құрамдас затын қамтитынын көрсетеді.

Егер өтулермен кембриден төменгі миоценге дейінгі стратиграфиялық диапозонның қамтылғанын назарға алар болсақ, онда юра кешенінде инъекцияланған ингредиенттің құрамы (300 г/л) шамамен 10%, ал жоғарғы борда 8%, олигоцен-төменгі миоценде 5%-ды құрайды.

Өңірдің шөгінділік тысындағы тұздықтар генезисі туралы негізделген пайымдаулар жасау үшін қолдағы бар мәліметтер жеткіліксіз. Олардың қалыптасуының басты факторлары сулы кешендердің шөгінді жиналу алаптарындағы седиментогенді сулардың қалыпты метаморфтануына қабатталған эвапориттер қимасындағы еру үдерістері болып табылады деп алдын ала пайымдауға болады.

Барлық қарастырылған өңірлердің су тегеурінді кешендеріндегі жер асты суларының орнығу жағдайларының, минералдануының және ионды-тұзды құрамының жинақталған кестесі (2.21-кесте) олардың салыстырмалығын және ұқсас сипаттары мен айырмашылықтарын айқындауға мүмкіндік береді.

Альпілік жылжымалы белдеулердің қарастырылған алаптары бойынша барлық келтірілген материалдарды жүйелеу және талдау келесі басты қорытындыларды жасауға мүмкіндік береді:

1) барлық алаптар шегінде III және IV рет тектоникалық элементтерінің шөгінді қимасында заманауи кеңістік гидрохимиялық аймақтылық күндізгі үстіңгі қабат – 10 км тереңдік диапазонындағы төменгі және жоғарғы стратиграфиялық аралықтардың жер асты суларының ірі көлемді тік өтуінің басыңқы әсерімен қалыптасады;

2) барлық өңірлердің өзіне тән ерекшелігі жоғарғы гидрогеологиялық қабатта жер асты суларының төменнен жоғары қарай тік өтуімен анықталатын өңірлік фонды ашынтатын контрасты гидрогеохимиялық аномалиялардың болуы болып табылады;

3) верикалды қимадағы жер асты сулары транзитының негізгі жолдары жергілікті құрылымдардың құрылысын күрделендіретін өңірлік жарықшақтар, диапирлік енулердің түйісу аймақтары, карбонатты резервуарлардың көтеріңкі жарықшақты учаскілері, лайлы жанартаулардың эруптивті аппараттары және гидродинамикалық қашыртқының рөлін атқаратын т.б. гидрогеологиялық «терезелер» болып табылады;

4) мұнайгаз жиналуының өңірлік аймақтары және жергілікті аудандары кеңістікте түйіскен және өту қалыптасуының гидрохимиялық аномалияларымен ассоциацияланады;

5) Альпі өңірлерінің көбінде терең бұрғылау арқылы ашылған диапазонда тік гидрохимиялық аймақтылық қалыпты сипатқа ие.

;

**2.21-кесте.** Альпілік геосинклиналды өңірлер сулы кешендерінің жер асты суларындағы орнығу жағдайларының, минералдануының (мг-экв/100 г) және ионды құрамының негізгі көрсеткіштері.

Гидрохимиялық өлшемдер	Тауаралық ойпаттар						Тау алды иілімдері			
	Оңтүстік Каспий	Падан	Вена	Иравади-Андаман	Лос-Анджелес	Маракаиб	Карпат алды	Индоло-Кубан	Терск-Каспий	Загрос алды
Негізгі су тегеурінді кешендер	J <sub>2</sub> -K <sub>1v</sub> ; K <sub>1g</sub> -K <sub>2d1</sub> ; P <sub>3</sub> -N <sub>1</sub> ; N <sub>2</sub> <sup>2</sup> +N <sub>2</sub> <sup>3</sup> ap	T <sub>2</sub> ; J <sub>2</sub> ; K <sub>2</sub> ; P <sub>3</sub> -N <sub>1</sub> ; N <sub>1</sub> <sup>2</sup> -N <sub>1</sub> <sup>3</sup> ; N <sub>2</sub> ; Q <sub>1</sub>	T-J <sub>2</sub> ; K <sub>2</sub> -P; N <sub>1b</sub> -N <sub>1h</sub> ; N <sub>1t</sub> -N <sub>1sr</sub> ; N <sub>2</sub> pn	P <sub>2</sub> <sup>2</sup> ; P <sub>3</sub> <sup>2</sup> +P <sub>3</sub> <sup>3</sup> ; N <sub>1</sub> <sup>2</sup> ;N <sub>1</sub> <sup>3</sup> ; N <sub>2</sub>	J; K <sub>2</sub> ; N <sub>1</sub> <sup>2</sup> ; N <sub>1</sub> <sup>3</sup> ; N <sub>2</sub> <sup>1</sup> ; N <sub>2</sub> <sup>2</sup> ; Q <sub>1</sub>	K <sub>1br</sub> + + K <sub>1a</sub> + + K <sub>1al</sub> + + K <sub>2s</sub> + + K <sub>2t</sub> + + K <sub>2k</sub> ; P <sub>1</sub> ; P <sub>12</sub> -P <sub>2</sub> ; P <sub>23</sub> -P <sub>3</sub> ; N <sub>1</sub> <sup>1</sup> -N <sub>1</sub> <sup>2</sup>	PZ-J <sub>2</sub> ; K <sub>2st</sub> - - P <sub>3</sub> pln <sub>1</sub> ; N <sub>1a1</sub> + + N <sub>1t</sub> + + N <sub>1sr</sub>	J <sub>3</sub> ; K <sub>1</sub> ; K <sub>2s</sub> -K <sub>2st</sub> ; P <sub>1</sub> -P <sub>2</sub> ; P <sub>3</sub> <sup>2</sup> N <sub>1</sub> <sup>2</sup> - N <sub>1</sub> <sup>3</sup> N <sub>2</sub>	J <sub>3o</sub> - K <sub>1v</sub> ; K <sub>1g</sub> - K <sub>1a</sub> ; K <sub>2s</sub> - K <sub>2d</sub> ; P <sub>2</sub> <sup>2</sup> -P <sub>3</sub> <sup>2</sup> ; N <sub>1</sub> <sup>2</sup> -N <sub>1</sub> <sup>3</sup>	J <sub>1</sub> + J <sub>3</sub> + + K <sub>1a</sub> ; K <sub>2s</sub> - K <sub>2</sub> km; P <sub>3</sub> -N <sub>1</sub> ; N <sub>1</sub> <sup>2</sup> +N <sub>1</sub> <sup>3</sup>
Негізгі су тегеуріндер	K <sub>2d2</sub> ; P <sub>1</sub> ;-P <sub>2</sub> ; P <sub>3</sub> -N <sub>1</sub> ; N <sub>2</sub> ; N <sub>2</sub> <sup>3</sup> ak	T <sub>1</sub> ; T <sub>3</sub> ; K <sub>1</sub> ; P <sub>2</sub> ; N <sub>1b</sub> ; N <sub>1sr</sub> ; Q <sub>1</sub> <sup>2</sup>	J <sub>3</sub> ; N <sub>1b</sub> ; N <sub>1sr</sub>	P <sub>2</sub> ; P <sub>2</sub> <sup>3</sup> ; N <sub>1</sub>	P <sub>2</sub> ; N <sub>1</sub> <sup>3</sup> mt	K <sub>2st</sub> - K <sub>2m</sub> ; P <sub>3</sub> <sup>2</sup> ; N <sub>1</sub> <sup>3</sup>	P <sub>3</sub> bst; P <sub>3</sub> pln <sub>2</sub> ; N <sub>1a2</sub> - N <sub>1b</sub> ; (N <sub>1</sub> Vrt); N <sub>1h</sub> (N <sub>1</sub> st, N <sub>1</sub> Bol)	K <sub>1al</sub> ; K <sub>2km</sub> - K <sub>2m</sub> ; P <sub>2</sub> <sup>2</sup> -P <sub>3</sub> <sup>2</sup> ; P <sub>3</sub> -N <sub>1</sub> ;	J <sub>3tt</sub> ; K <sub>1al</sub> ; P <sub>3</sub> - N <sub>1</sub> ;	J <sub>2b</sub> -J <sub>2bt</sub> ; J <sub>3tt</sub> ; K <sub>1al</sub> ; K <sub>2m</sub> ; P <sub>1</sub> -P <sub>2</sub> ; N <sub>1</sub> <sup>2</sup>

Вертикальды гидрохимиялық аймақтылық түрі	кері	қалыпты	қалыпты	қалыпты	қалыпты	қалыпты	қалыпты	кері	қалыпты	қалыпты
Жер асты сулары жалпы минералдануының өзгеру шектері	5,2–228,0	8,6–132,6	2,9–133,6	12,0–25,0	1,8–39,9	0,1–61,4	150,0–350,0	1,5–70,7	1,4–355,3	80,0–350,0
Жер асты суларының бастапқы сілтілік (А) коэффициенті мөндерінің өзгеру шектері (Палмер бойынша), %- экв	0–58,4	0–31,1	0–70,1	20,0–45,0	0–49,2	0–91,4	0–11,4	0–65,0	0–33,3	–
Жер асты суларының екінші тұздылық коэффициенті (S <sub>2</sub> ) өзгеру шектері (Палмер бойынша), %- экв	0–57,0	0–34,2	0,37,1	–	0–17,2	0–58,6	0–21,8	0–20,5	0–39,2	17,1–39,0
$\frac{r(\text{Na}+\text{Cl})}{r\text{SO}_4^{2-}}$ коэффициенті мөндерінің өзгеру шектері	0–>100	0–32,1	0–95,0	14,548,2	0–59,3	0–>100	0–11,4	0,97–35,4	0,80–1,84	–
$\frac{r(\text{Cl}^- - \text{Na}^+)}{r\text{Mg}^{2+}}$ коэффициенті мөндерінің өзгеру шектері	0–3,2	0–5,8	0–11,7	–	0–2,8	0–16,9	0–3,8	0–3,7	0–83,4	3,5–4,3
Жер асты суларының басым типтері (Сулин бойынша)	ГКН, ХК	ГКН, ХК	ГКН, ХК	ГКН	ГКН, ХК	ГКН	ХК	ГКН, ХК	ХК	ХК

6) барлаудың заманауи кезеңінде ерекшелік ретінде берілетін, белгілі бір стратиграфиялық деңгейде және жер асты суларының хлорлы-кальцийлі түрлерінің гидрокарбонатты-натрийліге өтуімен түйіскен жалпы минералданудың күрт өзгеріп азаюымен көрінетін Оңтүстік Каспий ойпатындағы және Индоло-Кубан иіліміндегі толық инверсия аз шоғырланған сілтілік алуандықтармен қаныққан шөгінділік қиманың ірі құрамдастарын салыстыру аясында және тұздықты хлорлы-кальцийлі фоны бар кайназойда ғана көрінеді;

7) осы өңірдің кайназой аралықтарында байқалатын жергілікті инверсиялық әсерлер (минералданудың секіруі, фонмен салыстырғанда анағұрлым азырақ минералданған «өтпелі» сулардың пайда болуы) әдеттегідей, көтерілімдердің анағұрлым дислокацияланған учаскілерін сипаттайды және тікелей аймақтылыққа тікелей бағынатын қатты өңірлік фонды ашындыратын гидродинамикалық фактормен анықталатын жиі кездесетін жағдай болып табылады;

8) дәл сол тігінен және алаң бойынша шектелген көріністер басқа өңірлер қималарының жекелеген аралықтарында сазды материалдардың дегитрация әсерлерінің, сыйдыратын жыныстардың термохимиялық фильтрациялық сілтіленуімен, кейбір табиғи резервуарлардың үстіңгі қабатқа бүйірлік ашылуымен, спориадалды сақталған тұщы плеоинфильтрациялық сулардың жергілікті көріністерімен және т.б. ұсталынған;

9) шөгінділік қима бар жерлерде іргетасына дейін толығымен гидрохимиялық аймақтылықтың болуы (Лос-Анжелес, Маракаиб, Вена ойпаты) керіқайтымды гидрохимиялық пішіндер қалыптасу шарттарының спецификалық болуын көрсетеді, басты фактор басқа да міндетті ілеспелі механизмдерге (саздардың легидратациясы, иермохимиялық әсерлер) үстемеленген шөгінділік тысда генерациялану немесе оған  $\text{CO}_2$  айтарлықтай көлемінің эндогенді ену мүмкіндігі болып табылатын секілді.



### 3 Альпілік жылжымалы белдеулер алаптарының геобарлық алқабы

Қозғалыс белдеулері алаптарының сипаттамалық және маңызды ерекшеліктерінің бірі – олардың бөлімдерінде аномальды жоғары (жоғары гидростатикалық) кеуектік (АЖКҚ) және қыртыстық (АЖҚҚ) қысыммен болатын аралықтардың болуы<sup>3</sup>. Олардың көрініс табатын аймақтары қима және алаң бойынша әр түрлі қарқындылық, түрлі генерация механизмдері, сақтау және релаксация жағдайлары, литология, диапиризм, лайлы жанартаулығы, мұнайгаздылығымен және т.б. ерекшеленетін стратиграфиялық бөлімшелерге, учаскілерге және аудандарға тура келуімен сипатталады.

Осы тақырып бойынша әр түрлі зерттеушілердің көптеген жарияланымдарына қарамастан, оның көптеген аспектілері, атап айтқанда, АЖКҚ және АЖҚҚ геосұйықтық динамикасы және мұнайгаздылықпен қарым-қатынасы, өкінішке орай, әлі күнге дейін бақыланған фактілерге объективті түрде түсініктеме беруге ықпал ете бермейтін пікірталас нысаны болып қала беруде.

Бұған байланысты жағдай іздестіру-барлау жұмыстарының оңтайлы бағыттарын таңдауды, технологиялық бұрғылаудағы және экономикалық тәуекелдерді барынша азайтуды күрделендіре түседі. Осы зерттеу белгілі бір деңгейде мәселенің кейбір күрделі аспектілерін қосымша түсінуді қарастыруға арналған.

---

<sup>3</sup> Мұндағы аномальды жоғары қысым деген шартты гидростатикалықтан (тығыздығы 1000 кг/м<sup>3</sup> сұйықтық бағанының қысымы. Қыртысты ашу нүктесінен жердің үстіңгі қабатына дейінгі биіктігі) 15-20%-ға шартты түрде асатын қысымды білдіреді. Аномальды өлшемдердің сандық мәндері оның артуы ( $\square P = P_{\text{зам}} - P_{\text{ус.Гидр.}}$ ) және нақты өлшенген қысымның дәл сол тереңдіктегі (КАЖҚҚ, АЖКҚ =  $P_{\text{зам}} / P_{\text{ус.гидр.}}$ ) шартты гидростатикалық қысымға қатынасын білдіретін аномальдылық коэффициенті арқылы есептелген. «Артық» жоғары гидростатикалық қысымдардың құралуын анықтайтын, мұнайдың, газдың және судың тығыздығы алуандығының ықпалын жою мақсатында мұнай мен газ кен орындарындағы өлшенген қыртыстық қысымдары сұлбалық сумен (СМТ, ГСТ) тиісінше түйісетін үстіңгі қабаттарға келтірілген, яғни талдау кезінде өнімді қабаттардың сұлбадан тыс гидродинамикалық жүйесіндегі барлық жағдайды сипаттайтын мәліметтер ғана ескерілген.

### 3.1. Аномальды жоғары кеуектік және қабаттық қысымдар: табиғаты, типтендірілуі, сәйкестендірілуі және диагностикасы

Қиманың әлсіз(емес) өту аралықтарындағы Аномальды жоғары кеуектік қысымдарды және коллекторлардағы қыртыстық қысымды болжау, айқындау, олардың шығу тегін анықтау, типтендіру, сәйкестендіру және диагностика мәселесі іздестіру-барлау жұмыстарын жоспарлау және өндіру кезінде, қыртыстарды бұрғылау әрі сынақтан өткізу, мұнай мен газды өндіру кезінде аса үлкен маңызға ие. Әлемнің түрлі мұнайгазды алаптарындағы жұмыстарды жүргізу тәжірибесі қысымдар аномалиясының шамасы мен өңір алаңдары бойынша орналасу, фазалық жағдай және көмірсутектер қорының арасында айқын корреляция барын көрсетеді (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1972 ж.; Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1973 ж.; Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1976 ж.; Дурмишян, Мурадян және Спорадик; Поуэрс, 1976 ж.; Фертл, 1976 ж.; Перри, 1969 ж.), ал кеуектік қысымның болжамды мәндері мен гидро қиманың қысымы тиісті тығыздықтың шаймалық сұйықтықтарын қолданудың оңтайлы бағдарламасымен ұңғымаларды тиімді өткізу үшін, олардың техникалық тұрғыдан негізделген құрастырылымын, бұрғылаудың технологиялық үдерістерін және табиғи резервуарларды тестілеудің негізі болып табылады.

Осы мақсатта алқаптық геофизиканың (сейсмо-, грави-, магнит-, электрбарлау, акустика), ұңғымаларды бақылаудың (өткізу жылдамдығының динамикасы, құрал айналуының сәті, ілмекке түсетін салмақ, қалдық өлшемдерінің және шаймалық сұйықтықтың, бұрғылау ерітіндісі циркуляциясы жылдамдығының өзгеруі), кәсіптік-геофизикалық зерттеулердің мәліметтерін (электрлі-, акустикалық каротаж, ұңғымалық гравиметрия, ядролық-магнитті резонанс) объективті материалдарын пайдалану мүмкіндігі пайда болғандықтан, қазіргі кезде Аномальды қысымдардың таралу учаскілерін, аймақтарын және аралықтарын болжау және айқындау қиындық тудырмайтын болса, ал олардың шығу тегі, типтендіру, сәйкестендіру және диагностикасы туралы сұрақ көбіне пікірталас тудыратындай деңгейде қалып отыр.

Қысым аномалиясы мәселесінің геологиялық аспектілеріне айтарлықтай үлесін қосқан келесі ғалымдардың еңбектері: М. Хабберт, А. Леворсен, В. Иинг, Г. Дикинсон, Г. Чилингар, Х. Хедберг, Р. Гретенер, В. Фертл, Д. Тимко, К. Магара, Б.А Тхостов, К.А Аникиев, В.С. Мелик-Пашаев, М.К. Калинин, В.М. Добрынин, Н.А. Еременко, А.Е. Гуревич және басқалар, олар өз еңбектерінде шөгінді қабаттарындағы АЖҚҚ және АЖҚҚ туындауына әкелетін негізгі механизмдер келесі деп анықтайды:

- жоғарыда жатқан шөгінділердің гравитациялық (литостатикалық) жүктемесі – төсемелейтін шөгінділерде қамтылған, уақыт өте келе артатын жабынды жыныстар салмағының сұйықтықтарға ішінара немесе толығымен өтуі;
- геотектоникалық қысым (неотектоникалық күш түсу, іргетас кесектерінің жылжуы, жер сілкінісі және т.б.);
- қоректену аумағы пьезометрлік деңгейлерінің, тегеуріндер құрылуының және инфильтрациялық геогидродинамикалық жүйелердегі босау алуандығы (қысымдардың артезиандық ауытқулары);
- жер асты суларының жылулық кеңею коэффициенттерінің және температура артқан сайын тұйық серпінді резервуарлардағы қысымның акваметриялық арту әсерін қамтамасыз ететін сыйдырушы жыныстардың айырмашылығы;
- олар шомған кездегі қыртыстық температураның артуымен байланысты олардың фазалық түрлену барысында кендердегі көмірсутектер көлемінің ұлғаюы;

- конституциялық сулардың айтарлықтай көлемінің еркін фазасына бөлінуімен қатар жүретін сазды материалдардың дегидратациясы;
- жер асты суларының физикалық-химиялық өзара әрекетінен және сондай-ақ үлкен тереңдіктердің (температуралар мен қысымдардың) әсерінен туындаған минералды жаңа құрылымдар тұйық линза тәрізді коллекторлары кеуектік кеңістік бөлігінің қайталама цементтелуі;
- қатты тегеурінді сұйықтықтардың келтірілген жоғары қысымдар аймағынан азырақ мәндерімен сипатталатын аралықтарға көшуі;
- осмотикалық әсерлер.

Табиғи энергетиканың жүзеге асу сипаты бойынша алғашқы жеті механизмді шөгінділік кешендер ішкі энергетикалық ресурстарының есебінен туындайтын сингенетикалық АЖКҚ және АЖКҚ біртұтас тобына біріктіру тиімді: соңғы екеуін жоғары тегеурінді кірме агенттердің шектеулі тұйық серпінді сыйымдылық кеңістіктеріне инъекциялануымен байланысты эпигенетикалық модификацияларға жатқызған жөн (Дурмишян және Мурадян, 1973 ж.; 1980 ж.; Рачинский, Мурадян, 1977 ж.). Екі жағдайда да Аномальды қысымдар консервациясының басты шарттары олардың орнығу және көрініс табу геологиялық ортасының толық немесе ішінара гидродинамикалық оқшаулануы болып табылады. Типтердің әрқайсысының өзіндік көрініс табу спецификасы, диагностикалық белгілері бар және солай сәйкестендірілуі мүмкін, ол, өз кезегінде, әрбір нақты жағдай үшін (өңір, аудан, аймақ, алаң, учаскі, алқап) геологиялық барлау жұмыстарын, ұңғымаларды бұрғылау және сынап көру жұмыстары барысында бұрғылау техникалық-технологиялық күрделіліктер мен экономикалық тәуекелдерді азайту бойынша шаралар кешенін жасауға және жүзеге асыруға мүмкіндік береді.

**Сингенетикалық АЖКҚ** кеңістікте бабына келген, біркелкі емес шоғырланған, қуатты жас сазды қабаттарға тән және көбіне олардың гравитациялық (гео(лито)статикалық) және геотектоникалық тығыздалуымен әрі дегидратациялық үдерістермен байланысты. Бірінші жағдайда төмен өтімді сазды құрылымдардың ұзақ жинақталу аудандарында шөгінділердің қарқынды өтемдік шомуы мен шоғырланған жыныстардан таснұсқаланған кеуектік сұйықтықтар шығуының тым күрделенген шарттары шому қарқынынан кеуектік су ағып кетуінің айтарлықтай тежелуіне (шектелуіне) алып келеді, бұл кеуектік сұйықтықтардың көбіне геостатикалыққа жақын қысымдарға дейін кумулятивтік сығымдалуын шарттайды, жоғары кеуектілік сақталуын – тым төмен гипсометриялық белгілердегі саздардың көтеріңкі ылғалмен қанығуын анықтайды және осылайша тез шоматын шоғырланбаған кейде тіпті жеке байламдары бар сазды қабатта сұйықтықтардың ішкі кеуектік кеңістігінде құрылымдық жағдайларымен байланысты емес, өңірлік дамыған квазисұйылу қалпындағы сығымдалған Аномальды жоғары қысымдарды қалыптастырады.

Тектоникалық белсенді аудандарда шөгінділік тысқа проекцияланатын іргетас кесектерінің субвертикал жылжулары көлденең бағдардағы бейтектоникалық күш салу секілді олармен қамтылған сұйықтықтардың геологиялық сәттік сығымдалуымен және АЖКҚ сингенетикалық туындауымен бірге жүретін сазды құрылымдардың бейтектоникалық тығыздалуын туындатады.

Бірінші үлгі бойынша АЖКҚ туындауы кеуектік сұйықтықтардың жинақталатын жабынды шөгінділердің салмағын ішінара қабылдауы арқылы шартталған және уақытпен салыстырғанда біртіндеп, біршама баяу арта түсетін нәтижелі түрде көбіне жоғарыдан төменге қарай бағытталған компрессиялық жүктеме әсерінен жүзеге асады; екінші үлгі бойынша – ол кеуектік кеңістік көлемінің секірмелі түрде азаюына алып келген және жан-жақты, тік немесе бүйірлік сығымдау моделі бойынша іс жүзінде бір сәтте жүзеге асқан тиімді қысым көрінісінің (геотектоникалық және литостатикалық қысымдар арасындағы жағымды айырмашылық) нәтижесі болып табылады. Саздардың максималды тығыздалуы қосымша берілетін жүктеменің

векторы бойынша жүретіні белгілі, анағұрлым шоғырланғаны сазды қабаттардың жоғарғы аралықтары, тік-кесектік тектоникалық жылжулар кезінде төменгісі және т.б. болып табылады.

Көбіне бір білікті сипатқа ие жүктеме кезінде сазды құрылымдардың тығыздалуы барынша бірқалыпты және саздардың кеуектік кеңістігінің (текстурасының) айттарлықтай өзгеруінсіз; көп жақты (түрлі бағытталған) тектоникалық сығымдалу жағдайында олардың құрылымы, «езілген» саздар деп аталатын матрицаның қайта құралуымен қатар жүріп, әдеттегідей деформацияланады. Қимада соңғыларының болуы тектогенездің уақытша импульсімен синхронды да, бейсинхронды да мықты сазды қабаттардың жеке аралықтарындағы аномальды тығыздалған (жарықшақты, аз икемді, аргиллит тәрізді, тақтатастан ажыраған) байламдардың болуымен қатар қалыпты үдеріске қабаттасқан геотектоникалық шоғырлану көрінісінің көрсеткіші ретінде қарастырылуы мүмкін. Саздардың гравитациялық тығыздалуы көбіне шөгінділер шомуының иммерсиялық (сығымдалған) кезеңдерінде орын алады, геотектоникалық тығыздалу көбіне аудандардың геологиялық тарихының инверсиялық кезеңдерінде бекітіледі.

Жекелеген аудандарда заманауи иілудің седиментациясымен сығымдалмаған (құрлық территориясы) айқын гравитациялық сипаттағы сингенетикалық АЖКҚ болуы бұл жағдайда олардың таснұсқаланған сипат – алдыңғы кезеңдерден өтемдік шөгінді жинақталуының сақталуы туралы айтады. Осындай ұзақ геологиялық уақыт аралығында босандатылмаған АЖКҚ болуы олардың «тарқауының» тым баяу қарқынын, ұзақ консервациялану мүмкіндігін және, сәйкесінше, сазды қабаттар шоғырлану үдерісінің айтарлықтай ұзақтығын көрсетеді.

Саздардағы сингенетикалық кеуектік қысымдардың және қатты сазданған коллекторлардағы қыртыстық қысымдар қалыптасуының маңызды механизмі жоғарыда сипатталғандармен бірге смектиттер тобының – көбіне монтмориллониттердің (М. Пауэрс, Дж. Берст, Д. Перри, Дж. Хауэр, К. Марара, В. Фертл, Г. Чилингар, Н.А. Еременко, Л.Н. Капченко, А.А. Карцен, М.З. Рачинский, В.Н. Холодов, В.Ф.Симоненко және басқалар) дегидратациясы болып табылады. Ол негізінен температуралық жағдайлармен бақыланады және оның мәні нақты жағдайларда (барынша жоғары температуралық аймақта 105°С-ден астам (Карцев, Вагин, 1973 ж.; Бёрст, 1969 ж.; Пауэрс, 1976 ж.)) матрицадағы ішкі кеуектік қысымның сәйкесінше өсуімен торламадан және байламаралық кеңістіктерден келетін конституциялық су қосымша көлемінің бөлінуінде болып табылады. Оның аномальды қысымдарды туындатудағы рөлі алдымен шому барысында және температураның өсуімен бірге артады, ал содан кейін монтмориллониттың гидрослюдаларға айналуынан соң біртіндеп үдерістердің толығымен тоқтауына дейін шектеледі.

Монтмориллинитті саздарда сингенетикалық АЖКҚ қалыптасуы дәйектілікпен жүзеге асырылатын екі үдеріс нәтижесі болып табылады: бірінші кезеңде (диаганез-ерте катагенез) жоғарыда жатқан шөгінділердің бос седиментогенді кеуектік су сазындағы сығымдалуды туындататын және өз кезегінде кеуектік кеңістік көлемінің азаюын анықтайтын негізгі ықпал етуші фактор; екінші кезеңде (катагенез) кеуекшілік кеңістікте кеуектердің берілген көлемі үшін дегидратациялық («қайта пайда болған») су массасы артық келетін, көбіне ішінара тығыздығының азайтылуы бірге жүретін саздардың пайда болуы басты мәнге ие.

Жекелеген жағдайларда саздардың кеуектік кеңістік көлемінің өсу (ұлғаю) мәні 20-40%-ға дейін баруы мүмкін (Бека және Высоцкий, 1976 ж.; Бро, 1980 ж.; Карцев және Вагин, 1973 ж.; Перри, 1969 ж.). Геологиялық тарихтың орогендік кезеңдерінде немесе оның сейсмобелсенді циклдарында аталған үдерістерге АЖКҚ гео(нео)тектоникалық туындау құбылыстары да қабаттасуы мүмкін.

Жекелеген аудандардың төменгі тектоникалық қозғалыстардың басымдылығымен сипатталатын шынайы геологиялық жағдайында бір механизмнің екіншімен алмасуы шөгінділік қималарда өңірде таралған тығыз емес (тығыздалып бітпеген және тығыздығы азайған) саздардың АЖКҚ сингенетикалықтармен бірге ұзақ уақыт бойы жасауына алып келеді. Сығымдалған сұйықтықтардың босаңсу уақыты, осы қысымдардың қалыпқа келуі, төменгі

тығыздықтың және аномальды жоғары кеуекқиманың (сумен қанығулық) сақталуы кеуектік сұйықтықтың ағып кету жағдайына – сазды топтаманың қалыңдығына, минералдық құрамы мен өтімділігіне, оның тектоникалық бұзылу және жарықшақтық деңгейіне, саздардың дренаж учаскілері ретінде қызмет атқаруға қабілетті саздардың коллекторлармен түйісуінің жиынтық алаңына, деградациялық үдерістердің және монтмориллитті резервтің аяқталу межесіне, ауданның тектоникалық белсенділігіне және т.б. байланысты.

*Сингенетикалық АЖКҚ диагностикалық белгілері* төмендегідей болып табылады:

- өңірдегі байқалатын, құрылымдық шарттармен және төсемелейтін шөгінділерде кеннің болуымен байланысты емес сазды құрылымдардың Аномальды жоғары кеуектілігі (төменгі тығыздық – көтеріңкі ылғалмен қанығу);
- сейсмикалық толқындар жылдамдығының сейсмикалық пішіндерінде тұрақты теріс гравитациялық, электрлі және магнитті аномалиялармен бірге жүретін бейберекет орналасқан көріністік алаңдары бар инверсия аймақтарының болуы;
- қатпарлықтың өңірлік шому бағытында кеуектік қысымдар аномалиясының артуы және қыртыстар қабатының, гео(нео)тектоникалық күш салу қосымшасының ұлғаюы;
- сазды қабаттардың орталық аралықтарында және орогенді-күйзелістік тығыздалу кезінде жылжымалы әлеуетті және әлеуетті емес кесектердің түйісу аймағында олардың гравитациялық шоғырлану басымдығымен кеуектілік максималды мәндерінің бекітілуі;
- кеуектік кеңістікте тығыздалған седиментогенді сулардың болуы;
- аномальды жоғары кеуектілік таралу аралықтарының бұрғылардың бағандарындағы жыныс түзілімі түрінде, жыныс қалдықтары мен сынықтарының айтарлықтай көлемде шығарылуы<sup>4</sup> түрінде сипатталатын бұрғылау кезінде күрделенген монтмориллонит трансформациясына тура келуі;
- шаймалық ерітіндінің, бұрғылау құралының ілмектері мен ұстағыштарының кеуектік су түсуінің есебінен сұйылуы, оның дүмбіге түсетін жыныстан кернеуленуі және т.б.

Кезектесіп отыратын әлеуетті және әлеуетті емес жыныстардың мықты кешенімен орындалған өңірдің қималарында шөгінділік қабаттағы тығыздық инверсиясымен және жылжуға төмен беріктігімен сипатталатын сингенетикалық АЖКҚ сазды топтамалары бірқатар жағдайларда үдерістерге басым әсер ететін маңызды геодинамикалық фактор болып табылады:

- өңірлік тектоникалық жоспардың қалыптасуы;
- жергілікті құрылымның түзілуі;
- дизъюнктивті дислокация;
- «төңкерілген» және жабынды- шарьяжды тектоника;
- изоклиналды және үйлесімсіз қатпарлық;
- сызаттану;
- тектоножентек тас;

<sup>4</sup> Ұңғымаларды ұңғыған кезде ұңғымада ұңғылау саздарының ісінуі орын алуы мүмкін. Бұл бұрғылау ерітіндісінің қарсы қысымы төмен болғанда және саздардың жоғары кеуектік қысымы (АЖКҚ) болғанда орын алады. Бұндай жағдайларда лақтырындының алдын алу үшін лай өлшенуі тиіс.

- крипто- және толық диапиризм;

- меланж тәрізді, «иіркек» («езілген») саздардың болуы;
- табиғи гидрожарылыс және соған байланысты жарықшақтық;
- лайлы жанартаулық және т.б. (Рачинский, Керимов, 1989 ж.).

Осы текте байланыс анағұрлым контрасты формада тектоникалық белсенді «айнамалылар» түріне жататын Оңтүстік Каспий (Қобыстан, Баку топаралы), Индоло-Кубан (Керчен-Таман аймағы), Терск-Каспий (Терск және Сунжен аймақтары), Карпат алды (Ішкі аймақ), Охотоморск (Сахалин к.), Иравади-Андаман (Мьянма бөлігі), Суматра, Ориноко (Тринидад к.) алаптарында кездеседі, көбіне көшкіндік седиментация, литошөгінді біртекті емес, макро- және микросейсмикалықтың қатты көріністерімен мозаикалық-кесекті, лайлы жанартаулық, диаприизмнің, бейтектоникалық әсерлердің мықты шөгінді қимасы саздармен берілген және жекелеген әлсіз (емес) шоғырланған сазды қабаттардың қалыңдығы 1-5 км дейін барады (Багир-Заде, Керимов, Салаев, 1988 ж.; Бека және Высоцкий, 1976 ж.; Доленко, 1962 ж.; Анықтама., 1976 ж.; Тектоникалық құрылым., 1968 ж. және т.б.).

Аталған алаптардың барлығында тектоникалық деформациялар, саздардың гравитациялық және геотектоникалық айнымалы шоғырлану барысында олардың серпінді икемділік қасиеттерімен кумулятивті жүзеге асуымен, сондай-ақ шөгінділік қиманы құрайтын түрлі тығыздықтар инверсиясының салдарынан «қалқып шығу» (архимедтік көтерілу күші) әсерінің әрекеті және оларда проекцияланған құралымдардың түзілуімен (қоршау қатпарлары, қалыптамалық батыру, шөгу мұльдасы және т.б. ) тек жабатын және төсемелейтін аралықтардағы орогенді-күйзелістік нәтижесінде әлеуетті кесектің аралық әлеуетті емес (дилатанс<sup>5</sup>) кесек жоғарысынан төменіне қарай үйкелуінің төмендеуі себебінен сырғанауымен шартталған, бірақ сонымен қатар сызаттанумен және көбіне жарылғаш тектониканың қарқынды көрінісімен; көбіне жарық түріндегі бұзылулардың түзілуімен үйлесетін диаприизм мен лайлы жанартаулық дамуымен бірге жүретін түрлі стратиграфиялық кешендер құрылымдық жоспарларының сәйкес келмеуін қамтамасыз ететін өңірлік пластиналық, үстемеленген, және бүркеме-шарьяжды қатпарлығының қалыптасуын анықтайды.

Коллекторлардағы **сингенетикалық АЖҚҚ** келесі жолдармен қалыптасуы мүмкін:

- қысымдардың артезиандық аутықуы есебінен (қоректену аумақтарының пьезометриялық алуандығы, тегеурін және инфильтрациялық гидродинамикалық жүйелердің босауын жасау);
- кеуектік кеңістікті минералды жаңа түзілімдермен қайталама цементтеу нәтижесі;
- жыныстар мен сулардың жылулық кеңею коэффициенттері айырмашылығының акваметриялық әсерінің көрініс беру нәтижесі ретінде;
- өтелген шоматын линза тәрізді коллекторлық қыртыстарда сазды минералдарды тығыздау және дегидратациялау кезінде одан жыныстық сұйықтықтың қосымша көлемінің бөлінуінің есебінен;
- тұйық серпінді кеңістікте шектелген табиғи резервуарлардың біркелкі емес сығымдалуы мен бейтектоникалық жылжуының себебінен;
- олардың шому барысында термодиградациясы кезіндегі көмірсутектері көлемінің ұлғаюының есебінен.

<sup>5</sup> Дилатанс дегеніміз – «жер сілкінісінің болжамды бастамашысы – жер асты суы қысымының артуынан болған ісіңкілік». Басқа анықтама: «Гетерогенді жүйеде бөлшектердің не болмаса түйіршіктердің төселу сипатымен немесе төселуінен туындаған құбылыс, мысалы, қысымнан белгілі бір топырақтың қатаюы немесе белгілі бір гелдердің тиксотропиясы».

*Сингенетикалық АЖҚҚ* диагностикалық белгілері келесідей:

- аномальды қысымдардың алаң бойынша кеңінен таралуы (құрылымаралық учаскілерді қамти отырып);
- олардың аудан, аумақт, өңірдің сатылы-кесекік құрылымына кеңістікте сәйкес келуі;
- аномальды көрсеткіштердің қиманың саздылығымен тікелей байланысы (өтімді қыртыстардың саздылығымен);
- көмірсутекті топтанудың температуралық жағдайлары, көмірсутектер мен қайталама минерал түзілімінің термотүрлену үдерістерін жүзеге асыру деңгейі;
- бұрғылау үдерісінде оларға шайқама сұйықтықтарының жиі жұтылуы, жоғарыдан ауыр ерітінділерді қабылдау кезіндегі жұтылу, қарқынды газ көріністері, ерітіндінің газбен «қақпайлануы», қалдықтың сұйылуы және кішіреюі, бұрғылау құралының және қысқыштардың созылуы, ілмектегі жүктеменің азаюы тән.

Анағұрлым ортақ жағдайда, аса сингенетикалық АЖКҚ және АЖҚҚ ұзақ уақыт сақталуы қималар мен қыртыстық резервуарлардың гидродинамикалық тұйықтығын – оның квазитоқырау гидрогеологиялық режимінде шөгінділік қабаттың коллекторлық топтамаларымен олардың гидравликалық бірлестігінің (дренажын) болмауын (немесе тым күрделенуін) көрсетеді (Рачинский, 1981 ж., Рачинский, 1983 ж.; Рачинский, Керимов, 1980 ж.; Рачинский, 1990 ж.).

Эпигенетикалық АЖКҚ қима тығыз (көбіне жарықшақты) саздың өтетін қыртыстармен кезектесуі арқылы құралған әрі негізінен мұнай, газ және су тығыздығының алуандығымен шартталған үлкен биіктікке ие және сол себепті айтарлықтай артық қысымға ие төсемелейтін көмірсутекті жинақталудан келетін сұйықтықтардың саздарға өтуі есебінен жүзеге асады. Осындай жолмен негізінен шоғырлардың астындағы сазды қақпақтардағы «ену ореолдары» қалыптасады (Аникеев, 1977 ж.; Дурмишян, Мурадян және Спорадик; Рачинский, 1982 ж.). Осы үдеріс жабынды сазды құрылымдардың спориадалды тығыздығын жоюымен қоса жүреді, жергілікті тұрғыдан жүзеге асады және осындай генезистің АЖКҚ таралу аймағы жоспарда «қоректендіретін» резервуарлардағы қабаттық аймақтардың сұлбаларына сәйкес келеді. Эпигенетикалық «енудің ореолы» төсемелейтін коллекторларда табиғи көмірсутектерінің жоғары тегеурінді шоғырлары болуын көрсететін маңызды іздестіру көрсеткіші болып табылады.

Эпигенетикалық АЖКҚ қалыптасуы саздарға жоғары тегеурінді сұйықтықтардың, оның ішінде бәлкім инъекцияланған сулардың енуімен байланысты болғандықтан, оларда көмірсутектерінің «ену ореолдарына» кеңістікте сәйкес келетін интрузицияланған сулардың ореолдары да болу мүмкіндігі жоққа шығарылмайды. Олардың болуы қақпақтардағы кеуектік ерітінділер ионды-тұзды құрамының таралу заңдылықтарын зерделеу нәтижесі бойынша анықталуы мүмкін (Интрузицияланған сулардың ені ореолдарының болу ықтималдығы қайсыбір деңгейде кеуекті ерітінділердің Оңтүстік Каспий алабының өнімді қабатындағы сығымдалған саз химиялылығын зерттеген және олардың инъекцияланған сілтілік сулармен қаныққан аралықтардағы гидрокарбонатты-натрийлі түрін анықтаған Г.М. Сухаревтың, Т.Г. Крумбольдтың зерттеулерімен негізделе алады. Айта кетерлік жайыт, біз арнайы жүргізген дәл сол өңірдегі кала қабатының Зыря үст.) саздары үлгілерінен алынған, сілтілік сулардың масштабы айтарлықтай шектеулі болған, су сығындыларының химиялық құрамы олардың қатты басым сипатын көрсетті (Мехтиев, Ахундов, Рачинский, 1970 ж.).

*Эпигенетикалық АЖКҚ белгілері келесідей болады:*

- тығыздалған (тығыздығы азайған) саздардың үлкен биіктіктегі көмірсутекті шоғырларды қамтитын жергілікті көтерілімдердің қабат алды аймақтарында ғана болуы;
- саздардың «газдануы» ;
- саздар кеуектігі максималды мөндерінің олардың өнімді коллекторлармен түйісу аймағына тура келуі;
- жекелеген көтерілімдердегі сазды құрылымдардың тереңдігі мен кеуектігінің (тығыздығының) арасында кері байланыстың болуы;
- қатпарлар қабаттарынан олардың қанаттарының және периклиналийлерінің бағытында қақпақтардағы кеуекқиманың және кеуекті қысымның азаюы. Тығыздығы жойылған саздар азырақ ылғалдылығымен және икемділігімен, үлкен мұнайгаздылығымен ерекшеленеді. Бұрғылау барысында эпигенетикалық АЖҚҚ үнемі дерлік түрлі қарқыны газ көріністерімен және ұңғымалардың ашық су бүркуіне алып келе қоймайтын шайқама сұйықтықтарын әлсін-әлсін тастаумен қоса жүреді.

**Эпигенетикалық АЖҚҚ** табиғи резервуарларда көбіне өтпелі-инъекциялық гидродинамикалық жүйелердің бейтектоникалық үдерістердің парокқизмалды көрінісінің сәттерінде қызметінің және жартылай өтетін сазды мембраналармен бөлінген түйісетін қыртыстардағы жер асты сулары шоғырлануының алуандығымен шартталған осмотикалық әсерлердің нәтижесі ретінде жүзеге асатын, олардағы лайлы жанартаулардың эруптивтарындағы, крипто- және диапирлердің қоршаған жыныстармен түйісу аймақтарындағы, көтеріңкі жарықшақтық учаскілеріндегі және т.б. тектоникалық сәйкессіздіктің жүйесі бойынша жоғары серпінді сұйықтықтардың шымыр пульсациялық субтік инъекция нәтижесі болып табылады.

Бірінші жағдайда эпигенетикалық АЖҚҚ диагностикалық белгілері келесі болып табылады:

- қыртыстық немесе субөңірлік гидродинамикалық жүйелерде қалыпты қысымдардың фонында жекелеген көтерілімдердің шегінде ғана көрініс табуы;
- олардың интрузияланған агенттердің болуымен ассоциативті айқын байланысы (гидрохимиялық, температуралық, изотоптық және жалпы фонның басқа аномалияларымен);
- жергілікті құрылымдар шегінде тектоникалық күрделенген аймақтар мен көтеріңкі жарықшақтық учаскілер өткізетін дизъюнктивтерінің жойылуына қарай қыртысты қысымдар Аномальды мәнінің азаюы;
- өңірлік жоспарда аномальдык максималды мөндердің сұйықтықтардың қиманың төменгі аралықтарына немесе үстіңгі қабатына өтуі (гидрохимиялық жеңілдеу) жүзеге асуының шектеулі мүмкіндігіне ие анағұрлым аз дислокацияланған қатпарларға тура келуі. Екіншіде – шөгінділік қиманың енетін әрі енбейтін алуандықтар кезектесуімен және оларда күрт бөлектенетін минералдануы бар жер асты суларының болуымен міндетті түрде орындалу жағдайындағы ауданның құрылымдық-тектоникалық шарттарымен байланыссыз жүзеге асатын кеңістіктегі кеңінен даму.

Резервуарлардағы ауыспалы резервтік қысым мөндері олардағы уақыт бірлігіне енгізілген сұйықтықтардың ағып келуі және ағып кетуінің көлемімен анықталады. Коллекторларда инъекцияның нәтижесінде құрылған пьезоөткізгіштігімен сипатталатын АЖҚҚ қайта таралуы мүмкін болғандықтан, оларда аномальды қысымдардың сақталу мүмкіндігі мен уақыты резервуардағы интегралды қысымның инъекциялық құрамдасының абсолютті шамасына және түскен сұйықтықтардың көлемі, қалыңдығы, енгіштігі, қыртыстардың литошөгінділік біртектілігі және коллекторлардың қоршаған гидродинамикалық жүйемен гидравликалық байланысы деңгейіне байланысты болады.



Мықты тұзды қабаттармен төсемелденетін және жабынды коллекторлардағы аномальды қысымның туындау мен берілу шарттары өз алдына ерекше. Осы жағдайда тұздар өздерін біршама аққыштыққа ие икемді жыныстар ретінде ұстайды. Тұзды формациялардың тығыздалу үдерісі әлі жеткілікті деңгейде зерделенбеген, бірақ шамамен ұқсас физикалық-реологиялық қасиеттерімен сипатталатын сазды қабаттар аналогиясы бойынша сапалық тұрғыдан оны әлеуетті емес құрылымдар шоғырлануының белгілі үлгілерімен бірдей деп пайымдауға болады. Сандық тұрғыдан алғанда, тұзды байламдар әдеттегідей өзінің икемділігімен, аққыштығымен, сығымдалуымен және т.б. саздан асып түседі, ол туралы тұздардың көптеген аудандардың құрылымдық-тектоникалық жоспарларының және дизъюнктивті дислокациясының қалыптасуына ықпал еткен әсерінің анықтаушы рөлі мен оларда жылжымалы тұзды масса-штоктарының, күмбездердің және т.б. болуы туралы көптеген деректер көрсетеді.

Тұздардың тығыздалуы барысында сығымдалатын сұйықтықтар аралық коллекторлардағы қыртыстық қысымдардың аномальды деңгейіне дейін өсуін шарттайтын, бірқатар жағдайларда гео(лито)статикалыққа жақын болатын, айтарлықтай маңызды сингенетикалық АЖКҚ ие. Мұнымен бірге жоғары икемділікке ие бола отырып, тұздар жоғарыда жатқан жыныстар қабатының гравитациялық жүктемесінің, іргетас жылжуының немесе тектоникалық күйзелістер әсерінен сұйықтықтармен қаныққан қоршаған құрылымдардың сығымдалуы есебінен оларда жоғары аномалия қалыптасуына септігін тигізе отырып, аралық терригенді немесе карбонаты жыныстардың дислокациясына енуі мүмкін. Осы үдерістердің нәтижесі аномальды қысымдардың тұздар қабатында да және сондай-ақ тұзды-күмбезді формаларды қоршаған терригенді әрі гидрокарбонатты аралықтарда да кеңінен таралуы болып табылады.

Аномальды қысымдардың максималды мәндері тұзды қабаттың ішінде орналасқан енетін линзаларда байқалуы сөзсіз, себебі мұндағы қысымдардың босаңсу мүмкіндіктері аталған линзалардың жеңілдеу аймақтарынан және учаскілерінен болатын толық әрі гидравликалық оқшаулануынан барынша шектелген.

Бұған қоса АЖКҚ туындауының қолайлы жағдайлары тұзүстілік және тұзастылық кешендердегі қиманың төменгі бөлігінде жасалған. Эвапоритті формацияларды қамтитын шөгінділердегі қысым градиенттерінің бөлінуі жалпы жағдайда келесі заңдылықтарға бағынады:

- тұзүстілік кешенде градиенттер қима бойынша жоғары қарай күрт азаяды;
- тұзды қабаттың ішінде қамтылған коллекторлық байламдарда (линзаларда) градиенттер тұрақты дерлік және литостатикалық деңгейге сәйкес келеді;
- тұзастылық кешенде олар қима бойынша жоғарыдан төменге қарай аз қарқынмен азаяды (аталған аралықтағы іргетас жынысының жақын жату жағдайында, қысымдардың градиенттері тұзастылық шөгінділерде олардың бүкіл қимасы бойынша өзгеріссіз қалуы мүмкін).

Шөгінділік құрылымдардағы АЖКҚ және АЖКҚ туындауы тектоникалық және бейбейтектоникалық үдерістермен тығыз байланысты, айтарлықтай деңгейде олардың туындысы болып табылады және әр түрлі литошөгінділік сипаттағы жыныстарда өңірдегі геологиялық дамудың түрлі кезеңдерінде жүзеге асады. Осылайша, сазды қабаттарда сингенетикалық қыртыстық қысымдардың және коллекторлардағы қыртыстық қысымдардың туындауы негізінен жылжымалы белдеулердің, эпиплатформалық ореогендердің және т.б. біршама жас алаптарында дамудың иммерсиялық кезеңінде орын алады; эпигенетикалық модификациялардың қалыптасуы іс жүзінде барлық алаптық тектокоптерінде орын алады (жас әрі көне геосинклиналийлер, платформалар, орогендер, авлакогендер және т.б.) әрі көбіне қимадағы түрлі аралықтардың, оның ішінде сингенетикалық АЖКҚ тік гидродинамикалық бірлестігін қамтамсыз ететін дизъюнктивті дислокация мен жарықшақтықтың пайда болуы,

дамуы және белсенді қызмет етуімен қоса жүретін тектогенездің инверсиялық кезеңдеріне тура келеді.

Ұсынылған табиғи резервуарлардың нақты геологиялық жағдайына қатысты олардың туындау механизмі бойынша АЖҚҚ және АЖҚҚ дифференциациясы белгілі бір деңгейде біршама шартты сипатқа ие, себебі олардағы кеуектік және қыртыстық қысымдардың аномалдығы көбіне бірнеше сингенетикалық немесе/және эпигенетикалық үдерістердің интегралды әсерін білдіреді. Дегенмен бұрғылау жұмыстары кезіндегі қайсыбір диагностикалық белгілердің қарқынды көрінісі аномальдық генерациясының басым механизмін бөлуге және қажетті түрде іздестіру-барлау жұмыстарының стратегиясы мен тактикасын, ұңғымалар мен қыртыстарды бұрғылау технологиясын түзетуге мүмкіндік береді.

Осыған байланысты көрнекі мысал ретінде Төменгі Курин депрессиясының (Оңтүстік Каспий алабы) бірқатар кен орындарындағы аномальды қысымдар қалыптасуында син- және эпигенетикалық АЖҚҚ сандық қатынасы қызығушылық тудырады, мұндағы өңірдің басты мұнайгазды қаныққан резервуарының – плиоцен өнімді қабатының қимасы тым біртекті сазды материалдың шамамен 80-90% құрамы бар нашар өтетін литошөгіндіден құралған, бұл ондағы негізінен сазды қыртыстар мен байламдар тығыздалуының жалғасуынан туындаған сингенетикалық АЖҚҚ кеңінен таралуын қамтамсыз етеді. 3.1-кестеде сұйықтықтар тік бағыттағы миграциясының айқын көрінісімен сипатталатын (жергілікті, тек дизъюнктивтер қарқынды дамыған учаскілерде төсемелі шөгінділердің аз минералданған сілтілік суларының болуы, термобарлық аномалиялар және т.б.) құрылымдардың қатты дислокацияланған мұнайгазбен қаныққан оңтүстік-батыс қанаттарының сұлбадан тыс аумақтары бойынша және аталған белгілерден сұйықтықтардың тік өтуі аса шектеулі масштабта болатын, олардың сулы әлсіз бұзылған солтүстік-шығыс тұйықталулары бойынша қыртыстық қысымдардың геостатикалықтан басым болуы туралы мәліметтер келтірілген. Қатпардың екі қанатында да бір атаулы горизонттардың литошөгінді сипаттамалары бірдей болғандықтан, сулы қанаттардағы қыртыстық қысымдардың көтеріңкілігі негізінен сингенетикалық АЖҚҚ анықталған, ал мұнайгазбен қаныққан сұлбадан тыс аймақтарда син- және эпигенетикалық АЖҚҚ интегралды әсерінен төменде жатқан кешендерден резервуарға жоғары тегеурінді агенттердің өтуінен туындаған деп есептеуге мүмкіндік бар. Сәйкесінше, сингенетикалық АЖҚҚ үлесі оның АЖҚҚ жиынтығына қатынасы ретінде берілген. Кестеден қиманың 4 саздылығымен салдарлы байланысты сингенетикалық АЖҚҚ есебінен сұлбадан тыс аймақтарда қыртыстық қабаттардың жалпы көтеріңкілігінің шағын бөлігі (5-30%) қалыптасатыны және оның басты құрамдасы (70-95%) төсемелейтін шөгінділерден келетін жоғары тегеурінді сұйықтықтардың тік миграциясы үдерісінің туындысы болып табылатыны көрінеді.

**3.1-кесте.** Төменгі Курин депрессиясының (Оңтүстік Каспий алабы) кен орындарындағы қыртыстық қысымның гидростатикалық қысымнан жалпы артуын қалыптастыратын АЖҚҚ түрлі туындау модификациялары.

Кен орны	Горизонт	Қыртыстық қысымның гидростатикалықтан артуы, МПа	$(P_{\text{пл}} - P_{\text{гидр}})$ синг. АЖҚҚ	Саздылық, %
			$(P_{\text{пл}} - P_{\text{гидр}})$ инт. АЖҚҚ	

Нефтечала	III	1.0	6.0	7.0	14	80
	VI	3.3	10.1	10.6	5	72
Хиллы	I	0.3	2.5	2.8	11	78
	VII	3.3	7.5	10.8	30	93
Мишовдаг	II	1.0	4.0	5.0	20	88
Калмас	I	1.3	4.5	5.8	22	70
Кюровдаг	I	1.5	3.5	5.0	30	59
	VIII	3.7	9.4	13.1	28	72
Карабаглы	V	4.0	13.7	17.7	23	76
Кюрсангя	IV	5.3	16.9	22.2	24	80

АЖҚҚ және АЖҚҚ барлық қарастырылған генерациялану механизмдері мен көрініс табу ерекшеліктерін объективті түрде ескеру олардың шынайы табиғи жағдайларда құрылуының күрделі, көп атқарымды және полигенді үдерісін танытады, олар екі негізгі түбегейлі туындау модельдерін қамтиды: біріншісі негізінен седиментациялық-литологиялық, катагенетикалық, геотектоникалық және температуралық факторлармен анықталған, ал екіншісі бейтектоникалық үдерістердің белсенділік қайталамдарында мықты субтік формация аралық және/немесе резервуар аралық сұйықтық массасының өтуімен шартталған.

## **3.2. Аномальды жоғары кеуектік және қабаттық қысымдардың кеңістікте таралу заңдылықтары**

### **3.2.1. Тауаралық ойпаттар**

#### **3.2.1.1. Оңтүстік Каспий**

Соңғы жағдай аса тартымды болып табылады, себебі осы тармақ ұңғымалардың апаттық шапшу кезінде барлығы 242 м тереңдіктен алынған. Осы сулы ұңғымалардың барлығының ернеулерінде оларды жапқан кездегі буферлік қысым шамалары шамамен 14,1-22,3 МПа құрады, бұл шамамен КАЖҚҚ – 1,75-1,90 кезіндегі 33-47 МПа қыртыстық қысымдар мәндерін анықтайды (Алтовский, 1958 ж.). Гозел-Тепех үст. 2-ұңғымадағы 5800 м (Юра) тереңдікте қыртыстық қысымның шамасы оның гидросатикалықтан 72 МПа және КАЖҚҚ – 2.24 артуы кезінде 130 МПа құрайды (3.1-сурет). Осы алаңдағы ұңғымаларды жасау бұрғылау ерітіндісін 2,64 г/см<sup>3</sup> дейін ауырлату кезінде ғана мүмкін болды (Ахундов, 1957 ж.; Фертл, 1972 ж., 1976 ж.). Бір айта кетерлігі, бұл ұңғымалардың барлығында барлық параметристиканың сандық мәндері тікелей жақын жатқан таулы аудандардағы осы кешендердің күндізгі үстіңгі қабатқа шығуының гипсометриялық позициясымен қамтамасыз етілмейтіні және осы жағдай оларда инфильтрациялық гидродинамикалық режимнің болуын жоққа шығарады (Рачинский, 1973 ж.).

ОКа АЖҚҚ-нан барынша шоғырланған сазды аспидты тақтатастар, аргиллиттар, өтімділігі төмен жарықшақты құмдықтардың линза тәрізді тығыз саздары, алевролиттер, гравелиттер, мергельдермен және әктастармен<sup>9</sup> барынша шоғырланған, юра-валанжин стратиграфиялық

диапазонында бекітілген қыртыстық қысымдар мен аномальды коэффициенттерінің айтарлықтай артуы арқылы орындалған негізінен екі фактормен – өзінің гравитациялық сығымдалуы және геологиялық тарихтың неокомпалеогенді кезеңнің өзінде-ақ мықты аралық сазды топтамалардағы монтмориллонит трансформациясының «қайта пайда болған» суларының қалыпты палеотығыздалуы кезінде оларға кеуектік ерітінділер өтуінің есебінен босаңсымаған сингенетикалық анықталған АЖҚҚ, сондай-ақ одан кейінгі палео- және бейтектоникалық күйзелістермен әрі жекелеген кесектер мен іргетастың жылжуы арқылы анықталған АЖҚҚ болып беріледі.

Осы орайда, қосымша механизмдер ретінде коллекторлардың кеуектік кеңістігінде минералды жаңа құрылымдармен, акватермиялық және термосерпимді әсерлер арқылы қайталама цементтенудің тұрақты ықпал жасауы жоққа шығарылмайды.

Осындай модельдің шынайылығы төмендегілермен объективті түрде расталады:

- осы аралықтағы ұңғыма бұрғылау шарттарын және жекелеген қатпарлар мен аудандардың алаңы бойынша аномальдықтың кеңінен таралуын нақтылайтын, бұрғылау үдерісіндегі көріністердің сипатын талдау (құрылымаралық аймақтарды қамти отырып);

- ілмекке біршама аз жүктеме түсіру жағдайында, жыныстарды соққылаудың барынша қатты жылдамдықтары;

- шайқама сұйықтықтың жиі шығарылуы;
- тым ауыр ерітінділерді қолданған кезде тез жұтылу, ерітіндіні газбен «қақпайлау»;
- қарқынды сулы-газды көріністер;
- қалдықты сұйылту және мұнайдалау;
- іс жүзінде ұңғымалар өзектерінде жыныс түзілімдері болмауының өте сирек ұшырасуы;
- бұрғылау құралының сыртқа қарай шығып тұруы және «созылуы».

Юра-валанжин диапазонында аномальды қысымдар түзілуінің осы үлгідегі ықтималдығы төмендегілерге негізделеді:

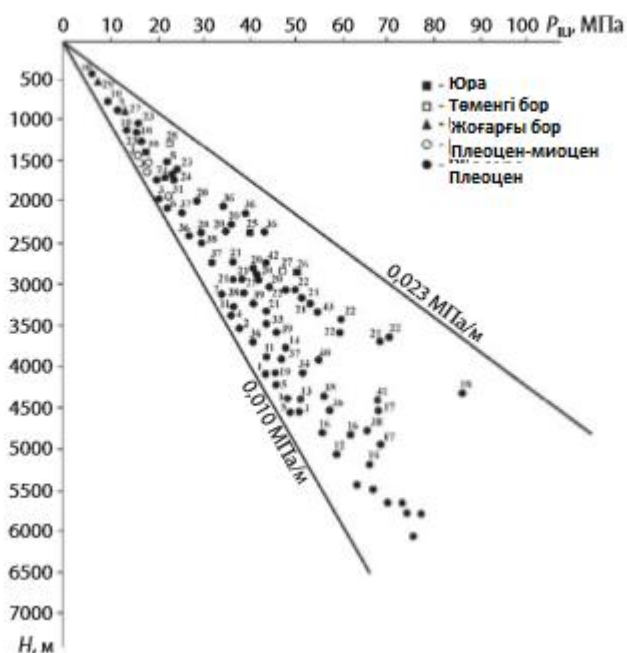
- қимадағы қалыпты тығыздалу жағдайында-ақ гравитациялық-сұйық кеуектік суларды және смектиттер дегидратациясы өнімдерін қандай да бір елеулі көлемде бөлу мүмкіндігінен айырылған, айтарлықтай шоғырланған гидрослюдалы-монтмориллонитты саздардың басым болуы;

<sup>6</sup> күніне текше метрден.

<sup>7</sup> Аномальдық коэффициенті.

<sup>8</sup> тәулігіне мыңдаған текше метр.

<sup>9</sup> Барлық аталған өңірлердегі/аудандардағы мезозой жыныстары өзінің геологиялық эволюциясында жиі ауысатын белгілерімен көптеген тектоникалық режимдерден өткенін ойда ұстау маңызды. Осы режимдер қиманың шомуы мен инверсияларын, шөгінділік лагуналар мен эрозияларды қамтыды. Олардың барлығы минералогиялық және қыртыстық қасиеттерінің заманауи тереңдіктерімен үйлеспешілігін анықтады. Тік қозғалыстар диапазоны 3-6 км дейін бара алған (Апресов, 1947 ж). Осылайша, енуші мезозой жыныстарының пайда болуы олардың айтарлықтай үлкен тереңдіктердегі, температура мен қысым жағдайындағы бұрынғы метаморфизмін көрсетеді.



**3.1-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпатының су тегеурінді кешендеріндегі бастапқы қыртыстық қысымдар. Кен орындары: 1 – Карадаг, 2 – Локбатан (оңт.қан.), 3 – Локбатан-Пута, 4 – Кушхана, 5 – Зыря, 6 – Сураханы, 7 – Құмды к., 8 – Жилой к., 9 – Батпақты шоқы, 10 – Мұнайлы тастар, 11 – 28 Сәуір, 12 – Сангачалы-теңіз, 13 – Дксанный-теңіз, 14 – Булла к., 15 – Булла-теңіз, 16 – Гарасу, 17 – Санги-Мугань, 18 – К. Персианин, 19 – Хамадаг-теңіз, 20 – Кюровдаг, 21 – Карабаглы, 22 – Кюрсангя, 23 – Мишовдаг, 24 – Калмас, 25 – Кешчай, 26 – Бегимдаг-Тегчай, 27 – Гядысу, 28 – Советабад, 29 – Батыс Агбурун, 30 – Умбаки, 31 – Адживели, 32 – Рагим, 33 – Ливанов-шығ.б., 34 – ЛАМ б., 35 – Жданов б., 36 – Челекен, 37 – Небитдаг, 38 – Котур-Тепе, 39 – Барсакелмес, 40 – Бурун, 41 – Қызылқұм, 42 – Кумдат, 43 – Камышлджа, 44 – Сабаил, 45 – Гозел-Тепех.

- саздардың минералогиялық құрамында монтмориллонитты алуандықтарды біртіндеп алмастыратын мезозой гидрослюдалық байланыстардың стратиграфиялық қима бойынша температура өсуіне параллель бірізділікпен төменге қарай өсуі және сазды юра-валанжин аралығындағы жыныстардың көлемінде олардың басым үлесте болуы (Абрамович, 1916 ж.; Агабеков, 1963 ж.).

- юра-валанжин шөгінділеріндегі дегидратациялық сулардың елеулі көлемінің бөлінуімен қоса монтмориллонит дегидратациясын аяқтауға қабілетті айтарлықтай жоғары температуралардың болуы;

- олардың шому барысында сазды жыныстардың седиментациялық тығыздалу үдерісінде бөлінетін көлемдермен өлшемдес су көлемдерінің осы механизмінің есебінен қалыптасу ықтималдығын көрсеткен (Берст, 1969 ж., Рачинский, 1973 ж.) дегидратация үдерісінің масштабтарын сандық тұрғыдан бағалау;

- лайлы жанартау өнімдерін зерттеумен расталатын ОКа басқа аудандарындағы мезозой қимасы бойынша саздардың минералогиялық сипатының және оның өзгеру үрдісінің сақталуы (Апшерон түбегі, Қобыстан, Төменгі Курин депрессиясы), (Алиев, Ахмедов, 1968 ж.; Ахмедов, Салаев, Исмаилов, 1961 ж.);

- монтмориллониттардың гидрослюдаларға айналу аймағының айрықша геотермодинамикалық жағдайында ғана пайда болуға қабілетті минералдануы мен құрамы бойынша бірдей ультрасілтілілік тұшытылған жер асты суларының төменгі

мелюр шөгінділерінде жаппай қатысуы (Рачинский, 1973 ж.; Бёрст 1969 ж.; Фертл, 1972 ж.);

- өңір қимасының анағұрлым жас стратиграфиялық аралықтарында құрамындағы аз минералданған ультрасілтілік құрамдас заттар үлесі бірізділікпен азайып отыратын қыртыстық су қоспаларының басым таралуы (Рачинский, 1973 ж.; Берст, 1969 ж.; Фертл, 1972 ж.);

- өңірде сұйықтықтардың тік формация аралық көшуінің кеңінен таралуы (Аникеев, 1964 ж.; Григорьянц, Мурадян және Гусейнов, 1968 ж.; Рачинский және Мурадян, 1977 ж.; Рачинский, 1989 ж., 1990 ж.).

- төменгі бор мен юраның шөгінділеріне тура келетін бірқатар лайлы жанартау түбірлерінің стратиграфиялық орналасуы (Ахмедов, Салаев, Исмаилов, 1961 ж.; Әзірбайжан лайлы жанартауларының атласы, 1971 ж.) және бүкіл шөгінділік қиманы кесіп өтетін және қимадағы түрлі аралықтардың гидравликалық бірлестігін қамтамасыз ететін дизъюнктивті дислокациясының кеңінен дамуы.

АЖҚҚ аталған түзілуінің көшпелі әсері олардың сақталуын және уақыт бойынша үнемі сүйемелденуін талап етеді, ол юра-валанжин сазды қабаттарының монтмориллитты ресурсымен шектеледі. Осы жағдайды ескеру және бейтектоникалық үдерістердің көріністерімен нақты корреляцияланатын өңірдегі сұйықтықтардың белсенді заманауи субтік формация аралық дерегі (Рачинский, 1990 ж.) қима бойынша жоғары қарай валанжиннан кейінгі аралықтарға сұйықтықтарды пульсациялық-күйзелістік «сығып шығаруға» алып келетін, аталған аралықтардың серпінді тұйық резервуарларына жаңа тектогенездің әсерімен байланысты механизм жүзеге асуының объективтілігін анықтайды. Сингенетикалық АЖҚҚ коллекторлық байламдардың мықты тектоникалық сығымдалуы гидроайырылу қысымынан асып кететін деңгейге дейінгі олардағы қысымның геологиялық сәттік артуына алып келеді, бұл тік сұйықтық массасының тасымалын болдыратын және күшейтетін олардағы жарықшақтықтың дамуын туындатады.

*Неоком-альба* шөгінділері негізінен Ұлы Кавказ мегантиклинорийінің (Бегимдаг-Тегчай, Советабад, Гядысу үст.) оңтүстік-шығыс шомуы алаңдарынан сынап көрілген.

Барлық көтерілімдерден дебиттері 10-20 м<sup>3</sup>/тәу су құйылымы (көбіне мұнай қабыршағымен), ал кейде газдың аздаған көлемі алынған. Жекелеген жағдайларда тектоникалық бұзылулар жазықтығының ұңғыма өзектерімен қиылысуында су дебиттері 100 м<sup>3</sup>/тәу жеткен. Ұңғыма ернеулеріндегі буферлік қысымдар – 10-20 МПа. Айтарлықтай шоғырланған қабаттарда, ал кейде тіпті аргиллит тәрізді саздарда орналасқан тығыз, салыстырмалы түрде аз қуатты тұйық, линза тәрізді коллекторлық қыртыстармен берілген осы аралықтағы бұрғылау тығыздығы үнемі дерлік 1,85-2,00 г/см<sup>3</sup> жуық айтарлықтай ауырлатылған шайма ерітіндісін қолданған кезде ғана мүмкін болды (Ахмедов, Салаев, Исмаилов, 1961 ж.) және қатпарлардың анағұрлым тектоникалық дислокацияланған дөңес алды аймақтарына тура келетін әрі олардың қанаттары мен периклинальді тұйықталуы бағытында кемитін әдетте қарқынды сулы-газды көріністер, лақтырындылар, газсыздану және бұрғылау ерітіндісінің жұтылуымен қоса жүрген. Жалпы алғанда қысымдар аномальдығы туындауының жалпылама көрінісі қиманың төсемелейтін аралықтарындағы жоғары тегеурінді сұйықтықтардың біршама көлемінің енуімен шартталған АЖҚҚ эпигенетикалық құрамдас заттарының қосымша қатысуы кезінде юра-валанжин шөгінділеріне тура келеді.

Сеноман-коньяк аралығында тығыз карбонатты саздар, мергельдер, әктастар, әртекті аз қуатты линза тәрізді әкті құмдақтардың флиштік кезектесуі арқылы, ал сантон-дат дипазонында дәл осындай кезектесу арқылы, бірақ тығыз емес икемді саздармен берілген жоғарғы бор шөгінділері Ұлы Кавказ мегантиклинорийіндегі оңтүстік-шығыс шомуы құрылымдарының көпшілігінде (Насосная, Кабандаг, Шығыс Кабандаг, Юнуслаг, Куркачидаг, Яшма, Гядысу,

Западный Агоурун, Гейтапа, Советабад және басқалары); Солтүстік Апшерон көтерілімдері аймағында (Екі ағалы-інілі б.үст., Цюрупа, Апшерон б., Хазри), Балқан алды көтерілімдер аймағы (Карадепе, Кум-Даг, Кобек, Боядаг, Сыртланлы, Урунджук, Монжуклы, Сунджик үст.); Эльбрус алды иілімінің Решт сегментінде (Энзели-теңіз үст., Хазар-1 ұңғ.) жекелеген ұңғымаларда ашылған және сынап көрілген.

Сеноман-коньяк шөгінділеріндегі барлық алаңдарда ұңғыма бұрғылау бірқалыпты жүзеге асырылды және әдеттегідей шайма ерітіндісіндегі тығыздық 1,50-1,65 г/см<sup>3</sup> асқан жоқ. Бұрғылау үдерісіндегі көріністер көбіне біркелкі сипатқа ие болды және қимада сингенетикалық АЖҚҚ мен аралас (син- және эпигенетикалық) АЖҚҚ басым болуына сәйкес келді, жабық ұңғымалардың буферіндегі біршама жоғары емес қарқынды қысым 7 МПа аспады, осы орайда судың дебиттері әдетте 20 м<sup>3</sup>/тәу асқан жоқ. Осылайша, мәселен, Гядысу алаңында 21, 42 ұңғымаларындағы тереңдіктердегі қыртыстық қысымдардың артуы сәйкесінше 1000 және 1070 м (сеноман), 3 және 5 МПа құраған, ал, КАЖҚҚ – 1,30 және 1,42 (Рачинский, 1973 ж.).

Тығыздалып бітпеген икемді сазды байламдардың болуы арқылы сипатталатын сантон-дат аралығын бұрғылау барысында құрылымдағы ұңғымалардың орналасуына қарамастан, олардың өзектерінде үнемі шайма ерітіндісінің күрт ауырлауымен басылатын қарқынды жыныс түзілімі (1,75 г/см<sup>3</sup> дейін және одан астам), қалдық шығарудың артуы, ұдайы созылу мен құралдың қысылып қалуы, оның өзекке түсетін сазды тығындардың сыртқа қарай шығып тұруы және т.б. үнемі байқалған, бұл көшпелі эпигенетикалық құрамдастар қатысуы кезінде кеуектік судың күрделенген ағып шығуы мен түрлі бағыттағы палео- және бейтектоникалық күйзелістер жағдайында саздардың палео- және заманауи гравитациялық шоғырлануының салдары ретінде түзілген қарқынды сингенетикалық АЖҚҚ және АЖҚҚ басым көріністеріне сәйкес келеді. АЖҚҚ мысалдары ретінде осы аралықтың коллекторлық байламдарындағы теңіздік Хазри үст. мәліметтерін келтіреміз (Солтүстік Апшерон көтерілімдер аймағы), мұнда 4-ұңғымада 4318 м тереңдікте өлшенген қыртыстық қысым 68,5 МПа құраған, КАЖҚҚ – 1,59 кезінде оның гидростатикалықтан артуы – 25,3 МПа (Рачинский мен Мурадян, 1977 ж.) және Энзели-теңіз үст. бойынша (Хазар-1 ұңғ.): мұнда 4410-5570 м аралықтағы өзекті ұңғу айтарлықтай тығыздығы бар бұрғылау ерітінділерінде тек 1,95 г/см<sup>3</sup> дейін ғана мүмкін болды (Юсуф-заде және басқалар, 1992 ж.).

*Палеоген-миоцен кешендері*<sup>10</sup> ОКа-да әдеттегі шпир шөгіндісінде барлық жерде таралған. Олар денудацияланған қатпарлардың диапирлер тығылған өзектерінде және лайлы жанартаулардың эруптивті аппараттарында (Қобыстан, Апшерон түбегі, Апшерон-Балқан маңы шоңғалының батыс бөлігі, (Жилой, Мұнайлы тас)) жиі ашық күйде жатады, көп бөлігі тығыз литологиялық алуандықтардан құралған. Өзінің терең жатқан аудандарында кешен (3-5 км дейін) өңірдің мықты геологиялық тарихының иммерциялық циклында аз тығыздалған, көтеріңкі су қанығуымен, барынша монтмориллонитты икемді саздардың сирек аз қуатты линза тәрізді қыртысшалары мен алевриттер және құмдақтардың қыртыстарынан тұрады (қимадағы саздардың жалпы құрамы 90-95% құрайды) (3.2-кестені қараңыз).

<sup>10</sup> Оңтүстік Каспий алабындағы палеоген-миоцен шөгінділері көп жағдайларда барлаудың жеке мақсаты болған жоқ және мезозойды бұрғылау кезінде қарастырылған.

Палеоген аралығы (жергілікті номенклатура бойынша палеоцен және эоцен шөгінділері, сәйкесінше, сумгаит және конус қабаттары) Ұлы Кавказ мегантиклинорийінің оңтүстік-шығыс шомуы, Апшерон-Балқан маңы шоңғалының батыс бөлігі, Балқан маңы көтерілімдер

аймағының шығыс тұйықталу, Эльбрус алды иілімінің жекелеген құралымдарында біршама аз сандағы ұңғымаларда ашылған. Кешен толығымен дерлік коллекторлық алуандықтардың сирек жұқа линза тәрізді қаттамаларынан құралған. Барлық ашылған палеоген қимасындағы қанағаттанаралық коллекторлардың болмауы және мұнайгаздылыққа қатысты теріс каротаждық көрсеткіштердің себебінен, ұңғымалардағы осы аралық және ол бойынша ақпараттың негізгі көлемі – бұрғылау барысындағы байқаулар мәліметтері, алқаптық және ұңғымалық геофизика материалдары, жынысөзек пен қалдықтың зертханалық зерттеулері, сирек жағдайларды қоспағанда, сынақтан өткізілген жоқ.

Палеоген саздарының кеуектік қысымының шамасын бағалау үшін осы аралықтан өту үдерісіне тән ұңғымалардың өзектеріндегі жыныс түзілу, ұдайы қысылып қалу, «созылулар», бұрғылау құралындағы жыныстардың сыртқа қарай шығып тұруы, бұрғылау құбырларының өз бетінше көтерілуі барынша елеулі болып келеді. Жекелеген жағдайларда – Қобыстан, Келаны үст. (1-ұңғ., эоцен): тығыздығы 2,40-2,55 г/см<sup>3</sup> шайма ерітінділерін қолдануға қарамастан, көріністердің қатты болғаны соншалықты, сыртқа шығып тұрған бұрғылау құбырлары мұнараның айналысында шиыршықталып бұралған, ал бүкіл бұрғылау қондырғысын тұрған орнында бірнеше трактормен ұстап тұруға тура келді. Шамамен дәл осындай АЖКҚ көріністерінің қарқындылығы Фатьмаи мен Кирмаку (Орталық Апшерон) және Мұнайлы тас үстіртіндегі (Апшерон-Балқан маңы шоңғалының батыс бөлігі) мезозойда ұңғымаларды бұрғылау кезінде орын алды және бұл кенжарды жобалық тереңдікке дейін апаруға мүмкіндік бермеді (Дурмишян, Мурадиан және Рачинский, 1973 ж.; Рачинский, Везирова және Фридман, 1972 ж.).

Осындай және бұған жақын құбылыстар осы шөгінділер ашылған ОКа-ның барлық дерлік алаңдарында байқалған, бұл олардағы геостатикалық (таулық) қысымға жақын АЖКҚ деңгейінің өңірде кеңінен таралуын көрсетеді. Осы тұрғыдан алғанда, икемді саздардың орасан зор массаларын үстіңгі қабатқа сығып шағаратын өңірдегі лайлы жанартаулар көпшілігінің палеоген шөгінділеріне барынша тура келетіндігі туралы дерек қызықты (Өзірбайжан лайлы жанартауларының атласы, 1971 ж.).

Неоген аралығы (қиманың олигоцен және миоцен бөліктері – майкоп қабаты, чокрак горизонты, диатом қабаты) Қобыстан, Апшерон түбегі, Солтүстік Апшерон көтерілімдер аймағындағы бірқатар теңіздік құрылымдары, Апшерон және Баку топаралдары, Оңтүстік Апшерон иілімі, Апшерон-Балқан маңы шоңғалы, Решт және Горган (құрлық) иілімдерінің көптеген алаңдарында көп терең ұңғымаларда ашылған.

Осы аралықтың терең жатқан аудандарындағы кейбір барлау алаңдарында бұрғылау және ұңғымаларды меңгеру үдерісінде алаң бойынша көбіне бабына келмеген АЖКҚ бар құмды аз қуатты қаттамалармен байланысты аса қарқынды сулы және мұнайгазды көріністер байқалған. Мұндағы анағұрлым елеулілері:

- апат пен ұңғыманың жойылуына алып келген Дксанный-теңіз үстіртіндегі 534-ұңғ. сынау кезіндегі мұнай лақтырындысы;
- қысқа мерзімді ашық атқылауға ұласқан Южная-2 үстіртіндегі 6-ұңғ. газсудың қатты көрінісі;
- Шимали Апшерон үстіртіндегі 1-ұңғ. бұрғылау кезінде шамамен 2 км тереңдіктен мықты газмұнай көрінісіне тап болу (Багир-заде және басқалар, 1988 ж.).

Өңірдің миоцен-олигоцен шөгінділерінде ірі масштабты өндірістік мұнайгаздылық жоқ. Көтерілімдердің қатты тектоникалық дислокацияланған учаскілерінде орналасқан аз қуатты коллекторларда осы жыныстардың үстіңгі күндізгі қабатқа немесе таяз тереңдікке шығу аймақтарында жиі орналасқан мұнай мен газдың шағын, спорадиалдық жинақталуы бір атаулы лайлы жанартауларға және қыраттарға тура келетін Умбаки, Адживели, Карадаг, Шабандаг,



Шубаны, Каразйбат, Бинагади-Чахнагляр, Сулу-тепе, Масазыр, Артем к. алаңдары сирек кездесетін ерекшеліктер болып табылады. Олардың қоры мардымсыз және маңызды ресурстық мағынаға ие болған жоқ.

Олигоцен-миоцен кешенінде бұрғылау жұмыстарын жүргізу барысында саздардағы ішкі кеуектік қысымдардың гидростатикалықтан айтарлықтай жоғары екендігі анықталды. Тек осы шөгінділер үстіңгі қабатқа шыққан (Солтүстік-батыс Апшерон, Солтүстік Апшерон көтерілімдерінің аймағы, Оңтүстік Қобыстан), ұзақ жеңілдеуге ұшыраған жекелеген аудандарда қалыпты қысымдар байқалады. Бірақ осы жағдайлардың өзінде, аралық төбесінің гипсометриялық тереңдігі және ұңғымалардың кенжарлары артқан сайын олардың өту үдерісінде бұрғылау барысын айтарлықтай күрделендіретін және шайма ерітінділерін күрт ауырландыруды қажет ететін, байламдардың АЖКҚ-мен кездесу жиілігі біртіндеп арта бастайды.

Осы іспеттес мысал ретінде Умбаки үстіртін (Қобыстан) келтіруге болады, мұнда айтарлықтай территорияда диатомдық қабат пен чокрак горизонтының шөгінділері ашық күйде қалады. Осы аралықтардың ұңғу көтерілімінің қабат алды аймағында орналасқан барлық ұңғымаларда – жыныстар ашық күйде қалған учаскілерде – қалыпты ерітінділермен жүргізілген, бірақ осында чокрак горизонтының етегінде және әсіресе төменде жатқан майкоп қабатында бұрғылау үдерісінде жеңілдену аймағынан алыстаған сайын әрі тереңдеген сайын күшейген АЖКҚ қарқынды көрінісі байқалған. Құрылымның анағұрлым шомған учаскілерінде – қанаттар мен периклиналийлерде орналасқан ұңғымаларда аномальдылық кешен қимасындағы ең жоғарғы диатом қабатын ашқан кезде-ақ бірден көрінген.

Дәл осындай жағдай жоғары миоцен шөгінділерін ашу және ұңғу кезінде қарқынды көріністері көбіне сазды ерітіндінің тығыздығын  $2,25-2,40 \text{ г/см}^3$  дейін жеткізуге мәжбүр еткен Оңтүстік-батыс Апшерон көтерілімдерінің бірқатарында (Локбатан алаңы – 221-ұңғ., Пута алаңы – 539-ұңғ., Кушхана алаңы – 297-ұңғ., Кергез алаңы – 123-ұңғ., Кызылтепе алаңы – 70-ұңғ. және т.б.) байқалған (Али-Заде, Путкарзаде және Салаев, 1968 ж.; Рачинский, Везирова және Фридман, 1962 ж.).

Олигоцен-миоцен шөгінділеріндегі АЖКҚ өзіне тән ерекшеліктері олардың барлық жерде таралуы, тек жергілікті көтерілімдегі өңірлік қана емес, сондай-ақ құрылым аралық аймақтарда бекіту және жалпы қатпарлықтың өңірлік шому бағытында қарқынды көріністердің айтарлықтай күшеюі және кешеннің жекелеген стратиграфиялық құрамдастар қабатының ұлғаюы болып табылады. Осылайша, мысалы, Адживели және Умбаки алаңдарындағы 0-1000 м тереңдігінде жатқан диатомдық қабаттың шөгінділері қалыпты дерлік қысыммен сипатталатын болса, ал көршілес анағұрлым шомған Утальги, Тоурагай және тағы басқа қатпарларда оларды ашу тығыздығы  $2,20-2,40 \text{ г/см}^3$  ауырлатылған сазды ерітінділерді қолдануды талап етті. Осы орайда, АЖКҚ-мен байланысты шамалы газ- және жыныс көріністерінен оларды ашу тек жекелеген ұңғымаларда мүмкін болды (Утальги алаңы – 7, 8-ұңғ. және басқалары.) (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1972 ж., 1973 ж.; Рачинский, Везирова және Фридман, 1972 ж.). Ұңғудың біршама жақсы шарттары мен АЖКҚ салыстырмалы азырақ көрінісі миоцен мен плиоценнің арасындағы шөгінді жиналуда айтарлықтай үзіліспен сипатталатын жергілікті аймақтарда байқалады. Осындай жағдайларда әдеттегідей миоцен қабаты шөгінділерінің айтарлықтай бөлігін айтарлықтай қолайлы жағдайларда бұрғылау мүмкін болды, бұл шамасы олардың денудациялық кезеңде ішінара палео-босаңсуымен шартталған болуы тиіс (Карадаг алаңының солтүстік қанаты).

Жоғарыда атап өткендей, берілген таяз тереңдіктерде жатқан қатты денудацияланған қатпарлардың өткізгіштігі нашар, қалыңдығы мен созылыңқылығы шамалы құмдақтар мен алевролиттердің линзаларымен берілген олигоцен-миоцен коллекторларында қыртыстық қысымдар көбіне гидростатикалыққа сәйкес келеді немесе олардан айтарлықтай жоғары болады (Қобыстан алаңы, Утальги – майкоптың III, IV горизонттары, Алживели алаңы – майкоп,

Рагим алаңы – чокрак) (3.1-сур.қар.). Сынақ кезінде алынған мұндағы сулардың құйылуы әдетте жабық ұңғымалар буферіндегі қысым 2,5 МПа аспаған кезде 3-10 м<sup>3</sup>/тәу асқан жоқ. Кешеннің терең жатқан (2-5 км) аудандарындағы (Солтүстік Апшерон көтерілімдерінің аймағы – Шимали Апшерон алаңдары, Оңтүстік Апшерон иілімі – Джану 6-2 алаңы (Южная-2), Баку топаралының солтүстік аймағы – Дксанный-теңіз алаңы) көріністердің сипаты мен қарқындылығына, оларды ашу кезіндегі шамамен 1,95-2,20 г/см<sup>3</sup> болған бұрғылау ерітінділерінің тығыздығына қарасақ, коллекторлық қаттамалардағы АЖҚҚ геостатикалыққа жақын. Кеуектік қысымдар бар мықты сазды қабатта орналасқан линза тәрізді тұйық серпінді коллекторлардағы таулы қысым мәндеріне де жуықтайтын осыған ұқсас қыртыстық қысымдардың болуы коллекторлардың оларды сыйдыратын саз массаларындағы қысымдарды қабылдауымен анықталған олардың генетикалық байланысын көрсетеді.

Палеоген-миоцен диапазонындағы АЖҚҚ кеңістікте таралуы, алап территориясының геологиялық даму тарихымен үйлесімдікте олардың көрінісінің сипаты мен қарқындылығы және заманауи гипсометриялық позицияның геотемпературалық жағдайларына қатысты материалдарды талдау олардың сингенетикалық табиғаты бар әрі олар үш негізгі механизмнің өнімі болып табылады деген қорытындыға жетелейді:

- кеуектік сұйықтықтардың құйылуы күрт шектелген жағдайда иммерсиялық циклдағы саздардың шомуы кезіндегі қалыпты шоғырлануы;
- осы үдерістің жүзеге асуы үшін оңтайлы термодинамикалық ортада жүзеге асатын монтмориллониттың одан кейінгі деградациясы, оны кешеннің стратиграфиялық қимасы бойынша жоғарыдан төменге қарай монтмориллонит көлемінің азаюы көрсетеді;
- сонымен қатар гидрослюдалық ассоциациялардың параллель артуы (Алиев, Ахмедов, 1968 ж.; Ахмедов, Салаев, Исмаилов, 1961ж.);
- жекелеген кесектер мен іргетастардың тектоникалық жылжуы кезіндегі бүйірлік және тік күйзелістік сығымдалу.

*Орташа плиоцен шөгінділері* (өнімді қызылтүсті қабат – ӨҚ-ҚҚ) іс жүзінде ОҚа-ның барлық дерлік территориясында ашылған және көп ұңғымаларда сынап көрілген. Олар жоғарыда аталып кеткендей, мықты (5 км дейін және астам) саздардың, алевролиттардың, құмдақтардың, ал жекелеген аудандарда (Балқан маңы көтерілімдер аймағы, Орталық Апшерон) құмдардың кезектесуімен берілген. Қиманың формациялық бейнесі – әдеттегі моласа. Қимадағы саздардың құрамы аса кең диапазонда – оның Оңтүстік Каспий алабының терең сулы қаптарлық өңірлік шомуы бағытында артуының жалпы үрдісінде 31-98% аралығында өзгереді. ӨҚ-ҚҚ спецификалық ерекшеліктері келесі:

- шөгінділердің көшкіндік седиментация жағдайында жинақталуы – шөгінді жиналу жылдамдығы шамамен 900-1300 м/млн. жыл;
- вертикальды бағытта сазды жыныстардың құмды жыныстармен жүйелі түрде алмасуы арқылы (жоғарыдан төменге қарай) берілетін ырғақтылық;
- қиманың стратиграфиялық құрамдастарының ішкі бүйірлік көмкерілу бағытында, сондай-ақ сыртқы бүйірлік көмкерілу бағытында және алаптың орталық бөлігі бағытында сүйірленуі. Анағұрлым саздылығы аз – құрамы 30-75% болатын қима Апшерон түбегіне, Солтүстік Апшерон көтерілімдер аймағына, Оңтүстік Апшерон көтерілімдер аймағына, Апшерон-Балқан маңы шоңғалына, Балқан маңы көтерілімдер аймағына тән, ОҚа-ның қалған территориясындағы жекелеген аудандарда саздың құрамы 95-98%-ға дейін артады (Баку топаралының оңтүстік бөлігі).

3.1, 3.2-суреттерде және 3.2 және 3.3-кестеде мұнайлы, газды (газконденсатты) шоғырлар мен кен орындарының сулы аймақтарында бастапқы қыртыстық және кеуектік қысымдар таралуы мен сипаттамасы туралы мәліметтер келтірілген. Бұдан АЖҚҚ ОҚа-ның орташа плиоцен кешенінде іс жүзінде барлық жерлерде дерлік дамыған және тек қарқындылық межесімен ғана өзгешеленеді деген ой түюге болады. Кен орындарының қимасы мен алаңдары бойынша КАЖҚҚ орташа мәндері саздылықпен, қабатпен, ӨҚ-ҚҚ үстіңгі қабатының гипсометриялық қалып-күйімен қанағаттанарлықтай корреспонденцияланады. Төменгі Курин депрессиясының қимадағы саздар құрамы 67-79% болғанда, КАЖҚҚ мәндерінің диапазоны – 1,21-1,58; Баку топаралында 69-98% болғанда 1,16-1,63; Қобыстанда – 71-85% болғанда 1,20-1,35; Солтүстік Апшерон көтерілімдер аймағында 35-50% болғанда 1,14-1,30; Апшерон түбегінде 31-70% болғанда 1,06-1,3; Апшерон иілімінде – 1, Балқан маңы шоңғалында: Апшерон ішкі аймағы – 31-78% болғанда 1,08-1,49; Балқан маңы ішкі аймағында 55-78% болғанда 1,32-1,53; Гограньдаг-Чикишлярская көтерілімдер аймағында 56-71% болғанда 1,48-1,76; Эльбрус маңы иілімінде 65-95% болғанда 1,55-1,80.



**3.2-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Орташа плиоцен қыртыстық қысымдарының Аномальды жоғары аймақтары: 1 – гидростатикалық қысымдар аймағы; 2 – бәсең АЖҚҚ таралу аймағы; 3 – қарқынды АЖҚҚ таралу аймағы; 4 – кульминациялық АЖҚҚ таралу аймағы.

Оңтүстік Каспийдің терең сулы ойпаты бойынша тікелей мәліметтер жоқ, бірақ толқындар жүгіруі аралық жылдамдықтарының күрт төмендеуін нақтылайтын сейсмо-, грави-, электрлік-, магнитті барлау және акустикалық алдын ала тексеру материалдарына қарағанда, мұндағы тұрақты теріс электрлі- және магнитті аномалиялар, ӨҚ-ҚҚ барынша шоғырланбаған (жоғары кеуекті) (60-90%) саздармен орындалған. Бұл  $K_{AJKQ}$  шамамен 2,10-2,30 болғанда,  $K_{AJKQ}$  мәндері 1,70-1,80 болады деп пайымдауға мүмкіндік береді.

Жекелеген аудандар бойынша қыртыстық қысымдардың гидростатикалықтан асу мәндері келесі шектікке ие: Солтүстік Апшерон көтерілімдер аймағы, Апшерон түбегі, Оңтүстік Апшерон иілімі – 7; Қобыстан (Джейранкечмес депрессиясы, Алят тізбегі) – 2-14,5; Баку топаралы,

Төменгі Курин депрессиясы, Балқан маңы көтерілімдер аймағы, Гограньдаг-Чикишлярск аймағы, Эльбурс алды иілімі – 2,6-40 МПа. Жалпы алғанда, орташа плиоцен су тегеурінді кешені бірқатар жағдайларда 50% және одан артық қыртыстық қысымдардан айтарлықтай асып түсуімен сипатталады. Олардың тігінен таралу ерекшеліктері 2000-2500 м дейінгі тереңдіктердің аралығындағы гидростатикалық тегеурінге біршама жақындығы ( $K_{AJKQ}$  – 1,30 дейін) және оларға 3000 төмен ( $K_{AJKQ}$  – 1,50-1,92) белгіде айтарлықтай сәйкес келмеуі болып табылады.

Осы  $K_{AJKQ}$  арасындағы байланыс, қимадағы саздардың құрамымен, ӨҚ-ҚҚ үстіңгі қабатының қалыңдығы және гипсометриялық тұрақтануымен тікелей сипатқа ие – коэффициенттің максималды мәндеріне максималды саздылық, аралықтың үстіңгі қабат қалыңдығы мен шому тереңдігі сәйкес келеді. Кері қатынаспен  $K_{ABJKQ}$  және АЖҚҚ аймағының үстіңгі қабатының орнығу тереңдігі байланысты – коэффициенттердің максималды мәндеріне орнығудың минималды тереңдіктері сәйкес келеді.

Соңғы жағдайда АЖҚҚ аймағының төбесі көбіне (Баку топаралы – Булла-теңіз-2 алаңы, Умид (Андреев б.), Аран-теңіз (К. Персианин б.), Инам (Борисов б.) және басқалар.; Төменгі Курин депрессиясы – Падар, Кюровдаг, М. Харамы, Кызылагач алаңы және басқалар; Эрдели, Гограньдаг, Чикишляр алаңдары және басқаларды қамтыған Гограньдаг-Чикишляр көтерілімдер аймағы; Эльбурс алды иілімі – Энзели-теңіз, Гозел Тепех алаңдары төменгі плиоцен қабатын жабатын шөгінділерде акагыл және Апшерон (жоғарғы плиоцен) ярустарында орналасқан.

Сапалық тұрғыдан дәл осындай көрініс алаптың алаңы бойынша Аномальдык жоғары кеуектік қысымдардың (АЖҚҚ) және олардың қиманың жоғарыда аталған өлшемдерімен байланысын сипаттайды. Өңір бойынша  $K_{AJKQ}$  жалпы алғанда 1,13-2,30 құрайды. Коэффициенттің ең аз мәндері минималды  $K_{AJKQ}$ , алаңдарында – Апшерон-Балқан маңы шоңғалының ішкі аймағында, Солтүстік Апшерон көтерілімдер аймағында, максималды мәндері – Төменгі Курин депрессиясы, Баку топаралында, Гограньдаг-Чикишляр көтерілімдер аймағында байқалған.

$K_{AJKQ}$  қимадағы саздардың құрамымен, ӨҚ-ҚҚ үстіңгі қабатының орнығу қалыңдығы және тереңдігімен байланысының сипаты да ұқсас. АЖҚҚ аймағы үстіңгі қабатының орнығу тереңдігі басқа көрсеткіштермен қанағаттанарлықтай өзара қатынаста болады (3.3-кесте).

Өңір бойынша кеуектік геобарлардың басқа өлшемдері келесі ауытқу диапазонына ие: АЖҚҚ ( $D_{APP}$ ) – 0,59-1,58 км, АЖҚҚ және ӨҚ-ҚҚ аймағының қалыңдық қатынасы ( $M_{APP}$ ) – 30-90,5%, ӨҚ-ҚҚ үстіңгі қабатындағы кеуектік қысымының градиенті ( $G_{APP}$ ) – 0,010-0,021 МПа/м. АЖҚҚ және АЖҚҚ барлық өлшемдері тікелей тәуелділікпен байланысты. АЖҚҚ көрсеткіштерінің корреляциялық байланыстары жергілікті құрылымдардың құрылымдық-тектоникалық, геотемпературалық, гидродинамикалық өлшемдерімен байланысы АЖҚҚ-ға арналған сипатқа ие (бұдан әрі 11.3-кестесін қараңыз).

**3.3-кесте.** Оңтүстік Каспий алабының орташа пилоцен шөгінділеріндегі (ӨҚ-ҚҚ) қыртыстық және кеуектік қысымдар сипаттамасы.

Аудандар	ӨҚ-ҚҚ үстіңгі қабатының орнығу тереңдігі, км	ӨҚ-ҚҚ етегінің орнығу тереңдігі, км	ӨҚ-ҚҚ қабаты, км	Қиманың саздылығы, %	К <sub>АЖҚҚ</sub>	АЖҚҚ аймағының үстіңгі қабатының орнығу тереңдігі, км	К <sub>АЖҚҚ</sub>	АЖҚҚ аймағының үстіңгі қабатының орнығу тереңдігі, км
Төменгі Курин депрессиясы	0-3,10	2,79-6,20	2,79-4,17	67-79	1,21-1,58	0,75-1,88	1,31-2,05	0,71-1,5
Баку топаралы	0-2,60	3,40-8,30	3,40-5,70	69-98	1,16-1,63	0,72-1,19	1,63-2,10	0,66-1,0
Қобыстан	0-0,17	3,55-4,87	3,55-4,70	71-85	1,20-1,35	0,90-1,18	1,65-1,89	0,82-1,0
Солтүстік Апшерон көтерілімдер аймағы	0-2,20	0,70-5,00	0,54-3,80	35-50	1,14-1,30	1,00-1,30	1,16-1,37	0,90-1,1
Апшерон түбегі	0-2,50	0,94-6,60	0,94-4,10	31-70	1,06-1,31	0,87-1,18	1,21-1,65	0,83-1,0
Оңтүстік Апшерон иілімі	0,7-2,40	3,25-6,70	2,55-4,37	52-67	1,27-1,32	0,86-0,88	1,50-1,65	0,83-0,8
Апшерон-Балқан маңы иілімінің Өзірбайжан ішкі аймағы Апшерон-Балқан маңы шоңғалының Түрікменстан ішкі аймағы	0-1,60	1,65-4,94	1,65-3,34	31-78	1,08-1,49	0,91-1,37	1,13-1,60	0,70-1,2
Гограньдаг-Чикишляр көтерілімдер аймағы	0-2,12	2,80-5,80	2,80-3,68	55-78	1,32-1,53	0,65-0,86	1,73-1,98	0,59-0,2
Эльбрус алды иілімі Оңтүстік Каспийдың орталық ваннасы	1,03-2,10	2,70-4,24	1,30-2,90	56-71	1,48-1,76	1,31-1,60	1,58-2,06	0,83-1,
Төменгі Курин депрессиясы	1,00-2,40	3,00-3,97	1,57-2,00	65-95	1,60-1,80	0,85-1,10	1,62-1,96	0,75-1,0
Баку топаралы	*2,00-5,70	3,70-8,50	2,50-5,70	70-95	>1,65	<0,85	2,10-2,30	<0,70
* Оңтүстік Каспийдің терең сулы ойпатына қатысты өлшемдердің болжамды көрсеткіштері келтірілген.								

3-3-кестесінің материалдары  $K_{\text{АЖҚҚ}}$  және  $K_{\text{АЖҚҚ}}$  мәндерінің, саздылық, қима қалыңдығы және ӨҚ-ҚҚ орнығу тереңдігінің арасындағы бүкіл алап үшін бірегей айқын сандық байланыстың жоқтығын көрсетеді. Осы жағдай барынша заңды және аймақтардың әрқайсысында АЖҚҚ генерациялау механизмімен әрі олардың қатынастарымен ерекшеленетін, олардың әр түрлі геологиялық, литошөгінділік, гидродинамикалық жағдайлары болып табылады. Осы себептен бұл көрсеткіштердің сандық сенімді корреляциясы тек жеке алған ауданның аясында ғана бой көрсеткен. Олардың әрқайсысының ерекшелігін есепке алу алаптың территориясын жеке геобарлық аймақтарға топтастыруға және келесіні бөлектеуге мүмкіндік береді: гидростатикалыққа жақын қыртыстық қысымдар аймағы ( $K_{\text{АЖҚҚ}} - <1,25$ ); АЖҚҚ бәсең көріністерінің аймағы ( $K_{\text{АЖҚҚ}} - 1,25-1,45$ ); қарқынды көріністер аймағы ( $K_{\text{АЖҚҚ}} - 1,45-1,55$ ); ( $K_{\text{АЖҚҚ}} - >1,65$ ) (3.2-сур. қараңыз).

ОКа-да АЖҚҚ аймақтылығын бейнелейтін 3.2-суреттен, 3.3-кестесінің мәліметтерінен гидростатикалыққа жақын қысым аймақтары Апшерон түбегінің солтүстік және орталық бөліктерін, Апшерон топаралын, Пираллахи-Келькорский иілімін, Баку топаралының солтүстік бөлігіндегі жекелеген құрылымдарды, Солтүстік Апшерон аймағының бірқатар көтерілімдерін, Апшерон-Балқан маңы шоңғалының шеткі батыс бөлігін, Түрікменстан қайраңды террассасын қамтитыны көрінеді. Шарықтау шегіндегі АЖҚҚ аймағы Алят тізбегінің оңтүстік бөлігіндегі жекелеген антиклиналийде (Котурдаг, Дашгиль алаңдары), Баку топаралының солтүстік, орталық және оңтүстік антиклиналийлерінің анағұрлым шомған қатпарларында (Булла-теңізі-2, Умид, Дашлы (К. Игнатий а.), Сабаил (Корнилов-Павлов а.) Бяндован-теңіз, Инам және т.б.); Гограньдаг-Чикишляр аймағының оңтүстік бөлігі көтерілімдерінде (Окарем, Чикишляр, Миасер, Ак-Патлавук, Гасан-гулу алаңдарында және т.б.), Эльбрус алды иілімінің алаңдарында (Энзели-теңіз, Гозел-Тепех алаңдарында), Оңтүстік Каспий терең сулы ванналарының барлық құрылымдарында болжанады. ОКа-ның барлық қалған территориясында (Төменгі Курин депрессиясы, Қобыстан, Оңтүстік Апшерон және Қызылқұм иілімдері, Апшерон-Балқан маңы шоңғалы) бәсең және қарқынды АЖҚҚ таралған.

Шарықтау шегіндегі АЖҚҚ аймағындағы қыртыстық қысымдардың абсолюттік шамалары туралы болжамдар жасау үшін Баку топаралының орталық антиклиналды аймағының кейбір барлау алаңдары бойынша нақты мәліметтерді келтіреміз. Осылайша, 25-ұңғыманың сұлбасы маңында Гарасу алаңындағы ӨҚ VII горизонтының 4855-4861 м аралығында суды айдағаннан кейін оның сағасындағы қалпына келтірілген қысым 21,0 МПа құраған. Егер ернеуінде мұнайдың бірқатар көлемі болғанын ескерсек және ұңғымалық эмульсияның 0,800 г/см<sup>3</sup> тығыздығын қабылдасақ, онда қыртыстық қысымды шамамен 60 МПа деп бағалауға болады, ал оның гидростатикалықтан артуы  $K_{\text{АЖҚҚ}} - 1,234$  болғанда 11,4 МПа. Санги Мугань алаңының оңтүстігіне қарай көршілес қабат алды 15-ұңғымасында дәл сол нысанды 4581-4590 м тереңдігінде сынаған кезде, 570 м<sup>3</sup>/тәу судың құйылуы алынған, ұңғыма жабылған кезде буфердегі қысым 20 МПа құраған, бұл  $K_{\text{АЖҚҚ}}=1,436$  болғанда, 65,85 МПа қыртыстық қысымын бағалауға мүмкіндік береді. Одан кейінгі Аран-теңіз құрылымының оңтүстігіне қарай 7-ұңғымадағы дәл сол горизонтты 4372-4377 м аралығында сынап көрген кезде, ұңғыманы жапқан сәтте 40МПа буфердегі қысымымен қыртыстық судың 1500 м<sup>3</sup>/тәу дебетімен қоса құйылуы алынған, бұл  $K_{\text{АЖҚҚ}} - 1,915$  болғанда, 65,85 МПа қыртыстық қысымын бағалауға мүмкіндік береді. Дәл сол антиклиналды аймақ шегінде орналасқан Сабаил алаңында, бірақ аздап оңтүстікке қарай 1-ұңғымада дәл сол нысанды қысым сынақтан өткізген кезде 5972-5975 м тереңдіктегі қыртыстық сулардың 650-700 м<sup>3</sup>/тәу құйылу кезінде, 34,3 Мпа буферіндегі 94,3 МПа қыртыстық қысым өлшенген, ал  $K_{\text{АЖҚҚ}} - 1,574$ . Біршама оңтүстік-батысқа қарай орналасқан Инам алаңы INX-1-ұңғымасында 4442 м тереңдікте, шайма сұйықтығымен 2,30-2,40 г/см<sup>3</sup> дейін ауырлауына қарамастан, тек тым жоғары АЖҚҚ үшін ғана тоқтатылған. Ұңғыманың екінші өзегін бұрғылау де сәтсіз болды және артынан ол да жойылды.

Бұрғылау кезіндегі үлкен қиындықтар жақын орналасқан Атешгях, Янан Тава, Кюрдашы, Араз-теңіз, Талыш-теңіз, Нахчыван, Зафар-Машал секілді алаңдардың бірқатарында өтумен үнемі бірге жүрді. Осы ұңғымалардың барлығында бұрғылау үдерісінде қарқынды сулыгазкөріністері, ашық атқылауға айналып кету қаупі бар лақтырындылар, бұрғылау езіндісі жұтылының жекелеген аралықтарында өту жылдамдығының күрт өзгеруі циркуляция жоғалтуға дейін барған құбылыстар орын алды. мұндағы тән нәрсе, Баку топаралының алаңдарындағы Аран-теңіз, Сангачалы-теңіз, Дксанный-теңіз және басқаларында Аномальдық көрінісінің қарқындылығы қабаттардан қатпарлар перфиериясының бағытында күрт азаяды және аллахтонды сыйдыратын шөгінділер, өтпелі-инъекциялық табиғаты бар сәйкес келетін алқаптардың жергілікті температуралық және гидрохимиялық ашынулар болып табылатын, кеңістікте «қатпарлық» сулар деп аталатын («айқыш» су деп аталатын су дамиды тұстар-Рачинский, 1989 ж.) сулардың анағұрлым тектоникалық бұзылған тарал учаскілерімен ассоциацияланады (Рачинский және Мурадян, 1977 ж.; Рачинский, 1989 ж., 1990 ж.).

АЖҚҚ алаң бойынша таралуы және қарқындылығы бойынша сипатталған көрініс бір жағынан аудандардың коллекторлық және литошөгінділік сипаттамаларымен реттелінеді, ал екінші жағынан олардың геологиялық даму тарихымен, бейтектоникалық қосымшаның (күйзелістердің) сипатымен және бағытымен тығыз байланысты болады. Бірінші жағдайда, аталған түйісу АЖҚҚ көріністері олардың сақталу шарттарының оңтайлануын ұзақ геологиялық мерзімге<sup>11</sup> анықтайтын қиманың саздылығы, қалыңдығы және біртекті болмауы ұлғайған сайын масштабының (қарқындылығының) бірізділікпен ілгері жылжуымен көрінеді, ал, екіншісінде, аномальдықтың максималды таралу аймақтарының және көрінісінің қарқындылығының бейтектоникалықүдерістердің (лайлы жанартаулық, диапиризм, түрлі вектордың және белгілердің тектоникалық жылжулары, сұйықтықтардың тік миграциясы және т.б. ) максималды контрастық шоғырлану учаскілеріне заңдылыққа сәйкес тура келуімен көрінеді.

ӨҚ-ҚҚ АЖҚҚ ерекшеліктері сондай-ақ, төмендегілер де болып табылады:

- жергілікті көтерілімдердің қабат алды аймақтарының анағұрлым тектоникалық дилокацияланған артықшылықты бекітілуі;
- олардың жекелеген тектоникалық кесектері мен алқаптары бойынша айтарлықтай дифференциациясы;
- осы көрсеткіштердің жекелеген қатпарлардың шому бағытында азаюы;
- (төменде жатқандардай сұйықтықтардың тік миграциясының нәтижесі ретінде құрылған геотемпературалық және гидрогеохимиялық аномалиялармен үнемі кеңістікте түйісу (Грирориантс, Мурадян және Гусейнов, 1968 ж.; Дурмишян, Мурадиан және Рачинский, 1972 ж.; Дурмишян, Мурадиан және Рачинский, 1980 ж.; ШҚҚалов, 1977 ж.; Рачинский, 1989 ж.).

Осы қырынан қарағанда, жекелеген қатпарлардың алаңы бойынша бастапқы қыртыстық қысымдардың бөлінуіндегі көптеген жағдайларда байқалатын мозаикалық болып келеді, аралық тектоникалық кесектерде (алқаптарда) олардың шамалары әдеттегідей айтарлықтай бөлек болады. Анағұрлым контрасты түрінде бұл Баку топаралының солтүстік антиклиналды аймағының Сангачалы-теңіз – Дксанный-теңіз – Булла к., Булла-теңіз алаңдарында және Апшерон-Балқан маңы ауданының Түрікмен бөлігінің құрылымдарында, Ливанов а.-шығыс (Махтумкули), Баринов а. (Диярбекир), Жданов а. (Джилалибег), Губкин а. (Лапарен-теңіз), Лам а. (Джейтун) кен орындарында көрініс береді.

<sup>11</sup> АЖҚҚ және АЖҚҚ генерациялану механизмдері үздіксіз жұмыс істеуі қажет, яғни аномалиялардың туындауы оның табиғи босаңсуын өтеуі тиіс.

Құрылымаралық аймақтарда көптеген жағдайларда аномальдық қысымдар болмайды (Апшерон түбегі) немесе көтерілімдер шегіне қарағанда анағұрлым азырақ мәндерге ие

(Төменгі Курин депрессиясы, Баку топаралы) болады. Нақты мысал ретінде өнімді горизонттардың соңғысының алыс сулы ауқымын сипаттайтын Чилов алаңынан (Жилой к.) оңтүстік-батысқа қарай ӨҚ-тың күрт шому бағытында орналасқан Джануб алаңының сұлбадан тыс аумақтары бойынша мәліметтерді келтіруге болады. Джануб алаңының  $K_{АЖҚҚ}$  барлық горизонттарында 1,34 дейін жететін Чилов алаңынан айырмашылығы қыртыстық қысымдардың гидросатикалыққа жақындығы байқалады. Тура сол ӨҚ-тың өңірлік шому аймағында орналасқан алаптың шығыс бүйірінде, ӨҚ өңірлік шому аймағында орналасқан Батыс-Эрдеклинская теңіз алаңында қыртыстық қысым гидросатикалыққа сәйкес келеді, қатпарлықтың өңір бойынша көтерілуінен жоғары тұрған, көрші орналасқан Эрдекли кен орнында  $K_{АЖҚҚ}$  қазір 1,72-ні құрайды.

ӨҚ-ҚҚ геобарлық алқабының басқа маңызды өлшемдері АЖҚҚ ( $D_{ADP}$ ) мен АЖҚҚ және ӨҚ-ҚҚ ( $M_{ADP}$ ) аймақтары қалыңдықтарының қатынасы болып табылады. Жалпы өңір бойынша шамалар сәйкесінше 640-2100 м және 31-98% диапазондарымен сипатталады. Бірінші көрсеткіш АЖҚҚ көріністері аймағының (күндізгі қабаттан алынып тасталу) жекелеген құрылымдары үшін минималды тереңдікті анықтайды, екіншісі қыртыстық қысым аномальдығымен «зарарданған» ӨҚ-ҚҚ тұтқыштың көлемін бекітеді. Нобирийдың барлық өлшемдері жергілікті құрылымдардың құрылымдық-тектоникалық шарттарының көрсеткіштерімен корреляцияланады:

- ӨҚ-ҚҚ үстіңгі қабат орналасуының тереңдігі, оның қалыңдығы, салмақтық жарықтануы және қатпар құламалығы;
- олардың геотемпературалық өлшемдері;
- жер асты суларының динамикасы;
- құм жыныстарының фильтрациялық-сыйымдылық қасиеттері.

Атап айтқанда,  $D_{ADP}$  қатпарлардың салмақтық жарылуы мен қарқындылығының (құламалығының) тікелей байланыста, ал  $M_{ADP}$  кері байланыста (бұдан әрі 11.3-кестені қараңыз).

Осындай геологиялық жағдайда АЖҚҚ негізгі эпигенетикалық табиғатын растайды:

- мықты субвертикальды формацияаралық сұйықтық тасымалдануының басыңқы әсерімен анықталған;
- ӨҚ-ҚҚ қимасы анағұрлым сазды (Солтүстік Апшерон көтерілімдер аймағы, Апшерон түбегі, Апшерон-Балқан маңы шоңғалының батыс және шығыс тұйықталулары – саздылығы 30-55%) аудандары мен алаңдарындағы АЖҚҚ көріністерінің сипаты;
- олардың қатпарлардың дизъюнктивтермен бұзылған қабат алды бөліктеріне анағұрлым тура келетін жоғары тегеурінді атлохтондық жер асты сулары жеңілденуінің локалдық учаскелерімен тұрақты ассоциациясы;
- құрылымдардың шеткері бөліктерінің бағытындағы көріністер қарқындылығының азаюы;
- жекелеген аралас тектоникалық кесектер мен алқаптар бойынша аномальдық таралуының біркелкі болмауы;
- құрылымаралық аймақтарда іс жүзінде болмауы, аномальдықтың жоғарыдан төменге қарай қима бойынша өсуі.

Эпигенетикалық АЖҚҚ бірге ӨҚ-ҚҚ жеткілікті деңгейде кеңінен таралған:



- олардың негізінен жоғарыда жатқан шөгінділердің жүктемесінен жыныстар тығыздалуының литосатикалық үдерістерімен параллель жүзеге асуымен, матрица межелік кеңістігінің тұрақты көлемінде конситуциялық сулардың қосымша көлемінің еркін фазаға бөлінуімен бірге жүретін –  $>105^{\circ}\text{C}$  қажетті температура диапазонында қимадағы смектиттердің сазды түрліліктерінің дегидратация үдерістерімен шартталған сингенетикалық модификациясы (Берст, 1969 ж.; Фертл, 1972 ж.);
- бейтектоникалық күйзелістер мен жылжулардың әсерінен болған табиғи резервуарлардың түрлі векторлы сығымдалуы.

Бұл, ең алдымен, ӨҚ-ҚҚ қимасы сазды (саздалған) литошөгіндімен берілген және саздың құрамы 98% дейін баратын, ал, мысалы, Баку топаралының сурахан және сабунчи қабаттары секілді жекелеген аралықтары толығымен саздан құралған аудандар мен аралықтарға қатысты (Төменгі Курин депрессиясы, Баку топаралы, Қобыстан, Апшерон-Балқан маңы жыныстарының акваториялық шығыс бөлігі, Гограныдаг-Чикишляр көтерілімдер аймағы, Эльбрус алды иілімі, Оңтүстік Каспий терең сулы алабы).

Аталған аудандарда сингенетикалық АЖҚҚ болуы олардағы аномальды қысымдардың өңірлік сипатын айқындайды және сұлбадан тыс шоғырлардағы эпигенетикалық АЖҚҚ айтарлықтай артуына алып келеді. Басқаша айтқанда, қатты саздалған нашар өтетін коллекторлардағы аномальды жоғары қыртыстық қысымдар эпигенетикалық АЖҚҚ екі құрамдас жиынтығын береді, төсемелейтін шөгінділерден құралған жоғары тегеурінді сұйықтықтардың вертикальды өтуі есебінен туындайтын және жыныстардың үздіксіз гравитациялық шоғырлануымен, қиманың сазды түрліліктер монтмориллонитты дегидратациясымен және оның бейтектоникалық сығымдалуымен шартталған жиынтығын құрайды.

Аталған қырат Оңтүстік-батыс Түрікменстан материалдарынан да жеткілікті растауға ие, мұндағы Келькорский иілімінің ҚҚ ашылған барлық қимасында АЖҚҚ мүлдем анықталмаған және жоғарыда жатқан коллекторлық қыртыстар мен акагыл және Апшерон ярустарының шоғырларында аномальды қысым шығыс бүйір территориясының еш жерінде байқалмаған, алайда олардың саздылығы жоғарғы плиоцен шөгінділерінің орта саздылығынан астам, төменгі қызыл түсті жыныстардың саздылығымен өлшемдес және 500-ден 3500 км дейінге тереңдікте жатыр. Егер АЖҚҚ тек гравитациялық жүктеме есебінен ғана жасалған болса, онда олар міндетті түрде акагыл және Апшерон нысандарында кездескен болар еді (ШҚҚалов, 1977 ж.).

Орташа плиоцен қабатында синегентикалық АЖҚҚ таралуы қарқындылық деңгейі бойынша оның үстіңгі қабатының гипсометриялық тереңдігіне айқын байланысты. Осы орайда, Алят тізбегінің (Қобыстан) ауданы барынша қызықты, мұндағы оның оңтүстік бөлігінде (Котурдаг, Дашгиль алаңдары) бұрғылау кезіндегі аномальды қысымдар көрінісі шарықтау шегіне дейін жетеді және шайма сұйықтықтарын қолдануға қарамастан тығыздығы  $2,00-2,35 \text{ г/см}^3$  болатын айтарлықтай газды- және су көріністерін, лақтырындыларды, жыныс құралуын, құралдың дөңестенуін және т.б. туындатады. Тізбектің ӨҚ айтарлықтай аз тереңдікте жатқан, ал оның қалыңдығы көзге көрінерліктей қысқарған, солтүстік бөлігінде орналасқан алаңдарда (Солахай, Донгуздык, Айрантежян алаңдары және басқалар) АЖҚҚ көріністері жалпы алғанда бәсең сипатқа ие және ұңғымалардың бұрғылану тығыздығы  $1,60-1,80 \text{ г/см}^3$  бұрғылау ерітінділерімен жүзеге асыруға мүмкіндік беретіндей болып көп қиындықтар туғызған жоқ.

Сингенетикалық АЖҚҚ жоғарыда қарастырылған генерациялану және консервациялану механизмдерінен туындайтыны, алаң бойынша олардың көріністерінің масштабындағы анықталған аймақтылық аномальды қысымдардың солармен сипатталатын аралықтардың үстіңгі қабатқа жақындығымен жеңілдеуінің анағұрлым қолайлы жағдайларының нәтижесі болып табылады. Егер Төменгі Курин депрессиясы, Баку топаралы, Қобыстан, Гограныдаг-Чикишлярс аймағының сингенетикалық АЖҚҚ барлық ӨҚ-ҚҚ қимасында белгіленетін болса,

онда Апшерон түбегіндегі және тікелей жақын жатқан Оңтүстік Апшерон қайраңында олардың көрініс аралығы понтий ярусының, миоцен-олигоценнің төсемелейтін сазды шөгінділерімен<sup>12</sup> (жоғары миоценнің жоғарғы жақтары) түйісетін жерін ғана қамтып жатыр (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1972 ж., 1973 ж.).

Түбек территориясының шығыс бөлігі үшін аталған аралық калина қабатының төменгі жағына сәйкес келеді, мұндағы понтиймен түйісу аймағында бұрыштық және азимуттық сәйкессіздік таралуының тұрғылануында оның базалдық конгломераттары таралған: оңтүстік-батыс бөлігінде – кирмак қабатында: Орталық Апшеронда – кирмак асты қабатында. Негізінен коллекторлық түріліктердің (кирмак асты қабатынан басқа) шағын жұқа линзаларымен, тығыз емес тереңдіктермен берілген осы негізгі аралықтың өзіне тән ерекшелігі барлық жерде болатын АЖКҚ қарқынды сингенетикалық көрініс болып табылады.

Коллекторлардағы барлық қима бойынша (оның ішінде ӨҚ табанына жақынырақ ӨК кала қабатында да) қырыстық қысымдардың гидростатикалыққа сәйкес келуі белгіленеді, түйісу аймағында көбіне литостатикалық мәндерге дейін баратын аномальды қысымдардың тасқынды көріністері байқалады (Батыс Апшерон – Локбатан-Пула-Кушхана алаңдары; Орталық Апшерон – Сурахан, Карачухур, Бибиэйбат алаңдары; Шығыс Апшерон – Бузовна-Маштага, Кала, Зыря, Шахов бұрымы алаңдары; Оңтүстік Апшерон иілімі – Джануб алаңы). Есептеулер ӨҚ базалды бөлігі мен төсемелейтін саздардың арасындағы қысымдар ауытқуларының мәндері 20-50 МПа дейін жететінін көрсетеді (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1973 ж.; Овнатанов, 1962 ж.; Рачинский, 1990 ж.).

Таулыққа жақын АЖКҚ сингенетикалық қысымының барлық жерде дамуы және ұзақ уақыт бойы сақталуы олармен аралас ӨҚ-ҚҚ коллекторларындағы гидростатикалық қысымдарға жақын өңірлік таралумен сәйкес келетін төсемелейтін миоцен саздарында олардың арасында айтарлықтай бароградиенттердің болуына қарамастан қысылған кеуектік сұйықтықтар энергиясы жеңілдеуінің шектеулі масштабымен шартталған саздардың қиманың өту аралықтарындағы жоғарыда жатқан моценнен сенімді гидродинамикалық бөлектенуін, осылайша олардың арасында өңірлік гидравликалық байланыстың болмауын көрсетеді.

Кері жағдайда, есептеулер көрсеткеніндей (Гуревич, 1980 ж.), кеуектік қысымдар коллекторлармен түйісуде гидростатикалыққа сәйкес келуі тиіс болған. Бұған қоса айта кетерлігі, базистік коллекторлардың (кала және кирмак қабаттарында) әдеттегіде шағын өтімділігі және қыртыс бойынша қысымның қайта бөлінуіне сәйкес келмейтін төсемелейтін саздармен бірігу арқылы оның туындау жағдайында олардағы АЖКҚ-ның өңірлік консервациясын қамтамасыз ететін тұйық және барынша біртекті сипатқа ие болуы. Осы орайда тағы бір ескеретін жайт, «тығыздалып бітпеген» саздардың коллекторлармен түйісу маңайында әдетте олардың осындай учаскелерді күрт азаюын анықтайтын кремнезем, кальцит, сульфат және т.б. қайталама кристалдануы үшін қолайлы жағдай құрылады. Мұнымен қоса саздардың тым аз өтімділігі салдарынан кеуектік сұйықтықтардың тығыздалатын саздардан аралық коллекторларға берілуі олардың түйісу аймағында ғана жүзеге асуы мүмкін және «жұмысқа» саздардың көлемі түгелімен қатыспайды, біршама геологиялық уақыт өткен соң міндетті түрде жеткілікті тығыз гидравликалық экранға айналатын тек олардың түйісу маңындағы жоғарғы бөлігі ғана қатысады.

<sup>12</sup> ОҚа понтий ярусының саздарынан тұратын шөгінділері (жоғарғы миоцен) 1000 км тереңдікте жатқан барлық аудандарында ұңғымалардың өтуі үнемі қиындықтармен – мықты мұнайысулармен және бұрғылау құралдарының дөңестенуімен, жыныс түзілуімен және т.б. қоса жүреді. Өзінбайжан геологтарының және бұрғылаушыларының тәжірибесінде понтийдың осы икемді саздарын «кебіңкі» саздар деп атайды және әдетте оларды қажеттіліксіз ашпауға тырысады.

Құрылымаралық учаскелерді калина, кирмак асты және кирмак қабаттарында аномальды қысымдардың болмауы мен көріністерінің тар локалды сипаты антиклиналды көтерілімдер

шегінде олардың саздармен түйісу аймағыны бойында толығымен қысымның аралас коллекторларға берілуі есебінен ӨҚ-ҚҚ базистік аймағының (Апшерон түбегі) сингенетикалық АЖҚҚ фильтрациялық босаңсуының («сіңуінің») аз масштабына көрсетеді. Бір қызығы, айтарлықтай пьезоөтімділікке ие (Орталық Апшерон) көрсетілген өтімділігі жоғары кирмак асты қабатының жағдайында да ондағы кеуек ішіндегі қысымдар жеткілікті жоғары деңгейде сақталады. Осы туралы табандағы және төсемелейтін шөгінділердегі ӨҚ аралықтарын ашу кезінде, атап айтқанда Карачухур (қатпардың солтүстік-батыс бөлігі) және Раман алаңдарында бұрғылау жұмыстарын жүргізудің нәтижесінде бұрғылау құралдарының дөңестенуі, ұңғымалардың ернеуінде жыныс жиналуы, мұнайысулар және т.б. қиындықтар бойынша қорытынды жасауға болады (Овнатанов, 1962 ж.).

***Жоғарыда айтылғандардың бәрі келесі маңызды қорытынды жасау үшін негіз бола алады: араласатын саздар мен коллекторлардың арасында қысымның айтарлықтай градиенттерінің болуы олардың арасындағы гидродинамикалық байланыстың болуын емес, керісінше, олардың өзара гидравликалық оқшаулануын танытады. Осы қорытынды ҚҚ бастапқы және қайталама көшуінің әрі мұнай мен газ кендерінің қалыптасуы мәселесін түсінуді айқындай түседі.***

ОКа-ның барлық ашылған стратиграфиялық қимасы бойынша АЖҚҚ алаңдық таралуын талдау (3.10-суретті қараңыз) оның өңірлік геосұйықтық динамикалық жүйесінің жергілікті құрылымдар шегінде жалпы кернеулі қалпын көрсетеді – барлық су тегеурінді кешендер бойынша қыртыстық қысымдардың гидростаиткалықтан жоғары болуы аномальдық коэффициенті 1,89 болғанда, 33,5 МПа құрайды (осы шамалардың минималды болуы әбден мүмкін, себебі статикалық іріктеуде аталған кешендер бойынша олигоцен-миоцен (майкоп) және миоцен (чокрак горизонты, диатом қабаты) үстіңгі қабаттарына айтарлықтай жақын орналасқан алаңдарда сынақтан өткізілген аралықтар – жеңілдену аймағы бойынша жекелеген мәліметер ғана ескерілген).

Баяндалғандар ОКа-ның плиоцен коллекторларындағы аномальды қысымдар қалыптасуының басты мезанизмдері негізінен жергілікті көтерілімдер шегінде дизъюнктивті дислокация жүйесі бойынша жүзеге асатын және олардың барынша эпигенетикалық сипатын шарттайтын, оның қимасына шөгінді кешендерді төсемелейтін жоғары тегеурінді сұйықтықтардың инъекциясы болып табылады деп қорытынды жасауға мүмкіндік береді. Қосымша факторлар, бейтектоникалық үдерістердің нәтижесі ретінде жүзеге асқан табиғи резервуарлардың серпінді сығымдалуы және жеткілікті температура аралығындағы сазды түрліліктер смектиттерінің дегидратациясы ретінде беріледі.

Барлық, геотемпературалық, гидрогехимиялық, изотоптық аномальдықтардың жарылма тектоника дамуының және лайлы жанартаулардың учасктерімен тұрақты алаңдық түйісуі, ОКа барлық қимасына тән олардың сандық өлшемдерінің өзгеру динамикасы өңірдің заманауи қызметі аясында орташа юра-валанжин ярусы плиоцен – жеңілдену аумағы бар юра-плиоцен стратигарфиялық диапазонын қамтитын бірдей мықты геосұйықтық динамиканың болуы туралы қорытынды жасауға саяды.

Қима бойынша жоғарға қарай қыртыстық қысымдар аномальдығы коэффициенттері орташа мәндерінің бірізділікпен азаю жалпы айқын үрдісі жоғарыда келтіріген материалдардың барлығымен үйлесе отырып, ОКа-дағы геосұйықтық динамикасы қалыптасуының негізгі механизмі субвертикальды формация аралық сұйықтық массасының тасымалдануы деген қорытынды жасауға негіз бола алады.

Аталған жүйенің шегінде литошөгінділік, филтарциялық-сұйықтық, гидрогеологиялық, геобарлық және геотермиялық белгілердің жиынтығы бойынша юра-валанжин, готерив-дат, палеоген-миоцен, плиоцен гидродинамикалық (су тегеурінді) кешендер ерекшеленеді. Олардың әрқайсысы қыртыстық қысымнан асудың өзгеру диапазонымен (МПа) және аномальдық коэффициенттерімен ( $K_{AJKQ}$ ) сипаталады. Осы өлшемдердің орташа мәні

жекелеген су тегеурінді кешендер бойынша сәйкесінше: юра-валанжин бойынша 43,0 және 1,99; готерив-дат бойынша 23,1 мен 1,44; палеоген-миоцен бойынша 2,12; плиоцен-антропоген бойынша 14,5 пен 1,43 құрайды. Бағдарлық ғаламдық бағалуды жүргізген кезде және басқа алаптармен ОҚа шөгінді тысының геосұйықтық динамикалық режимінің қалып өлшемдерінің орташа мәндерін салыстырғанда алап бойынша жалпы алғанда 26,9 МПа және 1,745 қабылдана алады.

### *3.2.1.2. Падан, Вена, Иравади-Андаман, Лос-Анджелес және Маракаиб ойпаттары*

Падан, Вена, Иравади-Андаман, Лос-Анджелес пен Маракаиб ойпаттарында сапалық тұрғыдан бірдей көрініс байқалады. Аталған алаптардың барлығында көтерілімдер шегінде гидродинамикалық жүйелердің кернеулі жағдайы, оның бейтектоникалық үдерістер шоғырланған аймақтармен және учаскелермен функционалдық түйіскендігі мен көп жағдайда тереңдіктегі қыртыстық қысымдардың аномальдық коэффициенттері мәндерінің артуы байқалады (мысалы, Иравади-Андаман депрессиясы: Аникеев, 1964 ж., 1977ж.). Олардың орташа мәндері келесідей: Падан – 1,53; Вена – 1,27; Иравади-Андаман – 1,57; Лос-Анджелес – 1,15; Маракаиб ойпаты – 1,27 (3.4-кесте, 3.3-3.7-сурет).

Оңтүстік Каспийдегідей барлық өңірлерге тән ерекшелік – АЖҚҚ қарқынды көрінісінің барынша гидравликалық тұрғыдан жабық локалды құрылымдарға тура келуі, ал олардың шегінде дизъюнктивтер, диапиризм және лайлы жанартау шектеулі дамыған – су алмасу шектеуінің анағұрлым көп учаскелеріне тура келуі болып табылады.

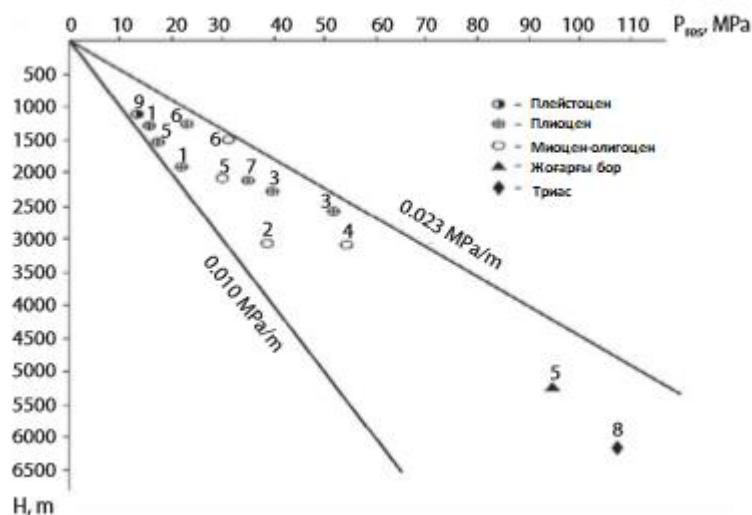
Өңірлердің бірқатарында жекелеген аудандардың (антиклиналдың аймақтардың, алаңдардың) бірқатар аралықтарында бір қарағанда қима бойынша жоғарыдан төмеге қарай өсуінің жалпы бағытын бұзатын, біршама күрт аномальдықтың максималды коэффициенттерінің артуы көзге түседі. Падан ойпатында осы құбылыс, мысалы, Фонтанеллато ауданының плиоцен кешенінде, Оңтүстік Каспий ойпатының – Баку топаралының плиоценінде, Лос-Анджелес ойпатында – Торранс-Уилмингтон аймағының миоценінде байқалады (Калинко, 1964 ж.; Маюга, 1973 ж.; Рачинский және Мурадян, 1977 ж.; Фертл, 1980 ж.). Мұндағы аномальдық коэффициенті әрбір өңірдің шөгінділік түзілімінің барлығы бойынша ең көп мәндеріне жетеді әрі сәйкесінше 1,97; 1,90; 1,40 құрады (3.1, 3.3-кестелерін қараңыз; 3.1, 3.3, 3.6-суреттер). Осындай деректерді төмендегі жоғары тегеурінді сұйықтықтардың оларға АЖҚҚ «сықауымен» вертикальды өтулердің мықты өңірлік қаптарымен экрандалуының, сондай-ақ осы аудандар мен аралықтарда қиманың жалпы саздылығымен және аталған формациялардың линза тәрізді коллекторлық байламдарының саздануымен салдарды анықталған эпигенетикалық және сингенетикалық АЖҚҚ дамуының нәтижесі деп есептеген жөн болар.

Сондай-ақ, осы тұрғыдан алғанда қыртыстық резервуарлар мен оларды қанықтыратын сұйықтықтардың қосымша серпінді сығымдалумен шартталатын, аталған саздармен байытылған бейтектоникалық әсерлер кешендерінің қабылдануы да ықтимал болып көрінеді. Осы механизмдердің рөлі мен маңызы қорытындыланған түрде 3.8-суретте келтірілген аномальдық коэффициентінің орташа мәндері корреляциясының және шөгінділік қимадағы өтпейтін (нашар өтетін) өтпелі жыныстардың (С, шөгінділік қабат жалпы қуаттылығының өтпейтін түрліліктер%) қатынастары көрсеткіштері түрінде объективті көрініс береді. Суреттен екі айнымалылығының да «С» өлшемі шамасының өзгеруімен ілгерілеуін және аномальдық қысымдардың сингенетикалық механизмдері жалпы АЖҚҚ үлесін растайтын тікелей пропорционалдық қатынаспен байланысқаны көрінеді.

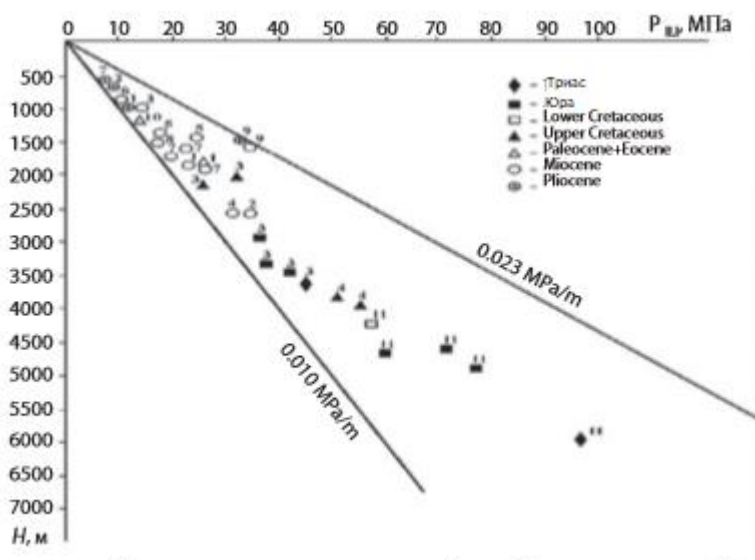
**3.4-кесте.** Қыртыстық қысымдардың гидростатикалықтан артуының және қыртыстық қысымдардың аномальдық коэффициенттерінің шоңғалдардың сұлбадан тыс аймақтары мен Альпілік тауаралық ойпаттардың сулы нысандарындағы өзгерісі.

Өңір	Су тегеурінді кешендер				
	триас	юра	төменгі бор	жоғарғы бор	палеоцен
Падан ойпаты	47.0 1.77	–	–	32.0 1.60	–
Вена ойпаты	8.5–36.0 1.21–1.60	5.4–27.6 1.18–1.57	12.7 1.30	3.3–10.9 1.15–1.40	1.2–7.0 1.08–1.35
Иравади-Адаман ойпаты	–	–	–	–	–
Лос-Анджелес ойпаты	–	–	–	2.7–8.0 1.02–1.35	–
Маракаиб ойпаты	–	–	41.0–55.0 1.93–2.10	1.4–7.4 1.03–1.23	1.1–5.9 1.12–1.22
Өңір	Сулы кешендер				
	Эоцен	олигоцен	миоцен	плиоцен	орташа мәндер
Падан ойпаты	-	8.9-23,7 1.20-1,50		29.7-27.0 1.14-1.97	23.6 1,53
Вена ойпаты	-	0.8-8.0 1.04-1,36		0,3- 1,5 1,05-1,21	9.5 1,27
Иравади-Андаман ойпаты	-	6,7-15,0 1,45-2,30	2,6-8,0 1,33-1,60	2,1-2,6 1,25-1,47	6.2 1,57
Лос-Анджелес ойпаты	-	-	2,5-6,0 1,03-1,40	0-1,0 1,00-1,12	3,4 1,15
Маракаиб ойпаты	1,00-1.25	0.8-5,3 1,04-1,22	0,7-1,5 1,07-1,08	-	10,7 1,27

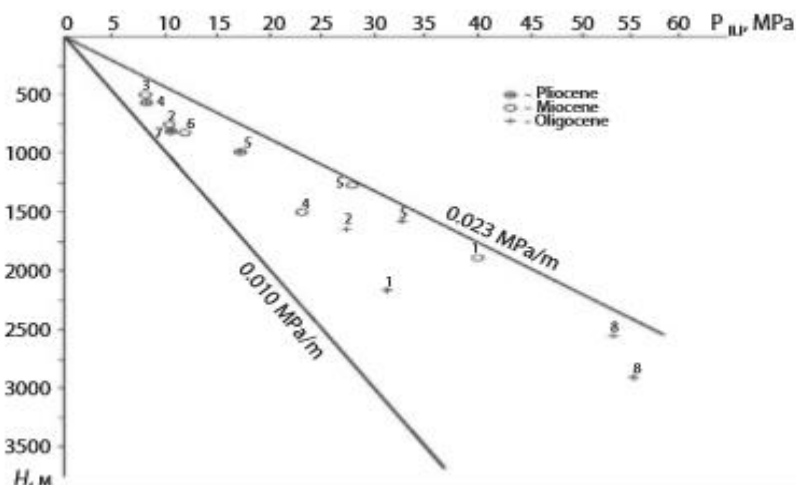
*Ескерту.* Алымда – қыртыстық қысымдардың гидростатикалықтан басым болуының диапазоны. МПа: бөлімінде – қыртыстық қысымдар аномальдығы коэффициенттері мәндернің түрленуі.



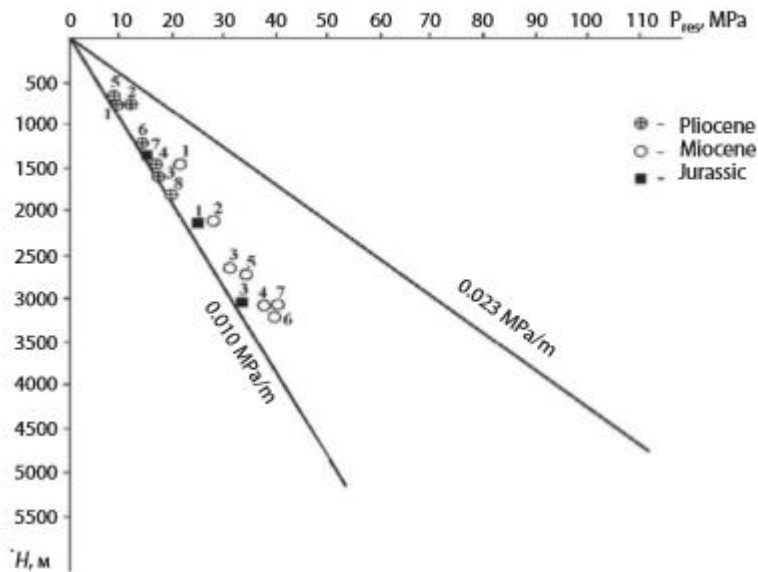
**3.3-сурет.** Падан ойпатының су тегеурінді кешендеріндегі бастапқы қыртыстық қысымдар. Кен орындары: 1 – Равенна, 2 – Пьядена, 3 – Оңтүстік Кремона, 4 – Фонтанеллато, 5 – Кортемаджоре, 6 – Кавьяга, 7 – Бордолано, 8 – Малосса, 9 – Корреджио.



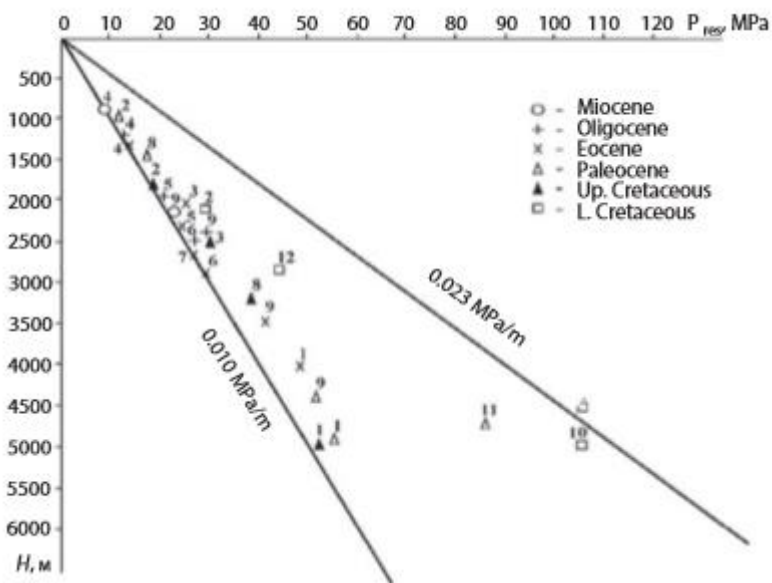
**3.4-сурет.** Вена ойпатының су тегеурінді кешендеріндегі бастапқы қыртыстық қысымдар. Кен орындары: 1 – Матцен, 2 – Цверндорф, 3 – Адерклаа, 4 – Шонкирхен, 5 – Санкт-Ульрих-Хаузкирхен, 6 – Гейзельберг, 7 – Мюльберг, 8 – Гбелы, 9 – Ланжгот-Бродли, 10 – Хоенрупперсдорф, 11 – Шонкирхен-Тиф.



**3.5-сурет.** Иравади-Андаман ойпатының су тегеурінді кешендеріндегі бастапқы қабаттық қысым. Кен орындары: 1 – Чаук-Ланива, 2 – Енангьяунг, 3 – Минбу-Паланион, 4 – Рантау, 5 – Енангьят, 6 – Джедонгдонг, 7 – Джулу-Раджеу, 8 – Ондүэ.



**3.6-сурет.** Лос-Анджелес ойпатының су тегеурінді кешендеріндегі бастапқы қыртыстық қысымдар. Кен орындары: 1 – Уилмингтон, 2 – Хантингтон-Бич, 3 – Лонг-Бич, 4 – Санта-фе-Спрингс, 5 – Инглвуд, 6 – Домингес, 7 – Сил-Бич, 8 – Вест-Койот.

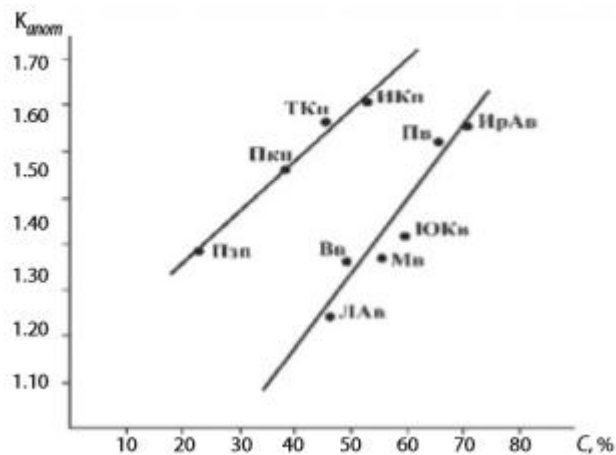


**3.7-суретү** Маракаиб ойпатының су тегеурінді кешендеріндегі бастапқы қыртыстық қысымдар. Кен орындары: 1 – Ламар, 2 – Ла-Пас, 3 – Ла-Консепсьон, 4 – Мене-Гранде, 5 – Боскан, 6 – Лос-Кларос, 7 – Урданетта, 8 – Мара, 9 – Лама, 10 – Сибукара, 11 – Эль-Роса-Рио, 12 – Тибу.

## 3.2.2. Тау алды иілімдері

### 3.2.2.1. Карпат алды иілімі

Орындалған зертеулердің нәтижелері бойынша иілімнің барлық территориясы бойынша миоцен молассаларының икемді саздары қабатында АЖҚҚ болуы және Ішкі аймақтың бор-миоцен жоғарғы коллекторында АЖҚҚ болуы анықталды (3.5-сурет, 3.9-кесте).



**3.8-сурет.** Қыртыстық қысымдар аномальдық коэффициенттерінің өтпелі және өтпелі емес жыныстар қимасындағы қатынасына байланыстылығы. *Тауаралық ойпаттар:* Пойп – Падан ойпаты, ОКо – Оңтүстік Каспий, Во – Вена, ИрАв – Иравади-Андаман, ЛАв – Лос-Анджелес, Мо – Маракаиб ойпаты; *тау лады иілімдері:* Каи – Карпат алды, ИКи – Индоло-Кубан, ТКи – Терск-Каспий, Пзи – Загрос алды иілімі.

Жабынды тектоникалық пішіндер мен тығыздалып бітпеген түрліліктерден тұратын бастырма асты сазды байламдар учаскелеріндегі бұрғылау кезінде тыс ауырлатылған шайма езіңділерінің (тығыздығы 2,2 г/см<sup>3</sup> астам) қолданылуын талап ететін АЖҚҚ қарқынды және шарықтау көріністерінің локализациялануы, олардың әлеуетті месе қабаттардың бейтектоникалық сығымдалу құбылыстарымен де, сондай-ақ, шоғырлану барысындағы булы сұйықтықтың шектелген ағып кетуімен де анықталатын барынша сингенетикалық генеизисін көрсетеді.

Карпат алды иілімінің ішкі аймағы сондай-ақ қиманың коллекторлық аралықтарындағы АЖҚҚ кең дамуымен де сипатталады, мұндағы аномальдық коэффициентінің түрленуі көбіне 1,5-2,1 құрайды (Зиненко, 1975 ж.; Колодий, 1983 ж.; Новосилецкий, 1975 ж.; Орлов, 1980 ж.). Бориславск-Покутский антиклинорийінің төменгі миоцен шамадан тыс қатты тұзды қабатымен оқшауланған аномальды жоғары қыртыстық қысымдар барлық қатпарларында дерлік нақтыланған (Старуня, Гвизд, Битков, Доброгостов, Росильня, Космач алаңдары және т.б.). Росильнянский кен орнындағы менилитті топтамада қыртыстық қысым гидростатикалыққа қарғанда азырақ, мысалы, 1,6 есеге, эоценде 1,5 есе, палеоценде 1,3 есе азырақ. Космачтың палеоцен-эоцен шөгінділерінде аномальдық коэффициенті 1,47 құрайды, Луга алаңында 6200 м тереңдікте – 1,6 (Колодий, 1975 ж.).

Келтірілген қыртыстық қысымдардың ауытқу диапазондары тым жоғары. Тіпті бір құрылымның түрлі кесектері шегінде ол 10 МПа құрайды, ал жекелеген қатпарларды салыстырған кезде одан да жоғары мәндері анықталады. Аталған жағдай осыншама әр түрлі қысымдары бар резервуарлардың оқшаулануын көрсетеді.

Өңірлік тұрғыдан алғанда, келтірілген қыртыстық қысымдар Карпат тау түзіліміне қарай солтүтік-шығыстан оңтүстік-батысқа қарай төмендейді, яғни Стебнинск бастырмасының дислокацияланған аймағынан неғұрлымалыстаған сайын төмендейді.

Иілімнің Ішкі аймағындағы жер асты суларының жоғары тегеурінді табиғатын түсіндіру үшін АЖҚҚ тек өнімді нысандарда ғана емес, сонымен қатар мұнай қанығудан жұрдай сулы



нысандарда да кездесуі айтарлықтай маңызды болып табылады, осы орайда соңғыларында аномальдық коэффициенттері әдеттегідей барынша жоғары (Новосилецкий, 1975 ж.). В.В. Колодий (1983 ж.) қыртыс асты қысымдардың аномальдығы жер асты суларының минералдануы бойынша аномальдықпен бірге жүретіні анықталған.

Баяндалған АЖҚҚ шөгінділік қиманың терең аймақтарындағы жер асты суларының ветрикалды көшуі есебінен қалыптасатынын және жоғарғы сулы горизонттардың төмендегілермен гидравликалық байланысының сазды-тұзды қабаттың астында сенімді оқшаулану жағдайында екендігін көрсетеді. Осындай модель бойынша АЖҚҚ генерациялануы үшін тереңдіктегі гидростатикалықтан астам қысымдардың болуы қажет. Көтеріңкі қыртыстық қысымдар ошағы, В.В. Колодийдың пікірінше, Бориславско-Покутская ішкі аймағында барлық жерде қатпар түзілу үдерісінде құрылған.

Дегенмен қазіргі кезге дейін олар үлкен тереңдікте тек оқшауланған блоктарда ғана сақталған. Бұл АЖҚҚ қатпарларына II және III-құрылымдық ярустарының тура келумен расталады. Жоғары тегеурінді жер асты суларының жоғарғы горизонттарға ағып өтуі тектоникалық жылжуларда, гидравликалық байланысты қамтамасыз ететін жарықтар мен жарықшақтар ашылған кезде орын алады. Қолайлы жағдайларда жер асты сулары үстіңгі қабатқа дейін барады, мұндай жағдай 1975-1976 жж. жер сілкіністері кезінде Долина қ. терең горизонттарға тән хлорлы-кальцийлі тұздықтардың құйылуы түрінде орын алған (Колодий, 1983 ж.).

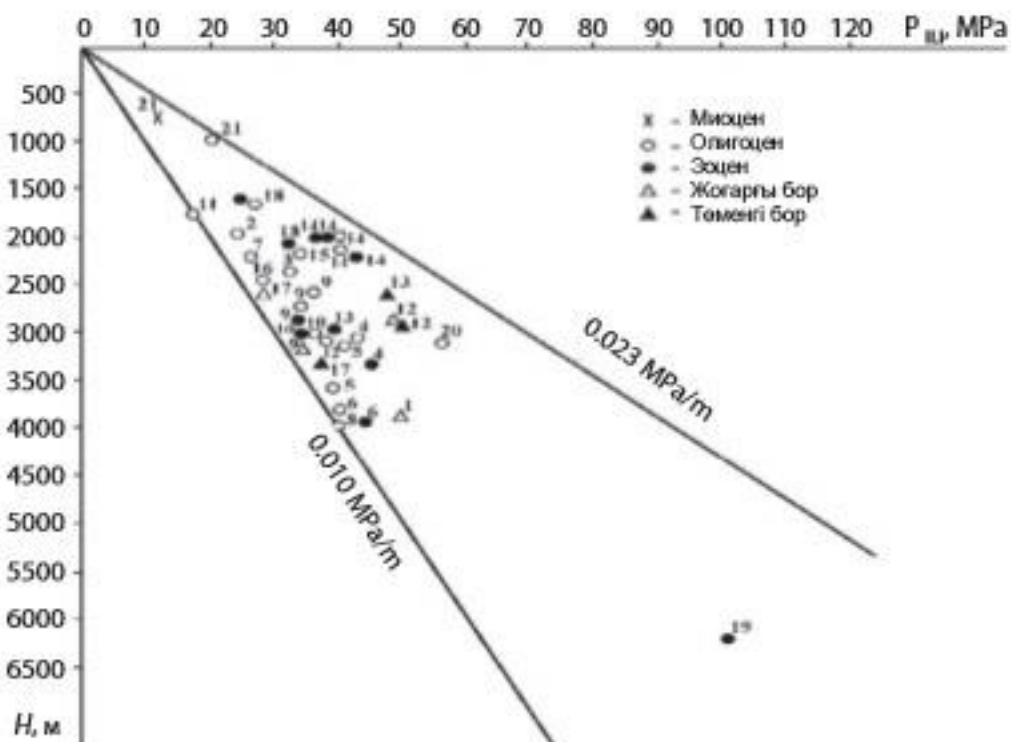
АЖҚҚ алаңдар бойынша таралуының заңдылықтары бойынша материалдарды зерделеп әрі қорытындылай отырып келесіні пайымдауға болады:

- иілімнің ішкі аймағына коллекторлардағы аномальдық қысымдардың басымдықпен тура келуі;
- аномальдық коэффициенттері максималды мәндерінің мықты қақпақтармен жабылған, жеңілдену ошақтарынан гидродинамикалық тұрғыдан оқшауланған жергілікті құрылымдардың бастырма асты бөліктерінің қабаттық аймақтарының қыртыстық резервуарларында және скиптік әрі жабындық тектоника көріністернің учаскелерінде белгіленуі;
- қыртыстық қысымдар аномальдығының қабаттардан қатпарлардың қанаттарына және переклиналийлеріне қарай азаюы;
- гидравликалық экранның күрт азайған қуаттылығымен сипатталатын аномальдық коэффициенттері минималды мәндерінің жоғарғы тектоникалық ярус құрылымдарымен түйісуі және сусыйымды коллекторлардың үстіңгі қабатқа – күндізгі құрғатуға жақындығы;
- келтірілген қысымдар таралуының, олардың гидростатикалықтан басым болуының, қыртыстық қысымдар аномальдығы коэффициенттерінің жекелеген қатпарлардың түрлі тектоникалық блоктары бойынша мозаикалық көрінісі.

**3.5-кесте.** Қыртыстық қысымдардың гидростатикалықтан басым болуының және шоғырлардың сұлбадан тыс әрі су тегеурінді кешендер қыртыстық қысымдарының өзгерісі.

Өңір	Су тегеурінді кешендер					Орташа мәндер
	Жоғарғы бор	палеоцен	эоцен	олигоцен	миоцен	

Карпат алды иілімінің ішкі аймағы	4.1-21.0 1.12-1.81	11.0-20.0 1.29-1.69	5.0-37.7 1.18 -1.93	0.2-25.3 1.01-2.09	4.6 1.63	11.4 1.46
Орташа мәндер	15.0 1.53	15.5 1.49	14.3 1.51	9.4 1.42	4.6 1.63	
<i>Ескерту.</i> Алымда – қыртыстық қысымдардың гидростатикалықтан басым болу диапазоны, Мпа; бөлімде – қыртыстық қысымдар аномальдық коэффициенттері мәндерінің түрленуі.						



**3.9-сурет.** Карпат алды иілімі ішкі аймағындағы су тегеурінді кешендердің бастапқы қыртыстық қысымдары. Кен орындары: 1 – Старо-Самборское, 2 – Бориславское (I құрылымдық ярус), 3 – Бориславское (II құрылымдық ярус); 4 – Иваниковское, 5 – Оров-Уличнянское, 6 – Стынявское, 7 – Струтынское, 8 – Выжыла-Витвицкое, 9 – Северо-Долинское, 10 – Долинское, 11 – Спасское, 12 – Космачское, 13 – Росильнянское, 14 – Гвиздецкое, 15 – Пнивское, 16 – Битковское, 17 – Слобода Рунгурская, 18 – Урожское, 19 – Луга, 20 – Доброгостовское, 21 – Старуньское.

Өңірлік тұрғыдан алғанда вертикальды қима бойынша АЖҚҚ таралуы (3.4-кестені қараңыз) олигоценнен бастап бірізділікпен стратиграфиялық тереңдіктен аномальдық коэффициентінің артуын көрсетеді және басқа тікелей белгілерімен бірге (геотемпературалық, гидрогеохимиялық, палинологиялық, изотоптық және басқа да аномальдықтардың) (Бабинец және Мальская, 1975 ж.; Доленко, 1962 ж.; Зиненко, 1975 ж.; Колодий, 1983 ж.; Лозинский және Банковский, 1972 ж.; Новосилецкий, 1975 ж.) өңірде шөгінділік қиманың жоғарғы аралықтарына (миоценге дейінгі) формацияаралық вертикальды сұйықтық массасының тасымалдануын көрсетеді.

Төменгі миоценнің моласса кешеніндегі өңірлік тысы беретін аз қуатты линза тәрізді коллекторлық байламдарындағы коэффициенттер орташа мәнінің секірмелі (1,63 дейін) есуін нәтиже ретінде түсіндіреміз:

- тегеурінді агенттердің төменнен интегралды ену әсері;
- гидродинамикалық экранның астында АЖҚҚ эпигенетикалық «басылуы»;
- геостатикалық және тектонды күйзелістік жүктеме есебінен оларда АЖҚҚ сингенетикалық генерациялануы.

Аталған механизмдердің біріншісі үстіңгі қабат маңындағы жеңілдену ошақтарынан гидродинамикалық оқшаулану жағдайында болатын жергілікті құрылымдардың қималары бойынша қыртыстық қысымның жоғарыдан төменге қарай бірізділікпен азаю дерегімен расталады.

Қолдағы бар мәліметтердің біртұтастығы қиманың палеоцен-олигоцен флишты коллекторларындағы АЖҚҚ эпигенетикалық, жоғары тегеурінді инъекциямен байланысты шығу тегін және мезозой мен миоцен кешендеріндегі тұйық табиғи резервуарлардың тектоникалық сығымдалуымен шартталған олардың негізінен сингенетикалық тарихын барынша ықтимал деп есептеуге мүмкіндік береді. Өңірдің бейтектоникалық белсенді жағдайында соңғы механизм айқын көрініп тұрғанындай сингенетикалық АЖҚҚ сазды-эвапоритты жыныстарымен орындалған, жекелеген линза тәрізді коллекторлық қыртыстар мен байламдарды қамтитын қиманың жоғарғы моласса бөлігі үшін айтарлықтай ерекше маңызға ие.

II және III құрылымдық ярустар терең қатпарларының бастырма асты қаптарларына тән көтеріңкі температуралар аймағындағы үлкен тереңдіктерге шомған өнімді топтамалар учаскелерінде қосымша фактор ретінде сингенетикалық АЖҚҚ және АЖҚҚ құрылуын сазды минералдардың катагенетикалық дегидратациясы және «қайта пайда болған» сулардың генерациясымен анықталған бароэсерлер деп мойындау керек, осы механизмнің терең шомған субастырмалы құрылымдардағы аномальды қысымдардың қалыптасуына қатысуы осындағы саздардың минералды құрамында гидрослюидтардың көтеріңкі болуымен аномальдық максималды мандерінің түйісу дерегімен, ал азырақ жылытылған үстіңгі құрылымдық ярусқа коэффициенттердің аз мандері тән бір атаулы нысандарда бастапқы монтмориллиттың саздарындағы көтеріңкі құрамы бар аномальдық үйлеседі.

Жалпы алғанда Карпат алды иілімінің геосинклиналды ішкі аймағының гидродинамикалық жүйесі аса кернеулі жағдаймен сипатталады: қыртыстық қысымның аномальдық коэффициентінің орташа мәні – 1,46.

### 3.2.2.2. Индоло-Кубан иілімі

Жүргізілген зерттеулердің нәтижелері бойынша аномальды жоғары кеуектік қысым мен қыртыстық қысымның бұрғылаумен ашылған шөгінділік қиманың – жоғарғы юрадан плиоценге дейін стратигарфиялық құрамдасында болуы нақтыланды.

Бұрғылау барысында қарқынды мұнайгазсу көріністерімен, лақтырындылармен және шайма ерітінділерінің газсыздануы, құралдардың мұнайысуы мен дөңестенуі, бұрғылау құбарларын мұнайыстырумен және т.б. диагностикаланатын сазды байламдардағы аномальды жоғары қыртыстық қысым қима аралығындағы жоғарғы бордан плиоценге дейінгі өңірдің барлық алаңдарында дерлік анықталған. Саздық топтамалар қалыңдығының артуына қарай олар өздерінің абсолюттік шамалары бойынша көбіне геостатикалық жүктеменің мандеріне жуықтайды, бұл тығыздығы 1,8-2,3 г/см<sup>3</sup> ауырлатылған шайма езіндісін кеңінен қолдануды талап етеді (Батыс Кубан иілімінің орталық бөлігі, Керчен-Таман ауданы) (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1976 ж.; Котов, Ермолаев, Федотова, 1973 ж.; Кучерук және Озерный, Могилевская, 1981 ж. Озерный, 1985г.). Кеңістіктің барлық жерінде болуы – олармен генетикалық тұрғыдан анықталған үйлесімсіз қатпарлықтың, заманауи лайлы жанартаулық

(Керчен-Таман аймағы) және диапиризмнің кеңінен таралуы арқылы анықталған құрылымдық жағдайлармен байланыссыз АЖҚҚ өңірлік таралуы, қарқындылығы, сипаты, бұрғылау үдерісіндегі ұңғымалардағы геологиялық жағдайдың көрінісі олардың шоғырланған палеотығыздалып бітпеген кеуектік сұйықтықтардан ағып кету лимитациясымен, бейтектоникалық құбылыстар кезінде серпінді сығымдалуымен және катагенез аймағында сулар генерациясының, минералдар дегидратациясының әсерімен салдарлы түйісетін, икемді сазды қабаттардан шыққан ең басты сингенетикалық табиғатын растайды.

Коллекторлардағы аномальды қысымдар барлық тектоникалық аймақтарда және қманың аралықтарында дамыған (3.6-кесте, 3.10-сурет).

3.6-кесте және 3.10-сурет мәліметтерінен қима барынша сазды шөгіндіден құралған Керчен-Таман аймағындағы барлық су тегеурінді кешендердегі қыртыстық қысымдар аномальдығының максималды мәндері 95% және одан жоғары, коллекторлар спориадалдық түрде дамыған әрі линза тәрізді сипатқа ие: Батыс Кубан иілімінде (саздылық 85%-дан кем) АЖҚҚ алаң бойынша кешендердің қуаттылығы қысқартылған учаскелерінде анағұрлым дифференциацияланған сипатқа ие және аномальдық шамаларының коллекторлық байламдарының біршама кең таралу кезінде әдеттегідей төмендеген.

*Мезозой* шөгінділерінде нақты мәліметтердің шектеулі болуы қазіргі кезде АЖҚҚ кеңістік таралуы мен генезисінің бір бағытты көрінісін ұсынуға мүмкіндік бермейді. Дегенмен Аномальдықтың шамалары мен коэффициенттерінің айтарлықтай артуына, сусыйымды жыныстардың жалпы сыйымдылық және фильтрациялық төмен сипаттамаларына (Бедчер және Соловьев, 1956 ж.; Добрынин және Серебряков, 1978 ж.; Котов, Ермолаев және Федотова, 1973 ж.), 120°C-тан астам жоғары қыртыстық температураларға және т.б. қарағанда ұндағы АЖҚҚ басынан бастап сингенетикалық шығу тегіне ие болған әрі айтарлықтай деңгейде оның қайталама цементтелуінің салдарынан кеуектік кеңістік азаюы мен сұйықтықтардың жылулық кеңеюі түрліліктерінің және үлкен тереңдіктер (температуралар) жағдайындағы жыныстардың коэффициентімен шартталған.

Осы тұста аномальдығы жоғары қыртыстық қысымдардың ұзақ уақыт бойы болуы мен сақталуы олардың босаңсуының перманентті өтелуін білдіреді, оның сандық тұрғыдан тек аталған сингенетикалық үдерістердің ғана әрекет нәтижесінде болуы екіталай. Осы жағдай өз кезегінде қазіргі кезеңде Керчен-Таман аймағындағы юра-төмегі бор шөгінділерімен байланысты лайлы жанартаулы әрекет растайтын, төсемелі шөгінділерден резервуарлардың кеуектік кеңістігіне сұйықтықтар қосымша көлемінің түсуімен байланысты эпигенетикалық механизмнің ішінара жүзеге асуы да (Аникиев, 1964 ж., 1977 ж.; Қысым, 1987 ж.; Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1976 ж.), сондай-ақ геотектоникалық (бейтектоникалық) табиғаттың сығамдау әсерлері де байланысты болуы ықтималдығына жол береді (Кучерук және Озерный, 1987 ж.; Лагунова, 1973 ж.; Озерный, 1981 ж.).

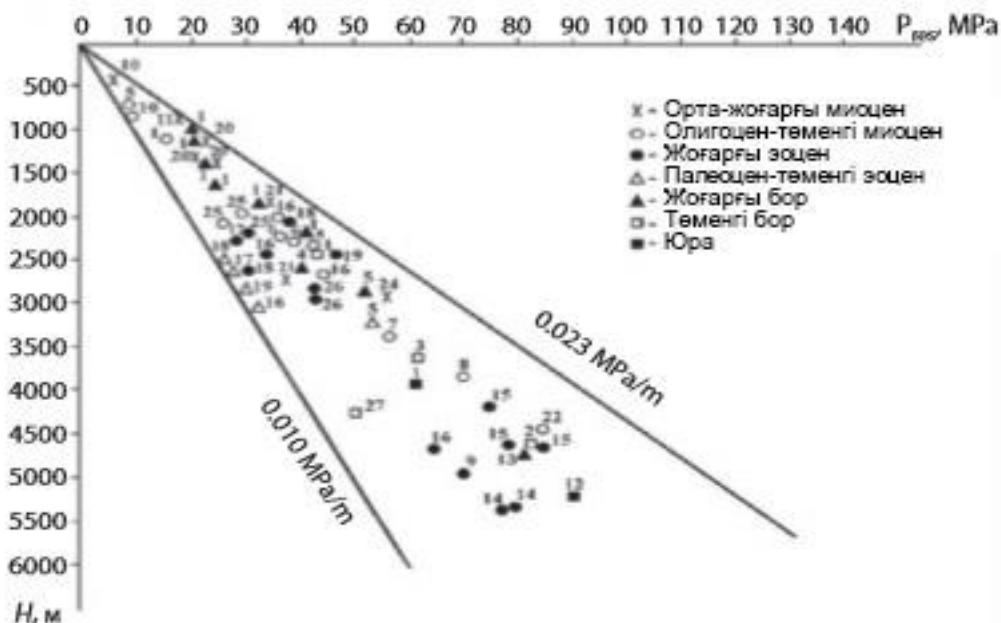
Палеоцен-төменгі эоцен кешенінің коллекторларындағы аномальды қысымдар көрінісінің геологиялық жағдайлары Керчен ауданы үшін АЖҚҚ модельдері серпінді босаңсытатын бейтектоникалық және эпигенетикалық, жоғары тегеурінді мезозой сұйықтықтарының инъекциясымен байланысты табиғатын қабылдауға мүмкіндік береді (Мошкаревская, Фонтановская, Слюсаревская, Горностаевская алаңдары және т.б.; артулар – 15,2- 25,6 МПа, аномальдық коэффициенттері 1,53-тен бастап 1,87-ге дейін (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1976 ж.; Кучерук және Озерный, 1987 ж.; Озерный, 1981 ж.) иілімнің шығыс бөлігіндегі қыртыстық қысымдардың гидростатикалыққа сәйкес келуі (Ново-Дмитриевское, Шығыс-Солтүстік, Зыбза-Глубокий Яр, Ахтырско-Бургундырское, Абино-Украинское кен орындары) таралудың айтарлықтай алаңымен, өңірлік бабына келумен және байламның сумен қанығу біртектілігімен, қыртыстардың жоғары коллекторлық қасиеттерімен: кеуектілік – 16-18%, жоғары тегеурінде кешендерден төменгі жағынан су тегеурінді альба және жоғарғы бордың, жоғарғы жағынан орта эоцен саздарының топтамаларымен (халыженская, калужская, кутаисская

қабаттары) оқшаулануы арқылы түсіндіріле алады, бұл түптеп келгенде нысандардың гидравликалық бірлесу мүмкіндігін және сәйкесінше қыртыстық қысымдардың гидростатика нормаларына сәйкес теңелуін қамтамасыз етеді. Осы аймақтың қимасында шөгінді жиналуындағы жергілікті үзілістердің болуы да, қыртыстық қысымдардың геостатикалық деңгейіне дейін бастапқы қалпына келуін қамтамасыз еткен жүйенің палеожеңілдеу ықтималдығын мүмкін етеді. Қалыпты қыртыстық және аномальдық қысымдардың оларды бөлектейтін сазды аралықтарда дамуы қиманың өтпелі және өтпелі емес байламдарындағы шектеулі гидравликалық байланысты және олардың арасындағы қысымдардың аса жоғары градиенттерінің миграциялық тұрғыдан аз деңгейде жүзеге асуын көрсетеді.

**3.6-кесте.** Индоло-Кубан иілім шоғырларының сұлбадан тыс аймақтарында және су тегеурінді кешендерінде қыртыстық қысымдардың гидростатикалықтан басым болуы мен қыртыстық қысымдар коэффициенттерінің өзгеруі.

Алаң, тектоникалық аймақ, өңір	Су тегеурінді кешендер							Орта ша мәндер
	Жоғарғы юра	Төменгі бор	Жоғары бор	Палеоцен- төменгі эоцен	Жоғарғы эоцен (иілімнің шығыс бөлігінде – Кума )	Олигоцен- төменгі миоцен (майкоп)	Орташа- жоғары миоцен	
Керчен-Таман аймағы	22.3–32.8 1.57 –1.76	19.0 –37.4 1.72 –1.82	9.7 –24.1 1.57 –2.19	15.2–25.6 1.53 –1.87	8.2 –20.31 1.59 –1.92	1.9 –32.3 1.26 –1.87	0.5 –10.8 1.08 – 2.17	18.6 1.70
Батыс Кубан иілімі	14.0 –39.6 1.31–1.78	34.0 1.70	35.1 1.75	0.5 – 1.0 1.00 – 1.02	4.7 –33.6 1.17 –1.96	0.3 –44.2 1.00 –1.90	0.1–26.2 1.00 –1.93	21.7 1.48
Индоло-Кубан иілімі	14.0 –39.6 1.31–1.78	19.0 –37.4 1.70 –1.82	9.7–35.1 1.57 –2.19	0.5–25.6 1.00 –1.87	4.7 –33.6 1.17 –1.96	0.3 –44.2 1.01–1.90	0.1–27.2 1.00 –1.93	19.0 1.60
Орташа мәндер	26.8 1.5	28.2 1.76	22.4 1.87	13.1 1.44	19.2 1.56	22.3 1.45	13.6 1.46	–

*Ескерту.* Алымда – қыртыстық қысымдардың гидростатикалықтан басым болу диапазоны, Мпа; бөлімінде – қыртыстық қысымдар аномальдық коэффициенттері мәндерінің түрленуі.



**3.10-сурет.** Индоло-Кубан иілімінің су тегеурінде кешендеріндегі бастапқы қыртыстық қысымдар. Кен орындары, алаңдар: Керчен-Таман аймағы. 1 – Мошкаревская, 2 – Марьевская, 3 – Тамбовская, 4 – Куйбышевская, 5 – Фонтановская, 6 – Оңтүстік Сивашская, 7 – Горностаевская, 8 – Слюсаревская, 9 – Кореньковская, 10 – Борзовская, 11 – Приозерная; Западно-Кубанский прогиб, 12 – Сергеевская, 13 – Суздальская, 14 – Солтүстік, 15 – Левкинская, 16 – Ново-Дмитриевская, 17 – Зыбза-Глубокий Яр, 18 – Ахтырско-Бугундырское, 19 – Абино-Украинское, 20 – Курчанское, 21 – Анастасиевско-Троицкое, 22 – Солтүстік-батыс-Афипское, 23 – Батыс Анастасиевское, 24 – Оңтүстік Андреевское, 25 – Калужское, 26 – Шығыс-Солтүстік, 27 – Абхазская.

*Жоғары эоцен кешені* (иілімнің шығыс бөлігіндегі кумская қабаты) негізінен қиманың төменгі флишты және мергельді сазды топтамалармен жабылған бөлігіне тура келетін коллекторларда АЖҚҚ барлық жерде алаңдық таралуымен сипатталады. Қыртыстық қабаттың және аномальдық коэффициенттерінің белгіленген артуы Керчен түбегінің құрылымдарында және Батыс Кубан иілімінің Калуга, Азов пен Левкин антиклиналды аймақтарында өңірдегі максималды мәндеріне жетеді, сәйкесінше: Мошкаревская алаңында – 8,2-20,3 МПа және 1,59-1,92; Ново-Дмитриевское кен орнында – 4,7-9,6 МПа және 1,17-1,37; Калугада – 6,8-8,3 МПа және 1,24-1,38; Шығыс-Солтүстікте – 10,2 МПа және 1,35; Карская алаңында – 5,7-6,0 МПа және 1,24-1,49, Солтүстікда – 26,8 МПа және 1,5; Абино-Украинское кен орнында – 14,9-23,6 МПа және 1,52-1,96; Ахтырско-Бугундырское кен орнында – 16,3-16,8 МПа және 1,65-1,79; Левкин алаңында – 32,9-33,6 МПа және 1,71-1,87. Азов аймағының шығыс бөлігінде Зыбза-Глубокий Яр-Черноморское кен орындарының желілері бойынша аномальдық артулары мен коэффициенттері төмендейді және 6,2-8,7 МПа және 1,24-1,30 құрайды.

Жергілікті көтерілімдер шегінде қыртыстық қысымдар мен аномальдық коэффициенттерінің арту максималды мәндерін белгілеу, оларда жоғары амплитудалы дизъюнктивтердің таралуы, қиманың түрлі жастағы формацияларының ірі масштабты гидравликалық бірлесуін қамтамасыз ететін лайлы жанартаулық (Керчен-Таман ауданы), аумақтың гидродинамикалық жеңілдену аймақтарынан оның линза тәрізді саздалған төмен өтпелі коллекторларының өңірлік су тегеурінімен экрандалған жоғары эоцен кешені таралуының бейтектоникалық белсенділігі өңірдің өтпеді байламдарындағы АЖҚҚ-ның негізінен эпигенетикалық сипатын және

төсемелейтін шөгінділерден болатын жоғары тегеурінді сұйықтықтармен инъекциялануының басым шартталуын анықтайды.

Осы арада өнімді нысандардың біртекті болмауын ескеру, оларды қиманың сазды түрліліктерімен жиі кезектесу жағдайында табу, өзінің шығу тегімен сұйықтықтардың өтелмеген ағып кетуімен, олардан «қайта пайда болған» сулардың бөлінуімен және қыртыстық резервуарлардың серпінді бейтектоникалық деформацияларымен міндетті болып табылатын сингенетикалық АЖҚҚ параллельді генерациялануын мүмкін етеді.

Сирек, біршама аз қуатты линза тәрізді коллекторлардан тұратын *олигоцен-төменгі миоцен* кешені өз алдына (майкоп қабаты) өңірлік су тегеурінін құрайды. Топтама қалыңдығының максималды мәндері Батыс Кубан иілімінде 3000 м дейін жетеді және Керчен-Таман ауданында 5000 м дейін жетеді (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1976 ж.). майкоп қабатының коллекторлық байламдарындағы АЖҚҚ алаң бойынша біркелкі дамымаған және жалпы алғанда бүкіл кешеннің қалыңдық өзгерісінің сипатын көрсетеді, қыртыстық қысымдар мен аномальдық коэффициенттері артуының анағұрлым жоғары мәндері Керчен-Таман ауданында орналасқан құрылымдарды және топтама қалыңдығы анағұрлым маңызды Батыс Кубан ойпатының орталық клиналды бөлігінде байқалады (1500-2000 м астам). Атап айтқанда, Керчен түбегінде (Фонтановская, Оңтүстік Сивашская, Горностаевская, Слюсаревская, Кореньковская алаңдары) осы көрсеткіштер сәйкесінше 20,3-32,3 МПа және 1,67-1,87 құрайды; Батыс Кубан иілімінде – Батыс Афипская алаңында: 44,3 МПа және 1,89; Шығыс Афипская алаңында – 40,3 МПа және 1,90; Солтүстікда – 32,0-35,6 МПа және 1,64-1,72; Ново-Дмитриевское кен орнында – 41,2 МПа және 1,84. майкоп қабатының қысқартылған қалыңдық аймағында – ойпаттың оңтүстік бүйірінде (Ключевая, Дыш, Саратовская алаңдарының ауданы) аномальдық коэффициенттері әдеттегідей аз мәндерге ие: 1,01-1,20.

Қыртыстық қысымдар аномальдылығының артықшылықпен сазды майкоп қабатының жалпы қуаттылығымен объективті байланысы, оларда қамтылған коллекторлар таралуының линза тәрізді және спориадалды сипаты оларды АЖҚҚ аралас шығу тегін анықтайды, олар келесіге міндетті:

- майкоп сазды байламдарынан бөлінген жоғары тегеурінді сұйықтықтардың ену әсерлері;
- монтмориллонитты топ минералдарының дегидратациялау сулары;
- жаңа және заманауи тектоникалық қозғалыстардың салдарынан қыртыстық резервуарлардың серпінді сығымдануы.

Эпигенетикалық құрамдас тұщы сулардың және көмірсутектердің жоғары эоцен (белоглинская қабаты) өңірік су тосқауылының төсемелейтін кешендерден төмендеген қалыңдық (немесе болмауы) аймақтарындағы жарылулар арқылы толтырылуымен шартталған.

Чокрак, караган, сармат және мэотикалық су тегеурінді горизонттарымен орындалған орташа-жоғарғы миоцен кешені аралықтың соңғы кешенін қоспағанда іс жүзінде барлық жерде дерлік жергілікті құрылымдар шегінде АЖҚҚ таралуымен сипатталады.

Керчен түбегінің тек орташа миоцен шоғырларының оңтүстік-шығыс бөлігінде белгіленген 430-861 м тереңдіктегі аномальдық коэффициенттері 1,35-2,17 (Борзовская, Приозерная алаңдары) ауданның басқа территориясындағы төмендеу мәндерінің жалпы көрінісінде 1,08-1,10 (Оңтүстік Сивашская, Солтүстік Керчен алаңдары және т.б. (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1976 ж.; Кучерук және Озерный, 1987 ж.; Новосилецкий, 1975 ж.; Орлов, 1980 ж.) төсемелейтін кешендерден сұйықтықтардың өту нәтижесі болып табылады.

Батыс Кубан иілімінің чокрак шөгінділерінде қыртыстық қысымның гидростатикалықтан арту өзгерісінің диапазоны аномальдық коэффициенттері 1,0-1,93 болғанда – 0,1-27,2 Мпа. Осы көрсеткіштердің анағұрлым жоғары мәндері (9,1-27,2 МПа, 1,30-1,93) иілімінің орталық бөлігінің



көтерілімдерінде байқалады (Курчанская, Анастасиевско-Троицкая, Федоровская, Оңтүстік Андреевская алаңдары); жергілікті құрылымдар анағұрлым қарқынды дилокацияланумен және күрделі құрылымымен сипатталатын оңтүстік бүйірлік аймақта (Абинская, Адаумская, Джигинская, Благовещенская алаңдары және т.б.), аномальдық коэффициенттері 1,00-1,27 боғанда, артулар 5,0 МПа аспайды.

АЖҚҚ алаң бойынша тура сондай таралуы караган және сармат нысандарында – бірінші жағдайда аномальдық артуы мен коэффициенттерінің шамалары 15,8 МПа және 1,84 шегінде, екіншісінде 5,8 МПа дейін және 1,55 иілім орталық бөлігінің жергілікті құрылымдарында максималды мәндердің белгіленуімен құбылады (Анастасиевско-Троицкая, Курчанская алаңдары және т.б.).

Орташа-жоғарғы миоцен кешеніндегі АЖҚҚ көріністерінің ерекшеліктері:

- олардың максималды мәндерінің біршама әлсіз бұзылған көтерілімдерге тура келуі;
- қима бойынша жоғары қарай артулар шамамасы мен аномальдық коэффициентінің азаюы (мэотисте гидростатикалықтарға сәйкес келуіне дейін)
- гидродинамикалық жеңілдену жағдайларымен функционалдық анықталу;
- мұнайгаздылықпен байланыс (бұдан әрі 5, 6-тарауларды қараңыз) олардың, ең алдымен, эпигенетикалық табиғатын және төменде жатқан шөгінділерден тегеурінді сұйықтықтар тігінен құйылуының объективті шарттылығын растайды. Қосымша механизмдер ретінде қиманың сазды байламдарынан кеуектік сулардың ағып кетуі лимитациясымен байланысты гидрохимиялық әсерлерді және олардағы аралас қабатты минералдардың сингенетикалық құрамдастың катагенетикалық айналуы барысында «қайта пайда болған» сулардың генерациясын мойындаған жөн.

Индоло-Кубан иілімінің шөгінділік қимасындағы АЖҚҚ кеңістікте дамуының негізгі заңдылықтары:

- стратиграфиялық және гипсометриялық тереңдіктер ұлғайған сайын қыртыстық қысым аномальдық коэффициенттерінің бірізділікпен өсуі (жоғарғы миоценде 1,46 бастап, мезозой бойынша орташа мәні 1,72);
- олардың қарқындылық көрсеткіштері жергілікті көтерілімдер алаң бойынша таралуының мозаикалық-кесектік сипаты;
- олардың максималды шамаларының сұйықтықтар жеңілденуінің анағұрлым қолайлы жағдайларымен сипатталатын аудандарға, алаңдарға, кесектерге, аралықтарға тура келуі;
- жергілікті құрылымдық пішіндер дислокациялану деңгейімен кері байланыс;
- пьезометриялық минимумдардың өндірістің мұнайгаздылық аймақтарымен алаңдық байланысы (бұдан әрі 5, 6-тарауларды қараңыз);
- төменгі бордан миоценге дейінгі стратиграфиялық диапазонды қамтитын формацияаралық вертикальды құйылулардың ірі көлемде жүзеге асуын көрсететін лайлы жанартаулық әрекет (Керчен-Таман ауданы);
- өңірдің бейтектоникалық белсенділігі иілімнің коллекторларындағы аномальды қысым генерациясының басты факторлары шөгінділік қиманың терең аймақтарынан жоғары тегеурінді сұйықтықтардың құйылуы және неотектогенез импульстарының әсерінен тұйық қыртыстық резервуарлардың серпінді сығымдалуы деп есептеу үшін жеткілікті негіздер береді;

Жекелеген көтерілімдер шегінде иілімнің геосұйықтық динамикасы жалпы алғанда қыртыстық қысымның гидростатикалықтан артуының орташа мәні 19,0 МПа, аномальдық коэффициенті 1,60 және кіші тереңдіктерден бастап АЖҚҚ таралуы 400-500 м сипаталады.

### 3.2.2.3. Терск-Каспий иілімі

Жүргізілген зерттеулермен майкоп топтамасының сазды байламдарында – орташа миоценнің және триастан орташа миоценге дейін қоса алғанда стратиграфиялық қиманың барлық аралықтарында АЖКҚ болуы нақтыланған (3,7-кесте, 3.11-сурет).

АЖКҚ көріністерінің бұрғылау-жыныс түзілу барысындағы сипаты:

- ұңғымалардың құрылымдық тұрғылануына қарамастан барлық алаңдарда белгіленетін және мықты аномальды жоғары кеуектілікке тура келетін қалдықтың айтарлықтай көлемінің шығарылуы, құралдың дөңестенуі және т.б.
- сазды қабаттардың мықты қуатты учаскелерінде АЖКҚ аса жоғары деңгейлеріне бірізділікпен қол жеткізу;
- әлеуетті емес икемді кешендерде диапиризм құбылыстары мен жабынды тектоникалық формалардың құрылуы, ең алдымен, олардың қайта пайда болған сулар генерациясы мен неотектоникалық күйзелістер әсерінен сазды қабаттардың серпінді сығымдалуымен созылмалы шоғырлануы барысында саздардан кеуектік сұйықтықтардың шектеулі қағып кетуімен анықталған сингенетикалық табиғаты (Дурмишян, Мурадян и Рачинский, 1974 ж.; Орлов және Корнилов, 1986 ж.).

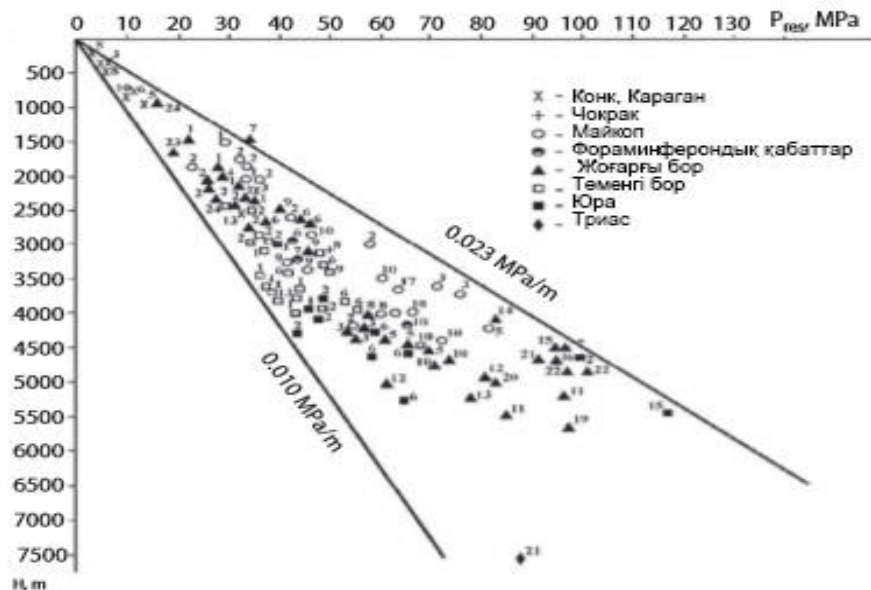
Жекелеген кен орындарында (Карабулак-Ачалуки, Старогрозненское, Заманкул, Брауны) тікелей өнімді жоғарғы бор резервуарларын жауып жатқан, жоғары биіктікке ие және осы себепті жоғары шамадан тыс қысымдарға ие майкоп шөгінділерінде АЖКҚ сингенетикалық құрамдасын төсемелейтін шоғырлардан жоғары тегеурінді сұйықтықтар саздардың кеуектік кеңістігіне өтуімен байланысты эпигенетикалық құрамдас қабаттасады. Интегралды нәтиже саздарда шамамен коэффициенттері 2,0-2,4 геостатикалық деңгейдегі АЖКҚ генерациясына алып келеді.

Өңір алаңы бойынша АЖКҚ таралу заңдылықтарын талдау олардың максималды көріністерінің Терск маңы аймағының біршама аз дислокацияланған көмілген көтерілімдеріне (Правобережная, Червленная және т.б.) және сәйкес келетін қатпарлық аймағының локалды тұтқыштарына – иілімдерді күрделендіретін Терск және Сунжен антиклиналий желілерін (Солтүстік Малгобек, Горское, Минеральное, Солтүстік Минеральное, Андреевское, Межхребтовое, Западный Гудермес кен орындары) бөлетін және көмкеретін құрылымдарға тура келуін белгілейді. Екі желінің анағұрлым бұзылған көтерілімдерінде аномальдық коэффициенттері АЖКҚ табиғи резервуарлар дренажының байланысына қарағанда анағұрлым азырақ мәнге ие. Тура осындай қорытындыға түрлі гидродинамикалық жағдайдағы жекелеген кесектер мен жергілікті көтерілімдердің тегеуріндер таралуының ашық мозаикалық көрінісін суреттейтін мәліметтер де алып келеді. Осылайша, мысалы, Малгобек-Вознесенск құрылымының түрлі бөліктері арасындағы жоғары бор резервуарының келтірілген деңгейлері ауытқулары 270-500 м құрайды (Волобуев, 1986 ж.; Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1974 ж.; Корценштейн, 1970 ж.).

**3.7-кесте.** Терск-Каспий иілімінің сұлбадан тыс шоғырлары мен су тегеурінді кешендеріндегі қыртыстық қысымдардың гидростатикалықтан артуы мен қыртыстық қысымдар аномальдығы коэффициенттерінің өзгеруі.

Тектоникалық аймақ, өңір	Су тегеурінді кешендер							Орташа мөндер
	триас	жоғарғы юра-валаанжин	төменгі бор (готерив-апт)	жоғарғы бор	Эоцен (фораминиферлі қабаттар)	Олигоцен-төменгі миоцен (майкоп)	Орташа-жоғарғы миоцен	
Сунжен	–	11.1 –53.2 1.14–2.14	4.4 –13.9 1.09 –1.40	2.9–34.8 1.13 –2.00	–	10.7–45.1 1.62 –2.30	0.1 –15.2 1.00 –1.69	19.1 1.55
Терск	–	15.0–64.2 1.16 –2.20	8.3 –25.7 1.15–1.60	3.1 – 51.9 1.08 – 2.18	10.5–27.6 1.33–1.81	7.5 – 52.5 1.34 – 2.43	0.1 – 9.5 1.00 –1.42	23.0 1.56
Терск маңы	15.0 1.20	–	–	35.0–52.8 1.70 –2.19	–	–	–	34.3 1.70
Терск-Каспий иілімі	15.0 1.20	11.1 –64.2 1.14 –2.20	4.4 –25.7 1.09 –1.60	2.9 –52.8 1.08 –2.19	10.5 –27.6 1.33 –1.81	7.5 –52.5 1.34 –2.43	0.1–15.2 1.00 –1.69	22.8 1.57
Орташа мөндер	15.0 1.20	35.9 1.66	13.1 1.31	30.1 1.71	19.0 1.57	28.9 1.92	6.2 1.28	-

*Ескерту.* Алымда – қыртыстық қысымдардың гидростатикалықтан басым болу диапазоны, Мпа; бөлімінде – қыртыстық қысымдар аномальдық коэффициенттері мөндерінің түрленуі.



**3.11-сурет.** Терск-Каспий иілімінің су тегеурінді кешендеріндегі бастапқы қыртыстық қысым. Кен орындары, алаңдар: Сунжен антиклинорийі, 1 – Заманкул, 2 – Карабулак-Ачалуки, 3 – Старогрозненское, 4 – Серноводское, 5 – Октябрьское; Терск антиклинорийі, 6 – Малгобек-Вознесенское, 7 – Орлиное, 8 – Эльдаровское, 9 – Хаян-Корт, 10 – Брагуны, 11 – Андреевское, 12 – Минеральное, 13 – Гудермес, 14 – Батыс Гудермес, 15 – Солтүстік Малгобек, 16 – Алхазово, 17 – Ястребина, 18 – Горская, 19 – Солтүстік Минеральное; Терск маңы көтерілімдер аймағы, 20 – Правобережная, 21 – Бурунная, 22 – Червленая; Черногорская моноклинали, 23 – Змейская, 24 – Датых.

Индо-Кубан иілімімен салыстырғанда АЖҚҚ тігінен таралатын триас-төменгі бор аралығы жоғарыда жатқан осы шама 1,61 құрайтын жоғарғы бор-орташа миоцен қабатына қарағанда аномальдықтың анағұрлым төмен коэффициенттерімен (орташа алғанда 1,45) сипатталатыны нақты мәліметтер арқылы анықталды. Максималды жоғары орташа коэффициенттер жоғарғы борда байқалады және олигоцен-миоцен (майкоп) кешендерінде сәйкесінше – 1,71 мен 1,92 (3.7-кестені, 3.11-суретті қараңыз).

Келтірілген мәліметтерді бағалау кезінде триас-төменгі борлы аралық үшін аномальдық коэффициентінің мәні 1,45 орташа болып табылатынын, оның ішінде оның Терск арты ауданының Бурунная алаңында (1-ұңғ.) ашылған триас шөгінділеріндегі дара өлшеу бойынша 1,20 тең екенін ескерген жөн. Иілім ішінде жалпы алғанда осы шама төмендетілген болып табылады, себебі аталған көтерілімнің орналасу учаскесі триас сулы кешенінің палеожеңілденуіне септігін тигізген, триас және жоғарыда жатқан юра қабатының арасында шөгінді жиналуда болған үзіліс оның тұрақтандырылған платформалық бөлігіне қарай тартылады (Киссин 1964 ж.). Аталған жағдайлардың ескерілуі триастағы иілім геосинклиналды бөлігіндегі аномальдық коэффициенттерінің жоғары болу ықтималдығы туралы жекілікті негізделген болжамдар жасауға мүмкіндік береді, ол өз кезегінде осы көрсеткіштің бүкіл триас-төменгі борлы аралық үшін орташа мәнінің артуына алып келуі мүмкін.

Біршама бәсең АЖҚҚ ашылған қиманың (аномальдық коэффициенттері 2.20 дейін) төмен аралықтарында олардың жоғарыда жатқан жоғарғы бордың су тегеурінді кешеніне және аралық саздарының шоғырлануымен шартталған сингенетикалық АЖҚҚ мен АЖҚҚ рөлдері шүбәсіз, оны жауып жатқан (3000 м дейін) мықты сазды майкоп топтамаларының линза тәрізді, кеңістікте біртекті емес коллекторларымен шарықтау көріністеріне үйлесуі қыртыстық қысымның осындай таралуының негізгі ықтимал себебі (шөгінділік тысының төменгі қабаттарынан) өз кезегінде сингенетикалық ие майкоп қабатының өңірлік су тегеуріні мықты қабатының астындағы эпигенетикалық вертикальды келтірілген энергия аккумуляциясы болып табылады деп есептеуге негіз бола алады.

Жоғарыда баяндалған жоғарғы борлы карбонатты коллектордағы аномальдық коэффициенттерінің мәндері және оның жарықшақтығы мен тысының мықтылығы арасындағы пропорционалдық байланыс дерегімен расталады деп болжанады. майкоп топтамасының үлкен қалыңдығымен, жоғарғы борлы резервуардың үстіңгі қабатқа жақындығымен (жеңілдену аймағына) және көтеріңкі жарықшақтықпен сипатталатын алаңдарында (Заманкул, Старогрозненское кен орындары) қыртыстық қысымдар аномальдығы минималды – 1,29-1,33; майкоп қалыңдығы барынша артатын және жоғарғы бордың нашар жарықшақтанған коллекторы айтарлықтай тереңдіктерге шомған құрылымдарында аномальдық максималды шамаларға дейін жетеді – 1,70-2,20 (Батыс Гундермес, Солтүстік МалгобеҚҚ, Андреевское кен орындары және т.б.) (3.11-суретті қараңыз).

Жоғарыда жатқан қиманың жоғары тегеурінді сұйықтықтармен және эпигенетикалық энергиямен қоректену аймағы болып табылатын триас төменгі борлы аралығында сингенетикалық АЖҚҚ генерациясы басты екі механизмнің жүзеге асу нәтижесі болып табылады – сұйықтықтардың түрлі жылулық және жоғары температуралар аймағында (үлкен тереңдікте) сыйдыратын жыныстар кеңеюінің және неотектоникалық табиғатының серпінді-күйзелістік әсерлері нәтижесі.

Айта кетерлік жайт, соңғы механизмнің әсері өңірдегі шөгінділік қиманың барлық аралықтары үшін ортақ болып табылады және осы жағдай жоғарыда аталған барлық себептермен бірге Терск-Каспий иілімінің геосұйықтық динамикалық жүйесінің жалпы тым жоғары кернеулілігін анықтайды: барлық су тегеурінді кешендер бойынша қыртыстық қысымның гидростатикалықтан артудағы орташа мәні – 22,8 МПа, аномальдық коэффициенті – 1,57.

#### 3.2.2.4. Загрос алды иілімі

Өңір Фарс (орта-жоғары миоцен) эвапоритты-мергельді-сазды топтамаларының өңірлік қақпақтарында, Хит гипстік-ангидритті қабатында (жоғарғы юра, титон) бұрғылау үдерісінде көрініс беретін АЖҚҚ және оладың астында жатқан Асмари формацясының (жоғарғы олгоцен-төменгі миоцен), багестан топтамасының (жоғарғы бор, сеноман-турон) және Араб қабатының (жоғарғы юра, кеммеридж-оксфорд) жарықшақты әктасты өнімді коллекторларындағы АЖҚҚ қарқынды дамуымен сипатталады.

АЖҚҚ көріністерінің жағдайы:

- қақпақтардың эвапориттік типі;
- өңірдің барлық жерінде кездесуі,
- тығыздығы көбіне 2,57-2,64, ал кейді 2,71 г/см<sup>3</sup> дейін баратын ауырлатылған шайма езінділерін тұрақты қолдануды талап ететін кейбір жағдайлардағы геостатикалық деңгейдің қарқындылығы (Ага-Джари кен орны (төменгі Фарс қабаты) (Лейн, 1949 ж.);
- бұрғылау кезіндегі қиындықтар сипаты (Аникеев, 1964 ж.);
- төсемелейтін әлеуетті жыныстармен және т.б. Фарс топтамалары, ең алдымен, тұзды-сазды қабаттардан палео сығылған кеуектік сұйықтықтардың аномальдық ағып кетуінің күрт

шектелуімен және соңғысының вертикальды әрі горизонтальды қосымшаланған неотектоникалық күйзелістер кезінде заманауи сығылуымен шартталған негізгі сингенетикалық табиғатын анықтайды.

Осы арада төменде жатқан көмірсутекті қабаттардың тікелей астында жатқан жергілікті («ореолдық модель») (Аникеев, 1964 ж.) кеуектік қысымдар аномальдығының «жарқылы» – үлкен биіктікке (2000 м және одан астам) ие төсемелейтін шоғырлардан келетін жоғары тегеурінді сұйықтықтардың өтуі және осы себептен олардың қабаттық аймақтарында шамадан тыс қыртыстық қысым бар АЖКҚ максималды мәндерін белгілеу өнімді локалды көтерілімдер шегінде сингенетиалық АЖКҚ-ға эпигенетикалық құрамдастың қабаттасуы орын алады деп есептеуге негіз бола алады.

Аталған екі механизмнің де жиынтық әсері АЖКҚ қақпақтарында, әсіресе өнімді жоғары амплитудалы құрылымдарда аса жоғары аномальды қыртыстық қысымдардың генерациялануына алып келеді.

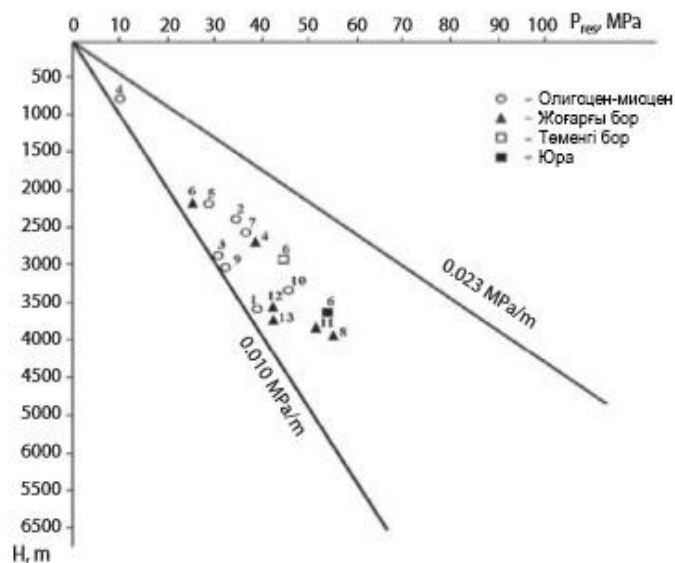
АЖКҚ коллекторлардың кеңістікте таралуында келесі заңдылықтар байқалады:

- қыртыстық қысымдардың иілімнің платформалық бүйірінен геосинклиналдығына қарай (батыстан шығысқа) және вертикальды қима бойынша жоғарыдан төменге қарай гидростатикалықтан біртіндеп артуы (асмари формациясында орта есеппен алғанда 1,21-ден Араб қабатындағы 1,45-ке дейін) (3.8-кесте, 3.12-сурет).
- аталған көрсеткіштер мәндерінің Фарс және Хит қақпақтарының қалыңдығы мен өнімді резервуарлардың орналасу тереңдігі артқан сайын әрі олардың жарықшақтығы төмендеген сайын өсуі;
- аномальдық коэффициенттері максималды мәндерінің тек 1000 м астам асмари коллекторы төбесінің жату тереңдігімен сипатталатын біршама жақындықтағы Загрос тау түзілімінің неотектоникалық белсенді кен орындарына тура келуі.

**3.8-кесте.** Загрос алды иілімінде қыртыстық қысымдардың гидростатикалықтан басым болуы мен шоғырлардың сұлбадан тыс және су тегеурінді кешендердің қыртыстық қысымдарындағы өзгеріс.

Өңір	Су тегеурінді кешендер							Орташа мәндер
	триас	юра	төменгі бор	жоғарғы бор	палеоцен	эоцен	олигоцен-миоцен	
Загрос алды иілімі	–	16.2 1.46	12.9 1.43	1.08 –13.9 1.08 –1.37	–	–	0.0 –10.8 1.00 –1.42	9,31,29
Орташа мәндер	–	16.2 1.46	12.9 1.43	7.8 1.23	–	–	5.4 1.21	

Ескерту. Алымда – қыртыстық қысымдардың гидростатикалықтан басым болу диапазоны, Мпа; бөлімінде – қыртыстық қысымдар аномальдық коэффициенттері мәндерінің түрленуі.



**3.12-сурет.** Загрос алды иіліміндегі су тегеурінді кешендердің бастапқы қыртыстық қысымдары. Кен орындары: 1 – Месджид-и-Сулейман, 2 – Карандж, 3 – Нафт-Сафид, 4 – Хафт-Кел, 5 – Ага-Джари, 6 – Гачсаран, 7 – Лали, 8 – Ахваз, 9 – Мансури, 10 – Марун, 11 – Биби-Хакиме, 12 – Бинак, 13 – Раг-и-Сафид.

Бірінші байланыс Асмари және Бангестан резервуарлары алаңдарының көпшілігінде, олар үшін бірдей түйісу үстіңгі қабаттарының құрылуына алып келген гидродинамикалық байланыс және барлық стратиграфиялық аралықтар көмірсутектерінің генетикалық бірлігі туралы белгілі мәліметтермен айқын корреляцияланады (Алиев және Забанбарк, 1974 ж.; Леворсен, 1970 ж.; Холл және Уорман, 1973 ж.), (Даннингтон, 1961 ж.; Хант, 1982 ж.). Оны өңірде вертикальды формацияаралық сұйықтық масса тасымалының шөгінділік қиманың төменгі қабаттарынан жоғарғысына қарай кеңінен даму мүмкіндігінің объективті расталуы ретінде қарастыруға болады.

Екінші байланыс коллекторлардағы қыртыстық қысымдар аномальдығы мәндерінің жеңілдену межесімен анықталатынын көрсетеді. Анағұрлым контрастты түрде ол Карандж, Марун, Ахваз кен орындарындағы мықты қақпақпен жабылған, Асмари төбесінің 2100, 2320, 2560 м терең жатқан кезінде олар сәйкесінше 1,42; 1,32; 1,35 құрайтын (3.12-суретті қараңыз), тура сол өлшемдері бар шайылған Месджид-и-Сулейман, Хафт-Кель, Гачсаран кен орындарының үстіңгі қабатына максималды жақындатылған (сәйкесінше: 180 м – 1,04; 600 м – 1,06; 750 м – 1,08), су тегеурінді жүйенің дренажы түріндегі көптеген үстіңгі қабат мұнайгаз көріністері түріндегі қыраттарға, терең қоректенетін тұзды көлдердің түзілуіне алып келген (Бурштар, 1973 ж.; Леворсен, 1970 ж.; Рассел, 1958 ж.) аномальдық коэффициенттерін салыстырғанда көрініс береді, біршама жеңіл жүзеге асады.

Үшінші корреляция неотектоникалық күйзелістердің жеңілдену аймағымен шектеулі бірлесетін табиғи резервуарлардағы қыртыстық қысымдардың арту әсерімен сипатталады.

Ол Биби-Хакиме және Лали кен орындарының геотектоникалық (сейсмикалық) белсенді жолағында орналасқан аномальдық коэффициенттерін салыстыру нәтижесі бойынша анықталады, ол жоғарыда аталған Месджид-и-Сулейман, Хафт-Кель, Гачсаранмен бірге осы аудандағы бірақ аталған жолақтан тыс, Асмари төбесінің 1021 және 1500 м тереңдікте орнығу кезінде 1,37 мен 1,40 құрайды (3.12-суретті қараңыз).

АЖҚҚ өнімді жергілікті құрылымдарға басым тура келуі, ал олардың максималды мәндерінің жарықшақтығы төмен және соңғысының шегіндегі (4-тарауды қараңыз) жоғары геотемпературалық градиенттердің аймағына тура келуі симптоматикалық болып көрінеді. Құрылымаралық учаскелерде коллекторлардағы аномальды температуралар өңірдің барлық жерінде дерлік белгіленетін АЖҚҚ-дан өзгешелігі әдеттегідей төмен мәндерге ие (немесе мүлдем жоқ), бұл негізінен жоғарыда келтірілген мәліметтердің барлығымен бірге олардың жоғарғы юра-орташа миоцен қимасы аралығындағы эпигенетикалық табиғатын анықтайды.

Өңірдің терең бұрғылау арқылы зерттелуінің қазіргі кездегі деңгейімен жоғарыда жатқан кешендерді қоректендіретін сингенетикалық АЖҚҚ дамуының бірнеше зерттеушілер мұнайгаз тудыратын ретінде қабылдайтын, силур-төменгі бор стратиграфиялық шөгінділерінде анағұрлым ықтималдығы көрінеді. Олардың генерациялануының артықшылықты болжамды механизмдері сұйықтықтардың жылулық кеңеюінің түрлі коэффициенттерімен және Г. Даннитон солай болуы мүмкін деп пайымдаған (1967 ж.) стилолит құрылуы барысында коллекторлардың кеуектік қайталама цементтелуі құбылыстары арқылы туындаған бароэсерлер болып табылады.

Загрос алды иілімі шөгінділік қимасының юра-неоген бөлігін терең бұрғылау арқылы ашылған бөлігінде АЖҚҚ кеңістікте таралуының айқындалған заңдылықтары, олардың қалыптасуының эпигенетикалық моделінің аномальды қыртыстық қысымдар қалыптасуына сәйкестігі, су тегеурінді жүйенің вертикальды жеңілдену үдерістерінің кеңінен таралуы (мұнайдың, газдың және жер асты термальді сулардың шығуы, тұзды көлдер, киралық жұғындар және т.б.) өңірдегі сұйықтық масса тасымалдаудың басым бағыты төменгі қабаттардан жоғарғы қабаттарға тікелей вертикальды көшуі деп есептеуге негіз бола алады.

Оның орта факторларының оңтайлы қатынасымен анықталатын біршама күрделенуі жалпы алғанда иілімнің геосұйықтық динамикасы жүйесінің жергілікті көтерілімдер шегінде қыртыстық қысымның гидростатикалықтан 9,3 МПа артық, аномальды коэффициенті 1,29 болатын орташа мәнін анықтайды.

Альпілік геосинклиналды тау алды иілімдері бойынша материалды қорытындылау шөгінділік қималардағы (С өлшемі) өтпейтін (нашар өтетін) және өтімді жыныстар қатынасы мен қыртыстық қысымдар аномальдығының арасындағы (3.8-суретті қараңыз) тікелей байланыс барлығын көрсетеді, бұл өз алдына АЖҚҚ қалыптасуына сингенетикалық құрамдастардың әсері бар екендігін танытады.

Бөлімде келтірілген кестелік мәліметтерді бағалау және талдау кезінде қыртыстық қысымдардың аномальдық коэффициенттері мәндерінің нақтыланған жалпы үрдістен барлық өңірдің қималары бойынша жоғарыдан төменге қарай (Оңтүстік Каспий ойпаты – плиоцен, Падан ойпаты – плиоцен, Индоло-Кубан иілімі – миоцен, Терск-Каспий иілімі – олигоцен-төменгі миоцен (майкоп қабаты), Карпат алды иілімі – миоцен) бірізділікпен азаюының қайсыбір ауытқулары көзге түседі. Нақты аудандар мен алаңдардың гидрогеологиялық жағдайын талдаумен анықталған осындай құбылыстардың себебі, ең алдымен, басты механизм вертикальды тыс арқылы жоғары тегеурінді сұйықтықтардың көшуіне қосымша факторлардың әсер етуімен анықталады:

- шөгінділердің шомуы барысында олардың сазды түрліліктерінің үздіксіз шоғырланатын кеуектік суларынан бөліну нәтижесінде тікелей коллекторларда АЖҚҚ сингенетикалық құрамдасының генерациялануы;
- неотектоникалық жылжулардағы резервуарлардың біректі емес сығымдалуы;
- өңірлік су тегеуріндерімен АЖҚҚ «сықауы».

Аталған ауытқулардың барлық жағдайларының өзіне тән ерекшелігі осындай пайымдаудың заңдылығын растайтын, олардың кеңістікте шектелген, линза тәрізді, саздалған, тұйық-серпінді,



неокома-неотектоникалық белсенді өңірлердің қуатты қабаттарында орналасқан немесе тікелей гидродинамикалық экрандардың астында орналасқан коллекторлардағы тым аз су алмасуы болып табылады.

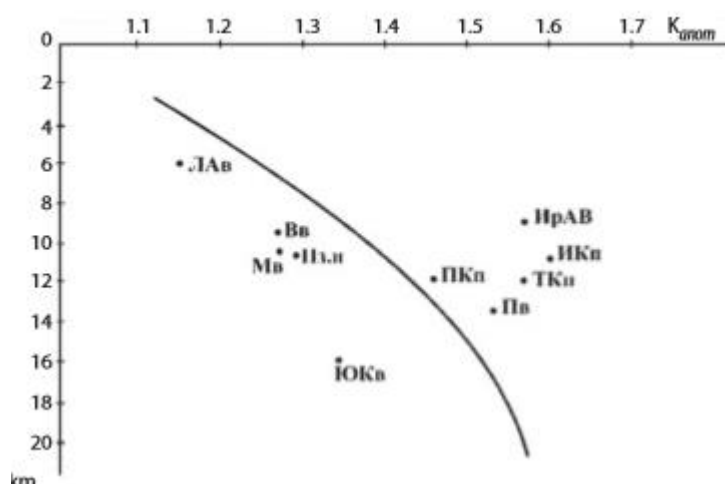
Тарауда жоғарыда келтірілген барлық мәліметтерді талдау мынаны пайымдауға мүмкіндік береді:

1) альпілік геосинклинальді өңірлерде аномальды күрт өзгермелі кеуектік қысымдар (АЖҚҚ) саз қабаттарында негізінен сингенетикалық сипатта болады, бұған фоссилизацияланған палеосығымдалған кеуектік сұйықтықтардың құзіретті емес формациялардың жалғасып келе жатқан шоғарлануы барысында кері ағамның шектелуі, оларға жоғарылаған температуралар аймағындағы неотектоникалық үдерістер мен сазды минералдардың дегидратациясы кезінде серпімді сығымдалуы ықпал еткен;

2) коллекторлардағы аномальды жоғары қойнауқаттық қысымдар (АЖҚҚ) құрылымдық-формациялық қабаттарда көбіне эпигенетикалық тектес болып келіп, шөгінді қимасының төменгі аралықтарынан келіп түскен тегеурінді сұйықтықтар инъекциясымен байланысты болады. Соңғы жердегі сингенетикалық АЖҚҚ пайда болуы сулардың жоғары температуралар аймағындағы минералдар дегидратациясы, қайталама түзілу механизмдері, неотектоникалық күйзелістердің салдары ретінде табиғи резервуарлардың серпімді сығымдалуы көріністерінің міндетті байқалуы кезінде сұйықтықтар мен сыйғызушы жыныстардағы түрлі жылулық кеңеюлер бароэсерінің түзілу үдерістері нәтижесі ретінде жүзеге асырылады;

3) альпілік геосинклинальді өңірлердегі шөгінді түзілімі геосұйықтық динамикалық режимі қалыптасуының негізгі механизмі қиманың төменгі аралығынан жоғары қарай тік бағыттағы сұйық масса алмасуы болып табылады, ол өтетін жолдардың ұңғымалылығымен, су тегеурінді жүйе мүмкіндігі әрі көлемімен реттеледі. Табиғи резервуарлардың белсенді дренажы АЖҚҚ сақталуын қамтамасыз етпейді және гидростатика ортасы коллекторларындағы дамуға әкеледі;

4) альпілік тауаралық ойпаттарға өңірлік геосұйықтық динамикалық жүйелердің айтарлықтай азырақ ширығуы тән – аномалия коэффициенті 1,55 болып келетін тау алды иілімдерімен салыстырғанда аномалия коэффициентінің орташа мәні – 1,33. Альпілік жылжымалы белдеу оның 1,44-ке тең орташа мәнімен сипатталады;



**3.13-сурет.** Шөгінділік қаптаманың қуаттылығы мен аномальды қыртыстық қысымдар коэффициенттерінің байланысы. Шартты белгілер 3.8-суретінде.

5) альпілік өңірдің жергілікті құрылымдар шегінде шөгінді түзілімнің барлық стратиграфиялық аралықтарындағы, ал кей жағдайларда іргетастың да (Маракаиб, Лос-Анджелес ойпаты) су тегеурінді кешендері аномальды жоғары қойнауқаттық қысымдар коллекторларында гипсометриялық тереңдікпен қоса артатын қарқындылықтың таралуымен сипатталады;

6) коллекторларда АЖҚҚ байқалуының барлық өңірлері көбіне жергілікті көтерілімдер шегінде орналасқан, бұнда олардың аймақ бойынша таралу көрсеткіштерінің қарқындылығы резервуарлардың кесектік құрылымы мен жеңілдеу жағдайларына бағынышты келетін айқын мозаикалық сипатта. Құрылымаралық аймақтар мен учаскілер гидростатикалыққа жуықтайтын гидравликалық ортамен жиі сипатталады;

7) АЖҚҚ-ның өңірлер бойынша таралуы ірі дизъюнктивтер мен терең жыраланған сынықтар аймағында орналасқан ойпаттар мен иілімдер инверсиялық көтерілген неотектоникалық белсенді бүйірлік жиектемелер учаскісіне міндеті тиесілілігін көрсетеді;

8) гидравликалық ашық жергілікті құрылымдар стратиграфиялық қимасының төменінен жоғары қарай қойнауқаттық қысымдардың гидростатикалықтан артуы мен олардың аномальдық коэффициенті жүйелі түрде азаяды, ол шөгінді тысын бұрғылау арқылы ашылған негізгі аралықтың табиғи резервуарларындағы ең жоғарғы мөндері арқылы сипатталады; гидравликалық жабық көтерілімдерде аталған көрсеткіштердің ең жоғарғы мөндері тікелей гидравликалық экран астында белгіленеді;

9) барлық өңірлерде алаң бойынша АЖҚҚ байқалу қарқындылығы жекелген түзуші геокұрылымдық элементтердің дизъюнктивті орналасу дәрежесіне қатысты кері корреляцияланады – коллекторлардағы қойнауқаттық қысымдар аномальдығының ең жоғарғы мөндері ең аз бұзылған, гидродинамикалық оқшауланған (дренажды шеутеулі) тектоникалық саты, кесек, учаскілер шегінде орналасқан жергілікті көтерілімдерге тиесілі;

10) қойнауқаттық қысымдардың гидростатикалықтан артуы мен аномальдық коэффициентінің ең жоғарғы мөндері дренаждау аймақтарынан гидродинамикалық оқшауланған өнімді құрылымдардың көбіне суы бар объектілері (тектоникалық кесек, алаңдар) мен инъекцияланған әрі сингенетикалық аномальды тегеурін агенттерін жеңілдетудің шектеулі көлемі бар «бос» сумен қаныққан гидравликалық тұйық тұтқыштарды сипаттайды;

11) өңірлер шөгінділік қимасындағы қойнауқаттық қысымдар аномальдығы коэффициентінің – геобарлық өріс ширеуі жалпылама көрсеткішінің орташа мөндері – шөгінді тысының қалыңдығы артқан сайын жүйелі әрі заңды түрде ұлғаяды (3.13-сурет). Жүріп жатқан су алмасу талаптарына жауап беретін аномальдықтың ең аз мөндері іргетастың күндізгі қабатқа барынша жақындау аумақтарын әрі, сәйкесінше, көшу каналдарының ең аз қашықтығы мен жер асты суларының тік формацияаралық ағыстарына гидравликалық қарсылық көрсету жағдайын сипаттайды;

12) АЖҚҚ дамуы мен байқалуының аумақ, аймақ, алаңқай мен жергілікті учаскілерінің барлық өңірлері гидрохимиялық, температуралық, изотоптық, палинологиялық және айқан ағымдық қалыптасудың басқа да аномалияларымен кеңістік арқылы байланысқан.

## **4 Альпілік жылжымалы белдеулер алаптарының геотемпературалық алқабы**

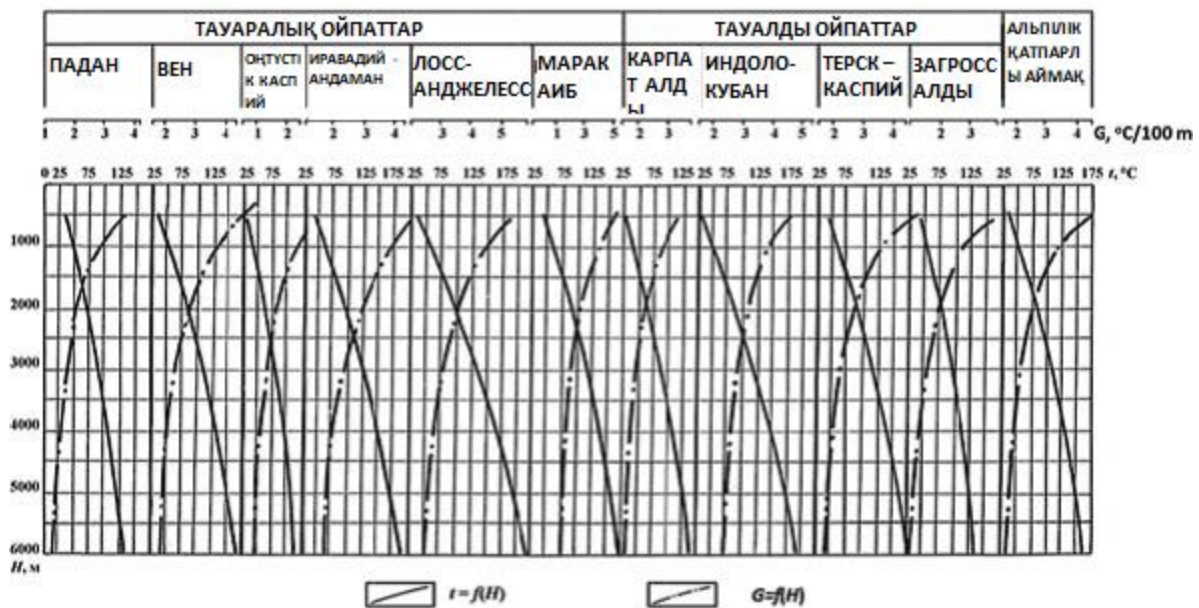
Жер қойнауының геотемпературалық режимі көмірсутегі генерациялануының шарттарын анықтайтын және шөгінділік жыныстардың қабатындағы мұнай мен газдың көшу және аккумуляциялану жағдайын сипаттайтын маңызды факторлардың қатарына жатады. Жердің терең қабатындағы жылылықтың маңызды рөлі бастапқы органикалық зат түрленуінің барысына және олардың көшу үдерістеріндегі ұтқырлығы мен фазалық жағдайын бақылайтын табиғи сұйықтықтардың құрамындағы одан кейінгі болатын барлық физикалық-химиялық өзгерістерге реттеушілік әсерінде ғана көрініс беріп қоймайды, сондай-ақ мұнайгаздылықты болжау мен геологиялық барлау жұмыстарын оңтайлы бағдарлауды таңдау үшін де қолданбалы аспектіге ие – көмірсутектер жылжу жолдарын трассалау, солардың қызметтік ареалында әдеттегідей өндірістік мұнайгаздылық қалыптасатын және орналасатын геосұйықтық динамикалық жүйелердің аймақтарын, жеңілдену учаскелері мен ошақтарын (Кротова, 1975 ж.; Рачинский, 1982 ж.) анықтау үшін геотемпературалық алқаптың өңірлік және локалды ашынуы бойынша мәліметтерді пайдаланудың іс жүзіндегі мүмкіндігі болып табылады. Дәл осы себепке байланысты мұнайгазды өңірлер, аудандар, аймақтар, алаңдардың және учаскелер қималарының температуралық шарттарын зерттеу нәтижелері сұйықтықтар жылжуының, қалыптасуының, көмірсутектер шоғырларының жылжуы мен сақталуының, олардың фазалық жағдайын болжаудың түрлерін, формаларын және кеңістікте бағдарлануын анықтаумен; құрылымдық тұтқыштардағы гидродинамикалық және термобарлық

жағдайлардың гидрогеологиялық фоны спецификасын анықтауға байланысты мәселелерді шешу кезінде маңызды фактор бола алады.

Зерттеудің ақпараттық базасы – 10000-нан астам аралық және нүктелік температураларды 227 кен орны мен алаңдардың ұзақ уақыт тұрған ұңғымаларында өлшеулерді, ішінара анықтамалық әдебиеттен алынған жергілікті құрылымдардың геологиясы мен гидрогеологиясы бойынша материалдарды, қор көздерін, өнеркәсіптік мәліметтерді және көптеген авторлар жариялаған, әдебиеттер тізімінде аталған жұмыстарды статистикалық қорытындылау мен жүйелеу.

## 4.1. Шөгінділік тыстың геотемпературалық режимі

4.1-суретте қарастырылатын өңірлердің геотемпературалық шарттарын сипаттайтын мәліметтер келтірілген. Суреттен көретініміздей, барлық жағдайларда  $t = f(H)$  байланысы желілік емес түрге ие және екімүшелі параболикалық конфигурацияға сәйкес келеді. Қисық сызықтардың аналитикалық берілуі  $t = a + bH^n$  сәйкес келеді, мұндағы  $t$  – температура ( $^{\circ}\text{C}$ )  $H$  (м) тереңдікте;  $a$  – жердің жылдық орташа температурасы;  $b$ ,  $n$  – оладың геологиялық даму ерекшеліктері, тетконикасы, литологиясы және басқа да әсер ететін факторларға байланысты жекелеген аудандар бойынша қисық сызықтардың формаларын анықтайтын коэффициенттері.



**4.1-сурет.** Альпілік жылжымалы белдеулер алаптарындағы тереңдіктің температура мен геотемпературалық градиенттердің өзгерісіне байланысы.

Гипсометриялық белгілеулер (0)-(-6000) м аралықтарындағы қыртыстық температуралар нақты мәндерінің тереңдік бойынша таралауы келесі теңдеулер арқылы жуықталады:

$$\text{Оңтүстік Каспий ойпаты: } t = 13,7 + 0,196H^{0,725}$$

$$\text{Падан ойпаты: } t = 12,15 + 0,190H^{0,747}$$

$$\text{Вена ойпаты: } t = 11,0 + 0,038H^{0,973}$$

$$\text{Иравади-Андаман ойпаты: } t = 28,0 + 0,072H^{0,900}$$

$$\text{Лос-Анджелес ойпаты: } t = 15,6 + 0,154H^{0,831}$$

$$\text{Маракаиб ойпаты: } t = 24,5 + 0,177H^{0,784}$$

Карпат алды иілімі:  $t=8,0 + 0,152H^{0,778}$

Индо-Кубан иілімі:  $t=12,9 + 0,069H^{0,888}$

Терск-Каспий иілімі:  $t=12,5 + 0,629H^{0,655}$

Загрос алды иілімі:  $t=25,0 + 0,091H^{0,844}$

Графикалық мәліметтер мен оларың аналитикалық теңдеулері көрстекеніндей,  $t = f(H)$  корреляциясы барлық өңірлер бойынша сапалық тұрғыдан ұқсас, ол жалпы алғанда оларды анықтайтын шарттар мен факторлардың түбегейлі бірлігін көрсетеді, осы жағдайды ескеру, альпілік қатпарлықтың геотемпературалық режимін жалпы алғанда (-500) – (-6000) м:  $t=0,765H^{0,616}$  (геотемпературалық градиенттің орташа мәні – 2,54°C/100 м) сипатайтын жалпы байланыстылық туралы қорытынды жасаудың заңдылығына жол береді. Осы корреляция тереңдіктегі температуралар өзгеруінің негізгі үрдісін математикалық берілу ретінде қарастырыла алады және оны дұрыс пайдалану саласы түрлі жастағы тектоникалық мегаэлеметтердің – платформалар, геосинклиналийлер, эпиплатформалық орогендер, авлакогендердің және т.б. температуралық жағдайларын салыстырған кезде пайдалану мүмкіндігімен шектелетіні сөзсіз.

«Температура-тереңдік» және «геотемпературалық градиент-тереңдік» байланысының формасы (градиенттер  $dt/dH$  шарттарынан анықталды) (4.1-сурет) температуралардың тереңдікте таралу сипатын реттейтін механизмдердің әсері барлық қима бойынша біркелкі көрініс бермейді – барлық өңірде шамамен 800-1500 м тереңдікте  $t = f(H)$  қисық сызықтары тереңдік білігіне жақындай түсіп, өздерінің конфигурациясын өзгерте бастайды.

Геосинкиналды жылжымалы белдеулер алаптарының шөгінділік қаптамаларының спецификалық геоогиялық жағдайларында осындай құбылыс негізгі үш фактордың интегралды әсерінің салдары болып көрінеді:

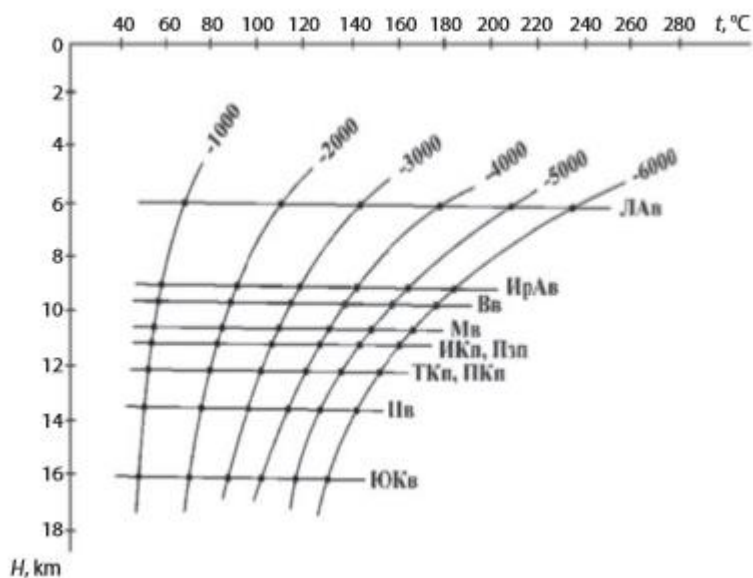
- жаңа иілім және қарқынды шөгінді жиналу аудандарындағы геотемпературалық алқаптың стационарлық болмауы;
- жылулық кедергілер өсуімен бірге жүретін жыныстар тығыздығының қима бойынша жоғары қарай азаюы;
- күндізгі қабатқа жақындауына және оның салқындататын әсеріне байланысты температура ауытқуының артуынан туындаған жылу берілісін оңтайландырудың қима бойынша жоғары қарай ілгерілеу әсері.

Екі соңғы механизмнің екеуі де геотемпературалық градиенттер мәндерінің аз тереңдік аумақтарында ұлғаюына септігін тигізеді.<sup>13</sup>

Геологиялық шарттардың нақты бір үйлесуі кезінде қайсыбір өтелімдік рөлді қиманың жоғарғы бөлігінің термальды сұйықтықтардың төменде жатқан анағұрлым жылынған аралықтарынан вертикальды өту мүмкіндіктерін шарттайтын және сәйкесінше оладың градиенттерінің қима бойынша азаюы мен гипергенез аймағындағы қосымша жылу көлемін бөлумен қоса жүретін микробиохимиялық үдерістердің көтеріңкі дислокациялануы атқаруы мүмкін.

Біршама аз түрлілік, барлық өңірлерде белгіленуі, ең төменгі аралықтардағы олардың мәндерінің іс жүзіндегі тұрақтылығымен үйлесетін, қима бойынша жоғары қарай геотемпературалық градиенттер артуының нақты бір геологиялық жағдайдан түбегейлі тәуелсіз болуы, түрлі тереңдік пен үстіңгі қабат температурасы – үстіңгі қабаттың салқындатқыш басыңқы әсерінен өзгертін жиынтық жылулық ағынның кондуктивті құрамдас «геотемпературалық градиент-тереңдік» байланыс конфигурациясының жалпы тұрғыдан негізгі анықтаушы факторы деп пайымдауға мүмкіндік береді.

<sup>13</sup> Оңтүстік Каспий ойпатында қосымша сәт тура осы тереңдік аралығына (оның стратиграфиялық тұрғылануына қармастан) тура келетін түйісу аймағының қима бөлігінің анағұрлым құмданған барынша сазды жоғары жатқан шөгінділерінде (Апшерон аумағы – орташа плиоцен өнімді қабатының құмды балахан қабытының басымдығы және анағұрлым сазды сабунчи мен сурахан қабаттары; Төменгі Курин депрессиясында – біршама құмды жоғары плиоценнің Апшерон ярусы және көбіне сазды төрттік шөгінділер т.б.) қиманың жылу өткізгіштігі және, сәйкесінше, температура өзгеруінің қарқыны (геотемпературалық градиенттер) күрт өзгереді (Мехтиев, Якубов, Рачинский, 1968 ж.; Мехтиев, Геодекян және Рачинский, 1973 ж.; Рачинский және Мурадян, 1983 ж.; Рачинский, Кулиев, 1984 ж.).



**4.2-сурет.** Гипсометриялық кескіндердегі температураның шөгінділік тыс қуаттылығына (іргетас орныққан үстіңгі қабат тереңдігі) байланысы (-1000) – (-6000) м. Шартты белгілер 3.8-суретте келтірілген.

Графикалық мәліметтердің салыстырмалы талдауы (4.11-сурет) қисық сызықтардың жалпы сапалық бірдейлігінде (параболикалық түр) бір гипсометриялық тереңдікте (кескіндерде) түрлі өңірлердегі температура мәндерінің кең түрлілігінде көрінетін оладың сандық дифференциациясы анықталады. Осылайша, егер Оңтүстік Каспий ойпатында қыртыстық

температура мөндері 6000 м тереңдікте 110-115°C дейін баратын болса, Падан ойпатында және Загрос алды иілімінде 135-140°C, ал Иравади-Андаман ойпатында олар шамамен 185°C құрайды, Индоло-Кубан иілімінде – 190-195°C, Лос-Анджелес ойпатында – 215-220°C.

4.2-сурет өңірлер дамуының геотектоникалық режимінің спецификасы мен геологиялық құрылымының ерекшеліктерімен аталған құбылыстың функционалдық анықтылығын суреттейді. Графикалық мәліметтермен қыртыстық температуралық жаңа өтелген иілімдердің максималды жылдамдықтарымен миогеосинклиналды түрдегі өңірлерге және шөгінділік тыстардағы (Оңтүстік Каспий, Падан ойпаты, Загрос алды иілімі) қалыңдықтарға кескіндердегі минималды мөндерінің сәйкестігін нақтылайды (-1000), (-2000), (-3000), (-4000), (-5000), (-6000) м және, керісінше, эвгеосинклиналды даму сипаты басым әрі шөгінділік түзілімнің біршама аз қалыңдықтарымен (Лос-Анджелес, Вена, Маракаиб, Иравади-Андаман ойпаттары) сипатталатын өңірлер анағұрлым жоғары температуралармен сипатталады.

Өңірлердің аталған геотектоникалық белгілері бойынша дифференциациялануы, ең алдымен, кайназой және замануи жанартаулық термиялық әсерлерімен шартталған, эвгеосинклиналды аймақтардың көтеріңкі жылулық белсенділігімен салдарды түйістіреді (Поляк, 1966 ж; Түсіндірмелік жазба..., 1980 ж.; Смирнов, 1972 ж.).

Кескіндердегі температураның стратосфера қуаттылығымен байланысы жанама сипатқа ие және шөгінділердің жиналу қарқынынан кондуктивті жылыну гистерезисінен (төменнен жылу ағынымен келе жатқан шөгінділік жыныстардың жылынуы олардың шомуына қатысты кешігеді) туындаған жылу алқабының бұзылу жылдамдығы артқан сайын ілгерілетін седиментациясының салдары ретінде түсіндіріле алады. Жаңа қарқынды иілу өңірлеріндегі геотемпературалық алқап таралуының стационарлық болмауымен анықталатын аталған әсер стационарлық жағдайлармен салыстырғанда жылу ағынының (және сәйкесінше температуралардың) 15-20%-ға азаю жағына қарай бұзылуын шарттайды (Түсіндірмелік жазба..., 1980 ж.; Смирнов, 1972 ж.; Еременко, 1984 ж.).

Осы арада нақты мәліметер кескіндердегі қыртыстық температуралардың іргетас жыныстарының терең генерациясы жылуымен барынша жылынған үстіңгі қабатқа жақындық деңгейімен функционалдық байланыс тұжырымдамасымен де айқын қайшылыққа келмейді. Осы жағдайда қималардың жылынуы кристалдық негіздің гипсометриялық тұрғылануымен байланысты және оның үстіңгі қабатқа жақын жатқан жерінде тереңдік жылуының шөгінділік қабаттың жоғарғы аралықтарына кондуктивті берілуі стратосфераның көбірек қуаттылығымен сипатталатын аудандарға қарағанда айтарлықтай аз қашықтықпен жүзеге асады деген жорамал заңдылыққа сәйкес келеді. Осы жағдайды ескерсек, қималар жылынуының межесі мен қуаттылығы жағынан жылу алмасудың өзгеретін шарттарымен және шөгінділік қабаттардың аралықтарындағы жылу өткізгіш пен жылу оқшаулайтын қатынастарымен анықталған іргетас үстіңгі быддерінің арасындағы байланыс анықталады.

Миогеосинклиналды анағұрлым терең ойпаттар мен иілімдердегі минималды шамалар айтарлықтай деңгейде олардың қималарының литошөгінділік өзешеліктерімен де – 3-5 км төменірек тереңдік диапазонында мықты жылу оқшаулайтын сазды қабаттардың кеңінен таралуымен шартталған. Оңтүстік Каспий ойпатында бұл, мысалы, қалыңдығы 6000 м дейін баратын палеоген-миоцен топтамасы; Загрос алды иілімінде кембрийдің және ордовик-силурдың тақтатасты сазды шөгінділері (2300 м дейін), Друма қабатының байос-батс сазды аралықтары, Каздуми (альб) қабатының 600 метрлік сазды әктасты қабаты, Табур және Гурпи қабаттарының сазды байламдары (Маастрихт), төменгі олигоценнің 1200 метрлік мергельді-әктасты-сазды формациясы; Падан ойпатында жоғарғы перм және төменгі триастың сазды шөгінділері, төменгі бордың 200 метрлік сазды байламдары, эоцен-олигоцен аралығының жиынтық қалыңдығы 1000 м астам басым саздылығы, бурдигалдың (миоцен) 600 метрлік мергельді-сазды топтамасы.

Төсемелі шөгінділердің біршама қызып кетуін анықтайтын және геотемпературалық градиенттер секіруін шарттайтын сазды қабаттармен терең жылу ағынын экрандау әсері тығыздалып бітпеген немесе тығыздалуы жойылған аймақтарда олардың жылу өткізгіштігін және қалыңдығын реттейтін сумен қанығуымен тікелей байланыста болып, күрт артуы мүмкін. Альпілік геосинклиналды өңірлерде осындай жағдаят геологиялық тұрғыдан бастапқыны сақтау немесе қайталама жоғары кеуектік-төмен тығыздықтың – бірінші жағдайда жылдам перманентті иммерсия үдерісінде шөгінділердің шому қарқынынан жыныстық судың ағып кетуінің кешеуілдеуімен салдарлы байланысқан және екіншісінде олардың деградациялану салдарынан саздар матрицасы көлемінің ұлғаюымен байланысқан, төмен гипсометриялық деңгейлерде төмен бағытталған саздардың көтеріңкі ылғалдығының қалыптасу жағдайларына сәйкес келеді.

Екі механизмнің де жүзеге асу нәтижесі сазды қабаттардың кеуектік көлемінде функционалды және кеңістіктік тұрғыдан консервация аралықтары мен жаңа құрылулармен әрі көтеріңкі сумен қанығу – саздардың кеуектілігі дамуының аймақтарымен түйіскен сығымдалған сұйықтықтардың аномальды жоғары қысымдарының (АЖКҚ) генерациясы болып табылады.

Осы баяндалғандар терең жер қойнауларының АЖКҚ жанама байланысын нақтылайды, ол өз кезегінде көптеген аудандардағы белгілі дерек қыртыстық температуралардың айтарлықтай ұлғаюын және геостатикалық тәртіптің аномальды қысымдарымен мықты сазды сұйықтық тегеуріндердің астында жатқан коллекторлық байламдардағы оладың градиенттерінің азаюын түсіндіреді.

Шоғырланған және еріген саз доғаларының беріктігі, су концентрациясы мен таралуы өзгеруі екі тәуелсіз фактордың бір мезгілде жұмыс істеуіне сәйкес жылу ағынына әсер етеді. Олардың бірі байланыс жолақтарының әр түрлі жылу өткізгіштігінің шекаралық жағдайларына байланысты. Осындай шекараларды кесіп өту кезінде жылу ағыны сызықтарының бұрмалануы қабаттардың геометриясымен және аралық қосылыстардың жылу өткізгіштігімен анықталады. Тағы бір «кеуектілік әсері» кеуек суының құрамындағы айырмашылықтарға байланысты тізбек жылу өткізгіштігінің өзгеруіне байланысты пайда болады. Табиғаттағы температура жағдайлары тепе-теңдікке бейім болғандықтан, жылу экраны астындағы температура аймақтың орташа деңгейіне тең резервуар арқылы өтетін жылу ағынын анықтау үшін жеткілікті болуы керек. Сондықтан кез келген тереңдікте байқалатын температура бүкіл бағандағы тау жыныстары жылу өткізгіштігінің тікелей функциясы болып табылады.

Қақпақтың термиялық оқшаулану әсерінен және сығылған сұйықтықтардың аздап ағып кетуіне байланысты АЖКҚ жұқа сазды қабатында резервуарда жиналған жылу ұзақ уақыт бойы – кеуек қысымының бәсеңдеуі мен саздың толық аргилизациясы болғанша сақтала алады. Мұндай жағдайда құрылған максималды температура саздардың қалыңдығына және кеуекқимасына (судың қанығуына), олардың кеуек сұйықтығының жоғалу жылдамдығына, тау жыныстарының термиялық өзгеру дәрежесіне, резервуардың таралу аймағына, оның литологиялық ерекшеліктеріне және уақытына байланысты.

Қиманың жоғарғы бөлігінде жылу беру қарқындылығын шектейтін және оның жоғарғы аралықтарына берілетін жылу мөлшерін төмендететін қосымша фактор термометроморфизмнің терең температураның ішінара тұтынылуымен бірге жүретін әрі оның жер бетіне ағуының біршама азаюына әкелетін ісінетін сазды модификациялардың шөгінді қабатында болатын термометроморфизмнің эндотмиялық үдерісі болуы мүмкін. Мұндай мысалдар:

- Оңтүстік Каспий ойпаты, жоғарыда айтылғандай, өте қалың монтмориллонит сазының болуымен және өте төмен температуралық режимімен сипатталады;



- Индоло-Кубан қимасының Керчен мен Таман аудандары, онда майкоп қабатының қалыңдығы (олигоцен-миоцен), ісінетін саз қабаты 3000 м дейін барады және одан да асады;
- Мексика шығанағының солтүстік жағалауындағы геосинклиналь, кайнозойлық қабаттың монтмориллонит сазының жоғарғы бөлігінде 3000-4000 м.

Балшықтар катагенетикалық түрлендірулерінің геотермальдық режимге әсері дегидратация үдерістерін жүзеге асыру ауқымын қамтитын температуралар мен градиенттердің аралық өзгерістері аясында көрінеді. Осылайша, ол монтмориллонитті гидромикаға айналдыру мерзіміне дейінгі аймақтық масштабқа және нақты уақытқа (жоғарыда қарастырылған жағдайлардан гөрі) ие. Бұл үдеріс аяқталғаннан кейін сазды байламдар (топтамалары, формациялары) қарапайым жылу оқшаулағыштары сияқты әрекет ете бастайды, олар су қоймаларына да сәйкес келеді.

Қарама-қарсы фактор альпілік аудандардың бөлімдерінде тұздардың жоғары жылу өткізгіштігі әсерінен терең жылудың таралуына ықпал ететін галогендік тізбектің болуы сияқты. Жалпы жағдайда бұл механизмнің көріну нәтижесі градиенттердің азаюымен бірге супрастальды кешендегі температураның аздап жоғарылауымен бірге тұз асты шөгінділеріндегі резервуар температурасының төмендеуі ретінде беріледі.

Қиманың жоғарғы бөлігінің гемогендік құрылуына байланысты, мысалы, Карпат алды иілімінің ішкі аймағында, таяз тереңдіктегі резервуар температурасының күрт төмендеуі әсер ететін болады (4.1-суретті қараңыз), мұнда жоғарғы воротыщенский (бурдигал-төменгі миоцен) қабатының тұзды тобы жер бетінен қысқа қашықтықта орналасқан; мұндағы температура 500 м (25°C) тереңдікте, бұл тереңдікте тұздардың болмауымен сипатталатын басқа аймақтармен салыстырғанда 5-18°C төмен.

Терең қабаттағы галогендік аралықтардың жер қойнауындағы геотермальдық режимге әсері Индоло-Кубан депрессиясындағы вертикаль бойымен температураның таралуын салыстырған кезде көрініс береді, мұнда тұзды шөгінділер жоқ Терек-Каспий депрессиясы, 5500 м-ден астам тереңдікте жоғарғы юраның қалың тұзы орналасқан, осыған сәйкес бірінші өңірдегі қиманың жоғарғы бөлігінің резервуардағы температурасы (қимаға дейін 3000 м-ге дейін) екіншісіне қарағанда 5-10°C төмен, ал гипсометриялық белгілер диапазонында (-6000) – (-7000) м-ден 18-25°C-қа жоғары (4.1-суретті қараңыз).

Осы мәселелерді зерттеудің қазіргі кезеңінде геотермальдық аймақтылықтың қалыптасуына соңғы үш механизмнің әсері талқылау тақырыбы болуы мүмкін. Авторлар өз міндеттерін осы мәселенің өндірістік жағынан көреді.

## 4.2. Оңтүстік Каспий ойпатының геотемпературалық режимі

Мұнайгаздылықтың геотермомодерамикалық құрамдас бөлігімен аймақтың жалпы геосұйықтық динамикалық режимінің байланысы табиғаты егжей-тегжейлі зерттелген Оңтүстік Каспий ойпатының материалдарында қарастыру өте ыңғайлы, мұнда көмірсутек қанығуының геотермия өлшемдеріне барынша тәуелділігі ең қарама-қайшы түрінде көрініс тапқан.

ОҚа жалпы геосұйықтық динамикалық өрісінің геотемпературалық құрамы келесі негізгі белгілермен сипатталады:

- алаптың иілген бөлігінің **мезозой** шөгінділерінде, кешеннің түбіндегі температура (tmz) – гипсометриялық учаскелердегі іргетастың үстіңгі қабаты (-26) және (-28) км, біздің бағалауымыз

бойынша (4.2.1-бөлімін қараңыз) сәйкесінше 458-484 және 489 құрайды  $-514^{\circ}\text{C}$  температуралық градиенттермен ( $G_t - dt / dH$ )  $1,53-1,58$  және  $1,50-1,57^{\circ}\text{C}/100$  м-ге тең; сол тереңдікке дейін төмендеген температура ( $t_{mz} \wedge pr$ )  $17,6-18,6$  және  $17,5-18,4^{\circ}\text{C}/\text{км}$  құрайды. Алаптың Әзірбайжан бөлігі бойынша мезозой кешені үшін температуралық тереңдік қатынасы тереңдіктің  $0,5-28$  км аралығындағы  $t_{mz} = 13,9 + 0,0635H^{0,871}$  формасына ие,  $G_{mz} - t - 2,48-1$ , геотермальдық градиенттері бар.  $48^{\circ}\text{C} / 100$  м; Түрікмен бөлігі үшін  $0,5-23$  км аралықта  $t_{mz} = 16,8 + 0,073H^{0,851}$  және  $G_{mz} \wedge t - 2,46-1,39^{\circ}\text{C} / 100$  м;

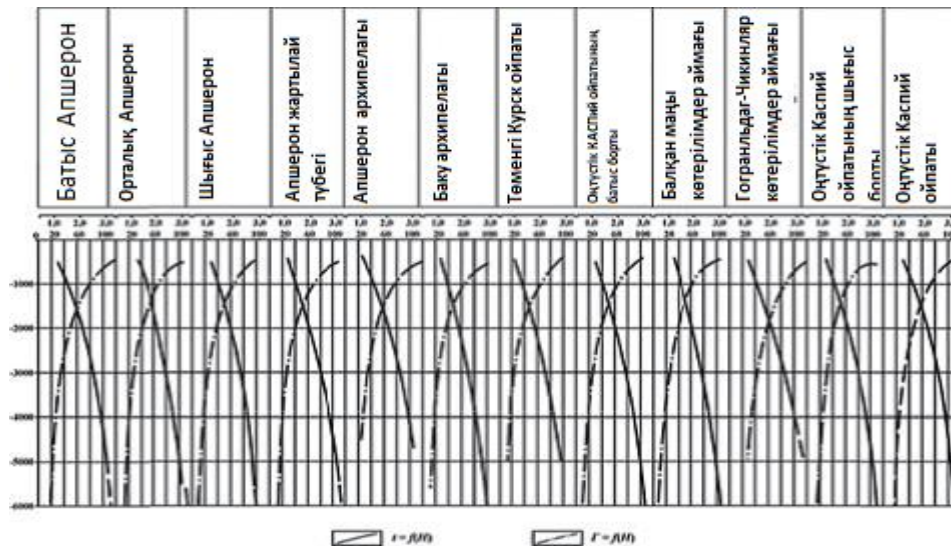
- **палеоген-миоцен** шөгінділерінде алаптың ең терең орталық аймағындағы шөгінділерде – мезозой үстіртінде  $8,7-10,5$  км тереңдікте,  $t_{pg-mi}$  есептелген мәні  $171-231^{\circ}\text{C}$ ,  $G_{pg-mi}^t$  тең, тиісінше  $2,17-2,27^{\circ}\text{C}/100$  м,  $t_{pg-mi}^{pp} - 19,7-22,0^{\circ}\text{C}/\text{км}$ . Алаптың Әзірбайжан бөлігінде, тереңдігі  $0,5-12$  км аралығында,  $t_{pg-mi} = 13,9 + 0,0544H^{0,898}$  және  $G_{pg-mi}^t - 2,59-1,87^{\circ}\text{C}/100$  м; Түрікмен бөлігі үшін  $0,5-9$  км аралығындағы бұл көрсеткіштер  $t_{pg-mi} = 16,8 + 0,5375H^{0,602}$  және  $G_{pg-mi}^t - 2,72-0,86^{\circ}\text{C}/100$  м;

- гипсометриялық қимадағы **плиоцен** шөгінділерінде ( $-1000$ ) м-  $t_{PS(RS)}^{-1000}$ ) аралығында болады;  $1-5$  км аралығындағы  $G_{PS(RS)}$   $1,19-2,30^{\circ}\text{C}/100$  м. Кешеннің базалық тереңдіктегі (миоцен-палеогеннің астындағы)  $t_{PS(RS)}$  тереңдігі  $6,25-8,3$  км тереңдікте  $127-178^{\circ}$  құрайды; ӨҚ-ҚҚ табанына әкелінген температура ( $t_{PS(RS)}^{pp}$ ),  $18,1-23,5^{\circ}\text{C}/\text{км}$  тең; бірдей тереңдіктегі жылу ағынының тығыздығы  $q_{PS(RS)} = (8,95-21,5) \cdot 10^{-8}$  кал/см<sup>2</sup> х с/км аралығында, ӨҚ-ҚҚ жылу ағынының тығыздығы  $(62,9-134,3) \cdot 10^{-8}$  кал/см<sup>2</sup> · с (қосымша  $11,3$ -кестені қараңыз). Алаптың Әзірбайжан бөлігінің ӨҚ үшін  $0,05-8,5$  км тереңдік аралығындағы «температура тереңдігі» тәуелділігі  $t_{PS} = 13,7 + 0,149H^{0,716}$  және  $G_{PS} - 3,51 - 0,82^{\circ}\text{C}/100$  м құрайды. Түрікмен аймағының ҚҚ  $0,05-7$  км диапазонында  $0,05-7$  км  $t_{RS} = 13,7 + 0,488H^{0,607}$  және  $G_{PS} - 3,51 - 0,82^{\circ}\text{C} / 100$  м, жеке құрылымдар үшін  $t_{PS(RS)} = f(H)$  корреляциясы, алаптың антиклиналды аймақтары мен аудандары 4.3-суретте келтірілген;

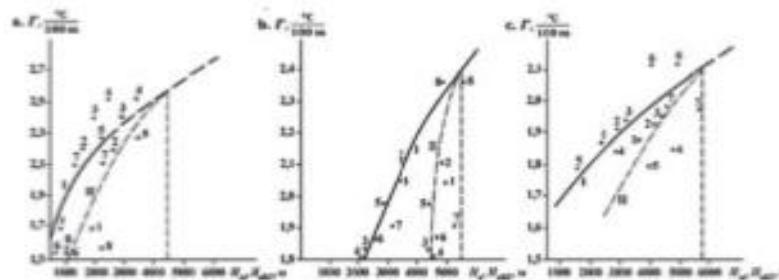
- ОҚа температуралық режимінің ерекшелігі – плиоцен мен антропогенді шөгінділердің өте төмен қызуы. Алаптың барлық учаскелерінде  $t$ -кескін ( $-5$ ) км  $110^{\circ}\text{C}$ -тан аспайды, ал  $G^t$  мәні  $0,80-1,05^{\circ}\text{C}/100$  м. Көрші алаптарда – Кавказ алды, Тегістік Дагестан, Оңтүстік Маңғышлақ, Шығыс Түрікменстан, Орталық Иран – көрсетілген тереңдіктер  $160-180^{\circ}\text{C}$  және  $G^t (-2,50-3,33^{\circ}\text{C}/100$  м) тәртібінің мәндерімен сипатталады;

Плиоцендік-антропогендік аралықтың төмен қызуы және температура мен олардың градиенттерінің таралу ерекшелігі төрт негізгі фактордың нәтижесі болып табылады:

- 1) жауын-шашынның оларды тұндыру жылдамдығынан өткізгіш қыздыруының гистерезисімен туындаған стационарлық режиммен салыстырғанда қиманың температурасы  $15-20\%$  төмендеу бағытындағы жылу өрісінің қарқынды (кейде көшкін) тұндыру-бұрмалану аймағындағы геотемпературалық өрістің тұрақсыздығы;



4.3-сурет. Ока антиклиналды аймақтары мен аудандары.



**4.4-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Геотемпературалық градиенттердің орташа плиоцен өнімді (қызыл түсті) қабатының етегіндегі жату тереңдігінің геотемпературалық градиенттерге байланысы және кермек сулардың сілтіліктерге ауысу аймақтары: а – Апшерон түбегі – кен орындары: 1 – Балахан-Сабунчи-Раман, 2 – Сурахан, 3 – Карачухур, 4 – Зых, 5 – Құмды к., 6 – Бинагады, 7 – ЛОКаатау-Пута, 8 – Кала; б – Төменгі Курин депрессиясы – кен орындары: 1 – Кюровдаг, 2 – Карабаглы, 3 – Хиллы, 4 – Бабазанан, 5 – Нефтчала, 6 – Мишовдаг, 7 – Калмас, 8 – Кюрсанга; в – Апшерон-Балқан маңы көтерілімдер аймағы – кен орындары: 1 – Ливанов а. (шығыс), 2 – ЛАМ а. 3 – Жданова, 4 – Челекен, 5 – Небитдаг, 6 – Котуртепе, 7 – Барсакелмес. I.  $\Gamma = f(H_{\text{basePT,KT}})$ ; II.  $\Gamma = f(H_{\text{tran.zone}})$ .

2) жылулық кедергі өсуімен қатар қима бойынша тау жыныстарының тығыздығын азайту;

3) жер бетіне жақындауына және оның салқындату әсеріне байланысты температура айырмашылығының жоғарылауына қатысты қима бойынша біртіндеп жоғары қарай жылжу әсері;

4) қалыңдығы (3-5 км-ге дейін) палеоген-миоцен сазды қабаттарының астындағы ӨҚ-ҚҚ жылу сақтайтын әсері, ол, бір жағынан, қиманың жылу өткізгіш қарқындылығын төмендетеді және қиманың жанасу аралықтарының жоғарғы жағынан келетін жылу мөлшерін азайтады және, екіншісі – мезозой түбіндегі шөгінділердің қызып кетуі (Жылу оқшаулағыш әсері өте кеуекті судың қаныққан, бұл өте жоғары кеуекті қысыммен (АЖКҚ) толық емес (немесе ыдыратылған) саздарының даму аймағында күрт артады. Қиманың жоғары ағымының жылу беру қарқындылығын шектейтін қосымша тетік термометаморфизм үдерісі болып табылады, ол тереңдік жылуының ішінара жұмсалыуымен бірге жүреді және оның жабынды кешендеріндегі ағымының қысқаруын шарттайды).

- Алаптың аймақтық геотемпературалық өрісі өзінің бастапқы сәулетіне және жекелеген аймақтардың литошақтық құрамындағы айырмашылықтарға сәйкес келетін айқын мозаикалық сипатқа ие. Сонымен қатар гипсометриялық қималар мен аймақ бойынша температураның нақты таралуы, жоғарыда аталған әсер ету факторларымен қатар қатты қыздырылған іргетас жыныстарының бетіне жақындық өлшеуімен учаскелердегі температураның функционалды байланысы тұжырымдамасына қайшы келмейді. Бұл жағдайда аймақтың жекелеген учаскелерінің – баспалдақтар мен кесектердің кесілуі кристалды негіз бетінің гипсометриялық жағдайына байланысты және ол салыстырмалы түрде жоғары болған жағдайда терең жылуды шөгінді қалыңдығының жоғарғы аралықтарына өткізгіштігі әлдеқайда аз шашырауымен жүзеге асырылады деп болжау қалыңдығы көп стратисфераға қарағанда заңдылыққа сәйкес келеді. Осы позицияны ескере отырып, шөгінді ретқиманың жылу өткізгіштік және жылу қорғайтын аралықтарының қалыңдығы мен қатынасы бойынша өзгеретін жылу берудің өзгермелі шарттарымен анықталатын кесінділерді жылыту дәрежесі мен беткі қабаттың бедері арасында байланыс орнатылады.

- ӨҚ-ҚҚ жеке кен орындарының бірдей тереңдікте көтерілімдердің жер асты учаскелеріндегі температура әдетте көптеген дизъюнктивтер, лайлы жанартаулық, диапиризм және тау жыныстары үздіксіздігінің басқа бұзылуымен күрделенеді, алыс қанаттар мен периклинальды бөліктер – Төменгі Курин депрессиясының кен орындары, Қобыстан, Баку топаралы, Апшерон түбегі, Балқан маңы аймағы және т.б. олардың температурасына қарағанда әрдайым 10-15°C жоғары болады.

Геологиялық ортаның анизотропты факторының әсері, аймақтық құрылымдар қоймасындағы температуралық бүйірлік өткізгіш температураның әдетте 2-5°C жоғарылауына әкеледі – тау жыныстары тығыздығының өзгеруіне және олардың басқа да термофизикалық қасиеттеріне қатысты коллекторлық көтерілімдер бұрыштарының қызметі ескерілген. Осылайша, әрбір кен орны температураның жергілікті максимумы – оң геотермальдық аномалия тұрғысынан көрінеді. Жергілікті құрылымдардың территориясында температураның мұндай бөлінуі ӨҚ-ҚҚ геотемпературасының өрісіне айтарлықтай әсер етеді, сонымен қатар аймақтық өткізгіштік жылу берілісі, жалпы жылу ағынының субвертативті конвективті компоненті – қатты қыздырылған терең сілтілі жер асты сулары арқылы жылу беру. Біздің бағалауымыз бойынша, жылу ағындарының жалпы көлемінде ОҚа кен орындарындағы жалпы ағынның конвективті үлесі 7-18% құрайды.

- Алаптың барлық аудандарында геотермальдық көрсеткіштердің түгелі жергілікті биіктіктің құрылымдық және тектоникалық параметрлерімен нақты байланысты – нақты фрагментация, тік қатпарлар, беткей гиперометрия және ӨҚ-ҚҚ қалыңдығымен корреляцияланады; резервуар және аномальды қысымның көтерілу коэффициенттерінің геобарлық көрсеткіштері, АЖҚҚ және АНРР аймақтарының гипсометриялық орналасуы мен қалыңдығы, жергілікті құрылымның гидродинамикалық жағдайлары – сілтілікке ауысу аймақтарының гипсометриялық тереңдігі, олардың сілтілік айырмашылықтардың кесілген қалыңдығынан қашықтығы.

- Аймақтық өткізгіштік фондында конвективті компонент тиісті өрістердің гидрогеохимиялық, пьезометриялық, изотоптық және палинологиялық бұзылыстарымен үйлесетін температуралық-температуралық локалды оң ауытқуларды құрайды және инъекциялық механизмдердің жұмыс істеу ерекшеліктерімен генетикалық тығыз байланысты. Әдетте олар геологиялық жағдайда локализацияланған, онда геологиялық факторлардың кешені қиманың төменгі және салқындатылған жоғарғы аралықтарының тік гидравликалық байланысын қамтамасыз етеді. Әр түрлі аудандардағы және көтерілімдердегі сұйықтық

өткізетін жолдардың өзгергіштігі олардың температуралық өрістерінің мозаикалық сипатын және олардың тектонокесектік сәулетке сәйкестігін анықтайды.

Алаптың аудандардың әрқайсысында әр жеке аудан үшін негізгі болып табылатын ӨҚ-ҚҚ қимасының тереңдік аралықтарындағы олар үшін қалыпты температуралық градиенттер гипсометриялық қимада салыстырмалы түрде жоғары абсолютті температуралармен біріктіріліп, (-1000) м кешеннің негізіне дейін төмендейді ( $t_{PS(RS)}$ ), сонымен қатар орташа градиенттермен («температура жоғарылауы-қалыпты жылу және бароградиенттер» термодинамикалық жүйесі) салыстырмалы теңдеудің геологиялық ортасын қыздырылған төменгі және салқындатылған жоғарғы аралықтар гидродинамикалық қосылысының әр түрлі қарқындылығына байланысты қатпарлардың тік бөліміндегі температураны диагностикалайды (олардың өзгеру жылдамдығын төмендету). (Тиісінше, градиенттердің максималды мәні шөгінділердің пайда болу мүмкіндігін жоққа шығаратын немесе мүлдем су алмасу жағдайларын сипаттайды; минималды жағдайлар көмірсутектердің жинақталуын сақтау мен бұзудың мүмкін еместігіне әкелетін сұйық-масса алмасудың өте қарқынды болуы).

Жоғарыда аталған индикаторлардың осындай комбинациясы аймағында гидрогеохимиялық, қысым, изотопиялық, палинологиялық және басқа да жалпы фондық бұзылыстар аймақтық әрі жергілікті өнеркәсіптік мұнай әлеуетінің максималды масштабтарымен байланысты.

ОҚа жалпы геосұйықтық динамикалық өрісінің геотемпературалық құрамдас бөлігін талдау аймақтың шөгінді жамылғысының қазіргі геотемпературасы жекелеген аймақтар қималарының литошөгінділік құрамымен, жергілікті құрылымдардың тектоникалық ыдырау дәрежесімен, жылу жер асты суларының қозғалу жағдайымен және көбінесе тұтастықтың жалпы құрамынан құралады деген қорытындыға әкеледі, ол құю үдерістерінің салдарынан қоныс аударатын сұйықтықтар алабы литосферасының төменгі және жоғарғы деңгейлерін байланыстырумен шартталған.

#### 4.2.1. Терең қойнаулардың геотемператураларын болжау әдістері

Бұрғылау арқылы ашылмаған және үлкен тереңдіктегі нақты ұңғымалық материалмен жарықтандырылмаған қазіргі заманғы температура мен жылу режимінің мәндерін объективті бағалау дифференциалды жылу теңдеулері күрделі жүйелерінің негізінде жасалған кеуекті ортаның термофизикалық параметрлері және формальды ерітінділердің кең таралған кеңістіктік жорамалдарымен анықталған қателіктерге байланысты айтарлықтай қиындықтар туғызады. Температураны болжаудың мұндай әдістемесі әр түрлі зерттеушілердің түрлі терең стратиграфиялық беттерде және гипсометриялық қималарда есептеген мәндері бір-бірінен көптеген ондаған, тіпті жүздеген градусқа дейін өзгертін жағдайға әкеледі. Жақсы мысал – ОҚа, мұнда, А.А. Геодекянның есептеулері бойынша, 30 км тереңдіктегі температура 525°C; В.Я. Троцюктың мәліметтеріне сәйкес, 20 км – 680°C тереңдікте; Р.И. Кутастың бағалауына сәйкес, алаптың шөгінді жамылғысы түбіндегі температура – 740°C (Геодекиан, 1968 ж.; Троцюк, 1982 ж.; Кутас, 1978 ж.).

Осындай сәйкессіздіктер терең ұңғымалардағы температураның нақты мәндерін үлкен тереңдікке экстраполяциялау кезінде пайда болады. Мұнда, біріншіден, болжаудың рұқсат етілген тереңдік диапазонын нақты анықтау және негіздеу, екіншіден, экстраполяция функциясының түрін дұрыс таңдау керек – сызықтық заң бойынша, эҚҚпоненциалды, логарифмдік, қуаттық және т.б. Бұл әдіс температураны тек тереңдіктің салыстырмалы түрде кіші аралығында ғана есептеу кезінде әрі оның бір ғана стратиграфиялық кешенде болуы мүмкін, бұл оның термофизикалық қасиеттерінің учаскі мен ауданда жеткілікті түрде тұрақтылығымен сипатталуы мүмкін.

ОҚа келетін болсақ, ӨҚ-ҚҚ пайда болу аймағында мұндай экстраполяция тек осы белгілі бір кешеннің аясында ғана негізделеді дегенді білдіреді, өйткені оның жоғарғы және төменгі шекаралары арасындағы температураның өзгеруінің жалпы үрдісіне сәйкес, бақыланатын нақты деректермен сипатталады, миоцен-палеоген және мезозой шөгінділерін экстраполяциялау кезінде ұқсас көзқарас сақталуы керек. Әр түрлі литошөгінділер мен түзілімдердің күрделі құрамынан түзілген қалың шөгінділерде әр түрлі күрт геотектоникалық жағдайларда орналасқан және сол себепті термофизикалық параметрлерді өңірдің (ауданның) тік қимасы бойымен күрт саралануы бар, ең жоғарғы стратиграфиялық бөліктің *температуралық тереңдігіне* тәуелділіктің экстраполяциясын қолдана отырып, төмендегі қима толығымен қабылданбайтын болу керек.

Осы қателіктерді жою үшін біз ОҚа геологиялық ортасының жағдайлары үшін ұңғыма термометриясының мәліметтерімен қамтылмаған үлкен тереңдікте геотемператураларды есептеудің түбегейлі жаңа әдісін ұсындық. Бұл әдіске сәйкес терең географиялық және гипсометриялық деңгейлердегі геотемператураларды болжау ӨҚ-ҚҚ негізінің ағымдағы нақты  $t-f(H)$  температурасы жоғарылауын миоцен-палеогенге тәуелділіктің жылу градиенттерімен экстраполяциялау арқылы есептеледі және оның жергілікті құрылымның бөлімінде содан кейін алынған температура оның нақты болуының гипсометриялық диапазонында анықталады. Оның табанында мезозойдың қисық сызықтары қалыңдығы бойынша кристалды субстраттың бетіне дейін болады (Керимов және Рачинский, 1989 ж.). Температураны есептеудің бұл әдісі барлық болжанған шөгінді бөлік термофизикалық параметрлерінің нақты өзгеруін ескереді, өйткені жылу градиенттерінің мәні – температураның тереңдік температурасының өзгеруі – бұл фактор латентті түрде пайда болады және температура коэффициенттерінің нақты мәндерін анықтайды «*температура-тереңдік*» және «*геотермальдық градиент тереңдігі*».

ОҚа термиялық градиенттердің алаптың Әзірбайжан бөлігінің мезозой аралығы үшін тереңдікке тәуелділігі туралы мәліметтер Ұлы Кавказ меганклинорийі (Кешчай алаңы, Бегимдаг, Советабад, Ситальчай, Гяппирту) аймағының оңтүстік-шығыс су асты аймағының аудандары туралы мәліметтер алынды (Мұнайлы тас, Екі барат алаңдары, Цюрупа а., Апшерон, Гилавар, Хазри, Нахичеван атындағы алаптар), мұнда бұрғылаумен ашылған кешеннің қалыңдығы 5,5 км-ге жетеді (Советабад алаңы).  $G_{mz}^t = f(H)$  корреляциясы  $G_{mz}^t = 5,5522 \cdot H^{-0,13375}$  түріне ие; алаптың Түрікмен бөлігінде кешен Қарадепе, Кумдаг, Боядаг мәліметтерімен сипатталады және айнымалылардың қатынасы  $G_{mz}^t = 6,2111 \cdot H^{-0,1494}$  түрінде болады.

Аймақтың Әзірбайжан бөлігінің палеоген-миоцен аралығын Қобыстан алаңдары (Умбаки алаңы, Адживели алаңы), Апшерон түбегі (Шорбулаг алаңы, Зигилпири), Солтүстік Апшерон көтерілім (Хазри, Нахичеван) аймағының материалдары сипаттайды. Тәуелділік түрі  $G_{pg-mi}^t = 6,1678 \cdot H^{-0,1542}$ ; Түрікмен бөлігі бойынша, рІ сәйкес. Карадепе, Гумдаг, Боядаг, дәл сол  $G_{pg-mi}^t = 32,3725 \cdot H^{-0,398}$  корреляция формасына ие.

ОҚа аумағының көпшілігінде анықталған мезозой және палеоген-миоцен жыныстарының заттық құрамы мен термофизикалық қасиеттері айтарлықтай ерекшеленбейтіндігін ескере отырып, «геотермальдық градиент тереңдігіне» тәуелділікті облыстың басқа аймақтарына сілтеме ретінде қолдану орынды болып көрінеді.

Алаптың ӨҚ-ҚҚ арналған температураны есептеу үшін термоградиенттерді қолданудың қажеті жоқ, өйткені тереңдіктің тереңдігі 0,05-8,0 км болатын температураның тікелей сенімді байланысы бар. Аймақтың Әзірбайжан бөлігі үшін бұл тәуелділік  $t_{PS} = 13,7 + 0,149 \cdot H^{0,716}$ , Түрікмен бөлігі үшін  $t_{RS} = 13,7 + 0,488 \cdot H^{0,607}$  сәйкес келеді.

## 4.2.2. ОҚа шөгінділік қимасында көмірсутектер пайда болуының температуралық жағдайын бағалау тәжірибесі

Жоғарыда ұсынылған әдіспен есептелген, сұйық мұнай генерациясы үдерістерінің аяқталуына жауап беретін 135°C изотерманың заманауи гипсометриялық және стратиграфиялық қалпы (мезокатапенез ішкі кезеңі – МК, МК<sub>3</sub> гадациясы (Карцев, Вассоевич, Геодекян және басқалар, 1971ж.) Төменгі Курин депрессиясында палеоген-миоцен кешенін қамтиды, тереңдігі 5,9-7,4 км Алат жотасы: палеоген-миоцен аймағында және 5,56,7 км; Қобыстандағы палеоген-миоцен және 5,1-5,9 км, Баку топаралында палеоген-миоценде және 5,9-7,4 км; Апшерон түбегінде және оған іргелес Оңтүстік Апшерон түбегінде палеоген-миоцен және 4,1-7,6 км; Апшерон топаралында және Апшерон-Балқан маңы шоңғалында – палеоген-миоцен және 5.0-7.5 км әрі мезозойда 5.7-7.1 км тереңдікте; Балқан маңы көтерілім аймағында мезозой және 5,5-7,9 км, Гогранг-Чиқишляр мезозой аймағында және 5.8-7.8 км.

Алап геологиялық тарихының қазіргі кезеңінде, жоғары температуралар мен үлкен тереңдіктерді қамтитын мезозойдың терең тұнбасы (мезокатогенез және апокатогенездің АҚ ішкі кезеңі, МК<sub>4</sub>-АК<sub>2</sub> градациясы, температурасы 135-210°C), кеш катанетикалық метан (ішкі кезең) апокатогенез, АК<sub>3</sub>-АК<sub>4</sub> градациясы, температурасы 210-300 °С), құрғақ және қышқыл газдар (метагенез – МГ сатысы, температура > 300°C). Мәліметтерге сәйкес, алаптың мезозойлық шөгінділері жоғары деңгейдегі бор және палеоген шөгінділерінің кезеңінде алап геологиялық тарихының алдыңғы кезеңдерінде және қазіргі кездегі ОҚа территориясының көп бөлігінде жоғарыда жатқан қиманы «газдандырған» газ фазасын («құрғақ» және қышқыл газдарын) толығымен жүзеге асырды.

ӨҚ-ҚҚ кен орындары көп бөлігінің аумағына әлі де мұнай қалыптасуының соңғы сатысына енген жоқ және көмірсутектерді генерациялаудың бастапқы әлеуетін сақтап қалды.

Жекелеген аймақтар мен алаптық аймақтар жылу режимдерінің қарқындылығы негізінде саралауға байланысты олардың әрқайсысында қима жыныстары органикалық заттарының термометаморфизмінің әр түрлі сатылары, қосалқы сатылары мен градациялары жүзеге асырылатыны анық. Осы себепті бастапқы органикалық материал өзгеруінің жалпы көрінісі мозаикалық («фокустық») – сұйық КС фазасы бір тектонокесекте құрылуы мүмкін; аймақтың геологиялық тарихының алдыңғы кезеңдері және органикалық заттардың трансформациясы үшін жеткіліксіз геотемпературалар жағдайында мұнай мен газдың өндірілетін аралықтарын табуға байланысты. Ұсынылған деректер ӨҚ-ҚҚ аймағындағы көмірсутектермен қанықтырудың қайталама сипатын және сәйкесінше сұйықтықтардың субтропикалық формацияаралық көшпелі кен орындары мен шөгінділерінің қалыптасуындағы басым рөлді көрсетеді.

Толығырақ бұл тақырып осы еңбектің 6-тарауында арнайы қарастырылған.

## 4.3. Жергілікті құрылымдардың геотермальдық өрісі

Жалпы аймақтық геотермальдық фонды құрайтын электр өткізгіштік жылу беруден басқа жылу ағынының конвективті компоненті, жылжитын сұйықтықтар арқылы жылу беру де Альпілік қатпар жергілікті құрылымдары температуралық өрістерінің қалыптасуында маңызды рөл атқарады. Бұл фактордың әсері геотермальдық режимнің жекелеген аудандардың тектоникалық және гидрогеологиялық жағдайымен байланысы жағдайында ерекше қарама-қайшы келеді.

Жеке температураның максимумын жұқарған, ең жоғары тектоникалық шиеленіс аймақтарына ұстаудың типтік мысалдары ретінде; лайлы жанартаулардың атқылау құрылғыларымен қиындаған аймақтар; карбонатты резервуардың сынуы жоғарылаған қатпарлардың бөліктері және т.б. келесілерді келтіре алады:

Оңтүстік Каспий ойпаты – Балахан :

- Сабунчи-Раманинск кен орнында, сол гипсометриялық көтерілімдерде Құдайы жанартауының балқыма аймағында (су астында) және шомылу кезінде температура айырмашылығы 4-5°С құрайды;
- Лоқбатан, Зих, және Құмды, Бибиэйбат, сол атақты жанартаулар аймақтарында температура қанаттар мен периклиндерге қарағанда 5-10°С жоғары;
- Мұнайлы тас, мұнда лайлы жанартау аймағындағы температуралық аномалиядан басқа тектоникалық бұзылыстардың жанында құрылымның тыныш температурасынан 6-8°С жоғары;
- Артем мен Сулу-тепе, мұнда температура көтерілген (18°С дейін) және т.б. (Мехтиев, Якубов және Рачинский, 1968 ж.; Мехтиев, Геодекиан және Рачинский, 1973 ж.; Рачинский және Мурадян, 1983 ж.); Рачинский және Кулиев, 1984 ж.).

Лос-Анджелес ойпатындағы азырақ шомған дислокацияланған учаскелерге қатпардың қарағанда бұзылған дөңестік аймағында 5-7°С жоғары температурасымен сипатталатын Лонг-Бич кен орны (Карлсон, 1930 ж.; Ван Остранд, 1934 ж.) жатады.

Загрос алды иілімінде 1500 м тереңдіктегі асмарий карбонатты коллекторының максималды жарықшақтануына ие Харт-Кел кен орнында қабаттық және қабат маңы аймақтарында температура көтерілімдердің қанаттарына қарағанда 10,5–11°С жоғары (Ван-Остранд, 1941 ж.).

Вена ойпатындағы бірқатар кен орындарда көтерілімдердің максималды бұзылған дизъюнктивті көтерілімдерге тура келетін жер асты термальды суларының жеңілденуі, көтерілімдердің бөліктерімен шектесетін бірнеше кен орындары фоннан 10-15°С өзгеретін аймақтық контрасты температуралық аномальдықтарын түзеді.

Карпат алды иілімінде бұзылған дөңестік аймақта Борислав кен орнында 10-12°С болатын бұзылған дөңестік аймақта геотемпературалық аномальдық тіркелген (Осадчи, Лури, Ерофеев, 1976 ж.).

Терск-Каспий иілімінде фондық температураға қарағанда температурасы 10°С-тан жоғары Қарабұлақ-Ачалуки, Малгобек-Вознесенский, Орлины, Элдарово, Хаян-Корт кен орындарының жекелеген учаскелері 10-20°С-қа жоғарылайды (Сергиенко, 1971 ж.).

Бір қызығы, температура өрісінің барлық бұзылыстары әдетте терең жер асты суларының дренажына сәйкес келетін тиісті өрістердің позитивтік минимумдарымен, оң және теріс гидрогеохимиялық, палинологиялық, изотоптық және басқа ауытқуларымен кеңістікте байланысты (2, 3-тарауды қараңыз).

Олардың генезисін ескере отырып, көрсетілген жергілікті температура аймақтық фоннан жоғарылауы жылу ағынының конвективті компонентін анықтауға мүмкіндік береді, өйткені аномалиядағы және одан тыс температура айырмашылығының аномалия аймағындағы температураға қатынасы бар. Есептеулер көрсеткендей, Оңтүстік Каспий ойпаты кен орындарында жылынатын сулар жылуымен анықталатын геотемпература үлесі 7-18% құрайды; Лос-Анджелес тереңдігінде ойпатында 17% дейін; бұлттың алдын ала ағынында – 8-15%; Вена бассейнінде 18% дейін; Карпат алдындағы ауытқуда – 20% дейін; Терск-Каспийде – 15% дейін.

Жоғарыда келтірілген мәліметтер Оңтүстік Каспий ойпатының жергілікті құрылымында жылу ағыны өткізгіш компоненттен басқа негізінен жер қыртысының құрамындағы радиоактивті элементтер ыдырауының термиялық әсерінен, негізінен конвективті компонент әсерінен, екі компоненттің де интегралдық әсерінің объективтілігін анықтайды. Ол орташа геотермальдық градиенттердің өнімді (қызыл түсті) қабат тереңдігімен бір мезгілде қосылу түрінде көрінеді ( $H_{пт}$ ,  $H_{пк}$ ) (өткізгіш сәт басым) және суда кальций хлориді биіктік белгі лауазымы жоғарғы өтпелі аймақ сингенетикалық шекарасы, натрий гидрокарбонаты-генетикалық бөтен хост депозиттері ( $H_{3п}$ ) (конвективті сәт көрсетілген) <sup>14</sup> бар.



Осы аспект бойынша мұнай мен газ аудандары температуралық өрістерінің қалыптасуындағы осы факторлардың әрқайсысының рөлі мен орнын нақтылау және, ең болмағанда, бірінші жуықтауда аймақтардың кеңістікте (гипсометриялық) орналасуын және сәйкесінше олардың арасындағы шекараны, онда жалпы жылу ағынының конвективті компонентін анықтау үлкен қызығушылық тудырады, елеулі әсерге ие болады. Екінші жағынан, жылудың астындағы кешендердің өнімді (түсті) қабаттарына тасымалдайтын агенттер төмен минералданған сілтілі сулар болғандықтан, конвективті жылу беру айқын көрінісінің төменгі шекарасы натрийдің қарқынды пайда болу аймағының бастапқы бөлігі мен натрий-бикарбонатты сулардың кең таралуы әрі олардың астына өтуі деп түсіндірілуі мүмкін.

**4.1-кесте.** Геотемпературалық градиенттердің Оңтүстік Каспий ойпаты аудандарындағы геологиялық жағдайлар спецификасымен байланыстылығы.

Аудан	$\Gamma = f(H_{п\text{пт}}, H_{п\text{кт}})$	$\Gamma = f(H_{з\text{п}})$
Апшерон түбегі	$\Gamma = 0.107H^{0.379}$	$\Gamma = 0.445H^{0.209}$
Төменгі Курин депрессиясы	$\Gamma = 0.0004H^{0.999}$	$\Gamma = 0.161H^{0.314}$
Апшерон-Балқан маңы көтерілімдер аймағы	$\Gamma = 0.168H^{0.292}$	$\Gamma = 0.696H^{0.128}$

<sup>14</sup> Көрсетілген белгілерге сәйкес аталған компоненттерге жылу ағынының жалпы бөлінуін белгілі бір дәрежеде шартты түрде ескеру керек, өйткені геотермальдық градиенттердің орташа мәндерінде екі компонент тікелей қатысады (әр тәуелділік шегінде). Алайда аймақтың нақты жағдайлары болғандықтан, кешен түбінің бірдей тереңдігінде орташа градиенттік мәндер бір-бірінен айтарлықтай ерекшеленетін жағдайлар кездеседі, бұл су түрлері ауысу шекараларының бірдей дәрежеде орналасуына және, керісінше, қиманың сілтілік сулармен қанығу деңгейіне байланысты. Градиенттер орташа плиоцен негізінің пайда болу тереңдігімен анықталады, сондықтан бұл қатынастар жалпы жергілікті құрылымдардағы жылудың екі компоненті де объективті болады деп болжай аламыз.

4.4-суретте Апшерон түбегінің материалдары, Төменгі Курин депрессиясы және Апшерон-Балқан маңы аймағының биіктігі,  $\Gamma = f(H_{п\text{пт}}, H_{п\text{кт}})$  және  $\Gamma = f(H_{з\text{п}})$  тәуелділіктері келтірілген,  $\Gamma = aH^b$  формасының қисық сызықтарымен келтірілген (4.1-кесте). Бұл функциялар негізінен сапалы мағынада қарастырылуы керек екендігі анық, өйткені әр корреляция аясында айнымалы элементтердің өзара байланысын басқа қосымша геологиялық әсерінсіз бекіту мүмкін емес. 4.4-сурет сапалық қатынастарды сипаттайды. 4.1-суреттен олардың бұрыштық коэффициенттерінің мәндері әр түрлі екенін көруге болады: функцияның бірдей өсуі дәлелдеудің түрліше артуына сәйкес келеді. Бұл өз кезегінде қисықтардың параллель еместігін және соның салдарынан олардың қиылысу нүктесінің болуын көрсетеді.

Сипатталған қисық сызықтармен шектелген аумақтың таяз тереңдікте кеңеюі – (4.5-суретті қараңыз) гипертермальды (қоршаған ортаға қатысты) сілтілік сулардың геологиялық уақыт шкалаларында дискреттіліктен туындаған оң температуралық ауытқулар салыстырмалы мәндерінің жоғарылауы және оларды пьезо-минималды бөлімдерге гипсометриялық түсіру, кесудің жоғарылаған және орналастырылған жерлері. Орташа температуралық градиенттің минималды мәні максималды жарықтармен және төменгі сілтілік сулардың көтерілуімен сипатталатын аудандарда байқалуы симптомдық болып табылады (4.5-суретті қараңыз).

Бұл келтірілген мәліметтер Оңтүстік Каспий ойпатында конвективті компоненттің орташа плиоцен аралығының геотермальдық режимін қалыптастыруға әсері негізінен жергілікті оң

термоанализдер қалыптасуынан көрінеді және функциясының қиылысу нүктесінде біртіндеп азаяды деген қорытынды жасауға мүмкіндік береді  $G = f(H_{п\text{т}}, H_{п\text{к}})$  және  $G = f(H_{з\text{п}})$ , нөлге тең болады.

Жалпы жылу ағынының конвективті компоненті көрінісі төменгі шекарасының тереңдігін осы функциялар қиылысу нүктесінің абсциссасы ретінде теңдеулердің бірлескен шешімі арқылы табуға болады. Олардың оң жақ бөліктерін теңестіре отырып, біз Апшерон түбегі үшін 4375 м, Төменгі Курин ойпаты үшін 5525 м және Апшерон-Балқан маңы аймағы үшін 5807 м аламыз. Осы биіктіктегі температура 92°C, 96°C, 107°C. Жоғарыда айтылғандар келтірілген мәндерден төмен тереңдікте конвективті жылу берудің әсері аз болады және шөгінді жамылғының осы диапазонындағы температура өрісі өзгеруі негізінен тау жыныстарының термофизикалық қасиеттеріндегі айырмашылықтармен анықталады.

Сипатталған аудандардың барлық аумағында гипсометриялық деңгейлер негізінен монтмориллонит саздарының қалың қабатынан түзілген миоцен-олигоцен аралықтарына сәйкес келеді. Бұл жағдаят дегидратация үдерістерін қарқынды түрде іске асырудың басталуы үшін оңтайлы болатын қисықтардың қиылысуындағы (92-107°C) тіркелген температуралармен бірге, **бір жағынан, облыстың миоцен-олигоцен аралығын генерация аймағының жоғарғы шекарасы және жібек сулардың басым таралуы ретінде қарастыруға мүмкіндік береді, екінші жағынан, бұл плиоцен мен оның үстіндегі шөгінділердің гидродинамикалық байланысын мүмкін етеді.**

Жоғарыда келтірілген материалдар бірнеше жалпылама қорытынды жасауға мүмкіндік береді:

1) қозғалмалы белдеулердің Альпі алаптарында тереңдігі 500-6000 м температуралық градиенттердің орташа мәні 1,55-3,71°C/100 м аралығында өзгереді;

2) шөгінді бөлігі жылынуының максималды мәндері салыстырмалы түрде төмен тұнба деңгейінің эвэосинклинальды дамуымен және жертөле беткейге жақындауымен ерекшеленеді;

3) минималды – ең терең шөгінді қалыңдығымен, қазіргі тұндыру жылдамдығымен және шоғырланған жер қыртысының тереңдігімен сипатталатын ең терең миогосинклинальды депрессиялар мен бұзылулар;

4) жекелеген аймақтардың температуралық параметрлері олардың тектоникалық байланысына (тәуелділіктерге, депрессияларға) айқын тәуелділік белгілерін көрсетпейді, ал олардың бөлімдеріндегі температураның таралу заңдылықтары әр жағдайда геотектоникалық даму режимімен, тұндыру жылдамдығымен, шөгінді қабат қалыңдығымен және жылу өткізгіштік пен жылу өткізгіштіктің арақатынасымен. аралықтар, яғни жылу өткізгіштің шарттарымен анықталады;

5) барлық кен орындарында және аудандарда фондық температурамен салыстырғанда өте жоғары аудандар әдетте дижунктивті орналасу, диапиризм, сел жанартауларымен күрделенген, сынудың жоғарылауымен және инъекция-ағынды енудің жылу асты суларының белсенді көріністерімен сипатталатын аудандармен шектелген;

6) басқалары тең болған жағдайда, тектоникалық бұзылыстар дамуының өріс учаскелерінде және аудандарындағы орташа температуралық градиенттер минималды әрі гомофлюидодинамикалық жүйенің қиын ағып кету аймақтарында ең көп болады (5-тарауды қараңыз);

7) бірдей тереңдіктегі әрбір жеке көтерілу кезінде қатпардың көп бөлінген бөліктеріндегі температура қанаттар мен шыңдарға қарағанда жоғары және әрбір құрылым жергілікті максималды температура тұрғысынан көрінеді (оң геотермальдық аномальдық);

8) Альпілік геосинклинальды аймақтардың жалпы жылу ағынында конвективті компоненті 7-20% құрайды.

## **5 Альпілік жылжымалы белдеу алаптарының заманауи геосұйықтық динамикасы**

### **5.1. Сұйықтықтардың аномальды жоғары кеуектік қысымы дизъюнктивтер, құрылымдық жоспарлар, өлкелік және жергілікті қатпарлы формалардың қалыптасу факторы ретінде**

Шөгінді қималардың ірі стратиграфиялық құрамдастарының тектоникалық позицияларын қалыптастыру, оларда дизъюнктивтердің, өңірлік және жергілікті құрылымдық нысандардың пайда болу және даму үдерістері, генетикалық байланыстар және аймақтардағы геологиялық тарих пен геотектоникалық тиістілігі бойынша әр түрлі соңғылардың кеңістіктік өзара қарым-қатынастары тектогенез факторлары мен механизмдерімен қатар анықталады, реттеледі және бақыланады, олардың кейбіреулері белгілі бір жағдайларда басым сипатқа ие болады.

Атап айтқанда, альпілік жылжымалы белдеулер бассейндерінде кезектесетін құзыретті және құзыретсіз жыныстардың қуатты кешенінен тұрады, қатпарлықтың өңірлік жоспарын қалыптастыру негізгі факторларының бірі деп болжауға болады; жергілікті құрылым түзу; дизъюнктивтік алмасу; «төңкерілген», жабынды-шарьжды тектоника; изоклиналды қатпарлы қалыптар; диапиризм; лайлы жанартау; меланж бейнелі, «бұралған» тақталанбасы

(«бүктелген») саз балшықтары және т.б. шөгінді қимадағы тығыздықтың инверсиясымен сипатталатын және ығысуға беріктігі төмен сазды қалыңдықтағы сингенетикалық аномальды жоғары кеуектік қысым геосұйықтық динамикалық үдерістердің туындысы болып табылады.

Тектоникалық қозғалыстармен бірге жүретін тез шөгінді жинаумен өтелген, қуатты сазды аралықтарды батыру, әсіресе егер олар смектиттік айырмашылықтармен орындалған болса:

- кеуекті сұйықтықтар кетуінің күрт баяулауы және жауын-шашынның тығыздалу қарқыны оларда литостатикалық мәндерге жиі жақындайтын АЖКҚ генерациясын анықтауға;
- жарықтың қалыптасуымен ұштасқан кезде осы жағдаймен байланысты табиғи су жару үдерістерінің дамуына себеп болуға;
- әрі конседиментациялық дизъюнктивтердің пайда болуы, дисгармониялық және диапильді қатпарлықтың пайда болуы; лайлы жанартаулыққа және т.б. алып келеді.

Көрсетілген ережелер қатпарлық, диапиризм, лайлы жанартаулық және АЖКҚ шарықтау көріністері бар қуатты тығыздалмаған кайнозой балшықты формациялардың өңірлік таралу аймақтарымен қарқынды тектоникалық бұзылулар жоспарларының сәйкессіздігі учаскелерінің кеңістік-генетикалық қауымдастығының көптеген жағдайларында объективті растау табады.

Ең қарама-қарсы түрде мұндай байланыс тектоникалық аутқымалы Оңтүстік Каспийде (Қобыстан, Баку топаралында), Индоло-Кубанда (Керчен-Таман аймағы), Терск-Каспий (Терск және Сунжен аймақтары), Карпатқа дейінгі (Ішкі аймақ), Охотоморск (Сахалин а.), Иравади-Андаман (Бирма бөлігі), Суматра, Ориноко (Тринидад а.) бассейндері, мұнда 75-95% шөгінді учаскесі аяқталған, саз және шоғырланбаған саз қатарларының қалыңдығы 1000-5000 м-ге жетеді, ал кейбір жағдайларда одан да көп (Багир-Заде, Керимов, Салаев, 1988; Бека және Высоцкий, 1976; Доленко, 1962; Анықтама..., 1976; Өзірбайжан тектоникасы, 1968).

Барлық аталған аймақтарда саз балшықтың литостатикалық және геотектоникалық шоғырлануы барысында қатты иілімді қасиеттерін жүзеге асырумен байланысты тектоникалық деформациялар, проекцияланған құрылымдар (қабыну, жаншу қатпарлары) пайда бола отырып, жабатын және төсейтін аралықтарға ғана берілмейді. Сонымен қатар әр түрлі кешендердің құрылымдық жоспарларының сәйкессіздігін қамтамасыз ететін әрі құйма және негізінен жарылатын тектониканың қарқынды көрінуімен ілесе жүретін бүркеме-шарьяжды қатпарлықтың өңірлік қалыптасуы, сондай-ақ диапиризм мен лайлы жанартаулықтың дамуы, көбінесе сынулар типтері, бұзылыстардың пайда болуымен үйлеседі.

Нақты өңірлік және жергілікті қатпарлы нысандар мен жыртылған бұзылыстардың пайда болуы – бұл бірнеше факторлардың функциясы, олардың ішіндегі ең бастысы:

- әлеуетті және әлеуетті емес қалыңдықтардың жеке ауданы бөлінісінде үйлесім сипаты;
- оның геологиялық тарихы барысында басым болған тектоникалық қозғалыстардың белгісі;
- тығыздағыш жүктеме мен орогенді-күйзелістік әсерлердің басым бағыты.

Теориялық тұрғыдан алғанда, осы айнымалылардың коэффициенттері үшін келесі нұсқалар болуы мүмкін:

I) әлеуетті негізде жатқан ашылмаған қалыңдық саз қабаты тұрақты иммерсия – тектогенездің иммерсия кезеңінде өз салмағының әсерінен бір осьті қоса берілген гравитациялық жүктемені сынайды – тектогенездің иммерсиялық сатысы;

II) тығыздау күштерінің бағыты негізінен геотектоникалық әсерлер ықпалынан төменнен жоғарға қарай бағытталған кезде инверсия сатысында бірдей қалыңдық – негіздің тік қозғалыстары;

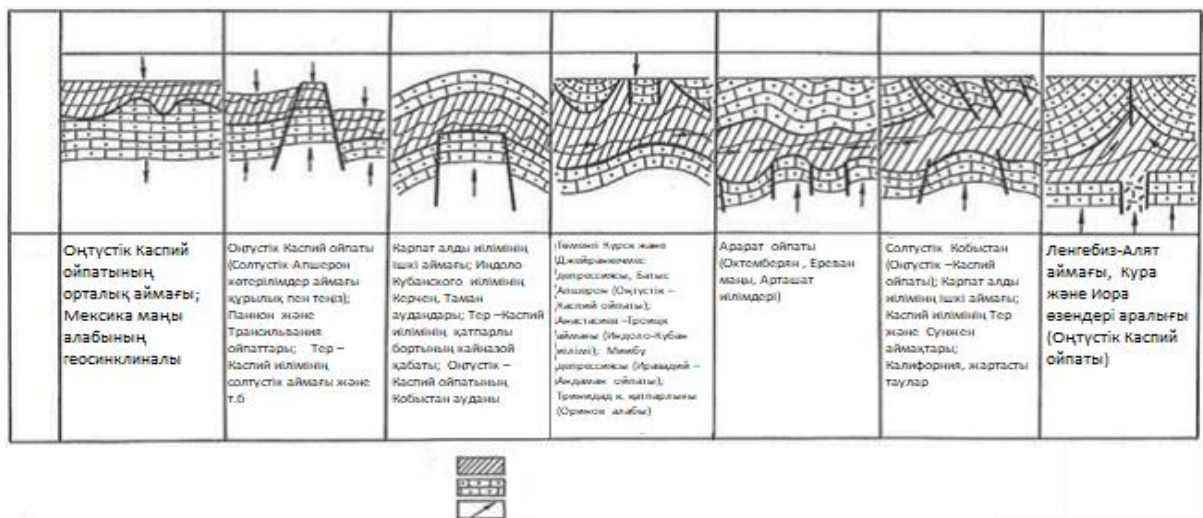
III) геологиялық дамудың екі кезеңіндегі саз қабаты қатты моноклин жағынан тангенциалды бағытталған күш – бүйірлік қысу сәттерінің қосымша әсерінен болады;

IV, V, VI) сазды формация әлеуетті қалыңдықтар арасындағы орын – тектогенездің екі сатысы және нығыздаушы күш қолдану аталған барлық тіркесімі;

VII) сазды формация тектогенездің иммерсионды да, инверсионды да сатыларында да, терең сынықтар үстінде әлеуетті қалыңдықтар арасында жатыр (5.1-сурет).

Аталған үлгілерді нақты геологиялық жағдайда іске асыру геотектоникалық үдерістерде сұйықтықтардың кеуектік кеңістігінде сығылған кумулятивтік энергия релаксация құбылысының басымдығын болжайды.

Сыртқы күштердің қосымшасы бұл жағдайларда негізінен әлеуетті емес қалыңдықтың ішкі қуатын отырғызатын есебінен кейінгі әсерлерді тудыратын бастапқы импульстің ролін атқара алады.



**5.1-сурет.** Құрылымдық нысандарды қалыптастырудың қағидаттық жолдары (модельдері): 1 – әлеуетті емес жыныстар 2 – әлеуетті жыныстар; 3 – жүктеме қосымшасын жіберу.

Алғашқы модель аясында АЖКҚ тудырған гравитациялық шоғырлану үдерістерінің саз қабатында әсер етуі және олардың қатпарлану қалыптасуына икемділігі салыстырмалы түрде аз әрі олардың нәтижесі негізінен әлеуетті кешен рельефінің біркелкі еместігін жаңадан пайда болған иілімдер осінің қатты дөңес жерлерге қарай жылжуымен толтыруға арналған құрылымдар болып табылады.

Мұндайға төмендегілер мысал бола алады:

- Оңтүстік Каспий ойпатының ең терең шомған орталық аймағы, мұнда көптеген километрге созылатын барынша сазды кайназой формациясы (95-98%) мезозой субстратына сәйкес келеді (Багир-Заде, Каримов, Салаев, 1988 ж.; Тектоникалық құрылым ..., 1968 ж.)

- әлеуетті емес кайнозой және әлеуетті мезозойдың құрылымдық жоспарларының жеткілікті сәйкес келуімен сипатталатын Мексика маңы алабының геосинклиналийі (Бакиров, Варенцов, Бакиров, 1970 ж.; Высоцкий, Кучерук, 1978 ж.; Высоцкий, Оленин және Высоцкий, 1984 ж. және басқалар).

Екінші модель жағдайында, негізінен төменнен жоғары сазды қалыңдықта орныққан қуаттылықты шоғырландыратын қатты негізді қарқынды тік қозғалғыштармен ілесе жүретін инверсиялық кезеңде өзінің шамасы бойынша көбінесе векторлық гравитациялық жүктемеден

едәуір асып түседі, бұл балшық кешенінде жаншылудың (штампылық) ірі амплитудалық құрылымдарын қалыптастыру мен онда тектоникалық бұзылулардың, динамоморфиялық жарықшақтылық және т.б. аймақтарының дамуына ғана емес, сондай-ақ оның кейбір түрлеріне де, әсіресе АЖКҚ гравитациялық генерация астындағы суға қанықпаған – иілімді саздарды дамыту учаскелерінде қатпарлылық жоспарларын ауыстыруға әкеп соқтырады. Бұл модельдің нақты геологиялық жағдайы, атап айтқанда, тауаралық альпілік ойпаттар мен Оңтүстік Каспий ойпаты (Солтүстік Апшерон көтерілім аймағы – құрлық және теңіз), Паннон мен Трансильвания ойпаттары, Терск-Каспий иілімінің Солтүстік аймағы және т.б. (Багир-Заде, Керімов, Салаев, 1988 ж.; Бакиров, Варенцов, Бакиров, 1970 ж.; Бека және Высоцкий) сияқты алдыңғы қатарлы иілімдер үшін тән (1976 ж.; Высоцкий, Ленин және Высоцкий, 1984 ж.).

Қарастырылған нұсқалардың шарттарына бүйірлік қысу қосымшасы – үшінші модель:

- қатпарлану үйлесімсіздігін едәуір жақсартады;
- жабынды-шарьжды тектониканың қалыптасуына ықпал етеді, әсіресе қатты экран болған жағдайда, қарама-қарсы әрекет етуші жағының күші бар;
- иілімді сазды массаларының құбылмалы негіз бетіне, олардың төңкерілуіне, кейбір жағдайларда сырғып кетуіне (әсердің қарқындылығына байланысты) айтарлықтай әсер етеді.

Бұл фактор әсерінің нәтижесі әдетте қатты және иілімді кешендер құрылымдық жоспарларының күрт сәйкес келмеуі, соңғы дизъюнктивтік дислокацияның кең дамуы – негізінен қозғаушы табиғаттың, құйылудың, саздың "бұралған" қабаттануының, тектоногентек тастардың пайда болуы және т.б. болып табылады. Мұнда классикалық мысал ретінде Карпат алды иілім аймағы, Индоло-Кубан иілімі, Керчен және Таман аудандары, Терск-Каспий иілімі геосинклиналды бүйірінің кайнозой қабаты, Оңтүстік Каспий ойпатының Қобыстан ауданы аталған сәттердің барлық жиынтығымен сипатталады. (Алферов, Куренков, 1973 ж.; Ахмедов, 1977 ж.; Глушко, 1963 ж.; Доленко, 1962 ж.; Киссин, 1964 ж.).

Келесі үш модель төменгі және жоғарғы қатты (оның кейінгі шайылу мүмкіндігіне қарамастан) экрандар арасындағы әлеуетті емес аралықтың жату жағдайында қатпарлықтың қалыптасу жағдайларына жауап береді.

Геологиялық тарихтың иммерсион кезеңінде төртінші модель – ұқсас арақатынас, бір жағынан, шоғырланатын сазды қалыңдыққа қосымша беттік жүктеменің туындауына себепші болады, онда АЖКҚ генерациялау үдерісі қарқындатылады және соның салдарынан оның қозғалысқа айналатын иілгіштігінің өсуі жүреді, ал, екінші жағынан, жоғары құрылымдық қабатта (әсіресе саз балшық айырмасының даму аймақтарында) дизъюнктивтермен ілесе жүретін тырма тәрізді құрылыстар мен қатпарлардың (мульд) түзілу мүмкіндігі қамтамасыз етіледі. Жоғарғы әлеуетті аралықтың әлсіреген, ішінара денудирленген учаскелерінде, керісінше, қатты жабатын кешендерге иілімді жыныстарды және лайлы жанартаулықты енгізуге байланысты крипто- және диапирлі қатпарлықты қалыптастыру үшін қолайлы жағдайлар жасалады. Біркелкі емес, әдетте жоғарғы әлеуетті кешен қуатын бөлу әлсіз литифицирленген сазды қалыңдыққа жүктемені саралауға алып келеді, бұл онда гравитациялық төгіндіні тудырады және крипто- мен диапир формаларының дамуына мүмкіндік береді. Бұл жағдайды суреттейтін мысал ретінде Төменгі Курин және Джейранкечмес депрессиясы, Батыс Апшерон (Оңтүстік Каспий ойпаты), Анастасиев-Троицк аймағы (Индоло-Кубан ойпаты), Минбу депрессиясы (Иравади-Андаман ойпаты), Тринидад а. қатпарлығы (Ориноко бассейні) т.б. (Алиев, 1960 ж.; Алферов, Куренков, 1973 ж.; Ахмедов, 1977 ж.; геологиялық құрылымы..., 1959 ж.; Кришнан, 1964 ж.; Анықтамалық..., 1976 ж.).

Сол модельдің жағдайын сипаттайтын геотектониялық инверсия қатпарлықты елеулі түрде күрделендіреді, үстіңгі қатты экран астында қабыршақты құрылымның қалыптасуына алып келеді, саздың "айналуына", аргиллителген материал қорабының аударылуына, жыныстардың

тектоникалық ұсақтау аймағының пайда болуына, жапыру дислокациясының пайда болуы мен дамуына, жыртылған бұзылулардың пайда болуына және т.б. ықпал етеді. Бұл жерде ең бастысы – оның төменгі түйіспелі бөлігінде жарықтың таралуын анықтайтын сазды қалыңдықтағы табиғи гидрожарылу құбылыстары, сондай-ақ жоғары білікті шөгінді серияның жарылуына дейін саз массаларының тік жоғары жылжуын тудыратын әр түрлі динамикалық әсерлер маңызды орын алады. Осы жағдайларда оның жекелеген кесектерінің қозғалысы барысында көтерілу үшін негіздердің иілім учаскелерінде пайда болатын айналмалы (трансформацияланған) қатпарлықтың сазды қалыңдығындағы қалыптасуы ықтимал болып табылады.

Сипатталған суретке әсіресе Араксин маңы депрессиясының кейбір аудандары сәйкес келеді (Арарат ойпаты – Оттемберян, Ереван маңы, Арташат ойпаты), мұнда иілімді палеоген-миоцендік қабаттар, ұтқыр мезозой негізінде жатқан, жоғарғы төрттік жанартау тектес шөгінді жабындылармен жабылған; Ұлы Кавказ мегантиклинорийі Оңтүстік-шығыс шомуының осьтік аймағы және т.б. (Алферов, Куренков, 1973 ж.; Григорьянц, Мурадян және Тагиев, 1967 ж.; григорьянц, Мурадян және Тагиев, 1969 ж.).

Бүйірлік кернеулердің жиналмалы үдеріске қатысуын болжайтын алтыншы моделі Орталық Қобыстанның жекелеген бөлімдерінде (Оңтүстік Каспий маңы ойпаты), Карпатқа дейінгі депрессияның ішкі аймағында, Терск-Каспий депрессиясының Терск және Сунжен аймақтарында, Калифорния, жартасты тауларда жабу жоспары, құрылымның қарқынды қалыптасуы, қатпарлардың құлау құбылыстары көлденең қабаттасудың ең жоғары дамуымен сипатталады. Бұл жағдайлар үшін типтік ірі жабынды қозғалыстар, жыныстар массивтерінің ондыққа дейін көлденең жылжу шамасы бар, тіпті алғашқы жүз километрге дейін, гравитациялық жүктеме кеуектік суларының жоғары қысымын бейтараптандырумен байланысты қалыңдығын жабатын және оның орнын ауыстырған кезде (Беляков, 1968 ж.; Чепмен, 1983 ж.) жылжу негізінде үйкелісті төмендететін ірі жабынды қозғалыстар қалыптастыру болып табылады. Хубберт пен Руби қақпақтың түбіндегі кеуек суының қысымын жабынды құрайтын тау жыныстарының жүктемесіне белгілі бір қатынасы бойынша жылжытуға болатын жамылғының мөлшерін есептеді және 0,60 қатынасымен қалыңдығы 6 км мен ұзындығы 37 км болатын жабынды тақтайшаның көлденең бетінде қозғалыс жасауға болатындығы, ал ұзындығы 222 км болатын бірдей қалыңдықтағы 0,95 плитаның қатынасы болуы мүмкін екендігі белгілі болды (Хубберт және Руби, 1959 ж.). Бұл жерде су қанықтығының өзгеруімен байланысты ашық жарықшақтықтың және 1-генерацияның дилатантты<sup>15</sup> ажырауының дамуы жанама әсер болуы мүмкін, қосымша бүйірлік қысуды қолдану кезеңінде жыныстардың беріктілік қасиеттері анықталады.

Жетінші модельдің шарттарына жауап беретін геологиялық жағдай өте ерекше. Оның шеңберінде жоғары орналасқан иілімді сазды қалыңдықтардағы белсенді жұмыс істейтін тереңдік сынықтар жыныстың ағысы мен кебуін тудырады, ол сызықты созылатын ескек тәрізді антиклиналдарды құрайды. Жоғарғы әлеуетті қалыңдықтарда тектогенездің иммерсиондық сатысында пайда болған инверсиялық сатыда тығыздану аймақтары бойынша тесік деформациялар құрылады, олар бойынша жалпы тангенциалды қысу жағдайында қысылып қалған иілімді саздардың кернеуінде кесектердің автономды ауа алмасуы жүреді және бастапқы жарулар бойынша қанаттарын мұнайыстыра отырып сызықтық антиклиналды құрылымдар болады. Бұл көтерілімдер шовантиклиналь деп аталады. Шовантиклинальды құрылымдар төменгі әлеуетті қалыңдықтағы грабендік құрылымы бар қазіргі заманғы инверсия аймақтарына тән. Сипатталған үлгіні іске асырудың классикалық үлгісі Ленгемиз-Алят аймағы және Куры мен Иори (Оңтүстік Каспий ойпаты) өзен аралығында жүзеге аса алады.

Әрине, қарастырылған модельдер табиғи жағдайлар мен тектогенез көріністерінің барлық ықтимал жиынтығын қамтымайды және оларды көптеген жиіліктің генерализацияланған өрнегі ретінде қарастыру керек.

Талданған сызбалардың шеңберінде жалпы жағдайда тектогенез кезінде көлденең (тангенциалды) күштердің таралуы негізінен иілімді кешендерде қақпақты-тартушы

қатпарлардың пайда болуын және тік проекцияланған құрылымдардың (баспалдақ, шегініс, шөгу), диапиризмді, лайлы жанартаулықты қамтамасыз етеді деп болжауға болады.

Саздың гравитациялық және геотектоникалық тығыздалу барысында қатты иілімді қасиеттерінің релаксация механизмі әлеуетті емес иілімді массалардың белгілі бір дәрежеде пайда болатын альпілік аймаққа тән неотектоникалық белсенділік өлшемін реттейді. Қуатты өңірлік дамыған сазды қалыңдықтардың топтастырылуымен бейтектоникалық үдерістердің

<sup>15</sup> Дилетант (жылжу кезінде қойылу деп те аталады) – бұл жылжу деформациясының жылдамдығымен қоса тұтқырлығы ұлғаятын материал. Википедия.

генерациялық ұштасуы, бір жағынан, себеп-салдарлық байланыстардың күрделі үйлесімімен анықталады, жабындық жыныстардың салмағымен негізделген балшыққа тығыздаушы жүктеме олардың жергілікті көлденең-тігінен орын ауыстыруын туғызады, ал екіншісінде пайда болатын жергілікті тектоникалық күйзелістердің өздері сазды қалыңдықтардың топтастырылу деформациясының қосымша факторы болып табылады.

Осы құбылыстардың кеңістіктік байланысы мен өзара тәуелділігі жаңа іргелес жатқан аймақтарды геодинамикалық үдеріске дәйекті түрде қатысуға әкеледі, ол өз кезегінде «домалау» үлгісі бойынша аймақтық әсерге айналады.

Жабық-буындық, диапирикалық қатпарлану, жарылу құбылыстарының, лайлы жанартаулықтың, жергілікті көтерілімдердің қарқынды бұзылуы тек АЖКҚ литостатикалық деңгейімен қалың шоғырланбаған саз қабаттарының аймақтық таралуы аймақтарында платформамен салыстырғанда секциялардағы сазды фекциялардың шектеулі болуымен сипатталады және осы себепті пликативті формалардың дамуы, тамшылардың ұсақ бұрыштары, дизъюнктивті дислокацияның аздаған көрінісі, бүктемелердің салыстырмалы түрде ағып кетуі және т.б. геосинклиналды аймақтар мен жекелеген түзілімдер анағұрлым күрделі құрылымының негізгі ықтимал себептерінің бірі болып табылады.

Қарастырылып отырған мәселелерге идеологиялық көзқарастар Ұлы Кавказдың оңтүстік-шығыс шомуының диапирлі қатпарларын миоцен-палеогеннің иілімді саз жыныстарының «тік қысымы» деп аталады, бұл олардың «тектониканың ерекше формалары» ортаңғы плиоцен үстірт жыныстарының орналасуына енгізуді қамтамасыз етті. Аталған көзқарастар Мирчинк, Холков, Хайн, Агабеков, Хубберт, Лаббшер, Гретенер, Берри және басқалардың еңбектерінде одан әрі дамыды (Агабеков, 1963 ж.; Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1982 ж.; Мирчинк, 1935; Хаин, 1950 ж., Ходков, 1968 ж.; Гретенер, 1969 ж.; Гретенер, Губберт және Руби, 1959 ж.).

Теориялық негіз, сипатталған үдерістердің ақылға қонымы модельдері, жолдары және механизмі келесі түрде берілген. Шұңқырлы сулардың шоғырланған саздардан ағуын күрт шектеу (тіпті кейбір жағдайларда, іс жүзінде болмауы), АЖКҚ генерациялануынан басқа олардың тағы бір маңызды белгілері – белгілі бір жағдайларда өзгергіштікпен қатар жүретін икемділікті тудырады. Зертханалық тәжірибелер мен далалық бақылаулар көрсеткендей, қалыпты жағдайда аномальды қысымның дамуы кезінде тереңдікте сынғыш сазды жыныстар икемділікке ие болады. Бұл қасиет жоғары кеуекті қысыммен қатар иілгіштіктің қалыптасуындағы рөлі белгілі, көп мөлшерде кеуек суларының құрамымен анықталады, осыған байланысты саз жыныстары жылжитын бөлшектер арасындағы байланысты қалпына келтіріп, ішкі бірігуді бұзбай, қалдық деформацияға ұшырайды.

Саздардың (АЖКҚ) өте жоғары кеуектілігі (ылғалдылығы) АЖКҚ генетикалық байланысты болғандықтан, саздардың ең үлкен икемділігі (ағымдылығы) табиғи түрде соңғысының даму аралықтарында бекітілген. Осыған байланысты әлемнің мұнай және газды аймақтарында бұрғылау тәжірибесінен белгілі мәліметтер тән болып келеді, бұл саз жыныстарының АЖКҚ және АЖКҚ ыдырауы ретінде деформация көріністерінің айтарлықтай төмендегенін растайды.



Сазды жыныстар икемділігінің көрінісі АЖКҚ мен АЖКҚ даму аймақтарында терең бұрғылауға тән белгілердің бірі болып табылады. Литостатикалық қысымның мәндеріне жақын АЖКҚ ие, бұрғылау ерітіндісінің жеткіліксіз кері қысымы (тығыздығы жеткіліксіз) бар жоғары икемді саз жыныстары ұңғымаларына енгізіліп, бұрғылау құралының тығыздалуы мен жабысуына алып келеді, ал кейбір жағдайларда оны ұңғымада пайда болған тау жыныстарымен сүртеді. Мұндай жағдайларда ұңғымаларда шөгіндінің көп мөлшері ағып кетеді, тазарту кезінде бұрғылауды тоқтатады. Бұрғылау кезіндегі саз икемділігінің тағы бір ерекшелігі – ұңғымалардың кескіндік өлшемдерінен асатын өте үлкен шөгінділердің келуі. Тау жыныстарының түзілу құбылыстары әдетте жуу сұйықтығының тығыздығы едәуір жоғарылағаннан және ұңғыма қабырғаларында қажетті артқы қысымды жасағаннан кейін жойылады (яғни бұрғылау арқылы ашылған иілімді сазды түзілімдер). Ең айқын сипатталған көрініс Оңтүстік Каспий ойпатында – Баку топаралының орталық бөлігінде (Булла-теңіз, Хамамдаг-теңіз, Гарасу және т.б.), Калифорния қайраңының Мексика шығанағы, Тринидад аралында, Оңтүстік-шығыс Азиядағы бірқатар мұнай және газ алаптарында – Иравади-Андаман және басқалары.

АЖКҚ бар қиманың жоғары иілімді сазын бұрғылау кезінде қалдықтың молынан шығу үдерісі объективті түрде лайлы жанартаулық жентек тастың пайда болу механизмімен салыстырылады. Бұл құбылыс ұңғымаларды сынау кезінде де байқалады. Бұл, атап айтқанда, Қарадаг маңы ауданында және Баку топаралында (Оңтүстік Каспий ойпаты) бірқатар ұңғымаларды игеру кезінде байқалды, мұнда миоценнің шөгінділері АЖКҚ (Караэйбат алаңы, Кушхана, Қарадаг, Саначалы-теңіз, Аляты-теңіз және басқалары) ерекше жоғары мәндеріне ие болған. Осы ұңғымаларда бағаналар бұрғылап тесілгеннен кейін балшық ерітіндісін сумен алмастыру үдерісінде құрылымдық-текстуралық ерекшеліктері бойынша лайлы жанартаулар жентек тастарына ұқсас сазды жыныстардың қабаттан ұңғымаға қарқынды түсуі байқалды.

Әдетте мұндай жентек тасты мәселе жылжымалы сипатқа ие болды: оны тазартуға тырысқан кезде (әдеттегідей мұнай ұңғымаларындағы құм шұңқырлары жуылады) ұңғымадан жаңа жыныстар көлемінің үздіксіз ағады. Ұңғыма ернеуіндегі мұндай тығындардың қалыңдығы өндірістік жолдың бұрғылап тесілген бөлігінің ұзындығына байланысты 1000-2000 м дейін жетеді, кейбір жағдайларда тығын ұңғыма басына дейін көтерілді. Бұл үдеріс жанартаулар саңылауларында лайлы жанартаулық жентек тастың пайда болуына ұқсас Сонымен қатар жер қойнауында жоғары иілгіштікке ие осындай саз үлгілері жер бетіне шығарылғаннан кейін аса нәзік болып кетті (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1982 ж.).

Құрылымдардың пайда болуы мен қалыптасуындағы аз сығылған саз жыныстарының рөлін көптеген авторлар қарастырған. 1935 жылдың басында Мирчинк Ұлы Кавказдың оңтүстік-шығыс су асты мезо-кайнозой шөгінділерінің кешенінде әлеуетті (мезозой, плиоцен) және әлеуетті емес (палеоген-миоцен) аралықтары анықтады. Біріншісі, оның пікірінше, салыстырмалы түрде тыныш үлкен қатпарлардың таралуымен сипатталады, екіншісі – икемділікті білдіретін, қыртыстардың қысылуы мен мұнайысуы, кішкентай және күрделі қатпарлар. Мирчинк құрылымдардың пайда болуындағы икемді саздың рөлін бағалай отырып, Қобыстанды осы аймақтағы типтік аймақ ретінде келтіреді, онда өте күрделі құрылымның көптеген жергілікті көтерілімдері жекелеген қабаттардың айқын қысылуы арқылы дамиды, қатпарлардың үзінді доғалары арқылы дөңестену қабаттардың жиі жарылып кетуі көрініс тапқан бастырмалар түрінде, бұралмалы күш құрылымын жобалаудағы айқын көрініс, икемді қатпарды сипаттайтын айырым белгілер толық көлемінің болуы үйлесімсіз типті әлеуетті массалар (Мирчинк, 1935 ж.).

Кеуектік қысымның уақытша жоғарылауына байланысты «бұралған» стратификацияның («езілген») саздардың пайда болуына әкелетін ұқсас жағдайларды Дотт, Рич, Бентор және Фроман сипаттаған. Соңғы екі автор Лисейн-марлстағы (Канаданың солтүстік-батыс аумақтары) көмілген ордовиктік саздың «бұралған» қабаттарының жоғарғы қабатты қысқа мерзімді жүктеменің әсерінен деформациямен көмілгенін сенімді түрде көрсетті (Гретенер, 1969 ж.). Сол

механизмді талқылай отырып, Агабеков депрессияның терең бөлігінен оның шеткері аймағына енгізілуіне байланысты үйлесімсіз қатпар түзетін ішкі формалды немесе икемді сазды массаны бөліп көрсетеді. Сонымен бірге ол экзогендік үдерістер мен гравитациялық күштерді негізгі факторлар деп санайды. Сол жағдайлар бойынша ол үзілістер бағдарын шому бағытында деп түсіндіреді (Агабеков, 1963 ж.).

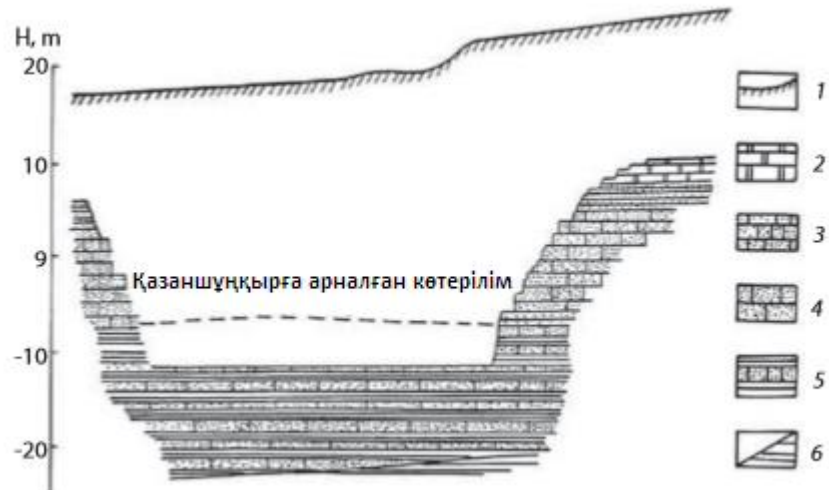
Икемді саз массаларын жүктемесі шамадан тыс синхронды аймақтардан төмен қысымды аймақтарға – күмбезді қатпарларға ауыстыру механизмдерін зерттеу мұндай қозғалыстар, соның ішінде массалардың тік бағытта қозғалуы әдетте өте жоғары кеуектік қысымдардың және әр түрлі олардың сәйкес градиенттері бар геологиялық үдерістердің пайда болу жағдайларында мүмкін болатындығын көрсетеді.

Кеуектік қысым жоғары деңгейінің және қатпарлардың пайда болуы мен түзілуіндегі шоғырланбаған серпімді саз жыныстарының ағып кетуіне үлкен гидравликалық құрылыстар мен биік ғимараттарды салу кезінде пайда болған ұңғымалардың түбін көтеру және кішігірім контейнердегі әрекеттерді бақылаудың нақты үлгілері негізінде бағалауға болады.

Гретенер сипаттаған алғашқы тәжірибеде, егер бетонитті сазды тұзды суға салып, оны біртіндеп құммен толтырсаңыз, онда ыдыста бірден құмды қабатын тесіп жатқан диапирлік құрылым көрінеді. Ыдыста құм-сазды кезектестіру модельдеу жағдайда, диапир және криптодиапир формаларынан басқа балшықты қабаттарда (Гретенер, 1969 ж.) бастырмалар да пайда болды (Гретенер, 1969 ж.).

Крауэлл, Пейдж және Табор, Реттгер, Берри, Прайстың (1969 ж.) пікірлері бойынша, саздағы кеуектік қысымның жергілікті ұлғаюынан Калифорниядағы көптеген шөгінді құрылымдар мен дизъюнктивтердің пайда болуы дәл осы механизмге сәйкес болды. Осыған ұқсас жағдаяттар үлкен және кіші тау-кен қазбаларында құрылыс салу белгісінен жоғары жатқан топырақты алып тастағаннан кейін тіркелген. Мұнда қазаншұңқыр түбінің ортасында (орталығында) ең жоғары белгімен айтарлықтай көрінетін биіктікке көтерілуіне себеп болған негіз топырақтарының түсірілуі байқалды (Гретенер, 1969 ж.).

Бұл аспектіде "Гидроэнергопроект" институты ұйымдастырған салынып жатқан ГЭС-де арнайы бақылау өте маңызды. Мұнда көлемі 42x61 м және тереңдігі 30-35 м болатын шұңқыр түбі топырақты алып тастағаннан кейін шұңқырдың ортасында 10 см артық көтерілді. Көтерілуге тіпті тығыз, толығымен шоғырланған Кембрий саздары да ұшырағаны өте маңызды болып табылады, бірақ тек 1,6-1,9 см (Улиткин, 1955 ж.). Іргетас топырақтарын түсіру және қазаншұңқырлардың түбін көтеру жоғары ылғалданған сығылған топырақтың серпінді сипатын көрсетеді. Бұл қасиет, әрине, АЖКҚ бар сазды жыныстарда айтарлықтай. Шұңқырлардың негізін құрайтын оның топырақтарының серпімді деформациясы төменгі бетіне жұмсақ антиклинальды қатпар тәрізді дөңес пішінді береді (5.2- сурет).



**5.2-сурет.** Гидротехникалық құрылыстардың қазандық түбін көтеру (А.И. Улитин бойынша):

1 – өсімдік қабаты; 2 – доломиттер және доломиттенген әктастар; 3 – оолитті құмтас; 4 – фукоидты құмтас; 5 – жұқа түйіршікті құм және саздың жұқа қабаттасуы; 6 – тығыз кембрий сазы.

Көрсетілген нәтижелер иілгіштіктің және АЖКҚ серпімді қасиеттеріне ие жыныстарды түсіру үдерістері табиғи көріністерінің едәуір ауқымында жергілікті құрылымдардың пайда болуы мен одан әрі қалыптасуының негізгі мүмкіндігін сипаттайды. Бұл ретте гравитациялық жүктеменің бір бөлігі алынып тасталатын эрозия үдерістеріне аса маңызды рөл бөлген жөн, тығыз қасиеттері бар сазды жыныстарға қарсы басу азаяды және сол арқылы олардың тік бағытта ішінара орын ауыстыруы ынталандырылады. Осы қозғалыстың амплитудасы (өсу амплитудасы) эрозия және гравитациялық жүктеменің бөлігін алу нәтижесінде пайда болатын қысымның тік градиенттерінің мәніне байланысты болады.

Әрине, мұндай толқындау мөлшері эрозияның масштабына байланысты болуы керек.

Серпімді сазды жыныстарды түсіру үдерісімен жергілікті құрылымдардың пайда болу және қалыптасу механизмінің байланысы Оңтүстік Каспий, Индоло-Кубан, Карпат алды және басқа да өңірлердің қуатты палеоген-миоценді сазды формациясын дамыту салаларындағы құрылымдардың қарқынды (сандық) даму мысалдарымен расталуы мүмкін. Мәселен, Қобыстанда, Кур мен Иори өзендері аралықтарында, Баку топаралында, Керчен-Таман аймағында және басқа да осындай аудандарда алаң бірлігіне келетін қатпарлардың саны әлеуетті жыныстардың басым даму учаскелерінде осындайдан бірнеше есе асып түседі.

Күрделі дизъюнктивтік тектониканы қалыптастырудағы құрылымдық жоспарды тек жергілікті көтерілімдер ғана емес, сонымен қатар жекелеген аудандар мен облыстардың қайта құрудағы АЖКҚ -мен иілімді сазды жыныстардың рөлі неғұрлым маңызды.

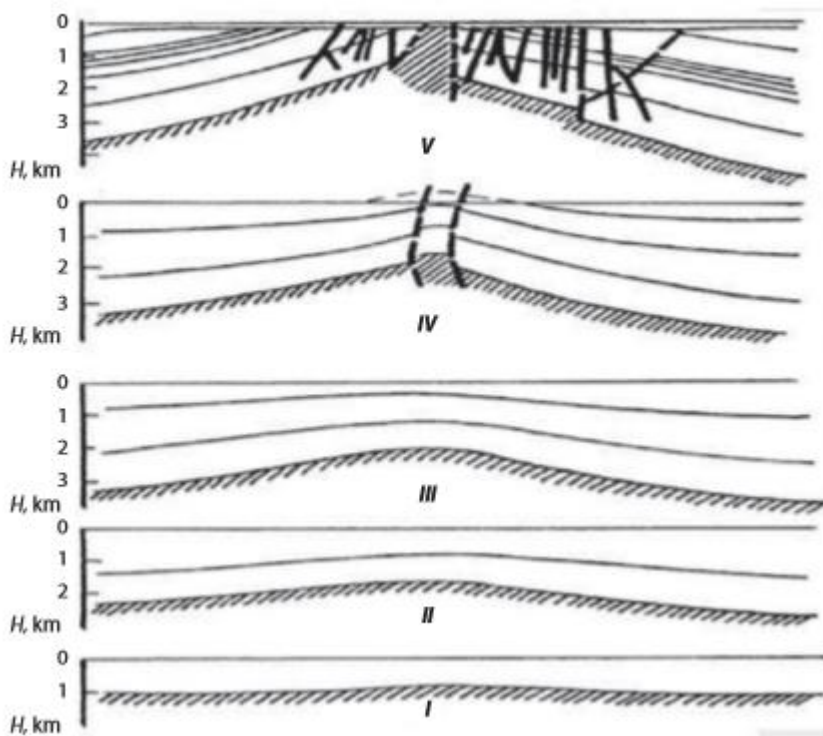
Сипатталған пішіндердің пайда болуындағы икемді жыныстардың рөлін қарастыра отырып, шөгінді жиналу алабының геологиялық даму тарихындағы регрессиялық құбылыстардың маңыздылығын атап өткен жөн.

Регрессияның және жергілікті көтерілімдердің кейінгі эрозиясы арқасында серпімді саз жыныстарындағы гравитациялық артқы қысымның бір бөлігі АЖКҚ-нан алынып тасталды, бұл өз кезегінде олардың айтарлықтай жеңілденуіне себеп болады (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1982 ж.).

Жоғарыда айтылған кері қысымның едәуір төмендеуімен қатар жергілікті көтерілімдердың денудациялық жойылуы құрылымдардың төбе бөлігінің едәуір әлсіреуіне әкеледі,

бұл алдыңғы фактормен бірге үзілген құзды жыныстардың созылу беріктігін едәуір төмендетеді және негізгі жылжымалы сазды енгізуге жағдай жасайды. Осыған байланысты Мирчинкке сәйкес диапирлік құрылымдардың пайда болу механизмі үлкен қызығушылық тудырады. «Палеогеннің иілімді массалары антиклинальдердің бұзылған күмбездерін жылжыта отырып, сықпадан шығатын акварельді бояу сияқты қыртыстардың қанаттарын біріктіретін әлдеқайда жас жыныстар ортасында күндізгі бетте пайда болды» (1935 ж.).

Бұл механизмді Мұнайлы тас кен орнының нақты мысалымен қарастырайық (Оңтүстік Каспий ойпаты – Апшерон-Балқан маңы шоңғалы).



**5.3-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Мұнайлы тас құрылымы дамуының реттік кезеңдері: I – орташа плиоценнің өнімді қабаты төменгі бөлігінің шөгугіне қарай; II – өнімді қабат жоғарғы бөлігіндегі шөгіндінің соңына қарай; III – жоғарғы плиоцен шөгінділерінің соңында; IV – антропогеннің түркі горизонты шөгіндісінің соңына қарай; V – қазіргі жағдайы.

Мұнайлы тас – бұл әдеттегі диапирлі қатпар (5.3-сурет). Палеоқұрылымдық талдау көрсетіп отырғандай, жоғарғы плиоценді кезеңде ол  $10-20^\circ$  құлау бұрыштарымен салыстырмалы қиялы антиклиналь болып табылады, онда қазіргі кезде жалаңаш жатқан миоцендік қабаттар 2500 м төмен тереңдікте жатыр. Көрсетілген кезеңге қарай миоцен-палеогенді шөгінділер 2500-3000 м тереңдікте 50-60 МПа жеткен АЖКҚ шекті мөндерімен сипатталды. Бұл туралы, атап айтқанда, осы шөгінділерді айтарлықтай түсіргеннен кейін қазіргі кезде бой көрсетіп отырған айтарлықтай көріністері куәландырады.

Антропогеннің басында алаптың аймақтық регрессиясынан, кейінгі құрылымды денудациялау үдерісінен кейін Мұнайлы тас көтерілімінің бүкіл күмбез маңындағы бөлігі (сонымен қатар осы аймақтағы көптеген ұқсас құрылымдар) 1000 м-ден астам тереңдікте шайылған. Осындай терең эрозияның нәтижесінде иілімді миоцендік жыныстарға түсетін гравитациялық жүктеме 23-25 МПа-ға төмендеуі тиіс болатын. 1500-2000 м тереңдікте қалған көрсетілген жыныстардың ішкі кеуектік қысымы (шамамен 50-60 МПа) эрозиядан кейін

литостатикалық қысымнан едәуір асып түсті, бұл төменнен жоғары бағытталған АЖКҚ градиенттерінің (шамамен 23-25 МПа) шамасы бойынша айтарлықтай түзілуіне себепші болды.

Аталған градиенттердің әсерінен құрылыс қазаншұңқырларының түбін қиятын топырақты түсіру сияқты миоцен-палеоген серпімді және сығылған саздарын түсіру жүргізілді. Төселетін иілімді жыныстардың тік орын ауыстыруының басында жергілікті көтерілімдердің өсуіне алып келді, бұл олардың терең эрозиясына ықпал етті. Кейіннен серпімді саз АЖКҚ мен жабынды жыныстар литостатикалық қысымы арасындағы статикалық тепе-теңдік бұзылған соң соңғының бірыңғайлығы зақымдалып, миоцен-палеоген иілімді саздарын плиоценнің жабынды жыныстарының орналасуына қарқынды енді.

Бұл үдерістің көрінісі праксизмальды сипатта болды және жергілікті көтерілімдер мен тектоникалық белдеулердің одан әрі дамуына, шөгінділердің терең денудациялық жойылуына, бойлық және көлденең тектоникалық бұзылыстардың, диапир қатпарларының пайда болуына, лайлы жанартаулықтың қарқынды көріністеріне және т.б. ықпал етті.

Жоғарыда айтылғандармен қатар АЖКҚ көмегімен саз қабаттарының ішкі энергетикалық ресурстарының кумулятивті релаксациясымен анықталатын аймақтық орогенездің тағы бір ықтимал механизмі назар аударуға тұрарлық. Бұл аспектіде шөгінді қиманың жоғары су қанықтығымен және тығыздығының төмендеуімен сипатталатын қуатты тығыздалмаған әлеуетті емес аралықтары едәуір тығыз әлеуетті жауын-шашынның қалыңдығын жабу жағдайында көтерудің (қалқу) Архимед күші бар геосұйықтық динамикалық жүйенің элементі болып табылады. Мұндай жүйенің энергетикалық тепе-теңдікке міндетті түрде ұмтылуы – массаларды олардың көлемдік таразысына сәйкес қайта бөлуге, қарқындылығы оның тығыздық дәрежесінің сазды сериясының қуатына, саз тығыздығының әр түрлілігіне және жоғары жатқан әлеуетті қабаттарға тепе-тең қатпарлықтың жалпы инверсиясы үдерісіне әкелуі мүмкін және әкелуі тиіс. Жалпы жағдайда құзіретті жыныстардың төселетін саздың ең көп жинақталу аймақтарына және қалыңдығына, яғни құзіретті емес серияға қатысты иілімдерге –аймақтық гравитациялық минимумдарға сәйкес келуі тиіс деп ұйғарған жөн.

Аталған механизмнің нақтылық әсері Оңтүстік Каспий және Иравади-Андаман ойпаттары, Карпат алдындағы, Индоло-Кубан, Терск-Каспий ойпаттары бойынша материалдармен анық суреттеледі, мұнда палеоген-миоценнің күшті (3-5 км) тығыздалмаған саз қабатының үстінде жатқан аралықтарда өте ұзын антиклинальді аймақ пен кулиса тәрізді мүшелену белдеулерін қалыптастыратын жоғары амплитудалық түпсіз жергілікті көтерілімдер кеңінен дамыған (Короновский, 1987 ж.; Мехдиев, Григорьянц және Буниат-Заде, 1987 ж.). Жоғарыда аталған күшті шоғырланбаған палеоген-миоцен сазды қабаттарын альпілік жылжымалы белдеулер алаптарының құрамы белсенді жұмыс істейтін тектоникалық-энергетикалық «қазандық» ретінде қарастыру керек, ол негізгі кешендердің аймақтық құрылымын анықтайды. Әрине, мұндай жағдайларда саз қабатының өзі өте күрделі, бұзылған құрылыммен, икемді заттың көлденең-тік (квазимоликалық) қозғалғыштығымен және т.б. сипатталатын теңсіз геожүйе болып табылады.

Арнайы зерттеу монтмориллонит тобының минералдарының жоғары температура аймақтарында дегидратация салдарынан саздың катагенетикалық тығыздалу құбылысының декомпрессия үдерісіне әсер ету мүмкіндігі мен ауқымын бағалауға лайық. Бұл минералдардың торлы және байламаралық кеңістігінен «қалпына келтірілген» сулардың едәуір шығуы, топырақтағы кеуек асты қысымның едәуір артуымен және оның көлемінің ұлғаюымен (20-40% дейін, Блох, 1969 ж.; Бро, 1980 ж.; Карцев және Вагин, 1973 г.; Фертл, 1980 ж.), судың қанықтылығы мен икемділігі, негізінен, аралықтың беткі қабатын гоффрилеуден, езілген («бұралған») саздардың таралу аймақтары (аудандары) арқылы көрінетін өте кішкентай, орта және жоғары үштік қатпарлығы бар изоклиналды құрылымның қалыптасуын көрсететін аймақтық әсерді қамтамасыз ете алады.

Қарастырылған схемалар, әрине, өзге де геологиялық жағдайлардағы дизъюнктивтер мен т.б. қатпарлығының ұқсас түрлерін қалыптастыру мен кеңістіктік таратуды айқындайтын

факторлардың барлық алуан түрлілігі таусылмайды. Дегенмен альпілік алаптардың ерекше жағдайында геосұйықтық динамикалық үдерістермен, миоцендік жастағы палеоген күшті сазды қалыңдықтардың серпімділік-иілімді қасиеттерін жүзеге асырумен байланысты геодинамикалық механизмдер осы жағдайларда басым рөл атқарады деп пайымдауға болады

Жалпы жағдайда, геосинклиналды аймақтардағы сипатталған қатпалықтардың пайда болуындағы маңызды факторлардың бірі аймақтық геосұйықтық динамикалық үдерістерде АЖКҚ көрініс табу әсері деп тұжырым жасау заңды болып көрінеді.

## 5.2. Жер асты суларының өңірлік динамикасы

Стратисферадағы терең горизонттардың өңірлік гидродинамикасы мәселесінде қазіргі уақытқа дейін нақты бір шешім жоқ, бұл түбегейлі өзгешеленетін биіктіктердің – инфильтрациялық, элизиялық, инъекциялық-ағынды және т.б. болуын туындатады.

Қолданыстағы геологиялық әдебиетте жер асты сулары мен көмірсутектерінің қозғалысы мәселелері көбінесе бағынышты мәнге ие және мұнай мен газ шоғырларын қалыптастырудың жалпы жоспарында талқыланады. Әрине, бұл міндетті шешу кешенді сипатқа ие болуы және көптеген ықтимал факторларды, оның ішінде тектоникалық, литошөгінділік, геобарлық, геотемпературалық, мұнайгеологиялық және т.б. факторларды тартуға негізделуі тиіс.

Терең горизонттағы жер асты сулары қозғалысының параметрлерін анықтауда гидродинамикалық есептеу әдістерінің кемшін тұстары мыналар:

- көлемді таразылардың тұрақтылығымен сипатталатын салыстыру жазықтығын таңдау шарттылығы;
- деңгейдің өлшеу нүктесінде судың көлемдік салмағын анықтаудағы қателіктер;
- қабаттық жағдайларда температураның, қысымның және ерітілген газдардың құрамындағы сұйықтық көлемдік салмағының шамасына ықпал етуді интегралды түрде есепке алудың мүмкін болмауы;
- есептеулерде көлемдік таразылардың кеңістікте таралуының бір өлшемділігі рұқсат етіледі;
- сазды коллекторлардағы жер асты суларының иілімді қасиеттері;
- тегеуріннің тік бағыттағы төмендеуін ескерместен, қабаттың бүкіл қалыңдығын сүзгі тоғымен орап постулаттау;
- сулы қабаттың нақты өткізгіштігін және оның учаске мен ауданда өзгеруін бағалау мүмкіндігінің жоқтығы;
- сүзгіш токтардың сынуына себепші болатын нақты қаттық резервуарлардың құрылымдық-тектоникалық ерекшеліктері коллекторларының литологиялық-шөгінділік біртектілігі;
- қатты өзгермейтін кеуекті ортада, терең гидрогеология объектілеріне және т.б. бір типті сұйықтықты ламинарлы сүзу жағдайы үшін белгіленген Дарси моделінің сәйкессіздігі.

Осы факторлардың барлығын есепке алу геологиялық әдістердің шөгінді қималарындағы геосұйықтық динамикалық жағдайды ашып жазудағы басым рөлді анықтайды, бұл осы бөлімде қаралатын дүние болып табылады.

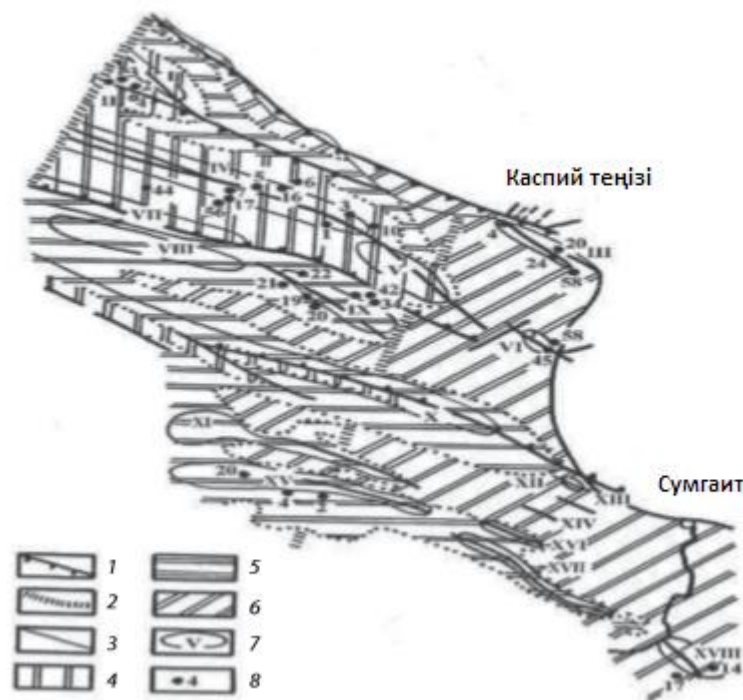
### 5.2.1. Тауаралық ойпаттар

#### 5.2.1.1. Оңтүстік Каспий ойпаты

Мезозой аралықтарының гидродинамикалық шарттары осы уақытқа дейін арнайы зерттелмеген. Осы орайда кейбір пайымдауларды мезозой бойынша ашылған Ұлы Кавказ мегантиклинорийі оңтүстік-шығыс шому өңірін Апшерон ауданындағы плиоцен шөгінділерінің жер үсті суларымен қоректенуінің сыртқы аумағы ретінде қарастырған және соған сәйкес онда кәдімгі артезиан-инфильтрациялық режимнің бар деп тұжырымдаған Игнатович және ұқсас көзқарастарға ие Сухарев, Исмаилов, Агаларов жасаған. Ойпаттың шығыс бүйіріне қатысты Альтовский Ұлы Балқан ауданында және Копетапта мезозой шөгінділерін жалаңаштайтын инфильтрациялық сулармен Балқан маңы ауданының қызыл түсті қалыңдығының қоректену аймағына жатады деген ыңғайлас көзқарасты ұстанған.

Ұлы Кавказ мегантиклинорийінің Оңтүстік-шығыс шомуы аумағының геологиялық құрылымындағы ерекшеліктер мынадай:

- оның сатылы-кесектік сипаты (Тенге, Хизинская, Ковда баспалдақтары);
- жоғары амплитудалы аймақтық сынықтардың кең дамуы (Сиазан, Қарабұлақ, Германский, Зангинский, Кещай, Яшминский);
- әр түрлі жастағы стратиграфиялық бөлімшелердің байланысы;
- жергілікті құрылымдардың күрт орналасуы (5.4-сурет);
- флишты шөгіндінің кең таралуы;



**5.4-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Ұлы Кавказдың оңтүстік-шығыс шомуындағы осьтік аймағы жағалау бөлігінің кескіндік геологиялық-тектоникалық картасы: 1 – ірі сынықтар – сатылардың шекаралары; 2 – көлденең ажыраулар (флексуралар); 3 – басқа ажыраулар; 4 – төменгі бор шөгінділерінің даму аймағы; 5 – жоғарғы бор шөгінділерінің даму аймағы; 6 – үшінші шөгінділердің даму аймағы; 7 – антиклиналий (I – Бешбармақ, II – Кешчай, III – Советабда, IV – Бегімдаг, V – Ситалчай, VI – Яшмин, VII – Герман, VIII – Батыс Гядысуй, IX – Гядысуй, X – Куркачидаг, XI – Кабандаг, XII – Оңтүстік Куркачидаг (Шығыс), XIII – Насоснинск, XIV – Шығыс Кабандаг, XV – Батыс Ағмұрын, XVI – Ағмұрын, XVII – Юнусдаг, XVIII – Гейтапинск; 8 – су байқалған ұңғымалар.

- түйіршікті (Хиналуг, Аташқай, Коллулин, Кемішдаг құмтастары) және сынған коллекторлардың, (валанжин-готерив) су қоймаларының салыстырмалы түрде әлсіз кездейсоқ дамуы;

- олардың төмен сүзгіш көрсеткіштері мен саз кесіндісінің өткізілетін айырмаларының оңтүстік және оңтүстік-шығыс бағыттарында орнын ауыстыруға әкелетін қатты алаңдық литошөгінділік біртектілігі;
- коллекторлардың барлық жерде дерлік жалаңаштанбауы және т.б.

Бұл ерекшеліктер метеогенді инфильтрация әсерінен шектес тектоникалық сатылар мен коллекторлардағы және шегаралардағы аттас аралықтар гидродинамикалық оқшаулануларының болуына ықпал етеді (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1973 ж.).

Зерттеу мәліметтері бойынша (Ахундов, Мехтиев және Рачинский, 1976 ж.; Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1973 ж.), Ұлы Кавказ мегантиклинорийінің шому аймағы инфильтрациялық жүйенің сыртқы қоректену аймағы болып көрінбейді, бірақ жер асты суларының жеңілдеу аймақтарының бірі болып табылады.

Оған дәлел мыналар:

- қарқынды дамыған эрозия мен өзен желісі, әр саты сайын үлкен тереңдіктегі термальды сулардан бастау алатын атпалы көздер (Кашкай, 1952 ж.);
- жер асты суларының шығыны жарылу аймақтарына жақын орналасқан ұңғымаларда тәулігіне шамамен 5-20 мың м<sup>3</sup>(Кеш алаңы, Бегимдаг-Тегчай);
- әрі олардың сағаларында 15-20 МПа асатын артық қысым жасайтын, сыналған аралықтардың жалаңаш учаскелерінің биіктікте орналасуымен қамтамасыз етілмеген АЖҚК.

Аталған аймақтан Апшерон және Қобыстан аумақтарына судың инфильтрациялық өтуіне қарсы куәландыратын қосымша факторлар ретінде төмендегілер келтіріледі:

- мезозой диапазоны коллекторларының әсер етуі өте шектеулі;
- шығу учаскелеріндегі олардың аз қуаты;
- қоректену аймағында инфильтрациялық сулардың қажетті көлемін шығаруды қоспағанда жеткілікті жауын-шашынның болмауы.

Осы факторлардың үйлесуі бізге Ұлы Кавказ мегантиклинорийінің Оңтүстік-шығыс шомуы шегінде және одан оңтүстік пен оңтүстік-шығысқа қарай (Апшерон облысы және Қобыстан) артезиан жүйесінің түрі бойынша суды мезозойдағы сүзу екіталай деген қорытынды жасауға мүмкіндік береді. Оңтүстік Каспий ойпаты шығыс бүйіріндегі инфильтрациялық тәсілдің жұмыс істеуіне қарсы осындай дәлелдер Колодий және Кудельскийдің де еңбектерінде келтірілген (1972 ж.).

Екінші жағынан, Оңтүстік Каспий ойпаты геологиялық құрылымының ерекшеліктері қазіргі кезеңде ондағы дамуды және белсенді элизиондық режимді ынталандырмайды:

- мезозой қимасында сығылған судың үлкен көлемін қайтаруға қабілетсіз тығыз саздардың кең таралуы мен және тектоникалық құбылыстар (5.4-суретті қараңыз);
- ойпаттың орталық бөлігінен оның бүйірлік аймақтарына олардың ықтимал тогының бағыты бойынша литологиялық экрандау – онда тектоникалық кереғарлық жүйесі бойынша орташа юра-валанжин гидрокарбонатты-натрийлі суларының көбіне тік түсірілуі байқалатын айтарлықтай іркілген гидродинамикалық ортаның болуын анықтайды.



Соңғысы мезозой шөгінділеріндегі заманауи гидрогеохимиялық аймақтылықпен (2-тарауды қараңыз), атпалы көздердің терең ультракүлгін суларымен, АЖКҚ көріністерімен, жарылу бұзылыстары мен жарқылдылықтың даму учаскелеріне кеңістікте ұштастырылған, күшті, сілтілі сулардың лайлы жанартауларымен және т.б. расталады (Ахундов, Мехдиев, Рачинский, 1976 ж.; Дурмишян, Мурадян, Рачинский, 1982 ж.).

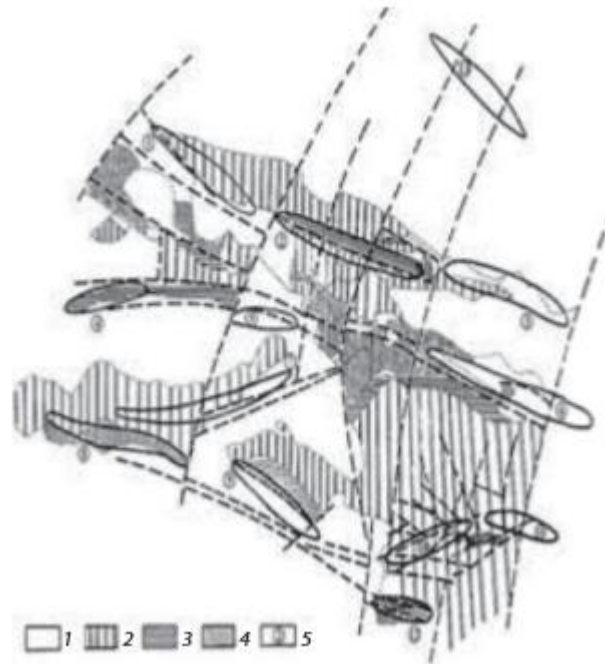
Палеоген-миоцендік кешен жер асты суларындағы серпін мәселелері қазіргі уақытқа дейін іс жүзінде қаралмаған және онда шомған аймақтар мен жер бетіне шығатын шөгінділер аймақтарында (Оңтүстік-батыс Қобыстан, Апшерон түбегінің солтүстік-батыс бөлігі) инфильтрациялық тәртіп дамыды.

Палеоген-моиоцен қатарындағы төмендегілермен шартталған литологиялық және тектоникалық ерекше жағдай:

- линза тәрізді құрылым;
- коллекторлық байламдардың төмен өткізгіштігі, қуаты және біртекті болмауы;
- оларды сазды қатпар бағытында ауыстыру;
- қиманың басым сазды сипаты;
- әр түрлі жастағы стратиграфиялық аралықтардың аймақтық сынықтармен байланысы (Гижак-Сүлейман, Сунди-Челдагский, Алживели-Умбаку, Арзани-Кличский, Нардаран-Адживелинский, Сүлеймен-Умбаку, Чейплаг-Рахимский және т.б. (5.5-сурет)).
- жекелеген тектоникалық кесектер және т.б. жоғары амплитудалық жүйелі шомуы.

Мұның бәрі, бір жағынан, жалаңаш жатқан аудандарда инфильтрациялық режимнің дамуына кедергі келтіретін (атмосфералық жауын-шашынның балансын және жер асты суларын өңірлік түсіру саласының болмауын ескере отырып), ал, екінші жағынан, сол себептермен элизиялық су алмасуды шектейтін (Рачинский, Везирова және Фридман, 1972ж.) өзіне тән гидрогеологиялық жағдай тудырды.

Жүргізілген зерттеулерге сәйкес (Ахундов, Мехдиев, Рачинский, 1976 ж.; Рачинский, Везирова, Фридман, 1972 ж.; Рачинский, Джавадов, Фридман, 1973 ж.), оңтүстік-батыс Қобыстан және Апшерон түбегінің шегінде жер үсті сульфатнатрий суларының палеоген-миоцен шөгінділеріне енуі өте аз көлемге ие және гидрогеохимиялық жағдайға елеулі әсер ететін белгілерінсіз жалаңаш коллекторлардың шағын басты учаскелерін ғана қамтиды, қатпарлардың қанаттық және периклиналдық бөліктеріне әсер етеді. Сонымен қатар Оңтүстік-батыс Қобыстанның жергілікті құрылымын Джейранкечмес депрессиясынан және тиісінше Оңтүстік Каспий ойпатынан тарататын аймақтық ажыраулардың 2000 м амплитудасына жететін коллекторлардың аз өткізгіштігі және литологиялық төзімсіздігі (1.1, 1.2, 1.3-сур.) сығылған судың гидродинамикалық жүйені (Багир-Заде, Керімов және Салаев, 1988 ж.) қоректендірудің ішкі саласы ретінде қабылданған сығу түріндегі су қысымды жүйесінің көрсетілген шөгінділерінде қалыптасу және белсенді жұмыс істеу мүмкіндігінің шектеулі ықтималдығын көрсетеді.



**5.5-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Оңтүстік-шығыс Қобыстанның геологиялық-тектоникалық кескіні: 1 – төрттік шөгінділер; 2 – диатом қабаты; 3 – чокрак горизонты; 4 – майкоп; 5 – антиклинальды көтерілімдер: 1 – Гиджаки-Ахтарма, 2 – Нардаран-Ахтарма, 3 – Чеилдаг, 4 – Сунди, 5 – Шығ.Сунди, 6 – Чеилдаг, 7 – Ильхичи, 8 – Адживели, 9 – Шығ.Адживели, 10 – Умбаки, 11 – Рагим, 12 – Арзани-Клыч, 13 – Донгуздык.

Жоғарыда көрсетілген геологиялық жағдайлардың үйлесуі ілгеріде сипатталған (2-тарауды қараңыз) жер асты суларының химиясы мен минералдануы бойынша кеңістікте таралу заңдылықтары палеоген-миоцен кешенінде аса ірікленген гидрогеологиялық жағдайдың болуын анықтайды, бұл жер асты суларының латеральдық қозғалысын болдырмайды (айтарлықтай шектейді).

Сонымен қатар тік гидрохимиялық аймақтылық, көмірсутегі көріністері мен олармен генетикалық байланысты сілтілі сулардың үзілу бұзылыстары аймақтарында (Дурмишян, Рачинский және Малышева, 1971 ж.; Дурмишян және Рачинский, 1972 ж.; Дурмишян және Рачинский, 1973 ж.; Рачинский, 1989 ж.) әр түрлі стратиграфиялық аралықтардың қатынасуын қамтамасыз ететін олардың елеулі амплитудалары, қарқынды газбен ластанған жанартаулық, дизъюнктивтерге кеңістікте ұштастырылған мұнай-газ су көріністері және басқа да құбылыстар палеоген-миоцендік кешенде жер асты суларының тік түсірілуінің елеулі ауқымы мен дәл осы механизмнің оның гидродинамикалық режиміне әсерін анықтайтынын дәлелдейді.

Плиоцен кешені аймақтық динамикасының мәселесі әлі күнге дейін қанағаттанарлық шешімін тапқан жоқ әрі оның көптеген аспектілері даулы болып отыр. Онда инфильтрациялық (Игнатович, Сулин, Ушаков, Кротов), элизиондық (Карцев, Сұлтанов, Барс, Висковский, Буряковский, Колодий) және ағын-инъекциялық (Аникиев, Мехтиев, Рачинский, Горин) су алмасу механизмдерінің жұмыс істеу мүмкіндігіне жол беріледі.

Қолда бар мәліметтерге сәйкес бірінші механизм жеткіліксіз болып көрінеді. Бұл көзқарасты қабылдау мүмкіндігі төмендегілермен айқындалады:

- судың өту жолында көптеген литологиялық және тектоникалық экрандардың болуы;
- плиоцен қимасын қатпарлы бағытындағы саздану құбылысы;
- жер асты суларының қоректену аумағында айқын сыртқы аймақтың болмауы;

- жер асты суларының инфильтрациялық қозғалысының бойымен көлденең гидравликалық қарсыластың күрт артуы, себебі оларды беру аймағынан қашықтығы артады;
- вертикальды қарсылықтың сол бағыттағы параллельді төмендеуі, ол бүйірлік тоқтың міндетті түрде вертикальға айналуын анықтайды (Всеволожский, 1983 ж.; Дунин, 1965 ж.).

Типтік элизация тәсілі бойынша плиоцендік кешеннің қызмет ету идеясының объективтілігін тану аталған интервалда іс жүзінде бар литологиялық-коллекторлық және тектоно-құрылымдық жағдайларға сәйкестігін болжайды. Осы тұрғыдан алғанда өңірдегі плиоцен төмендегідей сипатталады:

- Оңтүстік Каспийдің орталық бөлігінде аймақтық қабаттасу бағытында саздың күрт артуы (Апшерон аумағы – 35-40-тен 70-75% -ға дейін; Джейранкечмес депрессиясы 95% және Баку топаралы 75-тен 95%-ға дейін; Төменгі Курин ойпаты – 65-тен 85-95-ке дейін), Балқан маңы ауданы (50-65-тен 95%-ға дейін);
- саздың көбеюімен қоса коллекторлық қасиеттердің елеулі нашарлауы, терригендік материалдың дисперсиялық деңгейінің ұлғаюы, алевролит пен сазды фракциялар гранулометриялық құрамының ұлғаюымен ұштасқан кеуекті каналдар саңылуының тарылуы және бұралаңдығының артуы;
- алаптың орталық бөлігінен оның шеткері аймақтары бағытында секцияның құрамдас бөліктерінде қуаттылықтың төмендеуі және тізбектей қысылуы мен осы себепті тұйық гидродинамикалық бөлімдердің пайда болуы (1.2-суретті қараңыз);
- Оңтүстік Каспийдің орталық бөлігінде негізінен жоғарыда келтірілген себептерге байланысты линза тәрізді саз қабаттарының дамуы; бұнда жер асты суларының алап ортасынан оның бүйірлік аймақтарына қарай қандай да бір айтарлықтай қозғалыс ықтималдығы барынша шектелген.

Осы жағдайларға қосымша, судың осы бағыттағы қозғалысына кедергі келтіретін тағы бір маңызды фактор – бұл болмашы аймақтық гидравликалық беткейлермен сипатталатын қиманың ұсақ дисперсиялық, төмен өткізгішті бөліктеріндегі ньютондық емес мінез-құлық (Гуревич, Мирзаджанзаде, Бондаренко, Баконис, Ходков және т.б.). Аймақта элизиялық жолмен жер асты суларының орын ауыстыру мүмкіндігін қарастыра отырып, саз өткізгіштігі шамасының олармен жанасатын басқа жыныстардан, әдетте жабынды немесе төсейтін сазды шөгінділер өткізгіштігі жақсырақ қабаттарға қарағанда бірнеше есе аз болатынын ескеру қажет. Алайда плиоцен қимасының ерекше жағдайларында бұл механизмнің әсері салыстырмалы түрде шағын көлемде байқалатынын атап өткен жөн, өйткені олардың кесіндісінің жекелеген аралықтардың стратиграфиялық жасын ұлғайта отырып, оларды қатты саздану аймағы қатарының бойымен біртіндеп төмен қарай ойпаттың орталық бөлігінің бағытында жылжиды және осылайша өңірлік жоспарда бір стратиграфиялық аралықтың әрбір линза тәрізді емес учаскесі төменде орналасқан учаскемен төселеді.

Қимадағы өткізгіш және төмен өткізгіш айырмашылықтардың мұндай арақатынасы судың шоғырландырылған саздардан ағып кетуін аса қиындатады, өйткені олар өз кезегінде саздармен қабаттасады. Нәтижесінде оларда АЖКҚ пайда болады (3-тарауды қараңыз). Аталған механизмнің барынша дамуы көп жағдайда жауын-шашынның сазды шөгіндінің таралу аймағында пайда болады және оның қарқындылығы құм-сазды қабаттардың ауысуы мен коллекторлық қабаттар санының өсуімен жойылады.

Суды жартылай өткізгіш қабаттарға және горизонтальды бағытта алуға болады, бірақ бұл үшін қажетті жағдайлар көлденең өткізгіштігі резервуар төсемелі жазықтықтарының вертикальді және параллельдігі мен оларды алмастыратын төмен өткізгіштігі айырмашылығынан бірнеше есе жоғары болуы тиіс (Смит, Эрдман, Моррис; 1972 ж.). Осы жағдайларды өңірлік жоспарда

сақтамаған жағдайда, бұл плиоцен кесуіне тән, тығыздалатын сазды жыныстардан судың латеральдық қайтарымы салыстырмалы шағын көлемде және олардың коллекторлармен тікелей түйісуі шектеулі аймағынан ғана жүргізілуі мүмкін. Бұл жағдайда көлем мен уақыт бірлігінен сығылған судың мөлшері олардың кең элизиялық тоғын қамтамасыз етуге және қолдауға қабілетті болуы екіталай.

Оңтүстік Каспий ойпатының тектоникалық ерекшеліктерін талдау да осындай қорытындыға әкеледі. Жоғарыда атап өтілгендей, бүгінгі құрылымдық жоспарда ол субендік және субмеридиандық аймақтық бөліктермен, бүйірлік аймақтан орталық ваннаға қарай бағытта оның жекелеген шектес кесектерін біртіндеп түсірумен сипатталатын сатылы-кесек түріндегі тектоникалық мэгаэлемент болып табылады (1-тарауды, 1.1-суретті қараңыз). Аталған жарылулармен қатар әрбір тектоникалық кесек-сатының неоген-төрттік аралығында біршама локалдык мәні бар дизъюнктивтердің кеңінен дамуы орын алады, әдетте олар антиклиналийлі желілер мен белдеулер өзегінің бойымен тартылып жатады (Кюровдаг-Нефтечалинский, Алятский, Шубаны-Карадагский, Бинагдь-Ясамальский, Фатьман а. Макарова, Челекен, Кумдагский, Гонрадаг-Чикишляр және басқалар) (1.1-суретті қараңыз). Бұл олқылықтардың ұзындығы әдетте айтарлықтай болады және кейбір жағдайларда 100-150 км-ге жетеді. Ауыстыру амплитудасы әр түрлі және кейде 2000 м жетеді (Алят жотасы). Морфологиялық тұрғыдан алғанда, олар негізінен үлкен толқулар сипатына ие. Осы негізгі бұзушылықтармен қатар жеке антиклинальды көтерілімдерде, құрылымдардың негізінен су маңындағы аймақтарды қамтитын ақаулар мен толқулар сияқты ұсақ, көбіне көлденең бұзылулар айтарлықтай дамуда.

Аймақтық және жергілікті бұзылулар бір мезгілде екі жақты рөл атқарады. Бір жағынан, олар қиманың жоғары және төмен жатқан аралықтарының байланыс арналары болып табылады әрі тік гидрохимиялық және гидродинамикалық аймақтылықты анықтайды, ал екінші жағынан, жер асты суларының латеральдық қозғалуына кедергі келтіретін (ішінара немесе толық) және олардың ауданы бойынша бөлінуінің аймақтылығын негіздейтін экрандар болып табылады (Дурмишян, Рачинский және Малышева, 1971 ж.; Мехдиев және Рачинский, 1967 ж.).

Оңтүстік Каспий ойпатының жекелеген кен орындары мен антиклинальды аймақтарының гидрохимиясы жөніндегі нақты деректер (2-тарауды қараңыз) сингенетикалық хлоркальцийлі тұздықтармен қаныққан және төселетін шөгінділерден аз минералданған ультрасілтілік сулармен және олардың қоспаларымен енгізілген өңірдің плиоцен жағдайында тектоникалық бұзылыстардың өткізгіштігі мен су өткізгіштігін белгілеуге болады, гидрокарбонатты натрий суларының қиманың сол немесе басқа аралықтарына және нақты алаңдар учаскелеріне басым ұштасуы жағдаяттарын анықтауға болады. Оларды таза түрде оқшаулау немесе кермек сулар ортасындағы минералдану мен қайталама тұздану коэффициентінің (сілтілі ортада бастапқы сілтілік коэффициентінің ұлғаюы) азаюы бойынша анықталатын қабаттық қоспалар құрамындағы үлестік қатысудың өсуі әр түрлі стратиграфиялық кешендер өзара қарым-қатынасының салдары ретінде түсіндірілуі мүмкін. Тиісінше, дизъюнктивтердің экрандаушы рөлі тегеуріннің күрт өзгергіштігі, концентрациясы, тұзданудың бинарлы коэффициентінің шамасы, бастапқы сілтілігі мен тектоникалық алаңдарда, кесектерде, қанаттар мен қабаттардың периклиналийлерінде судың генетикалық типтері фактілері бойынша белгіленеді. Тектоникалық бұзылулардың екі есе функциясының мысалдары ретінде Орталық (Бибиэйбат, Балахан-Сабунчи-Раман), Шығыс (Бузовна-Маштаги), Солтүстік-батыс (Бинагады, Сулу-тепе, Чахнагли) Апшеронның кен орындарын, Апшерон топаралы мен Төменгі Курин ойпатының бірқатар алаңдарын (Дурмишян, Рачинский және Малышева, 1971ж.; Мехтиев және Рачинский, 1967ж.) келтіруге болады.

Ең қарама-қайшы бір реттік өткізгіштік пен экрандау Төменгі Курин ойпатының кен орындарында байқалады. Мұнда, жалпы ортада хлоркальцийлі түрдегі минералдандырылған суларға қатысты тектоникалық бұзылыстар мен лайлы жанартаулар аймақтарында су

ығыстырғыш ортамен генетикалық тұрғыдан байланысы жоқ сілтілі сулар барлық жерде таралған. Дизъюнктивтердің аса айқын өткізуші рөлі Кюровдаг алаңдарында байқалады, онда оңтүстік-батыс қыраттың ең қатты бұзылған бөлігі өнімді қалыңдығы Калмас (Мехтиев, Ахундов, Рачинский, 1970 ж) Нефтечала, Хилла шомуларының төменгі жағы бойынша өнімді қабат I горизонтының мұнай кендерін ығыстырған төменгі сулармен суланған.

Сипатталған аудан шегінде дизъюнктивтік дислокацияның экрандаушы рөлі де айқын көрінеді, ол мұнайлылық сипатының, су құрамының, олардың минералдануы мен ыдыратылған антиклинальды желілер мен су алаңдарындағы қысымның күрт айырмашылығынан көрінеді. Осылайша, Нефтечалы кен орнында жер асты суларының минералдануы солтүстік-шығыс сулы қанатында өнімді қалыңдықтағы қиманың жоғарғы бөлігінде осындай оңтүстік-батыс мұнай қышқылды қанаттан 2-3 есе асып түседі. Хилла, Кюровдаг, Карабаглы, Мишовда, Калмас алаңдарында шоғырлану дәрежесі бойынша судың таралуы осыған ұқсас.

Қарама-қарсы қанаттардың гидродинамикалық оқшаулануы статикалық қысымның күрт айырмашылығы – су тұру деңгейімен де дәлелденеді. Сондықтан Нефтечала, Хилла, Мишовдаг, Калмас кен орындары үшін ең сенімді деректер бар, мұнда оңтүстік-батыс қатпарларда жер асты суларының қысымы солтүстік-шығысқа қарағанда бірнеше есе жоғары (Джинис, 1966 ж.).

Төменгі Курин депрессиясының барлық кен орындары бойынша әр түрлі тектоникалық кесектердің аттас горизонттарынан жұмыс істейтін ұңғымалардағы судың статикалық деңгейі кезіндегі қисық өзгерістер бір кесек шегінде әр түрлі аралықтарды пайдаланатын ұңғымалар бойынша ұқсас қисықтарға қарағанда және ұңғымалардан сұйықтықты іріктеудің әркелкілігіне қарамастан, игеру үдерісінде бір кесектің әр түрлі объектілеріндегі қысымның төмендеуіне қарамастан, көп жағдайда бір мезгілде болады.

Антиклинальды аймақтардың осьтік сызықтарының бойымен өтетін аймақтық ажыраулардың кедергілік әсерінің келтірілген мысалдары нақты құрылымдар шекарасындағы гидродинамикалық режимнің іркіліс болуын, басқаша айтқанда, жергілікті жоспарда бекітеді. Көрсетілген дизъюнктивтердің бұл функциясы құрылымаралық аймақтарды қамтитын учаскелерде де сақталатыны анық. Соңғы жағдайды есепке алу, осылайша, сенімді кеңістікке төзімді гидродинамикалық шекаралар ретіндегі өңірлік өзектік бұзушылулардың рөлін анықтайды, шектес тектоникалық кесектер мен сатыларды ажыратады және аймақтық аспектіде жер асты суларының ұтқырлық сипаты мен дәрежесін реттейді. Жоғарыда айтылғандарға сәйкес, әр қадам негізінен тұйық гидродинамикалық ішкі жүйе болып табылады, ол жер асты суларының және энергия ресурстарының белгілі бір ерекшелігімен сипатталады.

Бүйірлік көшу үдерістерінің алаңдық ауқымын бағалау кезінде ірі экрандаушы жыртылатын дислокациялардың өзара кеңістіктік орналасуы және олардың кей авторлардың реттейтін Оңтүстік Каспийдің элизиялық жүйесінің қоректену мен түсіру салаларына қатысты ұстанымы маңызды мәнге ие. 1.1, 1.2-суретте кескінделген түрде Батыс бүйірімен бір аттас ойпат дизъюнктивті тектоникасының негізгі аймақтық элементтері көрсетілген. Келтірілген мәліметтерден көрініп тұрғандай, көрсетілген өңір өте күрделі құрылыспен және жыртылатын орналасу жүйесімен сипатталады, бірқатар ірі тектоникалық сатыларға бөлінген. Мұнай-газ кен орындары мен ажыраулардың кеңістіктегі арақатынасын талдау өңір шегінде әлеуетті мұнай-газ өндіру аймағының барлық аймақтары (тау және Буниат-Заде, 1971 ж.; Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1972 ж.; Рачинский, 1982 ж.; Рачинский және Мурадян, 1983 ж.; Рачинский, 1989 ж.) бір-бірінен және Оңтүстік Каспий ваннасының орталық бөлігінде бұзылғанын әрі белгіленгенін көрсетеді.

Сынықтардың алаңдық бағдары жоғарыда сипатталған, олардың өңірлік су тегеуріндерінің ролімен және плиоценнің литошөгінділік сипаттамасының өзгеру заңдылықтарымен үйлескенде аталған кешендегі су алмасудың элизиялық сипатының кең ауқымында танылуына және, тиісінше, ойпаттың орталық бөлігінен оның шеткі учаскелеріне жер асты суларының қозғалысына қарсы куә болады. Бүйірдің ерекше геологиялық жағдайында мұндай көшу

жекелеген тектоникалық сатылар немесе олардың учаскелері (қажетті литологиялық-коллекторлық жағдайлар болған кезде) шеңберінде және су тоғының сүзуді сындыратын бұзылулармен қиылысқанға дейін салыстырмалы шағын қашықтықта жүзеге асырылуы мүмкін. Бағалаушылық есептемелер осындай жағдайларда табиғи қысымның өзгеруі әсерінен латеральды бағытта жер асты суларының аймақтық қозғалу жылдамдығы 0,01 см/жыл аспауы тиіс, осылайша плиоценнің су ортасында едәуір дәрежеде тоқырау сипаты болады.

Бұл тұжырым өңірдің мұнай және газ (газ конденсаты) кен орындарын пайдалану материалдарында да растау табады. 300-ден астам объектіні әзірлеу режимдерін талдау, элизиялық су тегеурін жүйесі энергетикалық ресурстарын іске асыруды қуәландыратын, белсенді ауысатын сұлбасы бар режимдер, яғни жер асты суларының аймақтық қозғалғыштығы туралы плиоцен кешені үшін олар мүлдем сипатталмайды және энергия пайда болуының негізгі формалары ерітілген газбен аралас (еріген газ + судың серпімді-қысымды режимдері) жалпы кен орындарының санынан тұрады. Шоғырлардың өнімаралық және қараңғы аймақтарымен қысым градиенттерін әзірлеу барысында пайда болатын табиғи гидравликалық еңістердің мәнінен мың және одан да көп есе артық екенін әрі соған қарамастан оларда қатты су қысымды режимдердің дамуын қамтамасыз ете алмайтынын есепке алу өңірдің плиталық қалыңдығындағы судың өте шектеулі латеральды қозғалуы туралы қорытындыға алып келеді.

Жоғарыда келтірілген деректер арқылы Оңтүстік Каспий ойпатының ашылған шөгінді қимасының барлық аралықтарында өңірлік гидрогеологиялық фон су ортасының іс жүзінде іркілуі және жер асты суларының тік ағындарының басым болуы негізделеді. Осымен, өз кезегінде, елеулі шектеулі латеральдық су алмасу аясында тектоникалық арналар бойынша жүзеге асырылатын жер асты суларының жылжу бағыты басым түрде тік төменнен жоғары қарай өтпелі бағытпен сипатталатын өңірлік геогидродинамикалық ағын-инъекциялық жүйелер жаңа түрінің объективті болуы дәлелденеді.

Көрсетілген деректер моделіне қосымша:

- негізінен мезозойда пайда болған сілтілік айырмашылықтардың айтарлықтай байытылғандығын көрсетеді, аймақ плиоценінің сингенетикалық және айдалатын жер асты суларындағы дейтерийдің құрамы және таралуын (Рачинский, 1972 ж.);

- жер асты суларындағы сульфат-ион концентрациясының тік қимасы бойынша төменге өсу заңдылықтарын анықтау құрамында сульфаты бар төменгі гидрокарбонатты-натрийлі суларды (Мехтиев, Рачинский, Кулиев, 1984 ж.; Рачинский, Ахундов, 1968 ж.; Рачинский, 1973 ж.; Рачинский, Алиев, 1973 ж.) плиоцен қимасына енгізу көлемі мен ауқымының функциялары ретінде қарастырылған тәсілге жеткілікті қосымша негіздеме береді және оны нақты табиғи жағдайға сенімді сәйкестігі бойынша анықтайды.

Оңтүстік Каспий ойпаты Батыс бүйірінің конденсаттары мен мұнайының геохимиялық жасын болжау осыны айғақтайды. Резниковтың (Рачинский, 1987 ж.) әдістемесі бойынша есептерге сәйкес, плиоцен кендері конденсаттарының жасы 75-115 млн. жыл, мұнай жасы 50-200 млн. жыл диапазонында деп алып, көмірсутегінің геохимиялық жасын салыстыру мыналарды көрсетеді:

- олардың орташа плиоценнің өнімді қабатындағы айқын эпигенетикалығы (жасы 8 млн-нан аспайды),

- мезозой аралығының қазіргі тереңдігіне тән термобарлық шарттарға сапалы (стратиграфиялық) жас ерекшелік сәйкестігі және олардың физикалық-химиялық сәйкестігі (Рачинский, Асланов, 1973 ж.).

2-тарауда атап өтілген барлық жерде Оңтүстік Каспий ойпаты Батыс бүйірінің барлық валанжиннан кейінгі объектілерінде гидрокарбонатты-натрийлі, сульфатнатрийлі және хлорлы әр түрліліктің өңірлік хлоркальцийлік фоннда байқалатын ұқсастықтар және олардың дизъюнктивтердің, диапиризм мен лайлы жанартаулықтың даму аймақтарына тұрақты ұштастырылуы аймақ меокайнозойының барлық статиграфиялық бөлімшелерінің гидравликалық өзара қарым-қатынасының болуын бекітеді. Мұнымен сұйықтықтік ағындарының көлемі анықталады – 12-8 км – әрі Оңтүстік Каспий ойпаты Батыс бүйіріндегі барлық қиманың гидродинамикалық жүйе бірлігі анықталады, оның элементтері орташа юр-валанжин интервалы – қоректену аймағы және валанжиннан кейінгі стратиграфиялық көлемі түсіру аймағы болып табылады (Мұндай гидродинамикалық байланыстың үлгісі бүкіл қиманы қамтитын және неотектоникалық үдерістерді белсендіру кезеңінде праксизмальды көрініс беретін лайлы жанартаулық қызмет бола алады).

Жер асты суларының құрамы мен минералдануы бойынша кеңістіктік таралу ерекшеліктері осы үдерісте формааралық гидравликалық байланысты қамтамасыз ететін дизъюнктивтік элементтердің шешуші рөлін көрсетеді. Сілтілі суларды енгізу олар пайда болғаннан кейін ғана, кейіннен тектоникалық қозғалыстардың белсенді көріністері кезеңінде, яғни бұрын болған керғарлықтардың өткізгіштігі өсіп, жыныстар тұтастығының жаңа бұзылулары пайда болған кезде жүзеге асырылуы мүмкін.

Төменгі плиоценнің шетінен антропогенге дейінгі (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1974 ж.) уақыт аралығын қамтитын палеотектоникалық қайта құрумен авторлар келесі, аймақтық неотектогенез циклдарына сәйкес келетін плиоцен қимасына гидрокарбонатты-натрийлі сулардың қоныс аударуының негізгі фазаларын анықтайды:

1) **жоғарғы плиоцен** (акчатыл-Апшерон), Оңтүстік Каспий ойпаты шомуының жалпы аясында көптеген жергілікті көтерілімдер шегінде дизъюнктивтік тектоника элементтері дамиды. Инъекция ауқымы шектеулі болды;

2) **антропогендік**, олардың ішінара шайылуы, диапиризм, лайлы жанартаулық және жыртатылатын дислокациялар қарқынды дамуымен қатар жүретін құрылымдардың күрт өсуімен сипатталатын. Енгізілген сілтілі сулардың көлемі барынша жоғары және қазіргі заманғы кеңістіктегі гидрогеохимиялық аймақтылықты айқындайды;

3) **заманауи**, неотектоникалық үдерістер мен жер сілкіністерінің көрінісі нәтижесінде жүргізілді және сұйықтық ағындарының басым дамуымен сипатталады.

Антропогендік фазаның басым рөлі плиоцен қимасының сілтілік сулармен және көмірсутектермен қанықтырудың бір сатылы сипатын анықтады (6-тарауды қараңыз). Мұны растау:

- шөгінділерде судың тұздылығы үнемі төмендейді және тереңдігі бойынша сілтілік жоғарылайды;

- мұнай мен конденсаттар тығыздығының (Мехтиев және Рачинский, 1967 ж.; Мехтиев, Цатурианц және Рачинский, 1968 ж.) сол бағытта жүйелі өсуімен қатар жүреді, бұл сұйықтықтарды енгізу үдерісі үздіксіз болған жағдайда ғана болуы мүмкін.

Орта плиоцен коллекторларының қоныс аударатын сұйықтықтармен тігінен қанығуы негізінен мұнай-геологиялық көшулермен де белгіленеді, атап айтқанда оның кен орындарының көпшілігінде байқалған жекелеген шоғырлардың мұнай-газдылық алаңдарының төменнен жоғары бағытта қысқаруы, олардың қималарында көмірсутек қорлары таралуының конус тәрізді сипатын негіздейтін болады (Бибизнбат, Сұрахан, Қала кен орындары. Зыря, Сангачалы-теңіз-

Дуванный-теңіз-Булта а. және т.б.), (Горин мен Буниат-Заде, 1971 ж.; Дурмишян, Зульфугаров және Рачинский, 1970 ж.; Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1974 ж.; Потапов, 1954 ж.).

### 5.2.1.2. Падан ойпаты

Аймақтың геосұйықтық динамикалық жағдайы төмендегідей:

- Альпі мен Апеннин баурайларын ойпатқа айналдыратын және аталған тау түзілімдерін оның негізгі шомған бөлігінен кесіп өтетін бойлық ірі амплитудалық төгінділер жүйесінің дамуы;
- кайнозой аралықтарында трансгрессивті және регрессивті тұндыру циклдарының ауысуымен байланысты өткір литологиялық, стратиграфиялық және формациялық кереғарлықтардың болуы;
- терригендік коллекторлық байламдардың линза тәрізді сипаты;
- Альпі, Апеннин және Феррара биіктігінен Альпі маңы және Апеннин алды сілемдері біліктік аймақтарының бағытындағы жекелеген көлденең дизъюнктивтердің жүйесі арқылы жеке қабаттардың біртіндеп енуімен анықталған баспалдақты кесек құрылымы;
- мезозой карбонаттарының жергілікті құрылымдардан тыс және аймақтық қатпарлы шому бағытында сүзілу жылдамдығының күрт төмендеуі.

Мұның бәрі Падан ойпатында инфильтрациялық су алмасу, жер асты суларының оның шеткі аймақтарынан ортаға, сондай-ақ қарама-қарсы бағытталған элизиондық су қозғалысы сияқты қазіргі заманғы қызмет етудің аз ықтималдығын көрсетеді. Бұл төмендегілермен алдын-ала анықталған:

- кеңістіктік гидрогеохимиялық аймақтық (2-тарауды қараңыз);
- төмен шоғырланған гидрокарбонатты-натрийлі өңірлік фонда инъекцияланған жоғары минералданған мезозойлық хлоркальцийлі сулардың пайда болу учаскелерімен кайнозой өнеркәсіптік көмірсутекті қанығу ассоциациясы (6-тарауды қараңыз);
- су қабаты қоспаларының минералдануы мен ионды-тұздық құрамының сәйкес келуі; осы учаскелерде аталған ингредиенттерді араластыру моделінің (2-тарауды қараңыз) аймақта тектоникалық бұзылыстар жүйесі бойынша жүзеге асырылатын және триас-неоген стратиграфиялық диапазонын қамтитын жер асты суларының тік көшуінің сұйық масса тасымалының негізгі нысанын анықтайды.

Бұл тұжырым «сингенетикалық мұнай өнімділігі аймағы» мезозойында ауыстырылатын «эпигенетикалық мұнай өнімділігі аймағы», шөгінді қимасының барлық көмірсутектерінің генетикалық бірлігі, оның неогенді емес резервуарларында сүзгілердің айқын белгілері бар (Газзарини және т.б., 1967 ж.; Калинин және т.б., 1977 ж.) кайнозой интервалында «эпигенетикалық мұнай өнімділігі аймағы» бар екенін куәландыратын мұнай геологиялық деректерде қосымша растайды (Газзарини және басқалар, 1967 ж.; Калинин және басқалар, 1977 ж.).

### 5.2.1.3. Вена ойпаты

Қолда бар гидрогеологиялық ақпаратты талдау:

- жергілікті құрылымдардың ең жоғарғы (жер бетіне жақын) бөліктерінде инфильтрациялық тұщы судың таралуы;



- жер бедерінің күшті эрозиялық бөлінуі және өзен желісінің дамуы (Дунай, Морава, Миява Рудава, Рус-Бах, Пулкау, Шмида, Дие өзендері және басқалары) қарқынды денудациялық кесумен сипатталады және осы себептен таулы аймақтың неогендік бөлігінің едәуір бөлігін құрғатады;

- мұндағы көптеген төмен түсетін тұщы суық су көздерінің дамуы;
- құламаның бүйірлік аймақтарынан оның шомған бөлігі бағытында коллекторлық аралықтарды сынықтар бойынша сатылы-кесектік батыру;
- коллекторлық дизъюнктивтер және су тегеуріндері бойынша түйісу;
- алаптың орталық бөлігін тау бөктеріндегі аймақтан 1,5-2 км дейін амплитудамен өңірлік бойлық тастамалармен кесу – аймақта инфильтрациялық су тегеурінді жүйеснің оның классикалық артезиан нұсқасында тікелей тау бөктеріндегі инфильтрация агенттерінің негізгі көлемін түсіру және қабаттардың құлауы бойынша жер үсті суларын төмен жылжытуға маңызды тектоно-литологиялық кедергілердің болуы салдарынан қазіргі таңда жұмыс істеуіне мүмкіндік бермейді.

Дәл осындай жағдайлар:

- опырықтар-аймақтық бойлық (Штайнберг, Леопольдсдорф, Адерклад, Лабско-шашта) және көлденең (Мюльберг, Цистердорф, Дунай) сынықтарының болуымен анықталған сатылы құрылым;

- өткізгіш және су тегеурінді аралықтардың түйісуі;
- литологиялық және фазалық құбылыстарды өткізгіш қималардың айырмашылықтарын өткізбейтіндермен алмастыру құбылыстары жер асты суларының орталықтан аспаптық жақтауларға жылжуымен әдетте су алмасу элизиялық режимінің бассейнде қалыптасуы мен белсенді жүзеге асу мүмкіндігін айтарлықтай шектейді.

Сонымен қатар сатылардың жеке кесектеріндегі неогендік қабаттың жекелеген, айтарлықтай тығыздалған байламдарында, 1500-2000 м дейінгі тереңдіктерде және сүзу тоғын сындыратын таяудағы бұзылыстарға дейін судың латеральды орын ауыстыру мүмкіндігіне жол беру ақталды. Флиш-карбонатты палеоген-триас диапазонында сығу механизмінің жұмысы қазіргі заманғы тығыздалуға қабілетті және қабілетті құздардың секциясында болмауы әрі резервуар аралықтарының өте төмен көлденең өткізгіштігімен шектеледі.

Дәлелдемелердің жиынтығы:

- мезозой мен неоген жер асты суларының араласу механизміне сәйкес заманауи кеңістіктік гидрогеохимиялық аймақтылық (2-тарауды қараңыз);
- тектоникалық бұзылған учаскелерге ұштастырылған жергілікті гидрогеохимиялық, пьезометриялық (3-тарауды қараңыз), геотемпературалық (4-тарауды қараңыз), аномалиялардың кең көрінісі;
- ойпаттың батырылған орталық бөлігінде терең сынықтар қиылысатын аймақтарда орналасқан көптеген көтерілетін тұзды термальдық көздердің болуы – Штайнберг, Шраттенберг, Лужицко-Бродская және басқа да термальдық топтар, 6-тарауды қараңыз – өңірде жоғары амплитудалық тектоникалық кереғарлықтар жүйесі бойынша жер асты сулары формааралық ағындарының төменнен жоғары қуатты тік іске асырылуының кең ауқымдылығы туралы объективті түрде куәландырады.

Бұл қорытынды мұнайгеологиялық материалдармен расталады, атап айтқанда:

- Миоцен шөгінділерінде әдетте сүзгіден өткен көріністі мұнайдың таралуы (Высоцкий, Файнгерш, 1959 ж.; Калинин, 1977 ж.).

- қимада нақты син- және эпигенетикалық мұнайлы аймақтардың болуы (Калинин және басқалары, 1967ж.);
- аймақтағы зерттелген соңғы 80 қордағы шоғырлану (Калинин және басқалар, 1967 ж.; Халықаралық мұнай энциклопедиясы, 1976 ж.);
- кен орындарының көп қабатты сипаты;
- мұнай өнеркәсіптік қанықпаларының тек сынықтар маңындағы тұтқыштарға тиесілігі (Варенцов, 1948 ж.; Высоцкий және Кучерюк, 1978 ж.; Доленко, 1974 ж.; 1974; Колесик, 1966 ж.).

#### 5.2.1.4. Иравади-Андаман ойпаты

Резервуарлардың линза тәрізді сипатын, ойпат ортасына қарай қиманың күрт саздануын, шөгінді бөліктің төменгі құрамдас бөліктерін оның бүйіріне қарай біртіндеп сыналануын анықтайтын күшті шөгінділердің біртекті болмауы мынаған әкеледі:

- гидравликалық «тұйықталуды» қалыптастыру;
- ажырау тектоникасы арқылы жергілікті қатпарлықтың генетикалық анықталуы;
- жекелеген көтерілімдер мен антиклинальды белдеулерді қарқында дизъюнктивтік орналасуы;
  - ойпаттың бүйірлік аймақтарының өңірлік сынықтарымен оның шомған орталық бөлігінен гидродинамикалық ажырату;
  - аймақтың неотектоникалық белсенділігі;
  - үлкен стратиграфиялық және гипсометриялық диапазонға ие лайлы жанартаулықтың едәуір ауқымы;
    - терең жарықтар аймақтарымен байланысты көптеген беткі мұнай және газ көріністері,
    - мұнай бар тектоникалық бұзылыстарды дәл бақылау (Рачинский, 1987ж., 1989ж.);
    - шөгінді қалыңдықтағы барлық мұнайдың геохимиялық бірлігі (Аникеев, Бронувицкий, Талиев, 1985 ж.; Шетелдік кен орындарының мұнай және газы. Анықтамалық, 1977 ж.; Коллинз, 1975 ж.; Халықаралық мұнай энциклопедиясы, 1976 ж.), сұйықтықтардың төменгі қабаттарынан шөгінді қимасының жоғарғы қабаттарына тік көшу аймағында су алмасудың өзге де тетіктерінің аса шектеулі ролінде міндетті үстемдікті белгілейді.

#### 5.2.1.5. Лос-Анджелес ойпаты

Өңірдің қимасы мен алаңындағы тұщы су инфильтрациясының көрінісі:

- тек қана жеке денудацияланған қатпарлар шегінде және тек плиоцен мен плейстоценді қабаттардың жалаңаш бас бөліктерінде ғана оқшаулау;
- кен орындарының қималарын олармен елеусіз қамту (шамамен 200-300 метр тереңдікке) – артезиан типті су қысымды жүйесінің қазіргі өмір сүруі ықтимал емес екендігін көрсетеді.

Су алмасудың мұндай құрылымын шектейтін негізгі гидрогеологиялық факторлар:

- ауданда атмосфералық жауын-шашынның теңгерімі уақыт пен кеңістікте қуатты коллекторлық қораптардың метеогендік қоректенуін қамтамасыз ете алмайды;

- ойпаттың негізгі аумағынан Санта-Моника, Сан-Габриель, Эльсинор-Чино, Кристианитос, Палос-Вердес аймақтық төгінділер жүйелерімен тау бөктеріндегі ықтимал қоректену аймағын кесу;

- Ньюпорт-Инглвуд, Норуолк, Уиттьер ішкі сынықтар бойынша оның бүйірлерінен орталық бөлікке шөгінді қалыңдығын біртіндеп батыру арқылы анықталған алаптың сатылы-кесектік құрылымы, қатпарлығы құлауы бойымен төменге инфильтрациялық ағындардың сынуы бойынша экрандалады;

- неоген бөлігін шеттен ойпат ортасына дейін қатты саздау, бұл инфильтраттардың сол бағытта қозғалуына жол бермейді.

Жоғарыда аталған жағдайлармен қатар бірқатар факторлар аймақтағы элизияның дәстүрлі механизмінің, соның ішінде депрессия орталығынан оның бүйір жақтары бағытындағы судың ағу ықтималдығын айтарлықтай шектейді. Бұл факторлар:

- бүйір маңы аймақтарындағы қиманың жекелеген аралықтарының стратиграфиялық сыналану құбылыстары;

- палеоденудациялық үдерістермен трансгрессивті-регрессивті әсерлермен байланысты формациялық кереғарлықтардың болуы;

- шөгінді қалыңдықта сығылатын кеуектегі сулардың донаторы және олардың кейіннен өңірлік көтерілім бойынша жоғары жылжуын энергетикалық қамтамасыз етуге қабілетті қуатты тығыздалмаған саздың болмауы;

- латеральды жылжымалы сұйықтықтардың уақыт пен кеңістікте жеткілікті көлемін бөлудің шектеулі мүмкіндігін анықтайтын коллекторлық байламдардың әлсіз тығыздануы.

Алапта сыну жүйесі арқылы сұйықтық ағындарының қуатты тік (төменнен жоғары) көлденең ағынының болуы, негізінен жергілікті максимумдардың шыңдары саласында мыналар расталады:

- антиклинальды белдеулерге таралған қатпарлардың айқын жарықшақтық сипаты (Бакиров, 1959 ж.; Барбат, 1961 ж.; Леворсен, 1970 ж.);

- заманауи кеңістіктегі гидрогеохимиялық аймақтылық;

- миоценнен кейінгі аралықта (Репетто және Пико плиоцендері) «ауыспалы» хлор-кальций, хлор-магний, сульфат-натрий, бикарбонат-натрийлі минералданған алуандықтардың тұшытылған жоғары сілтілі фонда мозаикалық кең таралуы;

- олардың өнімді құрылымдардың дизъюнктивтері неғұрлым бұзылған учаскелерінде тұрақты орналасуы;

- аталған қабаттық ерітінділердің генетикалық қаптамасының төменгі тұзды хлоркальцийлі сулардың әр түрлі пропорцияларында сингенетикалық аз минералданған гидрокарбонатты-натрийлі араластыру үдерісіне сәйкестігі (2-тарауды қараңыз);

- жағымды компоненттік, геотемпературалық және теріс пьезометриялық аномалиялардың кеңістіктік қауымдастығы (3, 4-тарауды қараңыз), жоғары тектоникалық бұзылулар және ең жоғары мұнай қанығу учаскелері (6-тарауды қараңыз).

Мұны мұнай және геологиялық материалдар растайды, атап айтқанда:

- көп қабатты кен орындары;

- іргетастан бастап (Уилмингтон, Лонг Бич, Плейа-дель Рей, Эль-Сеундо кен орындары және т.б.) плейстоценге дейін (Йорба-Линд қоса алғанда) тұтас шөгінді қабатында

көмірсутектердің өнеркәсіптік жиналуының болуы (Бакиров, 1959 ж.); Барбат, 1961; Анықтама., 1976 ж.).

- мұнай-газ әлеуетін тектоникалық бұзылулармен нақты бақылау (Рачинский, 1987, 1989) және мұнайдың геохимиялық көрінісі (Ловерсән, 1970 ж.; Хант, 1982 ж.; Филиппи, 1974 ж.).

#### 5.2.1.6. Маракаиб ойпаты

Шөгінді қабатының өңірлік гидродинамикасы туралы геологиялық әдебиетте бар түсініктер инфильтрациялық жолға артықшылық береді, осыған сәйкес сулы кешендердің метеогендік қоректену саласы үшін Анд-Сьерра-де-Периха сілемдері, Шығыс Кордильер, Анды-де-Мерид сілемдері, ал түсіру аймағы – Маракаиб көлінің акваториясы (Дики, Хант, Смит, Карцев, Морозов) қабылданады. Аталған авторлардың көзқарастарын сыни талдау, алайда олар ұсынған су алмасу механизмі тілігі мен алаңы бойынша кең қамтуға үміттеніп отырып, тек тау бөктеріндегі аймақта орналасқан негізгі алаңды қамтитын өте шектеулі, тар жергілікті нақты материалға, кейбіреулері, көбінесе шөгінді қабының жоғарғы аралықтарына, жекелеген шоғырларға, кен орындарына, құрылымдарға және тіпті олардың жекелеген бөліктеріне, кесек пен алаңдарға негізделгенін көрсетеді, бұл, әрине, реттелуші модельдің шынайылық жағдайына жауап бермейді. Мысалы, бассейнде ірі масштабты қазіргі заманғы инфильтрацияның айқын дәлелі ретінде аталған зерттеушілер Боливар (Лаунильяс, Кабимас, Тиа-Хуана, Пуэбло-Вьеха, Бочакеро) аймағы кен орындарының және Ла-Крусес кен орындарының эоцендік байламдарына бай тұщы метеогенді сулар бойынша гидрогеохимиялық деректерді, жоғарғы олигоценды, төмен олигоценды, жоғары өткізбейтін коллекторлар Ла-Крусес, Боскан, Энсенала және Мене-Гранде (Дики и Хант, 1975 ж.; Карцев, Вагин және Матусевич, 1986 ж.; Смит, 1931 ж.) кен орындарының эоцендық буындары кен орындарының эоценды байламдары бойынша гидрогеохимиялық деректерді бұл мақаланы толықтырып, дамыту туралы мысалдар келтіріледі.

Осындай таңдамалы ақпараттық негіздегі аймақтық гидродинамикалық құрылыстардың заңсыздығы анық, ол мынадан туындайды:

- біріншіден, аталған кен орындары алаптың ішкі бөлігінің гидрогеологиялық жағдайын сипаттай алмайды, өйткені олардың бәрі ойпаттың бүйірлік аймақтарында, аталған аралықтардың қуатты құмдары айтарлықтай қуаттылыққа жалаңаштанған және іс жүзінде мінсіз су қабылдағыштар болып табылатын тау-кен құрылыстарына тікелей жақын орналасқан;

- екіншіден, бұл қабаттар өз көтермелерінің шегінде жиі жер бетіне алынып тасталған, ішінара денатурацияланған немесе стратиграфиялық және формациялық келіспеушіліктермен бөлінген, бұл инфильтрациялық агенттердің осы құрылымдарға аймақтық қоректену саласы жағынан ғана емес, сонымен қатар тікелей шектерде қол жеткізуінің ерекше қолайлы жағдайларын қамтамасыз етеді. Бұл инфильтрация үшін оңтайлы жергілікті гидрогеологиялық жағдайды барлық стратиграфиялық көлемге және ойпаттың алқабына оның сатылы-кесектік құрылысын, жоғары амплитудалық дизъюнктивтермен қатарлас бағытталған тау-кен құрылыстарына болжанатын ағын суды тектоникалық экрандау әсерін, қиманың қатты литошөгінділік және формалды біркелкі еместігін ескерместен тарату (Геологиялық құрылыс., 1959 ж.; Миллер, Эдвардс және Уолкотт, 1961 ж.) дұрыс емес болып көрінеді.

Жоғарыда айтылғандармен қатар аймақтық жоспарда инфильтрацияны айтарлықтай шектейтін факторлар:

- ерекше қарқынды дамыған өзен желісінің ағындарымен су алмасу саласынан метеогендік сулардың айтарлықтай көлемін алып тастау (Апон, Палмар, Санта Анна, Рио-Негро, Тауко, Тарра, Лара, Рио-Браво, Кататумбо, Эскаланте, Зулия, Чама, Тукана, Капаро, Тамаре өзендері және басқалар);

- қатты бөлінген рельеф;
- шығыс көздері және т.б.;
- көшу қашықтығы жоғарылаған сайын қабаттардың түсуінен инфильтраттардың қозғалысына деген көлденең гидравликалық кедергі жоғарылайды;
- кесіктің карбонатты бөлігі (бор-палеоцен) сүзгіш көрсеткіштерінің бүйірлік аймақтан ойпаттың ортасына қарай күрт нашарлауы.

Мұнаймен қаныққан коллекторлар күндізгі бетке шығарылған порт маңы аймақтарының жергілікті өнімді құрылымдарында метеогендік сулардың енуі де өте шектеулі сипатқа ие және мұнай-су төменгі жанасудан тыс табиғи резервуарлардың жалпы гидравликалық жағдайы мен гидрогеохимиялық жағдайына мүлдем әсер етпейді. Жүргізілген арнайы зерттеулерге сәйкес тұщы судың барлық кен орындары аймағы осындай түрдегі барлық кен орындарында (Лагунильяс, Боска, Энсенада, Мене-Гранде және т.б.) тек қабаттардың басты учаскелерін ғана қамтиды, 5-10 км астам қашықтықта бақыланбайды, жоғарғы БМК сенімді экрандалады, онда көмірсутектер олармен байланыста өздерінің асфальтты және кирлі "тығындар" түзеді, олар резервуарды жапсырады (Дик, Хант, 1975 ж.; Карцев, Вагин және Матусевич, 1986 ж.). Бұл мұнай қанықпаған қабаттардың төменгі шеткі аймағында су ортасы шөгінді жинау алаптарының тұнба суларымен генетикалық байланыс қасиетін беретін типтік седиментогенді ерітінділермен ұсынылған (2-суретті қараңыз).

Аймақта инфильтрациялық су қысымды жүйенің жұмыс істеу ықтималдығын анықтайтын жалпы геологиялық факторлар да поэлизиялық модельдің су алмасуын іске асыру үшін де маңызды. Лактоникалық және литошөгінділік экрандаудың сипатталған құбылыстарынан басқа сығу режимінің су тұтқыш кешендерінде қалыптасу мүмкіндігін айтарлықтай шектейтін қалыпты икемделуге бүйірлік бағытын облигатты түрде үзген латеральды су ағынын тектоникалық және литошөгінділік экрандаудың сипатталған құбылыстары ұсынылады:

- электролиздік қорек көзі ретінде қызмет етуге қабілетті шөгінді қаптамада қуатты тығыздалмаған сазды қалыңдықтың болмауы;
- қиманың едәуір құмдылығына байланысты 45 % дейін төмен қуатты саз балшықты қабаттар мен байламдарға қатысты шоғырланудың жоғары дәрежесі, оның ішінде сорудың аз ықтималдығын анықтайтын, пайда болу үшін қажетті бос су көлемінің жеткілікті болуы, қазіргі тоқтың уақыты мен кеңістігінде болуы мен қызмет етуі;
- қабаттардың көтерілуінен жоғары сұйықтықтардың сүзілуіне кедергі келтіретін ойпаттың орталық бөлігі (эоцен-плиоцен) қимасының терригендік бөлігін саздау; карбонатты коллекторлардың (бор-палеоцен) және олардың көлденең бағытта іс жүзінде өткізбеушілігі;
- гидродинамикалық қатынаста тұйық аймақтардың пайда болуына ықпал ететін, өткізгіш және өткізбейтін айырмашылықтар қимасының терригендік бөлігінде сына тәрізді ауыстыру.

Ірі масштабты негізінен тік сұйықтық масса тасымалдаумен анықталған ағын-инъекциялық су алмасудың Маркаиб ойпатында үстемдігі туралы өткізуші дизъюнктивтердің көлемдік қатынасында реттелетін ұңғыманы куәландырады:

- 2-тарауда сипатталған, дизъюнктивтер жүйесі бойынша жер асты суларының төменнен жоғары ағынының іске асырылған әсерін көрсететін кеңістіктік гидрогеохимиялық аймақтылық;

- өткен мезозой хлоркальцийлі және сингенетикалық гидрокарбонатты-натрийлі суларды араластыру механизміне сәйкес қабат су қоспаларының эоцен-плиоцен диапазонында таралуы;

- тектоникалық асқынған аймақтарға, құрылымдарға және олардың учаскелеріне ұштастырылған өңірлік фондардың генетикалық өзара анықталған оң компоненттік, концентрациялық, геотемпературалық (4-тарауды қараңыз) және теріс пьезометриялық ұйытқулардың кең көрінісі, олармен өнеркәсіптік мұнайдың тұрақты қауымдастығы (6- бөлімді қараңыз);

- жоғары температуралы сипаттағы және т.б. мұнай-газ құбылыстарының неғұрлым орналасқан аудандарында қарқынды дамуы.

Мұндай миграциялық ауқым стратиграфиялық қатынаста бор-плиоцен мен гипсометриялық аралықты – 8-0,3 км құрайды.

Бұл тұжырым арнайы мұнайхимиялық зерттеу нәтижесімен расталды:

- бор-палеоген мұнайларының сәйкестігін, олардың табиғи сүзгілер типіне сәйкестігін анықтау;

- бордағы автохтонды және аллохтонды кайноздық сипатында сыйымды коллекторларда болу;

- миоцен-плиоцен су қоймаларындағы бор және эоцен жасы (Хант, 1982 ж.);

- сонымен бірге нақты кен орындары қималарының мұнай қанығу ерекшелігінде олардың көп қабатты құрылысында, неғұрлым бұзылған учаскелер мен алқаптардағы қорлардың негізгі бөлігінің шоғырлануы (Аникеев, 1964 ж.; Мартинес, 1973 ж.; Миллер, Эдвардс және Уолкотт, 1961 ж.; Рачинский, 1987ж., 1989 ж.);

- көмірсутектер жинақталуының кең стратиграфиялық диапазоны – іргетастан (Ла Пас, Мара, Татумо кен орындары) плиоценге дейін (Бакиров, Варенцов, Бакиров, 1970; Бека және Высоцкий, 1976; Геологиялық құрылым..., 1959).

## 5.2.2. Тау алды иілімдері

### 5.2.2.1. Карпат алды иілімі

Иілімнің ішкі аймағының жоғарғы мел-олигоцен кешеніндегі гидродинамикалық жағдай айтарлықтай күрделілікпен және сараланумен сипатталады:

- қиманың флишты пішіні; кеңістікте бабына келген коллекторлық байламдардың болмауы;

- аумақтың және жергілікті көтерілімдердің деңгейлі құрылымы; жер асты суларының тау жыныстары жарылу деңгейінің басым болуымен байланысы;

- беткі жағы бар суға қаныққан объектілерден хабардар болудың әр түрлі дәрежесі;

- жоғары амплитудалық өңірлік дизъюнктивтерді, жоғары көтерілген учаскелерден мұнайысқан иілімнің гидравликалық оқшаулағыш аймағын кеңінен дамыту, гидрогеохимиялық, геобарлық және геотермиялық өрістердің мозаикалығы;

- фонның пьезометриялық және зоотоптық, палинологиялық (Зиненко, 1975 ж., Колодий, 1983 ж.) ұйытқыштарымен қоса болатын минералданудың жергілікті оң және теріс аномалияларының болуы;

- бүктемелердің аударылу құбылысымен ілесе жүретін скибтік<sup>16</sup>-өңірлік жоспардағы жабынды және жергілікті құрылымдық формалардың бастырма тасталынатын тектоникасы;

- шоғырлану дәрежесі, типтері және компоненттік құрамы бойынша жер асты суларының бейбелдеулілік қимасында гидравликалық ыдыратылған су қысымды резервуарлардың бар болуын, олардың арасында алаңдық гидродинамикалық байланыстың болмауын анықтайды, осы себептер бойынша өте аз пайда болу ықтималдығын анықтайды жер асты суларының ірі масштабты элизиялық тоғын басқару және қазіргі заманғы су алмасуды негізінен тік формацияралық ағындар арқылы іске асырады.

Жоғарыда айтылғандармен қатар өңірде тектоникалық кереғарлық жүйесі және қиманың жарықшақтығы жоғары аймақтар бойынша сұйықтықтардың тік көшуінің басым мәні озокериттің (минералды балауыз)<sup>17</sup> және мұнай қатарының көмірсутектері тозуы өнімінің желілік-дайкалық көріністерінің міндетті кеңістіктік үйлесімділігімен, жер асты суларын қуатты түсіру учаскелерімен және ошақтарымен (Борислав, Дзвиняч, Старуня, Поляница және т.б. кен орындары) расталады әрі нақты тіркеледі.

Енді конгломераттар линзалары мен құмтастар жұқа қабаттары бар гипсонос және тұзды саздармен ұсынылған; төменгі миоценнің гельветтік қабатының Стебник және Балич қабаттары, негізінен саздан жасалған төменгі миоценнің аквитан және оурдигаль қабаттарының жағалық сериясын қамтитын төменгі миоцен су арынды кешенде элизиялық жүйенің жұмыс істеу мүмкіндігін қарастырайық.

<sup>16</sup> Скиб – тектоникалық шәкілдің жергілікті атауы.

<sup>17</sup> Мұнай топтамасының көмірсутекті ыдырау өнімі: Доленко, 1962 ж.; Колодий, 1983 ж.

Су алмасудың элизиялық моделі бойынша жер асты суларының бүйірлік ағыны сығылған сұйықтықтың кедергісіз ағуын қалыптастыру үшін кешенде жеткілікті жағдайлардың болуын болжайды. Бұл жағдайлар төмендегілерге байланысты болмайды:

- негізінен саз тәрізді қима;
- жіңішке коллекторлық байламдардың споридиалды линза тәрізді таралуы;
- кесектік құрылымға себеп болатын жергілікті көтерілімдердің қарқынды орналасулары;
- жалпы аймақтың скибті-баспалдақты құрылымы;
- АЖКҚ бар тегіс емес тығыздалған жоғары кеуекті иілімді саздың кең таралуы.

Тектоникалық литологиялық факторлардың жиынтық әсерімен қамтамасыз етілген коллекторлардың гидравликалық оқшаулануы және оларды босату лимитациясының жоғары дәрежесі аймақтың жоғарғы гидрогеологиялық қабатының бөлінісінде ерекше гидродинамикалық жағдай жасайды, ол онда елеулі әлеуетті энергетикалық ресурстардың

болуымен ғана сипатталады, бірақ оларды міндетті түрде жүзеге асырумен ғана емес. Бұл мән-жайлар төменгі элементті су тегеурінді кешен жер асты суларының сүзгіш кәрізді іс жүзінде болмауымен анықталған су алмасудың квазизациялық режимі бар резервуарды білдіреді.

Қарастырылған кешендердегі инфильтрациялық су алмасу маңызды емес. Бұл келесі деректерден көрінеді:

- денудациялық қатпарлардың өте шектеулі учаскелерін метеорологиялық қамту;
- 300-500 м тереңдікте жер асты суларының тұздылығы 140-270 г / л дейін күрт артуы;
- қоректену саласына тікелей жақын жерде атмосфералық агенттердің негізгі көлемін түсірудің көздік, өзендік және эрозиялық желісі бойынша тау және тау бөктеріндегі аймақтар (Колодий, 1983 ж.; Лозинский және Банковский, 1972 ж.).
- Береговые, Оровский және басқа да басты су қоймаларынан бастың инфильтранттардың арын құру аймағын тектоникалық кесу;
- Карпаттағы тиісті аралықтардың бетіне шығу амплитудасынан едәуір асып түсетін деңгейлері бар сулы горизонттарда АЖКҚ болуы;
- тау-қатпарлы аймақ бағытында өңірлік жоспардағы арынды төмендету (Колодий, 1983).

#### 5.2.2.2. Индоло-Кубан иілімі

Жер асты суларының қазіргі заманғы динамикасына қатысты геологиялық әдебиетте әр түрлі, көбінесе диаметральды қарама-қарсы пікірлер айтылды. Гордиевич, Корценштейн, Сухарев, Котов, Матвиенко, Рогожин жұмыстарында юра, төменгі бор, жоғарғы бор, палеоцен-төменгі эоценді және неогенді емес кешендердің таулы Қырым және Ұлы Кавказдың тау-кен құйрығы түзілімдері шегінде метеогенді суларды қазіргі инфильтрациялаудың гидродинамикасына әсер ету туралы түсінік дамиды. Тердовидов, Яковлев, Карцев, Колодий төменгі юра дәуірі, жоғарғы эоцен (Кумский) және олигоцен-төменгі миоцен (Майкоп) ойпаттың көптеген кешендерінде элизион режимі бар деп санайды, ал инфильтрациялық қоректендірумен тек шектеулі учаскелер және оларға тікелей іргелес аумақтар қамтылған. Қабаттық температуралар 200°C асатын тұнба кесіндісінің базальды сулы кешендерінде, Колодий жоғарыда жатқан сығылған су жүйелеріндегі пьезо және геотемпературалық ауытқулар түрінде көрсетілетін термогидродинамикалық табиғи су тегеурінді жүйені дамыту болжанып отыр (1983 ж.).

Аймақтың шөгінді қимасының гидродинамикалық режимін қалыптастырудағы қазіргі инфильтрация басты рөлінің тұжырымдамасы іс жүзінде аз болып табылады. Оны жоққа шығаратындар:

- негізгі иілімнің жиілігінен тау-кен қазу құрылыстары шегінде метеогендік қоректендірудің кесетін гипотетикалық аймағы өңірлік гидродинамикалық экран – Парпачск-Ахтырск тереңдік сынығының болуы;
- оның сатылы-кесектік құрылымы, онда аймақтық жоғары амплитудалық бойлық (Новотитарев-Солтүстік Керч, Анастасиевский, Парпачско-Ахтырский) және көлденең (Курджип, Цицинский, Афипский, Геленджик, Шығыс Қырым, Джигинский, Марфовский, Батыс Керченский) қималарды көрсететін (1.10-суретті қараңыз) су тұтқыш коллекторларды су тіреуіштерімен байланыстырады;
- жергілікті көтерілімдер шегіндегі табиғи резервуарлардың линзалық сипаты және су өткізбейтін қималардың өтетін терригендік айырмашылықтары бассейнінің бүйірлік



аймақтарында литологиялық алмастыру (Новотитарев-Солтүстік Керч, Анастасьев және Парпач-Ахтыр);

- карбонатты коллекторлардың қатпарлығы мен құрылымаралық аймақтарға шомуы (Ермолаев, Котов және Рогошин, 1960 ж.; Котов, 1963 ж.; Кучерук және Озерный, 1987 ж.);
- мезозойдың барлық аралықтарында аз минералдандырылған жоғары құнарлы жер асты суларының кең таралуы, бұл артезиан қорек жүйесі кезінде сыйымды коллекторлардың қимасы әрі сүзгіш қасиеттерімен жүргізілетін жалаңаштау алаңымен қамтамасыз етілуі мүмкін емес;
- ең минералданған және метаморфталған коллекторлық ерітінділердің барлық кешендерінде дефлектордың аспаптық бөлімдерінде таралуымен сипатталатын қолданыстағы кеңістіктік гидрогеохимиялық аудандастыру (2-тарауды қараңыз);
- Парпачск-Ахтыр сынығы мұнайданының алдында тікелей тау бөктерінде орналасқан (Сухарев, Мирошников, 1963 ж.; Сухарев, 1979 ж.) қоректену және түсіру салаларын практикалық біріктіру-эрозиялық және өзендердің (Рубинка, Афипс, Шебш, Ховчай, Супс, Псекупс, тұзды, Кубань т.б.), көптеген жоғары дебитті, өрлеуші термальды көздердің тар жолаққа қатысты асқынған бұзылуларға ұштасуы;
- мезозойдың табиғи резервуарларында коллекторлардың күндізгі бетіне шығу аймағын биіктікпен – гидростатикалық арынмен қамтамасыз етуге жатпайтын қабаттық қысымның елеулі ауытқушылығының болуы (3-тарауды қараңыз).

Екінші жағынан, бірқатар шайылған денудацияланған көтермелердің плиоцендік кешенінде айқын беттік генезис суларының пайда болуы метеогендік сулардың коллекторлық қабаттар мен байламдарға енуі негізінен жергілікті құрылымдар шегінде жүзеге асырылатын шөгінді қалыңдықтың ең жоғарғы аралықтарында (200-500 м тереңдікке дейін) инфильтрагенді қоректену жеткілікті кең дамығанын болжауға мүмкіндік береді.

Ілімнің тектоникалық құрылысының белгіленген ерекшеліктері, оның қимасының литошөгінділік және сүзу ерекшелігі алаңдық геобарлық аймақтылығымен – Оңтүстік бүйір құрылымдарындағы қойнауқаттық қысым ауытқушылығының ең жоғары мәндерін бекітумен, олардың қатпарлықтың аймақтық батыру бағытында төмендеуімен, жер асты сулары арынының көлденең градиенттерін латеральдық тоққа қарама-қарсы жаққа бағдарлаумен үйлескенде (3-тарауды қараңыз) шөгінді қимада иілу және сығылған су механизмнің жеткілікті елеулі іске асырылу ықтималдығын, әсіресе сығылатын сұйықтықтардың көлемі уақыт бірлігінде және жыныс көлемінің бірлігінен қабаттардың өңірлік көтерілімі бойынша жоғары қарай олардың бағытталған тоғын қамтамасыз ете алмайтынын ескере отырып анықтайды (осы тараудың 5.3.1-бөлімін қараңыз).

Қолда бар деректерді объективті талдау:

- сингенетикалық хлоркальцийлі тұзды сулармен (70 г/л дейін) қаныққан және мозаикалы таралған, теріс концентрациялық аномалиялар түрінде локализацияланған кайнозой гидрогеологиялық қабатының су тұтқыш кешендерінің гидрогеохимиялық жағдайлары бойынша, мезозоймен генетикалық ұштасқан және негізінен жекелеген көтерілімдердің сулы қарқынды орналасқан учаскелеріне, диапирлік енгізу аймақтарына және лайлы жанартауларға ұштастырылған аз минералданған (9-33 г/л) сілтілі, генетикалық жағынан мезозоймен ұштасқан (9-33 г/л) (Анастасиевск-Троицк, Ахтыр-Угундыр, Абино-украин, Кудако-Киев, Мошкаревск, Владиславовск және т.б. кен орындары);
- ионды-тұздық құрамы нақты көрсеткіштерінің және палеоцен-плиоценды стратиграфиялық диапазонның қабаттық су қоспалары минералдануының араласу моделі бойынша есептеумен сәйкестігі (2-тарауды қараңыз), ионды-тұздық қабаттың төменгі гидрогеологиялық қабаттағы жер асты суларының формааралық ағынының шөгінді иінің

қазіргі гидродинамикалық жағдайын қалыптастырудағы басым рөлін мойындаудың нақтылығын, негізділігін және қажеттілігін анықтайды.

Тік көшу масштабы 10-нан 7 км-ге дейінгі тереңдік интервалын және юра-плиоцен стратиграфиялық диапазонын қамтиды.

Тік сұйықтық масса тасымалдаудың қаралған моделінің қосымша нақты растамасы аймақта көмірсутекті қанықтырудың сынық аймақтарына облигациялық ұштастырылғанын куәландыратын мұнайгеологиялық және мұнайгеохимиялық деректер болып табылады (Аникеев, 1964 ж., 1977 ж.; Лагунова, 1973 ж.), мұнай-газдылықты сандық бақылау жергілікті құрылымдардың орналасу дәрежесімен (Рачинский, 1987 ж., 1989 ж.), мезокайнозой қимасының барлық мұнайының генетикалық бірлігі (Чакмачев, 1983 ж.), мезозой жасындағы көмірсутектердің кайнозой резервуарларында болуы (Резник, 1970 ж.).

### 5.2.2.3. Терск-Каспий иілімі

Аймақтың гидродинамикалық жағдайында орын алып отырған көзқарастар қарама-қайшы, Сухарев, Корценштейн, Альтовский шөгінді орындаудың барлық кешендерінде инфильтрациялық режимнің үстемдігін болжайды; Карцев, Киссин, Никаноров, Вагин, Волобуев, Шалаев, Мирошников қиманың неоген бөлігі метеогенді агенттердің әсер ету саласында болады деп санайды, ал төменгі жағында термогидродинамикалық су тегеурінді жүйе элементтерінің пайда болуымен сығылған судың алмасуы басым болады; Аникиев, Кротова, Дюнин сұйықтық масса тасымалдаудың негізгі түрі жыныстар тұтастығының бұзылуы бойынша тік көшуі деп санайды.

Барлық келесі факторларды сыни бағалау және талдау бүкіл иілім аумағында өңірлік даму тұжырымдамасын қабылдау үшін әдеттегі артезиан режимінің мүмкіндіктерін қалдырмайды:

- қоректенудің гипотетикалық саласы ретінде қабылданатын Ұлы Кавказ тау бөктеріндегі аймағында, 86 мың м<sup>3</sup>/тәу (цериккель, мамакайюрт, горячеводск, серноводск және т.б.) дебиттері бар тұщы және сортаңды термальдық көздер ретінде кеңінен таралған, мұнда жалаңаш жатқан мезокайнозой қимасын (Никаноров, Мирошников, 1970 ж.; Сулин, 1935 ж.; Сухарев, Мирошников, 1963 ж.) құрғататын инфильтраттардың елеулі көлемін құрайды;

- шөгінді қалыңдықтағы қарқынды денудациялық кесіндімен және осы себеппен метеогендік агенттің едәуір санының артезиан жүйесінен шығаруымен сипатталатын табиғи дренаж-эрозиялық және өзен желілерінің дамуы (Ардон, Сунжа, Терек, Асса, Фартанга, Аргун, Гойта, Элистанжи, Шығыс Ярық-Су және т.б. қималары);

- жинау облысы үшін қабылданатын Ұлы Кавказдың мегантиклинорийінен мұнайысқан геосинклиналдық бүйірін кесіп өтетін Черногор және Аргудан-Сунжендік сынықтардың болуы;

- мезозой және палеогенді сулы кешендерде олардың шығу жолағынан өте аз қашықтықта жоғары минералданған хлоркальцийлі тұздықтардың бетіне таралуы (2-тарауды қараңыз);

- су тұтқыш байламдардың ашылу дәрежесі мен өткізгіштігінің өлшемі ғана реттелетін тұщыланған инфильтрогенді сулардың эоценді және орта, жоғары жер асты кешендерінің жекелеген аралықтарына бірден іріктеп енуі;

- қатпарлықты батыру бойынша қиманың карбонатты айырмаларының сүзгілеу қасиеттерінің елеулі нашарлауы және көлденең гидравликалық кедергілердің сол бағытында өсуі;

- коллекторлардағы қыртыстық қысымдардың аса елеулі ауытқулары, күндізгі бетке тиісті аралықтардың шығу альтитудаларынан асуы (3-тарауды қараңыз).

Сонымен бірге нақты бақылаулар эоцен мен орташа және жоғарғы миоценнің (чокрак-қараған, меотикалық қабаттар) аралықтарында су жинағыш учаскелері бар тозаңдатылған инфильтрациялық қоректену элементтері бар, негізінен Сунжен және Терск антиклиналдық аймақтардың жергілікті көтерілген шегінде орналасқан, онда кесіктің бұл байламдары жер бетіне шығатын. Аталған ауданда жанама емес қоректену саласының орналасқан жері метеогендік судың жекелеген коллекторлық қабаттар бойынша, тіпті өзен маңындағы синклиналдық және антиклиналдық аймақтар құрылымына дейін – 10-20 км қашықтықта ену мүмкіндігін анықтайды.

Өңірде элизия қысымды жүйенің жұмыс істеу мүмкіндігін талдау да оң жауап бермейді. Аймақта эрозиялық үдерістердің, әсіресе оның кесіндісінің терең аралықтарында кең түрде даму мүмкіндігі төмендегідей негіздерге сәйкес келеді:

- аймақтық бойлық жүйенің болуымен анықталатын бұрылыстың сатылы-кесектік құрылымы (Терск-Каспий, Орта-Терск, Аргудан-Сунжен, Черногорск), көлденең (Черкес, Малкин, Баксан, Чегем, Ардон, Қазбек, Аргун) және әр түрлі жастағы әрі шөгінділік түрде өзгертін аралықтарына әкелетін тереңдік сынықтары, диагональды қималары (Нальчик, Датс-Ахлов, Беной-Эльдаров, Гудермесск-Моздок, Самурск);

- элизия ағынының энергетикалық және массалық көзі болып табылатын, ашылған мезозой қимасында тығыздалмаған, батпақты қалыңдықтарының жоғары суымен қанықтырылмауы;

- терригенді және карбонатты коллекторлардың шамалы тығыздалуы;

- алаптың орталық аймағының қазіргі заманғы мұнайысуының үлкен масштабта орны толтырылған шөгіндісінің болмауы,

- миграцияның бүйірлік бағытын сындыратын және оны міндетті түрде тігінен өзгертуді анықтайтын қоректену аймағының өсу шамасына қарай көлденең гидравликалық кедергілердің үдемелі өсу әсері;

- • гидрогеохимиялық (2-тарауды қараңыз), изотопты (Волобуев, 1986 ж.), геотемпературалық (Сергиенко, 1971 ж.), пьезометрикалық (3-тарауды қараңыз), палинологиялық фондардың кең дамуы, мезозойдың карбонатты резервуарларында жергілікті көтерілімдер шегінде өңірлік жарықтың басқа да ауытқуларының болуы және оның құрылымаралық аймақтарда іс жүзінде болмауы (Бурштар, 1973 ж.; Корзенштейн, Кирышкин, Филин, 1970 ж.);

- тұтастай алғанда шөгінді қиманың терриген коллекторларының линзалық сипаты және олардың иілімнің бүйірлік аймақтары мен күмбездерден жекелеген қатпарлардың қанаттары мен периклиналдарына су өткізбейтін айырмалармен фашиалды алмастыру;

- Понтий уақытында (15 млн жыл бұрын) Терск-Каспий иілімінің соңғы ресімдеу сәтіне юралық және төменгі борлы сазды қалыңдықтардың ең жоғары дәрежесіне қол жеткізу, кейіннен осы уақытқа дейін олардың кеуек қимасының айтарлықтай азаюының болмауы (Бурштар, 1963 ж., 1973 ж.), седиментогендік сулардың едәуір көлемінің сығылуымен ілесе жүретін аймақта, әсіресе оның қимасының терең аралықтарында сығылған үдерістердің кең даму мүмкіндігін жоққа шығарады.

Келтірілген пайымдауларды сенімді нақты растау ретінде жоғарғы борлы резервуар геобарлық өрісінің алаңдық біртектілігі бойынша деректер шығады, бұл ірі масштабты латеральды-элизионды су ағынын өткізу кезінде орын болмауы тиіс. Осылайша, келтірілген қойнауқаттық қысымдардың ауысуының бұрғылануына қарай анықталғандар: құрылымның Оңтүстік қанатында 18 МПа және Солтүстігінде 11 МПа; минералды Хаят-Корт учаскесінде 13 МПа; Ястребина алаңы мен Хаян-Корт алаңының Шығыс өрісі арасында 6 МПа құрады; Октябрь

қыртысының Батыс периклинали ауданында – 13 МПа; Браун және Гудермес ауданының арасында-5 МПа; Браун және Батыс Гудермес ауданының арасында – 7 МПа және т.б. (Аникеев, Броновицкий, Талиев, 1985ж.; Волобуев, 1986ж.; Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1976 ж; Киссин, 1964ж.; Орлов және Корнилов, 1986ж.; Сидоров және басқалар, 1987ж.).

Терск-Каспий ойпатын тұндыру кезінде су алмасудың негізгі нысаны туралы объективті геологиялық мәліметтердің жиынтығы – аймақтық және жергілікті тектоникалық кереғарлықтар жүйесі арқылы төменгі әрі жоғарғы гидрогеологиялық қабат арқылы сұйықтықтың трансформациялық вертикальды ағынының жиынтығы. Осы тұжырымның расталуы:

- мезо-кайнозойдың барлық аралықтарында ағын-инъекциялық қаптаманың оң концентрацияланған гидрогеохимиялық аномалияларының кең көрінісі (2-тарауды қараңыз);
- төменгі және жоғарғы бор дәуіріндегі жер асты суларының сәйкестігі;
- радий, дейтерий, тритий және олардағы оттегі изотоптарының жақын құрамы (Никаноров, Волобуев, Барцев, 1975 ж.);
- жер асты суларының жарықтары мен сынықтары бойынша айналыстағы кальцит түзілімдері түріндегі тікелей көшу іздерінің болуы (Волобуев, 1986 ж.; Никаноров, Тарасов, Федоров, 1983ж.);
- кристалдарда битуминозды-газды гидротермальды кальций болуы,
- битуминозды-газды су және қатты битум қоспалары (Никаноров, 1977 ж.);
- сингенетикалық, ығыстыратын шөгінділер мен суды араластыру үлгісінің қазіргі тік гидрогеохимиялық аймақтығының нақты сәйкестігі (2-тарау);
- берілген қойнауқаттық қысым градиенттерінің кеңістіктік таралу заңдылықтары (3-тарауды қараңыз);
- өңірлік аяның геотемпературалық асқынуы (4-тарауды қараңыз).

Тікелей сұйық масса тасымалдау аймағындағы үстемдік мұнай және газ туралы қосымша мәліметтермен расталады. Атап айтқанда:

- Старогрозненское және Хаян-Корт кен орындарының су тұщы бөліктерінде сазды байламдарда эпигенетикалық битум мөлшері 0,16-0,18 болған;
- сұйықтықтардың төсейтін шөгінділерден жоғарғы борлы резервуарларға көшуінің тікелей іздері – бақылаудағы эпигенетикалық битуминоздылықпен «ластанудың» болуы су карбонатты массивтердің жарылған аймақтарының мұнайы бөлім бетінен 200 м дейінгі қашықтықта Қарабұлақ-Ачалұқ және Заманқұл кен орындарында байқалады (Неручев, 1969 ж.). ;
- кескішпен ашылған шөгінді қиманың барлық стратиграфиялық аралықтарындағы мұнайдың генетикалық бірлігі белгіленді, ал көмірсутектердің геохимиялық жасындағы бағаларымен олардың ең бастысы жоғарғы бор кендерінде (1970 ж.) орташа юраның шығу тегі анықталды.

Сығылу суының алмасу тұжырымдамасымен келіспейді және ықтимал мұнай өндіру аралықтары бөлінісінде бөлу туралы деректерді тік көшудің басымдығын растайды. Бұл функцияны төменгі бор мен жоғарғы юра шөгінділерінің орындауы екіталай, өйткені бірінші аз қалыңдықтағы балшықты байламдар көп жағдайда тотықтырғыш ортада (Неручев, 1969 ж.), ал екіншісі келловейский қабатынан басқа карбонаттармен ұсынылған. Бұдан басқа өңірдің басым бөлігінде титон қабатындағы көмірсутектер мен ілеспе жер асты суларын тасымалдауға арналған экран болып табылатын эвапориттер кеңінен дамыған. Келтірілген логикалық

қорытынды сұйықтықтардың түсуі төменгі орташа юра, терең горизонттардан жүзеге асырылуы мүмкін және ірі сынықтар аймақтарына ұштастырылатынына жол беру болып табылады.

Тік сұйықтық масса тасымалдау масштабы Терск-Каспий иілімінде 10-7 км тереңдік ауқымын және пермотриас стратиграфиялық аралығын – юра-миоценді қамтиды.

#### 5.2.2.4. Зағрос алды иілімі

Аймақтың шөгінді учаскесіндегі гидродинамикалық жағдай мұндағы инфильтрациялық типтегі су қысымы жүйесінің жұмыс істеу ықтималдығын жоққа шығарады. Бұл тұжырымға негіз болып табылады:

- жалпы минералдануы 80-300 г/л жоғары хлорлы-кальцийлі метаморфталған тұздықтардың қимада кеңістіктік таралуы;
- жер асты суларының қатпарлығы төмендеуі бойынша жоғарыдан төмен қарай қозғалуына кедергі келтіретін көлденең және көлденең иілу дизъюнктивтерінің қиылысатын жүйесімен шартталған;
  - дофараға дейінгі жыныстар шығуының аймақтық жолағын (геологтардың терминологиясы бойынша «тау фронты» деп аталатын) басты жылжуымен тектоникалық кесу, Оңтүстік-батыс Иранда жұмыс істейтін (Фалкон, 1961ж.), метеогенді қоректену әлеуетті аймағы – негізгі иілім аумағы;
  - жергілікті көтеру шегінде күндізгі беттегі негізгі коллекторлық аралықтардың жалаңаштанбауы;
  - көлемді қатынаста инфильтрациялық ағындарды қамтамасыз ете алмайтын аймақтағы атмосфералық жауын-шашынның теріс теңгерімі;
  - негізінен қиманың карбонатты сипаты және көлденең бағытта әктас коллекторлардың өте аз өткізгіштігі;
  - тау бөктеріндегі аймақта тұздалған суды өндіретін жылу көздерінің болуы.

Жер асты суларының элизион моделі орын ауыстыруы келесі себептер бойынша аз жүзеге асырылған:

- карбонатты тау жыныстарының гемостатикалық тығыздалуының өте аз деңгейі және олардан бүйір ағынын қамтамасыз етуге қабілетті кеуек суларының жеткілікті мөлшерін сығу мүмкіндігі;
- құйманың орталық бөлігі бағытында әктас өткізгіштігінің күрт төмендеуі (Алиев және Забанбарк, 1974 ж.);
- жергілікті көтерілімдердің шеткі бөліктерінде және құрылымдық аймақтарында жарықтанудың іс жүзінде болмауы (Даннингтон, 1961 ж.; 1967 ж.);
- аймақтық көтерілімдерге арналған жеке стратиграфиялық кешендердің өте аз электрлік градиенттері (Альферов, Куренков, 1973 ж.; Геодекиан және Забанбарк, 1985 ж.);
- иілімнің баспалдақты-кесектік құрылымы (Алиев және Забанбарк, 1974 ж.; Бакиров, Варенцов, Бакиров, 1970 ж.; Высоцкий және Кучерук, 1978 ж.; Высоцкий, Оленин және Высоцкий, 1984 ж.; Калинин, 1977 ж.; Штеклин, 1966 ж.);
- қоректену алаңын жеңілдету алаңдарымен бүйірлік гидравликалық байланыстыруға кедергі келтіретін оның біліктік және бүйірлік аймақтарында үлкен жарықтардың болуы және әр түрлі бағыттағы басқа да ұсақ бұзылулар, бұл элизаторлық су ағынын бұзады.

Мұнай өндірудің үш жылдық тоқтауы кезінде (1951-1953 жж.) Карпат алдындағы иілімі кен орындарының көпшілігінде шоғырдағы қысым бастапқы деңгейіне дейін қалпына келмегенін көрсететін шығару, Асмари мен Бангестан формацияларының жарылған карбонатты коллекторларындағы жер асты суларының едәуір шектеулі латеральдық қозғалуының объективті дәлелі ретінде тікелей кәсіптік бақылау да қызмет етеді, бірақ пайдалануды тоқтатар алдында ағымдағы қысымнан іс жүзінде асып кеткен жоқ, мұнай және бұрыштық аймақтар арасындағы қысымның айтарлықтай ауытқуына қарамастан, БӨЖ іс жүзінде қозғалмайтын болып шықты – шамамен 15-20 МПа (Грэм, Хетерингтон және Олд, 1956 ж.). Сұлба сырты сулары белсенділігінің төмендігін, сонымен бірге облыстың барлық кен орындары су қоймасының аралас ерітіндісімен + еріген газдың су режимі арқылы өңделетіндігімен түсіндіруге болады (Алиев және Забанбарк, 1974 ж.; Холл және Ворман, 1973 ж.).

Нақты деректерді талдау жоғарыда келтірілген пайымдаулармен үйлесімде аймақта формациялық сұйықтық масса тасымалдаудың төменнен жоғары үлкен масштабты толассыз төменгі жағында басым рөлді объективті түрде бекітеді. Бұл келесі факторлармен расталады:

- ағын-инъекциялық механизм әрекетімен оның қалыптасуында көрінетін қазіргі заманғы тік және алаңдық гидрогеохимиялық аймақтық (2-тарауды қараңыз);
- карбонатты резервуарлардың жоғары жарықшақты аймақтарына және төгінділердің даму учаскелеріне жер асты суларының оң концентрациялық аномалияларының кеңістіктік сәйкестігімен жергілікті құрылымдар жиынтығына ұштастырылғаны расталады;
- Асмари және Бангистан құрылымдарының табиғи резервуарларының өнімді тұтқыштарында мұнай-судың жанасатын беттерінің болуы (Алиев және Забанбарк ж., 1974; Бакиров, Варенцов, Бакиров, 1970 ж.).
- өнімді қабаттың үстіндегі мұнай мен газдың күшті көріністері (Батурин, 1945; Леворсен, 1970 ж.; Расселл, 1958 ж.).

Сұйықтықтардың тік көшуінің Загрос алды иілімідегі басым рөлі мұнай-геологиялық факторлар кешенімен де анық белгіленеді, олардың ішіндегі ең маңыздысы:

- сүзілген барлық мұнайдың түріне мезозой-миоценды стратиграфиялық диапазонның сәйкестігі, олардың геохимиялық бірлігі және генетикалық тұтастығы (Әлиев және Забанбарк, 1974 ж.; Калинин және басқалар, 1977 ж.; Хант, 1982 ж.; Йонг, Монаган мен Шуейзбергер, 1977 ж.);
- сынықтың жоғарылау аймағында бірнеше жүздеген метр тереңдікте, ауыр мұнай жыныстарының боялған жерлерінде көшу іздерінің болуы (Даннингтон, 1961 ж.; Хант, 1982 ж.; Йонг, Монаган мен Шуейзбергер, 1977 ж.);
- Джайме-Хаш, Марун, Ага, Джари кен орындарының асмари резервуарында жатқан мұнайдардың геохимиялық жастағы көмірсутектерінің арақатынасы бойынша есептелген сәйкестігі (коллектордың жасы 20 млн.), бор және юра (Йонг, Монаган мен Шуейзбергер, 1977 ж.);
- далалық материалдар бойынша Даннингтонмен сипатталған бор және төменгі бор шөгінділерінің гидравликалық байланысы фактілері (Даннингтон, 1961 ж.; 1967 ж.).

Сұйықтықтардың тік ағындарының аймақта кең дамуды растау жоспарында келесі бақылау туралы Н. Фэлконның хабарламасы (Даннингтон мақаласы бойынша пікірталас материалдары, 1967 ж.) ерекше қызықты болып табылады. Месджиа-и-Сулейман кен орнында асмари табиғи резервуарынан төмен орналасқан юра және төменгі борлы жастағы жауын-шашынның терең су шөгінділері, онда қатпарлыққа байланысты жарықтардың пайда болуы екіталай. Кейіннен бұл ұңғыма цементтелді және жойылды, алайда тампонаж сапасыз жүргізілді. Мұндай жасанды жарықтың түзілуінен Асмаридің үлкен резервуарындағы қысым айына 0,07 МПа жылдамдықпен көтеріле бастады. Автордың пікірінше, бұл газдың үлкен көлемінің терең жоғары қысымды аймақтан бетіне жақын орналасқан төмен қысымды аймаққа жылдам ауысуын білдіреді.

Сипатталған жағдай оңтүстік-батыс Иранның аса бай асмарийлі шоғырларының көмірсутекті қанығуының екінші сипаты туралы тұжырымдаманың пайдасына тікелей және айқын дәлел болып табылады (Хант, 1982 ж.).

### **5.3. Табиғи сұйықтықтар көшуінің геобарлық көрсеткіштері**

Жеке зерттеушілердің жұмыстары альпілік геосинклиналдық аймақтардың геосұйықтық динамикалық жүйелерінің элизия сипаты туралы пікірді насихаттайды (Али-Саде, Путкарадзе және Салаев, 1968 ж.; Барс және т.б., 1978 ж.; Капченко, 1983 ж.; Карцев, 1978 ж.; Колодий, 1969 ж.). Алдыңғы бөлімдердің материалдары осы өңірлердің сатылы-кесектік құрылысымен шартталған ерекше литологиялық-тектоникалық жағдай, қималардың жекелеген стратиграфиялық құрамдастарын сыналаумен және тұтастай алғанда олардың шомған осьтік аймақтарда қатты сазданумен қатпарлы көтерілім бойынша жоғары қарай, ойпаттардың орталық бөліктерінен және олардың перифериялық жиектемелеріне иілу бағытында жер асты суларының орын ауыстыруына кедергі келтіретінін әрі сол арқылы артық немесе аз еркін латеральды су алмасуды іске асыруды болжайтын осы тәсілді дәстүрлі нұсқада қабылдаудың заңдылығына елеулі күмән туатынын көрсетті.

АЖКҚ аспектісінде жер асты суларының динамикасын зерттеу, қолда бар ұғымдарды түзету және өңірлік геосұйықтық динамикалық жүйелер жұмыс істеуінің объективті сипатын белгілеу екі негізгі міндетті алдын ала шешуді болжайды: сазды қалыңдықтардың нығыздалу жағдайларын және олардан сығылған сұйықтықтың электролизонды су алмасудың негізгі агенті ретінде кетуін анықтау мен сұйықтық динамикалық режимнің теориялық мүмкін болатын нұсқаларының қандай да бір келтірілген қойнауқаттық қысым градиенттерінің кеңістіктік таралуының нақты заңдылықтарына сәйкес келу шараларын анықтау.

#### **5.3.1. Сазды құрылымдардағы шоғырлану үдерістері. Олардың геосұйықтықтар динамикалық режимін қалыптастырудағы рөлі, орны мен маңызы**

Стратисфераның терең горизонттарында гидродинамикалық режимді анықтайтын фактор ретінде сазды жыныстарды шоғырландыру (тығыздау), көмірсутектердің бастапқы және қайталама көшуі мен олардың шоғырларының қалыптасуына себепші болатын жоғары кеуектік әрі қойнауқаттық қысымдардың пайда болуына елеулі назар ХХ ғасырдың ортасынан бастап бөліне бастады. Бұл мәселеде ең елеулі үлес Эси (1930 ж.(а,б)), Хэдберг (1926 ж., 1936 ж.), Уэллэр (1959 ж.), Диккенсон (1951 ж.), Чилингар және Вулф (1975 ж., 1976 ж.), Хюберт және Руби (1959 ж., 1960 ж.), Берст (1969 ж.), Поуерс (1967 ж.), Магара (1968 ж.), Мухин (1968 ж.), Вассоевич (1960 ж.) және т.б. зерттеулерімен енгізілген. Дегенмен шлам материалдары мен Керн үлгілерінде жүргізілген зертханалық және эксперименталдық зерттеулердің, тікелей геофизикалық және кәсіпшілік бақылаулар мен олардың геологиялық интерпретацияларының едәуір көлеміне қарамастан, осы үдерістің жекелеген жақтары қазіргі уақытта әр түрлі авторлармен біркелкі тұжырымдалмайды, бұл мұнай-геологиялық ғылымның осы іргелі аспектілері бойынша диаметральды қарама-қарсы көзқарастарды туындатады. Бұл тұрғыда өңірлік геосұйықтық динамикасы мәселелерінде елеулі қолданбалы мәні бар алшақтық, атап айтқанда дәстүрлі элизия<sup>18</sup> тәсілі бойынша терең жер қойнауының табиғи су қысымды жүйелерінің жұмыс істеу ықтималдығын сапалық және сандық бағалау әрі сұйықтық тоқтарды

қалыптастыруда, мұнай мен газ жиналуының пайда болуы мен орналасуында сазды қалыңдықтардың тығыздалу рөлі ерекше маңызды болып табылады.

Сазды жыныстарды шоғырландыру мәселесін, геосұйықтық динамикалық үдерістердегі құбылыстың рөлін тікелей талқылауға көшпес бұрын терминологияны нақтылаймыз. Шамасы, өзінің геологиялық салдарлары модификациялары бойынша ең маңызды үш негізгі бөлікті бөлу орынды:

1) саздың геодинамикалық (синонимдері – гравитациялық, компрессиялық, жүктемелі) нығыздалуы, ол уақыт бойынша жоғары жатқан қалыңдықтың тұрақты өсу функциясы ретінде жүзеге асырылады; 2) кеуекті кеңістікте сығылған сұйықтықтардың кумулятивтік энергиясы аудандары геологиялық тарихының алдыңғы кезеңдерінде жинақталған сыртқы кеңістіктегі разрядтау есебінен іске асырылатын геостатикалық (синонимдері – декомпрессиялық, түсіру) нығыздау. 3) тектоникалық және күйзелістік табиғаты бар геотектоникалық нығыздау.

<sup>18</sup> **Инфильтрациялық алаптар** тектоникалық тұрақты аймақтарда, негізінен платформаларда шөгу аймақтары болып табылады. Олар артезиан гидродинамикалық режимі бар терең емес депрессиялар. Мәскеу, Н. Двинская, Вятско-Камский синеклиздар, Ангаро-Ленский депрессиясы, Орталық Азияның Қызылқұм депрессиясы және басқалар сияқты Ресейдің платформалық депрессиялары бұған мысал бола алады. Олардың әдетте салыстырмалы жұқа шөгінді жамылғысы болады (2-ден 3 км-ге дейін), бұл баяу тектоникалық режимді және эпейрогенді қозғалыстарға бейімділікті көрсетеді.

Бұл "тектоникалық кеселердің" қаттасқан қабаты әдетте эрозиямен анықталмайды. Жер бетінен су асты сулары су қоймасының жартастарына өтеді және ең көп өтетін қабаттар өзендермен кесілген түсіру аймағында қоныс аударады. Инфильтрациялық судың қарқынды қозғалысы шағын бөлікте жүреді. Су алмасу учаскесі бойынша төмен қарай баяулайды, бұл жер асты суларының құрамында көрсетіледі.

Бірінші механизм ұзақ өтелген шөгінділердің жиналуымен, мұнайысумен сипатталатын аумақтардың қазіргі геологиялық жағдайы үшін тән қиманың перманентті иммерсиясымен (негізінен қайраңдық аймақтар және ішкі теңіздердің акваториялары); екіншісі – құрлықта орналасқан аудандар үшін, мұнда қазіргі континенттік шөгінділер сазды қалыңдықтардың бату қарқынын өтемейді және соңғылары едәуір мөлшерде зерттелген (фосфилизацияланған) аномальды жоғары кеуекқиманы (су қанықтығы) сақтайды; үшіншісі – жер асты сулары үшін палео және неотектогенездің күшті көріну аймақтары мен белдеулері.

Геодинамикалық және геотектоникалық механизмдердің соңғы нәтижесі саздың аргиллитизациясы, олардың ыдырауы, қабатшалық және жарықшақтығы болып табылады. Геостатикалық нығыздау саздың кеуекті кеңістігі морфологиясының елеулі өзгеруіне әкелмейді, олар өзінің құрылымын сақтайды және олардың қалдық су қанықтығы іс жүзінде жоғары жатқан қалыңдықтардың қысымын (тепе-тең жағдай) толығымен бейтараптандырады.

Өзінің генетикалық шартталуына қарамастан, сазды қалыңдықтардағы шоғырландыру үдерістері тек қана балшықты дренаждаудың геологиялық факторлары кешенімен қамтамасыз ету және бұрын онда болған, сығылған сұйықтықтардың (негізінен кеуектік сулардың) порттық кеңістігінен көшуді жүзеге асыру функциясы ретінде ғана ықтимал тұрғысынан іске асырылуы тиіс. Тиісінше, нақты геологиялық жағдайдағы үдерістің қарқыны мен сипатын реттейтін негізгі шарттар:

- саздың шому жылдамдығы мен тереңдігі;
- саз қабатының қалыңдығы;



- аймақтық тектоникалық қозғалыстардың белгісі және тектоно-күйзелістік көріністердің қарқындылығы;
- тұнба кезіндегі формацияаралық үзілістердің болуы мен ұзақтығы;
- сүзгіш, жарықшақты, диффузиялық және перделік өткізгіштер саз айырғыштарының дәрежесі;
- олардың литологиялық және минералогиялық құрамының кеңістіктік тұрақтылығын өлшеу (біртекті болмауы);

Жалпы алғанда, инфильтрациялық алаптар тікелей гидрохимиялық аудандастыруға ие; тұздылығы әдетте тереңдікте жоғарылайды. Сол бағытта сульфатты және карбонатты сулары әдетте хлоридпен алмастырылады. Осы алаптардың төменгі жағында әдетте төмен температура басым болады (сирек 40-60°C немесе 104-140°F-тан жоғары).

**Жер асты алаптары** әдетте жас платформалардың және Альпілік тау бөктерінің тектоникалық депрессиясымен байланысты. Оған мысал ретінде Терек-Кум, Азов-Кубань, Әмудария, Батыс Түрікменстан алаптары және басқаларды келтіруге болады. Алаптар төмен түсетін тектоникалық қозғалыстардың үстемдігімен және қалыңдығы 10 км немесе одан жоғары шөгінділердің жиналуымен сипатталады. Бұл құрылымдардағы көтерілімдер қысқа уақытқа созылып, кеш басталды – неогенде, кейде плиоценнен кейінгі кезеңде.

Нәтижесінде мұндай ойпаттардың шеткері бөлігінде әрбір келесі қабат алдыңғы қабаттарды жабады және жыныстардың – коллекторлардың жер үсті жалаңаштануы жоқ, сондықтан инфильтрация үдерістері басым. Мұндай аймақтардағы құм-сазды шөгінділер газ сұйықтығының көзі болады; балшық теңіз суымен және түрлі газ компоненттерімен қаныққан кеуекті резеңкеге ұқсас. Олар ұйқыға қарай тығыздалады және газ-су ерітінділерін қатты қабаттар мен сыну аймақтарына шығарады. Осылайша, артық қысым депрессияның орталық бөліктерінде пайда болады. Балшық сығылған сұйықтықтар әдетте алап орталығынан шетке қоныс аударады. Бұған жоғары геотермальды градиенттер ықпал етеді, олар 2-ден 3 км-ге дейінгі салыстырмалы аз тереңдікте 100°C (212°F) дейін температураны қамтамасыз етеді.

- құмды-алевролитты, карбонатты және кремнийлі қоспалардың сандық құрамы;
- саздардың диа- және катагенетикалық түрлену дәрежесі;
- олардың минералогиялық құрамы, дегидратация механизмдерінің тиімділігі;
- су дренаждау (жеңілдететін) канал ретінде қызмет ететін су өткізбейтін және резервуарлық аралықтардың біріктірілген учаскелеріндегі қатынас;
- жер бетінің аралықтарымен гидравликалық байланыс өлшемі – күндізгі үстіңгі қабат;
- белгілі бір гипсометриялық деңгейлерде шоғырланатын сазды қалыңдықтың қандай да бір аралығының жасы мен болу уақыты (тереңдіктер мен температуралық аймақтар);
- бағыт-тектоно-күйзеліс әсерлерін қолдану векторы.

Аталған факторлардың күрделі үйлесуі, өзара іс-қимылы және ықпал етуі өңірлердегі әр түрлі табиғи ахуалдарда ұқсас сапалы бағыттағы шоғырландыру үдерістерінің сандық көрсеткіштерінің айтарлықтай ерекшеленуіне әкеп соғады. Осы қатардың шеткі мүшелері (эталондық функциялар), бір жағынан, ірі формааралық үзілістер, аз қуатты, заттай күрт біртекті емес, желкенді (карбонатизацияланған, кремнийтопырақтанған) саз, қуатты өңірлік ұстамды коллекторлармен қайта қосылатын ежелгі, бірнеше рет ауа салумен баяу батырылған нығыздау үдерісін сипаттайтын тәуелділік болады, құмды (карбонатталған, кремнийлі) саздар аймақтық жетілген коллекторлармен біріктірілген; екінші жағынан, бұл – резервуарлық аралықтардан гидравликалық оқшауланған жас, тұрақты және қарқынды су асты, қуатты, литошөгінділік біртекті, минералды-сазды қабаттың шоғырлану үдерісін бейнелейтін тәуелділік.

Бірінші тәуелділік көбінесе ежелгі және тұрақтандырылған көтеріңкі жас платформалардың жағдайлары, екіншісі – "теңдесі жоқ" альпілік және қазіргі геосинклиналдық жылжымалы

белдеулердің, эпигерциналдық платформалардың және орогендердің белсендірілген шоматын аймақтарының жағдайы жауап береді.

Шығару аймақтарынан оқшауланған қуатты, біртектес, мономинералды сазды топтамалардың қарқынды және қысқа мерзімді («көшкін») жинақталуымен олардан кеуек сұйықтығының ағып кету деңгейі сазды суға батудың жылдамдығы мен тереңдігінен айтарлықтай артта қалады, бұл олардың шоғырлануы мен сақталуының шектеулі деңгейін қамтамасыз етеді. «Тұрақсыз» жоғары иілімді саздардың тереңдігі, кеуектілігі жоғары, ылғалмен қаныққан және тығыздығы төмендеген, «квазисұйылту» консистенциясына дейін жетеді. Салыстырмалы түрде аз тереңдікте және ұзақ байланыста аз қуатты, литологиялық және минералды біртекті емес, линза тәрізді, құмдалған, саз балшықты жеткілікті еркін дренажды қамтамасыз етуге қабілетті, аймақтық төзімді коллекторлары бар сазды байламдар қоспаларының көп болуы кезінде сазды айырмашылықтарды шоғырландыру жоғары қарқынмен және аталған параметрлер мәндерінің салыстырмалы түрде күрт азаюымен сипатталады.

Жоғары кеуектіктен басқа кеуекті сұйықтықтардың қарқынды қысылуын және қысымның туындауын, жиі литостатикалық деңгейдің пайда болуын, кеуекті сұйықтықтардың қарқынды сығылуын және қысымның пайда болуын, көбінесе литостатикалық деңгейдегі барлық көлемде АЖКҚ сазды қалыңдығының тиісті қалыптасуымен, түсіру учаскелерімен гидравликалық байланыс жағдайында және жеткілікті ұзақ геологиялық уақыт ішінде кеуекті сұйықтықтың лимиттелмеген ағуы саз балшықтың шекті тығыздалуына, олардың иілгіштігін толық жоғалтуына және геологиялық ұзақ уақытқа созылса, ол саздардың түпкілікті тығыздалуына, икемділіктің толық жоғалуына, оларды жарықты қабатшалы аргиллитоморфты тақтатасқа айналуына әкеліп соғады.

Аталған ережелердің растамасы бірқатар альпілік геосинклиналдық (Падан, Оңтүстік Каспий, Лос-Анджелес, Маракан ойпаты, Индоло-Кубан және Терск-Каспий ойпаттары) және әр түрлі жастағы платформалық (скиф плитасы, Галфкостмексикан ойпаты) аймақтар бойынша нақты материалдар бола алады (5.1, 5.2, 5.3, 5.5, 5.6-кестелерін қараңыз).

Олардың сазды жыныстарының тығыздалу заңдылықтары аталған аудандар бойынша жасалған "саздың кеуектілігі-тереңдігі" корреляциясымен суреттеледі (1, 2)



## 5.1-кестенің жалғасы

Саздардың жалпы кеуектілігі (m),%													
Гидродинамикалық жағдай		Сазды жыныстардың бөсеңдетілген шоғырлануы					Сазды жыныстардың күрт шектелген шоғырлануы						
Қиманың сипаты		Сазды-құмды қабаттасу, сазды байламдардың қалыңдығы 150-350 м, қиманың саздылығы 70% дейін					Сазды қабаттардың басымдығы, сазды байламдардың қалыңдығы 400-500 м астам. Қиманың саздылығы 80% астам						
Геоқұрылымдық элемент		Геосинклиналды аймақ				Нашар белсендірілген платформа	Геосинклиналды аймақ					Белсендірілген платформа	
Мұнайгаздылық алабы		Адриатикалық	Оңтүстік Каспий		Орталық Каспий	Лос-Анджелес	Орталық Каспий	Оңтүстік Каспий	Азов-Кубань		Орталық Каспий		Мексика маңы
Өңір, аудан		Падан ойпаты	Оңт.-бат. Апшерон, Қобыстан, Баку топар. солт. бөлігі.	Оңт.-бат. Түрікменстан	Терск-Каспий иілімінің Сунжен аймағы	Лос-Анджелес ойпаты	Жазықтық Дағыстан (Вассоевич бойынша)	Баку топаралының оңтүстік бөлігі	Батыс Кубань иілімінің оңтүстік бүйірі	Керч түбегі	Терск-Каспий иілімі		Галф-Кост
Саздардың		N <sub>2</sub>			Pg <sub>3</sub> +N <sub>1</sub>	N <sub>1</sub>	Pg <sub>3</sub> +N <sub>1</sub>	N <sub>2</sub>	Pg <sub>3</sub> +N <sub>1</sub>	Kz	Pg <sub>3</sub> +N <sub>1</sub>		Kz
Саздардың орналасу тереңдігі, м	500	31,1	30,4			25,4	39,1	40,3		43,4		16,5	31,6
	1000	26,4	25,2			22,5	29,9	31,0		37,5		11,2	28,0
	1500	22,1	20,0		29,0	19,6	23,8	28,0		33,2	30,3	7,0	25,2
	2000	17,9	17,0		24,0	17,9	18,7	25,0		29,6	26,5	3,7	22,5
	2500	13,9	14,8		19,8	16,1	13,9	23,0	24,2	26,0	22,9	1,5	20,3
	3000	10,4	13,2	9,4	15,8	14,6	10,2	20,0	21,0	22,5	19,3		18,0
	3500		11,4	8,0	13,0	13,6	6,8	17,0	18,6	19,9	16,0		16,0
	4000		10,0	7,3	10,0	12,1	5,1	14,0	17,0	17,8	13,5		14,2
	4500		6,3	7,0		11,8	4,1	12,0	15,8	16,0	11,2		12,7
	5000		7,0	6,4		11,4	3,4	11,6	15,2		9,7		11,5
	6000		5,0*			10,7		11,2'					9,9
7000		4,0'					11,0'					9,6	

\*Есептеу мөндері.

**5.2-кесте.** Оңтүстік Каспий алабындағы плиоцен топтамасының саздары кеуекқимасының өзгеру динамикасы.

Тереңдік, м	Саздардың жалпы кеуектілігі (м),%				Δm,%			Қатынастар		
	Уэллер бойынша (m <sub>1</sub> )	Вассое- вич бойынша(m <sub>2</sub> )	Орталық Апшерон (m <sub>3</sub> )	Баку топ аралы (m <sub>4</sub> )	m <sub>4</sub> - m <sub>1</sub>	m <sub>4</sub> - m <sub>2</sub>	m <sub>4</sub> - m <sub>3</sub>	m <sub>4</sub> / m <sub>1</sub>	m <sub>4</sub> / m <sub>2</sub>	m <sub>4</sub> / m <sub>3</sub>
500	29,9	39,1	31,3	33,5	3,6	-5,6	2,2	1,12	0,86	1,07
1000	23,8	29,9	24,8	28,0	4,2	-1,9	3,2	1,17	0,94	1,13
1500	15,8	23,8	18,9	23,8	8,0	0,0	4,9	1,50	1,00	1,26
2000	8,8	18,7	13,8	20,8	12,0	2,1	7,0	2,36	1,10	1,50
2500	4,3	13,9	9,8	18,4	14,1	4,5	8,6	4,29	1,33	1,87
3000	2,0	10,2	7,2	16,2	14,2	6,0	9,0	8,10	1,59	2,25
3500	1,2	6,8	5,2	14,2	13,0	7,4	9,0	11,80	2,09	2,73
4000	0,8	5,1	3,8	12,6	12,0	7,7	9,0	16,00	2,50	3,57
4500	0,7	4,1	2,9	11,9	11,2	7,8	90,0	17,00	2,90	4,25
5000	0,6	3,4	2,7	11,7	11,1	8,3	9,0	19,50	3,43	4,35

**5.3-кесте.** Оңтүстік Каспий алабындағы плиоцен топтамасының\* сазды жыныстар шоғырлануының сандық көрсеткіштері.

Сазды қабат көмілуінің тереңдік диапазоны, км	Сазды бірізділікті меңгеру алаңы, км <sup>2</sup>	Сазды бірізділіктің қалыңдығы, км	Сазды бірізділіктің көлемі, км <sup>3</sup>	Көму аралығындағы саздың жалпы кеуектілік диапазоны, %			Көму аралығындағы шөгінділіктің ұзақтығы, млн. жыл	Саз тығыздалуының коэффициенті, 10 <sup>-6</sup> % / жыл
				басы	аяғы	Δm		
Алап орталығының сазды бірізділігі (Уэллер моделі бойынша)								
0.02–0.25	20.00	4.00	80.00	41.0	34.6	6.4	0.63	7.7
0.25–1.50	20.00	4.00	80.00	34.6	15.8	18.8	4.20	4.5
1.50–3.00	20.00	4.00	80.00	15.8	2.0	13.8	5.00	2.8
3.00–4.00	20.00	4.00	80.00	2.0	0.8	1.2	3.30	0.4
4.00–7.00	20.00	4.00	80.00	0.8	0.3	0.5	20.0	0.03
Алап орталығының сазды бірізділігі (нақты)								
0.02–0.25	20.00	4.00	80.00	49.0	47.0	2.0	0.83	2.4
0.25–1.50	20.00	4.00	80.00	47.0	33.2	13.8	4.20	3.3
1.50–3.00	20.00	4.00	80.00	33.2	22.5	10.8	5.00	2.1
3.00–4.00	20.00	4.00	80.00	17.8	17.8	4.7	3.30	1.4
4.00–7.00	20.00	4.00	80.00	15.0	15.0	2.8		0.1
Алаптың бүйірлік көмкерілуінің құмды-сазды кезектесуі								
0.02–0.25	10.00	1.00	10.00	46.0	43.0	3.0	0.83	3.6
0.25–1.50	10.00	1.00	10.00	33.0	32.0	11.0	4.20	2.6
1.50–3.00	10.00	1.00	10.00	32.0	21.0	11.0	8.30	1.3
3.00–4.00	10.00	1.00	10.00	21.0	17.0	4.0	6.67	0.6
4.00–6.00	10.00	1.00	10.00	17.0	15.0	2.0	13.33	0.1

\* Дарси теңдеуі бойынша есептеу үшін бірінші екі жағдайда «бейтарап» үстіңгі қабат (су сығылуы мен төменге қарай шекара) сазды бірізділіктің ортасында орналасқан. 1000 м қашықтықтағы қысым градиенті 10 МПа тең деп алынған.

**5.4-кесте.** Оңтүстік Каспий алабының плиоцен топтамасы коллекторлары тығыздалуының сандық көрсеткіштері.

Шому аралығы	Коллекторлардың таралу алаңы, мың км <sup>2</sup>	Коллекторлық байламдар қуаттылығы, км	Коллекторлық байламдар көлемі, мың км <sup>3</sup>	Шому аралығындағы жалпы кеуектік өзгеруінің диапазоны (саз.) %			Шому аралығындағы шөгінді жиналу кезеңінің ұзақтығы, млн. жыл	Тығыздалу қарқыны, 10 <sup>-6</sup> %/жыл	Аралықтық басындағы су қорлары, мың км <sup>3</sup>	Шому аралығындағы сығылған су көлемі, мың км <sup>3</sup>	Уақыт бірлігіне сығылған су көлемі, млн. м <sup>3</sup> /жыл	Уақыт бірлігіне жыныс бірлігі көлемінің сығылған су көлемі, м <sup>3</sup> /км <sup>3</sup> /жыл
				басы	аяғы	Δm						
0,02-0,25	90,00	1,00	90,00	35,0	33,0	2,0	0,54	3,70	31,50	1,80	3,33	37,0
0,25-1,50	90,00	1,00	90,00	33,0	24,6	8,5	2,71	3,10	29,70	7,65	2,82	31,3
1,50-3,00	90,00	1,00	90,00	24,5	20,0	4,5	3,25	1,30	22,05	4,05	1,25	13,9
3,00-4,00	90,00	1,00	90,00	20,0	17,0	3,0	2,17	1,30	18,00	2,70	1,24	13,8
4,00-6,00	90,00	1,00	90,00	17,0	14,5	2,5	4,33	0,50	15,30	2,25	0,52	5,8

**5.5-кесте.** Индоло-Кубан алабынағы олигоцен-миоцен (Майкоп) топтамасының саздары кеуекқимасының шому функциясындағы өзгеру динамикасы.

Тереңдігі, м	Саздардың жалпы кеуектілігі (ш),%				Δm, %			Қатынастар		
	Уэллер бойынша (m <sub>1</sub> )	Вассоевич бойынша (m <sub>2</sub> )	Оңтүстік бүйір және біліктік аймақ (m <sub>3</sub> )	Керчен-Таман аймағы (m <sub>4</sub> )	m <sub>4</sub> -m <sub>1</sub>	m <sub>4</sub> -m <sub>2</sub>	m <sub>4</sub> -m <sub>3</sub>	m <sub>4</sub> /m <sub>1</sub>	m <sub>4</sub> /m <sub>2</sub>	m <sub>4</sub> /m <sub>3</sub>
500	29,9	39,1	41,5	43,4	13,5	4,3	1,9	1,45	1,11	1,05
1000	23,8	29,9	36,3	37,5	13,7	7,6	1,2	1,58	1,25	1,03
1500	15,8	23,8	32,0	33,2	17,4	9,4	1,2	2,10	1,39	1,04
2000	8,8	18,7	28,0	29,6	20,8	10,9	1,6	3,36	1,58	1,06
2500	4,3	13,9	24,2	26,0	21,7	12,1	1,8	6,05	1,87	1,07
3000	2,0	10,2	21,0	22,5	20,5	12,3	1,5	11,25	2,21	1,07
3500	1,2	6,8	18,6	19,9	18,7	13,1	1,3	16,58	2,93	1,07
4000	0,8	5,1	17,0	17,8	17,0	12,7	0,8	22,25	3,49	1,08
4500	0,7	4,1	15,8	16,0	15,3	11,9	0,2	22,86	3,90	1,08
5000	0,6	3,4	15,2	15,5	14,9	12,1	0,3	25,83	4,56	1,08



**5.6-кесте.** Индоло-Кубан алабының олигоцен-миоцен (Майкоп) топтамасындағы\* саздар шоғырлануының сандық көрсеткіштері.

Сазды бірізділік көму тереңдігінің диапазоны, км	Сазды бірізділіктің даму алаңы, км <sup>2</sup>	Сазды бірізділіктің қалыңдығы, км	Сазды бірізділіктің көлемі, км <sup>3</sup>	Көму аралығындағы саз жалпы кеуекқимасының диапазоны, %.			Көму аралығындағы тұну ұзақтығы, млн.жыл	Саздың тығыздалу деңгейі, 10 <sup>-6</sup> % / жыл
				от	до	Δm		
Керчен-Таман аймағының сазды бірізділігі (Уэллер моделі бойынша)								
0.02–0.25	20.00	4.00	80.00	41.0	34.6	6.4	0.63	7.7
0.25–1.50	20.00	4.00	80.00	34.6	15.8	18.8	4.20	4.5
1.50–3.00	20.00	4.00	80.00	15.8	2.0	13.8	5.00	2.8
3.00–4.00	20.00	4.00	80.00	2.0	0.8	1.2	3.30	0.4
4.00–7.00	20.00	4.00	80.00	0.8	0.3	0.5	20.0	0.03
Керчен-Таман аймағының сазды бірізділігі (нақты)								
0.02–0.25	20.00	4.00	80.00	49.0	47.0	2.0	0.83	2.4
0.25–1.50	20.00	4.00	80.00	47.0	33.2	13.8	4.20	3.3
1.50–3.00	20.00	4.00	80.00	33.2	22.5	10.8	5.00	2.1
3.00–4.00	20.00	4.00	80.00	17.8	17.8	4.7	3.30	1.4
4.00–7.00	20.00	4.00	80.00	15.0	15.0	2.8		0.1
Иілімнің оңтүстік бүйірі және біліктік аймағындағы құмды-сазды кезектесу саздары								
0.02–0.25	10.00	1.00	10.00	46.0	43.0	3.0	0.83	3.6
0.25–1.50	10.00	1.00	10.00	33.0	32.0	11.0	4.20	2.6
1.50–3.00	10.00	1.00	10.00	32.0	21.0	11.0	8.30	1.3
3.00–4.00	10.00	1.00	10.00	21.0	17.0	4.0	6.67	0.6
4.00–6.00	10.00	1.00	10.00	17.0	15.0	2.0	13.33	0.1
* Дарси теңдеуі бойынша есептеу үшін бірінші екі жағдайда «бейтарап» үстіңгі қабат (су сығылуы мен төменге қарай шекара) сазды бірізділіктің ортасында орналасқан. 1000 м қашықтықтағы қысым градиенті 10 МПа тең деп алынған.								

5.6, 5.7-суреттер; 5.1, 5.2, 5.5, 5.5.5.6-кестелер. Талдау кезінде ең көп типтік (типтік) тәуелділік ретінде келесі қисық сызықтар алынды:

- Уэллер ұзақ геологиялық уақыт ішінде құрамындағы сұйықтықтарды толықтай түсіре отырып, тұрақтандырылған платформа жағдайында аяқталған палеозой балшықтарының шоғырлануын көрсетеді (Уэллер, 1959 ж.);
- Вассоевич Кавказ алды эпигерцин платформасының салыстырмалы түрде әлсіз активтендірілген бөлігін белгілеу кезінде олигоцен-миоцен жасты саздар түсу жылдамдығынан кеуек сұйықтықтарының ағып кетуіне белгілі бір артта қалудың әсерін суреттейді (Вассоевич, 1960 ж.);
- Рачинский-Дурмушьян Керч түбегінің оңтүстік-шығыс геосинклиналды аймағының шөгінді бассейнінде Альпі шөгінділерінде тұнған өте күшті (4 км-ге дейін) үшінші-төрттік сазды қабаттардан өте терең шектелген кеуек сұйықтығының ағып кету жағдайын сипаттайды (Индоло-Кубан иілімінің осьтік және оңтүстік аймақтары) (Дурмишьян және Рачинский, 1976 ж.; Рачинский, 1983 ж.).

Бір-біріне қатысты қалған қисықтардың және аталған эталондық тәуелділіктердің жағдайы (әрбір өңірдің ерекшеліктерін есепке алғанда) балшықты шоғырландырудың жалпы үдерісіндегі әрбір негізгі факторлардың рөлін бағалауға мүмкіндік береді. Атап айтқанда, тығыздалатын саздың бірдей жасы кезінде өткізілетін және өткізбейтін айырмашылықтар мен олардың қуаты бөлінісіндегі арақатынастың әсерін сандық түрде анықтау мүмкін болады; қималардың литошөгінділік сипаттамасы кезінде-геологиялық уақыттың әсері; литология мен жас ұқсастығы кезінде тектоно-инверсиялық және денудациялық факторлардың әсері бар.

Мысалы, егер Апшерон өңірі мен Баку топаралының (Оңтүстік Каспий алабы) бір жастағы плиоцендік қималарды салыстыруға жүгінсе, онда нақты деректер осы аудандардың әрқайсысында саздақ тығыздалуының сандық көрсеткіштері өткізгіш және өткізбейтін жыныстар қималарының ара қатынасына және олардың қуаттылығына байланысты айтарлықтай айыратынын көрсетеді. Құм-саздың жиі ауысуы жағдайында (Орталық Апшерон) кеуек сұйықтары жұқа (100-120 м дейін) саз байламдарының іргелес су қоймаларына өте еркін шығады және олардың тығыздалу жылдамдығы өте жоғары (қисық Веллер мен Вассоевич корреляциясының арасында орналасқан); плиоцен қимасының (85-95%-ға дейін) және сазды қалыңдықтардың (Булла-теңіз, 1300-1600 м-пл.-ге дейін) едәуір қуатымен сипатталатын Баку топаралының ауданында саздың шоғырлануы кеуектік сұйықтықтың едәуір шектелген ағуы кезінде іске асырылады және әлдеқайда аз қарқынмен қисық Вассоевич пен Рачинскийдің корреляциялары арасында орналасқан, осылайша аталған аудандарда шамамен 2-10% диапазонда (Булла-теңіз, 1300-1600 м-пл.-ге дейін) біркелкі тереңдіктегі саздың кеуектілігі мәндеріндегі айырмашылықты анықталып отырады (5.7-сурет, 5.1, 5.2, 5.3-кестелер) (Рачинский, 1983 ж.).

Эталондық қисықтарға қатысты шамамен ұқсас нысан мен жағдай бірқатар басқа өңірлер мен стратиграфиялық кешендер үшін тәуелділікке ие. Апшерон ауданы бойынша ОКа жауап беретін қисықтар Батыс Қазақстан өңірінің олигоцен-миоцен шөгінділері (Индоло-Кубан иілімі) мен жазық Қырымның бор-палеоген шөгінділері бойынша (Скиф плитасы), олигоцен-миоцен бойынша 3 км тереңдікте орналасқан Ставрополь күмбезі (Орталық Кавказ алды, Скиф литасы), Оңтүстік-батыс Түркменстанның плиоцендік аралықтары (ОКа Шығыс бүйірі), 2-5 км тереңдікте Венесуэла мен Колумбияның бор-үшінші сериялары (Маракаиб ойпаты) және т.б.

Баку топаралының геологиялық жағдайы (күрделі дренаж) белгілі бір дәрежеде Оңтүстік бүйірдің және Индоло-Кубан иілімі, Терск және Сунжен аймақтары Терск-Каспий ойпатының Галф-Коста (Мексика маңы ойпаты) осьтік аймағының қуатты, біртекті, негізінен сазды үшінші шөгінділеріне байланысты сәйкес келеді (5.6-сурет; 5.1, 5.2, 5.3, 5.5, 5.6-кестелер).

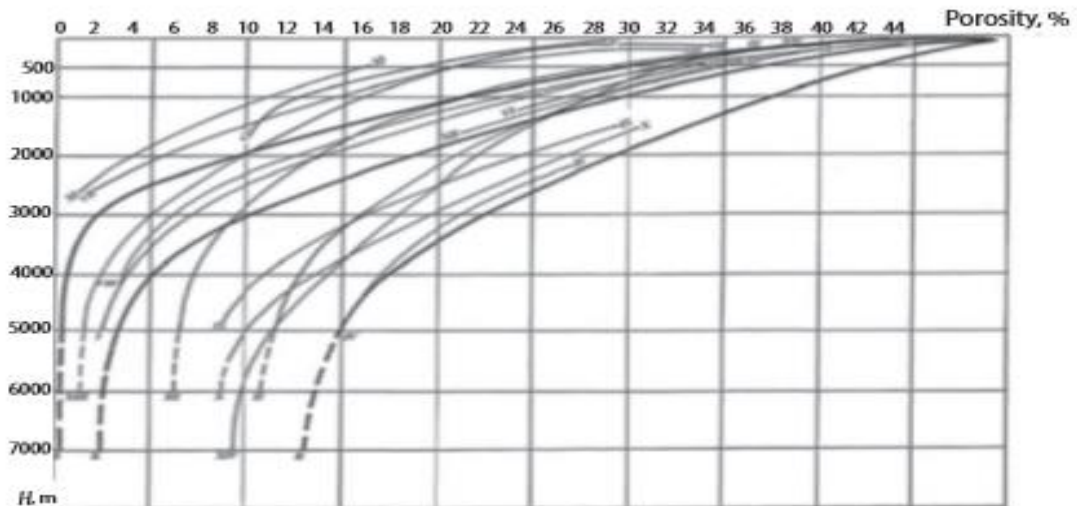
Басқа ұқсас өлшемдердің ұқсастығымен сипатталатын әр түрлі жастағы сазды қалыңдықтардың консолидациялық көрсеткіштерін салыстыру (қуаты, литошөгінділік келбеті, саз бен коллекторлардың арақатынасы, геоқұрылымдық тиістілігі, өңірдің геологиялық даму тарихы және т.б.), геологиялық уақыт пен бірдей тереңдіктегі саздың жалпы кеуектілігі арасында нақты байланыс орнатылады, балшық түзілімдерінің шоғырлану деңгейі қалыптасу жасының өсуімен біртіндеп артып келеді. Геосинклинальды аймақтарда бұл, мысалы, Орталық Апшеронның (ОКа) плиоцен саздарын Маракаиб бассейнінің палеоген-миоцен саздарымен салыстырған кезде айқын көрінеді, кеуектілік айырмашылығы 8%-ға дейін жетеді, ал платформалық аймақтарда, мысалы, жазық қыраттың бор-палеогенді саздары бойынша материалдарды Уэллер қисығымен (палеоауыстыру) салыстырған кезде дәл сондай айырмашылық 5% ға дейін жетеді, т.б. (5.1-кестені қараңыз).

Тектоникалық-инверсиялық, денудация және геоқұрылымдық-тұрақтандыру факторларының рөлі негізінен жағдайды оңтайландыруда және кеуек суын түсіру жылдамдығын жоғарылатуда көрінеді, олар мыналармен анықталады:

- кеуек сұйықтығының «сығылған» тектонокуйзелісі;
- прогрессивті жақсарту (негізінен территорияның көтерілуі кезінде);
- шоғырланған қабаттардың дренажды аймақтармен гидравликалық түйісуі;
- тығыздалған жыныстарға түсетін гравитациялық жүктемені азайту;
- балшықтардан бөлінетін кеуек сұйықтықтарының салыстырмалы түрде толығымен және тез ағып кетуіне ықпал ететін сұйық масса тасымалдау режимінің стационарлығы.

Аталған факторлардың әсер ету иллюстрациясы Новоселов көтерілімі (Жазықтық Қырым) мен Адыгей шығанағы (Батыс Кавказ), саздың өте төмен кеуектігімен және олардың аргиллитоморфтық айырмашылықтарының іс жүзінде жаппай таралуымен сипатталатын тектогенездің ерте мектогенез циклында күрт жоғарылаған және едәуір денудацияланған деректер болып табылады. «Кеуектілік-тереңдік» тәуелділігі осы аудандар бойынша бірден жоғары және солға Уэллер қисығынан ығыстырылған (5.6- сур., 5.1-кестені қараңыз).

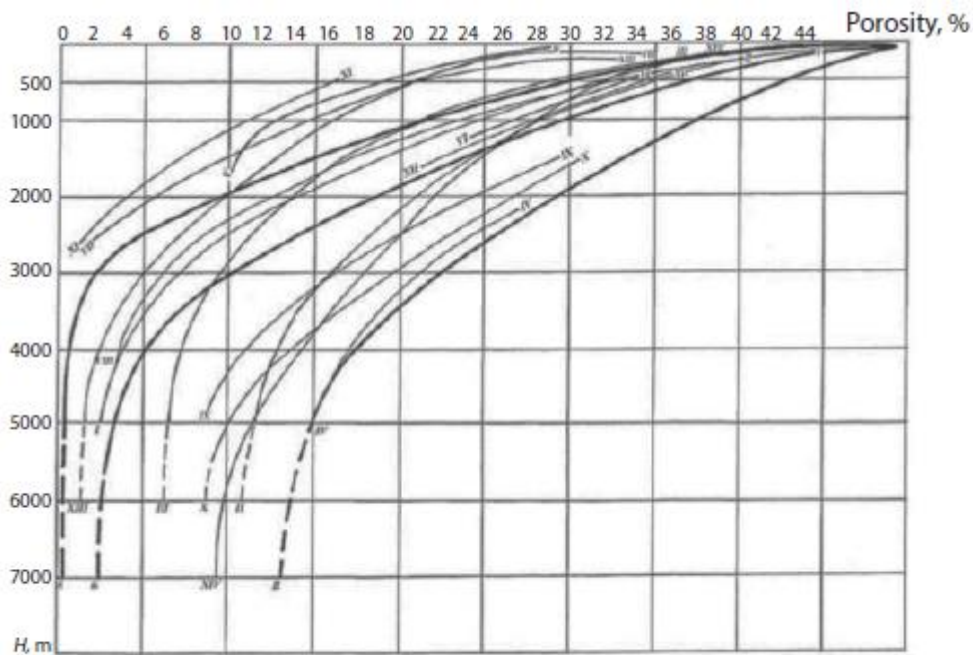
Инверсиялық геотектониялық дамуды бастан өткерген аумақтар бойынша көрсетілген қисықтардың түрі және олардың диаграммадағы жағдайы әрқашан аталған мән-жайлармен анықталады. 5.6-суретте тығыздаудың сол аймағында Дағыстанның тау бөктеріндегі (Терск-Каспий иілімі) шөгінділері бойынша олигоцен-төмен миоцен (Майкоп) шөгінділері бойынша саз кеуекқимасының мәндері орналасады. Новоселов көтерілімі мен Адыгей шығанағына қарағанда мұнда морфологиялық және текстуралық ерекшеліктерін сақтап қалған саз балшық орналасқан. Осы аудан бойынша корреляция сипаты миоцен мен антропогеннің соңында күшті (2 км-ге дейін) ауа алу сатысындағы оның геологиялық даму тарихымен тығыз байланысты табады, соның нәтижесінде жоғары заманауи гипсометриялық деңгейде кеуектілігі бар балшықтар, олардың шомуының алдында палеотереңдіктерге жауап беретін (Дурмишян мен Рачинский, 1976 ж.; Рачинский, 1983 ж.) белгіленеді.



**5.6-сурет.** Тереңдігіне байланысты саздар жалпы кеуекқимасының өзгеруі. Эталондық тәуелділік: А – Уэллердің корреляциясы; ө – Вассоевич корреляциясы, б – Керч шығанағы (Рачинский) бойынша корреляция. Аймақтық тәуелділіктер: I – Орталық Алшерон, II – Баку топаралы, III – Оңтүстік-батыс Түркіменстан (Оңтүстік Каспий ойпаты); IV – Батыс Куба иілімінің Оңтүстік бүйірі, V – Адыгей шығанағы (Индо-Кубан ойпаты); VI – скиф тақтасы, VII – Новоселов көтерілімі (Қырым), VIII – Жазықтық Қырым; IX – Сунжен аймағы, X – Терск аймағы, XI – тау бөктеріндегі Дағыстан (Терск-Каспий ойпаты); XIII – Ставрополь дөңесі, Колумбия (Маракаиб ойпаты); Галф-Кост (Мексика маңы ойпаты).

Келтірілген тәуелділіктерді талдау және оларды бірлесіп қарау сапалы аспектіде мыналарды анықтауға мүмкіндік береді:

- барлық формациялар мен қималар үшін тереңдік сазды тығыздаудың бірыңғай тәуелділігі жоқ, литологиялық сипаттамасына, қуатына, шөгінділердің жасына және геологиялық даму тарихына сәйкес әрбір өңір, аймақ, формация және қима саз балшықты түзілімдерді шоғырландырудың өзіндік ерекше жағдайлары мен қисық тығыздаулары бар;
- қуатты сазды қалыңдықтар диагенезінің седиментациясы кезінде кеуекті судың ағу жағдайлары күрт шектеледі, бұл сұйықтықтардың эмиграция үдерісінің жауын-шашын түсу қарқыны мен тереңдігінен артта қалуына алып келеді және үлкен тереңдікте саздың жоғары кеуектілігін сақтауға себеп болады;
- құмды-сазды кезектесу жағдайында саздың тығыздалу қарқыны, негізінен саз шөгіндісінің таралу жағдайларына қарағанда қималардың бір жастағы аралықтарында едәуір жоғары. Соңғы даму аудандарында саздың кеуектілігін (ылғалға қанықтығын) тұрақтандыру көрсетілген параметрдің жоғары мәндерінде (шамамен 10-12%) байқалады, 2-2,5 км тереңдіктерде құм-сазды қайта еріту таралу аудандарында сәйкес келеді;
- барлық аудандарда тереңдікте саздың тығыздалу қарқыны күрт азаяды, бұл үдеріс ауқымының айтарлықтай шектелу үрдісін анықтау және тиісінше сығылатын сұйықтықтардың ағу жылдамдығы мен көлемдерінің үлкен тереңдігі;
- бос судың ағып кетуімен өтелмейтін сығылуы балшық қалыңдықта АЖКҚ-ның қалыптасуын анықтайды, өзінің мәні бойынша литостатикалық және өте қиын немесе іс жүзінде жоқ су алмасудың тоқтауын сипаттайды;



**5.7-сурет.** Саздардың кеуекқимасының олардың шому тереңдігіне байланысы: 1 – Орталық Апшерон; 2 – Баку топаралы.

- саз кеуекқимасының байқалатын мәндерінің олардың орналасқан уақытша жағдайларына (тереңдіктеріне) сәйкестігі ұзақ геологиялық уақыт бойы белгіленеді;
- 1 км-ден жоғары тереңдікте саз кеуекқимасының төмендеу қарқынының күрт өзгеруі (азаяуы) сұйықтықтардың сүзгіленіп кетуінің сазды түзілімдерінің гравитациялық шоғырлануы осы деңгейінде іс жүзінде өшуін және релаксация – «сору» (диффузия, пленкалы, капиллярлы, осмостық механизмдер және т.б. арқылы масса тасымалдау), тектоникалық қозғалыстардың қарқыны мен белгісіне қарамастан жүзеге асырылуы мүмкін (төменде қараңыз).

Белгіленген тәуелділіктерді жиынтық зерттеу уақыттың саздың шоғырлануына әсерін, көшетін сұйықтықтар кетуінің көлемі мен жылдамдығын сандық бағалауға, жұмыс істеу ықтималдығын, шекаралық жағдайларды, элизионды алмасу терең жер қойнауының нақты жағдайындағы орны мен релін анықтауға мүмкіндік береді.

Аталған міндеттерді шешу үшін типтік үлгі ретінде жақсы зерттелген Оңтүстік Каспий алабы қолайлы. Аталған аумақ шегінде сазды түзілімдердің толық шоғырлануының жай-күйі (саздың кеуектілігі 0,2%-дан кем) қалыңдығы 2000 м-ге дейін қалың жарылған аргиллиттер мен тақтатастарды ұсынған төменгі бор және орташа юралық аралықтарда ғана тіркеледі. Сантон-төменгі кампанның жоғарыда жатқан сазды кешендері 3-3,5 км тереңдікте кеуектілігі 10%-ға дейін иілімді айырмашылықтардан тұрады.

Аумақ шегіндегі инверсиялық құбылыстарды есепке алу саз кеуекқимасының көрсетілген мәндері олардың 6-9 км тереңдікте болуының ізделген нәтижесі болып табылады деген қорытындыға әкеледі. Осыны негізге ала отырып, инверсиялық кезеңге дейін 3-3,5 км белгілердегі жоғарғы бор саздың кеуектілігі осы деңгейден едәуір жоғары болды деп ойлаған жөн. Өйткені геологиялық даму барысында бақылау ауданы – Ұлы Кавказ мезозой қатпарлығының Оңтүстік-шығыс шомуы аймағы – юраның соңынан бастап үшінші уақытқа дейін аталған кешендердің кемінде 3-6 км-ге жалпы көтерілуін шарттаған айтарлықтай тектоникалық инверсияға ұшырады, (Хаин, 1950 ж.; Милановский және Хаин, 1964 ж.), онда бұл ойықтың осы

аралықтарындағы саз кеуекқимасының мөндері олардың қазіргі заманғы гипсометриялық жағдайына емес, палеотереңдіктерге шамамен 8-12 км сәйкес келеді деп санауға болады. Мұның салдары өңірдегі қуатты сазды қалыңдықтың шоғырлану үдерісі оның уақыт ұзақтығы міндетті шартымен қоса орта есеппен 10-12 км тереңдікте аяқталатынын тану болып табылады.

Бағалаулар бойынша шөгінді жинауда ірі формааралық үзілістердің болуы және тектоникалық қозғалыстар белгісінің тұрақтылығын сақтау плиоцен саздарының толық шоғырлануы (Баку топаралының ауданында кең таралған түрі – постмиоцен кешеннің орташа жасы 13 млн жыл), бастапқы 13% кеуектіктен 4 км тереңдікте (диферузиялық әсердің сазын нығыздау үдерісіндегі басым аймақтың жоғарғы шекарасы – төменде қараңыз), юра сазын және төменгі бор (орташа жасы 140 млн жыл, тереңдігі 12 км) шекті тұрақтану жағдайына дейінгі (орташа жасы 140 млн жыл, тереңдігі 12 км), бастапқы кеуектен кейінгі кешеннің орташа жасы 13 млн жыл) перделі «сору» тәртібіне дейін жылына шамамен 0,09-10-6% қарқынмен жүзеге асырылуы мүмкін.

Сығылатын су көлеміне қайта есептегенде және есептік схеманың параметрлері кезінде: плиоцен сазды шөгіндінің таралу ауданы 70 мың км<sup>2</sup>, саздың қалыңдығы 4000 м; саз кеуекқимасының өзгеру диапазоны 13-1% – бұл шамалар жылына 0,25 млн.м<sup>3</sup>, жүзжылдықта – 25 млн.м<sup>3</sup>, мыңжылдықта 250 млн.м<sup>3</sup> құрайды (Есептеудің болжамды сипаты оларды батыру барысында саз қалыңдығының өзгеруін елемеуге мүмкіндік береді, өйткені бұл мән-жайдың есебі шамалардың тәртібін өзгертпейді).

Басқа көрсеткіштер 4 км тереңдіктегі тығыздау үдерісін сипаттайды. 7,5 млн. жылдан аспайтын уақыт аралығында Баку топаралы сазының жалпы кеуектілігі (ОКа орталық бөлігі орташа плиоценінің өнімді қалыңдығының сазды шөгінді моделі) 41-ден 13%-ға дейін азайды. Бұл ретте седиментация бассейніне судың сығылуы және ерте диагенез кезеңінде өтетін минералдар гидратациясының ылғалды қажетсінетін үдерістерінің жауын-шашын есебінен алғашқы 250 м саз балшықты батыру барысында саздың кеуектілігі 41-ден 36,4%-ға (яғни 4,6%-ға), одан әрі 250-4000 м аралықта -23,6%-ға төмендеді.

Егер жоғарғы 250 метрлік қорапшаның шөгіндісі кезеңінде алаптың мұнайысу жылдамдығы 0,054 см/жыл (қазіргі мұнайысу қарқыны), ал көрсетілген жауын-шашынның уақыт аралығы 0,46 млн. жыл болса, онда осы аралықтағы кеуектіктің төмендеу қарқыны жылына 10,0-10-6 %-ды құрайды, ал төменгісі (6,9 млн.жыл кезеңінде орта есеппен) – 3,3-10-6% жылына. Қабылданған есептік жол параметрлеріне сәйкес сығылған сұйықтықтардың көлемін құрайды: жоғарғы аралық үшін (минералдардың гидратациясына кететін шығындарды ескере отырып) – 23,0 млн.м<sup>3</sup>/жылына және төменгі аралық үшін – орта есеппен 9,4 млн.м<sup>3</sup>/жылына (5.3-кестені қараңыз). Есептеулердің нәтижелері қуатты сазды қалыңдықтарды батыру кезінде 4000 м тереңдікке дейінгі аралықта уақыт бірлігінде кеуектік судың ең жоғары қайтарымы 1500 м дейінгі тереңдік диапазонында жүретінін көрсетеді. Одан әрі нығыздау барысында сығылатын сұйықтықтардың көлемі күрт (үш есе дерлік) азаяды, бұл элизия алмасудың тиімділігіне және сұйықтықтардың алап ортасынан оның ернеуіне қарай латеральды көшуіне әсер етеді.

Дарси теңдеуі бойынша есептеулер (бұл тәуелділікті пайдалану мүмкіндігі бұл жағдайда есептік көрсеткіштер іс жүзінде тек қана жоғары жаққа қарай ерекшеленуі мүмкін мән-жаймен негізделеді) саздың орташа өткізгіштігі  $14,6 \cdot 10^{-6}$  Д және сүзудің нақты жылдамдығы  $12,20 \cdot 10^{-4}$  м/жыл болғанда 250 м-ге дейін шому интервалында саздың орташа өткізгіштігі, сүзудің нақты жылдамдығы  $12,20 \cdot 10^{-4}$  м / жыл, ал 250-4000 м интервалында  $0,36 \cdot 10^{-6}$  Д орташа өткізгіштігі және  $0,50 \cdot 10^{-4}$  м/жыл жылдамдығы кезінде жауын-шашын өзінен едәуір көп болар еді. Басқа сурет 4000-12000 м тереңдіктің интервалында орнатылады – мұнда саздың өткізгіштігі  $0,10 \cdot 10^{-6}$  Д, сүзу жылдамдығы  $0,46 \cdot 10^{-6}$  м/жыл және сазды қалыңдықтың батуы 130 млн.жыл, сүзу түсіру мерзімі 43,2 млн.жылды құрайды.

Бұл аймақта АЖКҚ-мен тығыз емес саздың болуын (Дурмишян және Рачинский, 1973 ж.) ұштастыра отырып, қысылатын сулардың осы тереңдіктің диапазонында ағу жылдамдығымен қалай болғанда да есептеуден қарағанда аз жүзеге асырылады деп болжауға мүмкіндік береді. Көрсетілген тереңдіктерде сазды шөгінділерді тығыздау үдерісінде диффузиялық-перделі «сору» (бұдан әрі – қараңыз) артық кеуектік қысымдар мен саздың ылғалға қанығуы механизмі басым екенін назарға ала отырып, мұндай релаксация жылдамдығын  $4,4-4,6 \cdot 10^{-6}$  м / жыл шамаларымен бағалауға болады.

Сингенетикалық АЖКҚ сазды қалыңдықта пайда болуына себепші болатын ішкі су кеңістігіндегі артық көлемдердің мөлшерін сандық бағалауда қызығушылық тудырады. 5.2.2, 5.3-кестеде, жоғарыда айтылғандай, қалыпты гидродинамикалық режим жағдайын бейнелейтін Уэллер тәуелділік сазы тығыздалу сипатының сәйкес келу болжамында ОКа орталық бөлігінің балшық шоғырландыру көрсеткіштерінің есебі келтірілген. Көрсетілген көрсеткіштерді АЖКҚ шарықтау көріністерінің ауданын нақты сипаттайтын фактілермен салыстырудан (Рачинский, 1977 ж., 1982 ж., 1983 ж.), батудың бірінші интервалында АЖКҚ қалыптастыратын бос судың артық көлемі 5,0, екіншісі – 6,5, үшіншісі 17,3 мың км<sup>3</sup> құрайды (шому келесі аралықтарының тиісті көрсеткіштері қаралмады, өйткені сұйықтықтардың кетуі мұнда іс жүзінде аяқталды).

Сығылатын сұйықтықтың латеральдық орын ауыстыру нұсқасына жоғарыда қарастырылған есептік жол параметрлерінің қосымшасы тығыздау барысында бөлінетін сұйықтық көлемімен және оның орталық бөліктен алаптың шетіне жер асты суларының бағытталған тоғының жылдамдығымен қамтамасыз етудің аз ықтималдығын куәландырады. 0.1 м/м тегеуріннің қабылданған (осы нұсқа үшін анық жоғары) градиенттері кезінде элизиялар есептік көлемінің 10 км қашықтыққа көшуі сазды қалыңдықтың шому аралығына байланысты 16; 333; 400 млн.жыл және одан көп, бұл шоғырланатын шөгінділердің жасын көп есе артық талап етер еді. Келтірілгеннен ОКа орталық шомған бөлігінің сығылған жүйенің қоректену аймағы бола алмайтыны айқын, демек оның сыртқы бүйірлік жиектеуі мұнай және газ жинақтау аймақтарындағы көмірсутектердің негізгі жеткізушісі болып табылады.

Енді плиоцен ОКа құм-сазды шөгіндінің даму ареалдарында элизиондық режимді қалыптастыру мүмкіндігін қарастырайық. Параметрлері, есептік сызбасы төмендегідей:

- қиманың қалыңдығы – 2500 м;
- тығыздалған саздың қалыңдығы – 1500 м;
- шөгінділердің таралу аймағы – 90 мың км<sup>2</sup>;
- коллекторларға көмілген су көлемі – 27 мың км<sup>3</sup>;
- жеңілдену (лайлы жанартаулық, көтерілетін термальды көздер, тұзды көлдер, жер асты суларының жер бетіне шығуы, субмаринді түсіру) –  $9,0 \cdot 10^{-3}$  км<sup>3</sup>/жыл.

Жер асты суларын түсіру шамасын бағалау былайша жүргізілді. Алаптың Шығыс бүйірінде орындалған режимдік бақылаулардың деректері бойынша орташа плиоцен шөгінділерінен қазіргі заманғы түсіруі жылына шамамен  $10^{-3}$  км<sup>3</sup>/жыл құрайды, (Колодий, 1969 ж.), алаптың Батыс бүйірі үшін бұл шаманы жылына  $6 \cdot 10^{-3}$  км<sup>3</sup>/жыл тең қабылдады.

Қарапайым есептеу алаптың геологиялық дамуының барлық постмоценттік тарихында (шамамен 13 млн.жыл) түсіру көлемі шамамен 117 мың км<sup>3</sup> құрағанын көрсетеді, бұл коллекторлардағы жер асты сулары қорларынан 4 есе артық. 90 мың км<sup>3</sup> тапшылық, әрине, басқа да қоректену көздері есебінен өтелуі тиіс. Жер асты суларының қорларын жер бетінен инфильтрация есебінен толықтыру мүмкіндігін жоққа шығара отырып, оған өңірдегі көптеген бақылаулар қайшы келеді (Ахундов, Рачинский, 1976 ж.; Рачинский, 1984 ж.), кешендердің ішкі ресурстары есебінен және, атап айтқанда, саз бен коллекторларды тығыздау есебінен седиментогенді су қорларын толықтыру мүмкіндігін қарастырайық (5.3, 5.4-кестелер).

5.3-кестесінің материалдары сипатталған қиманың саздарын шоғырландыру барысында бөлінген су көлемі 54,0 мың км<sup>3</sup>-ден аспайтын мөлшерде құрайтынын белгілейді, бар тапшылықты тек 60%-ға ғана жабады. Осы мерзім ішінде коллекторларды тығыздау үдерісінде қосымша 18,0 мың км<sup>3</sup> су бөлінуі мүмкін (5.4-кесте), бұл түсіруді тағы 20%-ға өтейді.

Осылайша, түсірудің жалпы орнын толтыру тек 80%-ын, 72,5 мың км құрайды. Әрине, қалған 20% – 17,5 мың км<sup>3</sup> инфильтрациялық қоректену болмаған жағдайда, төсеніш кешендердің ресурстары есебінен ғана қамтамасыз етілуі мүмкін. Бұл, өз кезегінде, төселетін миоцен-палеоген мен мезозойдың сазды түзілімдерінің плиоцендік қалыңдығының өте аз өткізгіштігін ескере отырып, аймақта негізінен дизъюнктивтер, лайлы жанартаулардың жарықтары мен эруптивтер жүйесі бойынша жүзеге асырылатын сұйықтықтар тік формацияаралық ағындарының кең дамуын болжайды (Рачинский, 1982 ж.; Рачинский, 1984 ж.; Рачинский, 1989 ж.).

Алаптың орталық бөлігіне қатысты фронтальды орналасқан (Рачинский, 1977 ж.; Рачинский, 1982 ж.; Рачинский, 1989 ж.; Рачинский, 1989 ж.) Карадаг, Зыря, Оңтүстік, Песчаный а., Бахар, Огурчинск, Батыс Эрдеклин және тағы да басқа орташа плиоценнің құрылымдық ұстағыштары шегінде ғана аномальды қойнауқаттық қысымның бекітілуімен және олардың бірқатар объектілерінің заңсыздықтарымен расталатын ОКа аймағында су алмасу элизиялық табиғатының терістеуі орындалған баланстық бағалардың салдары болып табылады.

Келтірілген деректер, осылайша, ОКа-ның алиталық су қысымды кешені АЖКҚ-мен балшық жасалған орталық шомған бөлігінің қазіргі заманғы гидравликалық ажыратуымен күрделі салынған гидродинамикалық резервуар болып табылады, құм-сазды кезектестіру қалыптасқан шеткі бүйірлік учаскелерден және көбінесе төсемді стратиграфиялық аралықтармен тік сұйықтық динамикалық байланыстан, коллекторларда эпигенетикалық АЖКҚ-ның жергілікті көтерілуінің пайда болуына себепші болатын сұйық жоғары қысымды агенттердің қимасына инъекция есебінен деп есептеуге мүмкіндік береді.

Есептеулердің ұқсас нәтижелері мен тиісті геологиялық тергеулерді қарастырылған позициялардан талданған басқа да өңірлер (Индоло-Кубан, (55, 56-кестені қараңыз), Терск-Каспий, Галф-Кост және т.б.) сипатталады. Олардың әрқайсысында сығылатын сұйықтықтардың барынша қарқынды шығыны ОКа-дағы сияқты 1500 м тереңдікте, жоғары емес температураларда және гидродинамикалық жүйе (кешен) қалыптасуының ең ерте сатысында оның электролиздік жолмен жұмыс істеуінің іс жүзіндегі мүмкіндігіне дейін (мұнай-газ түзушілік қатынаста) орын алады. Одан әрі шоғырландыру үдерісінде сығылған сұйықтықтардың көлемі мен жылдамдығы соншалықты елеусіз болады, бұл ортаның гидравликалық қарсылықтарын еңсеруге, ұзақ уақыт бойы алаптардың ең шомған аймақтарынан олардың бүйірлік жиектеріне қарай бағытта жер асты суларының латеральдық тоғын ұстап тұруға мүмкіндік бермейді. Көрсетілген барлық аудандарға қатысты баяндалғаннан басқа саздың өте аз өткізгіштігінің салдарынан тығыздалатын сазды қалыңдықтардан су беру олардың «жұмыста» өтетін аралықтармен түйіскен аймақтан ғана жүзеге асырылуы мүмкін екенін ескеру қажет. Осылайша, саздың барлық көлемі емес, оның жеткілікті шектеулі бөлігі ғана қатысады.

Сонымен қатар Кубиктың зерттеулеріне сәйкес, «тығыздалмаған» саздардың коллекторлармен жанасуында кремнезем, кальцит, сульфаттар және т.б. қайталама кристалдану үшін қолайлы жағдайлар жасалады, бұл олардың өткізгіштігінің күрт төмендеуін анықтайды. Әрине, мұндай жағдайда кеуек сұйықтықтарының саз қабаттарынан өткізгіш түзілімдерге фильтрациялық эмиграциясы ұқсатылады, бұл оларға судың кейінгі бүйірлік көшуін күрт шектейді.

Мұндай тұжырымның дұрыстығы Блох пен Бондаренконың зерттеулерінде расталды, олар саз жүйелеріндегі кеуек сулардың ерекше жоғары ерігіш қабілетімен көрінетін аномальды қасиеттерге ие екендігін анықтады. Атап айтқанда, судың құрамындағы кремний ерігіштігімен тұнбадан асып түседі, бұл кеуек кеңістігін цементтейді (Спитцин және басқалар, 1972 ж.).



Жоғарыда қарастырылған барлық факторлар саздан элизия мөлшері уақыт бірлігінде есептелгеннен айтарлықтай төмен екенін көрсетеді.

Кеуекқима пен өткізгіштік, сондай-ақ балшық үшін өтімділігі пен тереңдік арасындағы өзара байланысты Мухин (1965 ж.) және Негли (1979 ж.), (3 және 4-суреттер) келтірді. 500 м төмен тереңдікте өте төмен өткізгіштігі бар (0,01 милидардар аз Дарси) (Добрынин мен Серебряков, 1978 ж.; Линецкий, 1974 ж.).

Мұндай қорытындының заңдылығы Педералес (Венесуэла) алаңында Ориноко өз. дельтасының жас сазды жауын-шашын шоғырландыру үдерістерін зерттеген және судың тығыздалатын саздан ағып кетуінің қиындығы салдарынан 30-40 м тереңдікте гидростатикалық қысымнан 15-20%-ға асатын аномальды қысымдар қалыптасатынын анықтаған Кидуэл, Хант зерттеулерінде объективті растауды табады (Рачинский, Дурмишян, 1982 ж.; Рачинский, Керимов, 1989 ж.; Улитин, 1955 ж.). Осыған ұқсас құбылыстар гидротехникалық құрылыс тәжірибесінде де жақсы белгілі әрі егжей-тегжейлі сипатталған.

500 м тереңдіктен төмен сұйықтықтың саздан ағуы аз қарқынды болады. Бұл әлдеқайда көп уақыт алады және бақылау тетіктері әр түрлі әрі диффузия, капилляр, перде және осмос (Рачинский, 1983 ж.) қамтиды. Батурин (1954 ж.) седиментогендік сулар саздан 400 м тереңдікке дейін сығылады, ал Ломтадзе (1954 ж.) және Страхов (1962 ж.) бұл аралықты 400-800 м дейін шектейді (сондай-ақ Риеке және Чилингариан, 1974 ж.).

Екінші жағынан, су алмасу үшін қажетті су көлемін қалыптастыруды қамтамасыз етуге қабілетті дегидратация үдерістері (Чилингариан, 2002 ж.) монтмориллонит 120°C геотемпературалар диапазонында болады (Карцев және Вагин, 1973 ж.; Колодий, 1985 ж.; Хитарлар, Пугин, 1966 ж.; Перри және Хауэр, 1972 ж.; Пауэрс, 1976 ж.; Чилингарян және т.б., 2002 ж.), мысалы, ОКа 7-9 км тереңдікте.

Екі жағдайды есепке алу жиынтығында 0,6-8 км интервалында гидродинамикалық жүйелердің элизия моделі бойынша жұмыс істеуі үшін су көлемінің сазды қалыңдығымен генерациялау мүмкіндігі екіталай.

#### *Қорытындылар:*

Жүргізілген зерттеу барысында логарифмдік немесе экспоненциалды заңдар бойынша емес, секіру тәрізді сынықты белгілеумен сызықтық функциялар бойынша (-500)-(-800) м белгілер диапазонындағы «саздың кеуектілігі-тереңдігі» тәуелділігінің заңды жуықталуы ұсынылады (жергілікті геологиялық жағдайдың ерекшелігіне байланысты). Кеуекқиманың аса күрт төмендеуін сипаттайтын осы деңгейге дейінгі тереңдіктің интервалындағы корреляция учаскесі сүзгіш түсірудің басым аймағына жауап береді; төменгі, 1000 м жоғары тереңдіктегі кеуектіктің азаю қарқынының едәуір төмендеуін бейнелейтін диффузиялық, перделі, капиллярлы, осмостық ағу үдерістерінің басымдығын көрсетеді.

Жоғарыда айтылғандардың негізінде қуатты су асты сазды қабаттың геологиялық тарихында келесі гидродинамикалық кезеңдерді бөліп көрсету керек:

1. сүзгілік шоғырлану шамамен 500-800 м дейін тереңдік диапазонында;
2. диффузиялық перделі тығыздағыштар – 800 м және одан көп;
3. катагенетикалық дегидратацияның ыдырауы – 120°C жоғары геотермальдық аймақта.

Табиғи жағдайда соңғы екі үдеріс бір-біріне сәйкес келуі мүмкін.

Жоғарыда айтылғандарға байланысты гидрогеологиялық есептеулерде Дарси моделін тек жоғарғы сүзу аймағында қолдануға болатындығы анық.

Тығыз, терең, көмірсутекті саз тізбектеріндегі сығылған сұйықтықтарды (қатты энергияның үлкен қоры бар АЖҚК) бөлу аймақтық мұнай-газ құбылыстары үшін жағдай жасай отырып, едәуір алаңда мүмкін болуы мүмкін. Мұндай сұйықтықтың ағып кету деңгейі салыстырмалы

түрде аз болуы мүмкін және ұзақ уақыт аралығында (жүздеген миллион жылдар) ғана айтарлықтай нәтиже бере алады.

### **5.3.2. Аномальды жоғары кеуектік және қыртыстық қысымдар табиғи сұйықтықтар көшуінің көрсеткіштері ретінде**

Геосұйықтық динамикалық жүйелердің қазіргі заманғы табиғи жай-күйінің және оларда қабат энергиясының түрлі деңгейлері әрі гидравликалық әлеуеттердің мәндерімен сипатталатын өріс учаскелерінің кеңістікте орналасуының себеп-салдарлық ұштасуы, табиғи резервуарлардың энергетикалық ресурстарының индикаторлары ретінде кеуектік және қойнауқаттық қысымдар мен олардың градиенттерінің алаңдық және тігінен таралу заңдылықтарын, аймақтардың геологиялық тарихының қазіргі кезеңінде іске асырылу бағыттары мен дәрежесін пайдалануға мүмкіндік береді. Гидростатикалық сәйкес келетін немесе жақын кеуектік және қабаттық қысымдар мен олардың градиенттері жалпы жағдайда сұйықтықтардың салыстырмалы қозғалғыштығы әрі олардың жүзеге асырылған (немесе жүзеге асырылатын) көшу жағдайын сипаттайды; геосұйықтық динамикада<sup>19</sup>, жүйелердегі және резервуардағы қысымның өте жоғары қысымы гидравликалық өрістің беріктігін, жүйеде қиындықты (шектеуді) немесе түсірудің болмауын көрсетеді.

Сонымен қатар аумақтардың белгілі бір учаскелерінде және қима аралықтарында АЖҚК пен АЖҚК-ның дамуы мен осы қорытындының нәтижесінде келтірілген қысымның градиенттері жүйелерінде болуы тек қажетті болып табылатынын, бірақ барлық жағдайларда жер асты суларының және оларға ілеспе көмірсутектердің өңірлік немесе формааралық қозғалысын қамтамасыз ету үшін жеткілікті фактор емес, олардың болуы ең бастысы жүйенің әлеуетті мүмкіндіктерін сипаттайтынын әрі су ортасының міндетті мобильділігінің көрсеткіші ретінде түсіндірілуге тиіс еместігін ескеру қажет. Соңғысы күрделі және жеткілікті факторлар болған кезде ғана мүмкін болады, олардың ішінде ең маңыздылары:

- көшу мүмкіндігін қамтамасыз ететін литошөгінділік және коллекторлық қолайлы жағдайлар;
- жер асты суларының тектоникалық, литологиялық және гидродинамикалық скринингінің болмауы;
- тік байланыс каналдарының болуы және өткізгіштігі (кеуектілігі) (дезунтативтер, гидрогеологиялық «терезелер», ұлғайған сыну аймақтары, лайлы жанартаулардың атқылау құрылғылары, экзо- және криптодиапирлық өзектердің қоршаған жыныстармен жанасу аймақтары).

Баяндалғанды ескере отырып, сұйықтықтардың басым қоныс аудару түрін, қалыптастыру, орналастыру шарттарын және, тиісінше, аномальды жоғары қабаттық қысым негізінде мұнай-газдылығының болжамын анықтау жер асты сулары мен көмірсутектерінің орнын ауыстыруды, шоғырлардың және сақталған шоғырлардың пайда болуын негіздейтін әрі реттейтін қазіргі келтірілген АЖҚК градиенттерінің бағыты мен іске асыру шараларын белгілеуге негізделгені анық.

<sup>19</sup> Мұнай, газ және су көлемдерінің айырмашылығына байланысты АЖҚК гидродинамикалық жүйеде (шөгінділердің сұлбаларынан тыс – қабаттардың сулы аймақтарында) және кен орындарындағы артық қысымдарды ажырату қажет. Егер басқаша көрсетілмесе, мұнда және бұдан әрі АЖҚК өнімді горизонттардың және сулы қабаттың шекаралас аудандарындағы ауытқуының жоғары иілімді қысымын білдіреді.

Аталған мәселелерді шешу үшін қажетті алғышарттар геологиялық орта жай-күйінің функциясы ретінде қабаттық қысымдардың градиенттерін кеңістікте бөлудің теориялық ықтимал үлгілерін және тұтастай алғанда су қысымды кешендердің қазіргі геобарлық режимі

менкөшу үдерістерінің жүзеге асырылған (жүзеге асырылатын) жекелеген жергілікті құрылымдарын әрі олармен байланысты қысымдарды қайта бөлуді қарастыру болып табылады. Өңірлер бойынша белгілі бір ықтимал схемаға тәуелділіктің нақты сәйкестігі белгілі бір көшу тетігінің объективті көрінісі ретінде түсіндірілуге жатады. Сұйықтықтардың көлденең және тік жылжуы болмаған (елеулі шектелген) кезде, негізінен осы сияқты геологиялық жағдайда, көбіне табиғи резервуар тығыз сығылуы есебінен, табиғи емес күйзелістерде және өңірлердің батуы барысында сұйықтықтар мен жыныстардың жылу кеңеюінің айырмашылықтарына әрі минералогиялық жаңа түзілу үдерістерінде коллекторлардың порттық кеңістігін екінші рет цементтеуге байланысты бароэсерлердің релаксация шарттарымен анықталады. Бұл модельдің диагностикалық белгісі құрылымдық-тектоникалық және фашиалды-литологиялық жағдайлармен байланыссыз коллекторларда градиентті АЖҚК-ке тең барлық жерде даму мен жергілікті қарама-қарсы айқындалған гидродинамикалық (пъезометриялық) ауытқулардың болмауы болып табылады. АЖҚК туындататын факторлардың болмауы жағдайында су тұтқыш кешендердің бүкіл таралу аумағы бойынша қабаттық қысым гидростатикалық болып табылады.

Сұйықтықтардың элизия алмасу моделі бойынша латеральды ауысуының басымдылығы кезінде олардың қозғалысы едәуір алаңдағы қабаттардың өңірлік көтерілімі бағытында және пьезоөткізгіштігімен сипатталатын қоршаған геологиялық ортаның сұйықтықтары бар мигранттардың бар алмасуы салыстырмалы ұзақ уақыт бойы әрі көшудің бүкіл жол бойы жүргізіледі. Реагент массаларының көлемдік және сандық сәйкессіздігі мен олардың өзара байланысының ұзақтығы нақты геологиялық жағдайларда осы схеманың көрінуін коллекторлардағы қысымдар мен олардың градиенттерін осы аудан үшін қалыпты деңгейге дейін теңестіруді қамтамасыз етеді. Басқаша айтқанда, ығыстырғыш ортамен ауысатын сұйықтықтарды сүзудің латеральді моделі кезінде елеулі пьезоаномалияларды қалыптастыра және уақыт өте келе сақтай алмайды. Бұл модельдің диагностикалық белгілері:

- аймақтардың ауданы бойынша тізбекті ойпаттардың ең шомған орталық бөліктерінен және олардың бүйірлік жиектемелеріне қарай бағытта келтірілген қойнауқаттық қысымдар градиенттерінің мәндерін азайту, қоректендіру аймақтарынан гидродинамикалық жүк түсіру аумағына дейін;
- жергілікті көтерілім шегінде қатпарлардың су астындағы аймақтарында градиенттердің ең аз мәндерін бекіту және олардың аумақтың депрессиялық учаскелеріне қараған құрылымдардың қанаттық немесе периклиналдық тұйықталуына бағытталған өсуі.

Тік сұйықтық массасын тасымалдау басым болуы кезінде көшудің сыйысатын геологиялық ортамен байланыс алаңы өткізуші дизъюнктивтердің, жарықшақтығы жоғары аймақтардың, лайлы жанартаулар эруптивтерінің, гидрогеологиялық «терезелердің», және т.б. қимасымен шектелген әрі олардың арасындағы бароалмасу көлемі мен ауданы бойынша едәуір аз аймақта жүргізіледі. Генерация аралықтарынан шоғырлану учаскелеріне дейінгі жоғары қысым АЖҚК-ны сұйықтықтардың қозғалысы мұнда едәуір жоғары жылдамдықпен әрі неғұрлым қысқа (жалпы жағдайда) жол бойынша жүреді. Осы сәттердің үйлесуі сайып келгенде төмен қысымдар аймағына (кесудің осы диапазоны үшін қалыпты), өте арынды сұйықтықтардың инъекциясына және оң гидродинамикалық ауытқулардың пайда болуына әкеледі. Осы модель шеңберінде аймақтардың ауданы бойынша келтірілген қойнауқаттық қысымдардың градиенттерін бөлу олардың жекелеген аудандары мен учаскелерінің тектоникалық бұзылу дәрежесіне бағынатын мозаикалық сипатта болуы тиіс, гидродинамикалық ашық (үстіңгі бетіне дейін) жүйелер – резервуарларда келтірілген қысымның градиенттерін бөлу олардың жергілікті көтерілу қималары бойынша төменнен жоғары төмендеуімен және су астындағы, дизъюнктивтермен неғұрлым күрделі учаскелер бағытында, қыртыстардың шеткері ұшына қарай төмендеуімен

сипатталуы тиіс; гидродинамикалық жабық жүйелерде (қабат – резервуар экранмен жабылады) келтірілген қысымның градиенттері АЖҚК «қамтылған» аралықтың төбесінде барынша жоғары болуы тиіс, ал төменге жоғары қысымды сұйықтықтармен қоректену көзіне бағыт бойынша олар кемуі тиіс.

Сипатталған теориялық үлгілерге ұқсастық тұрғысынан табиғи сұйықтықтардың белсенді қазіргі заманғы көшуімен сипатталатын альпілік аймақтардың негізгі сулы кешендеріндегі қабаттық қысымдардың кеңістіктік таралуының және олардың градиенттерінің нақты заңдылықтарын қарастырайық (5.7-кестені қараңыз, 31-37, 3.9-3.12 суреттер).

**5.7-кесте.** Альпілік тауаралық ойпаттар мен тау алды иілімдерінің сұлбадан тыс шоғырлары мен су тегеурінді кешендерідегі қыртыстық қысымның гидростатикалықтан және қыртыстық қысым аномальдық коэффициенті артуының өзгерісі

Өңір	Су тегеурінді кешендер									Орташа мәндері	Шөгінділік тыстың орташа қалыңдығы, км	
	Триас	Юра	Төменгі бор	Жоғарғы бор	Палеоцен	Эоцен	Олигоцен	Миоцен	Плиоцен			
Тауаралық депрессиялар	Оңтүстік Каспий	–	14.1–72.0 1.75 –2.24		3.0–25.3 1.30–1.59	–	–	No data1.90 – 2.40		0 – 40.0 1.00–2.30	26.9 1.745	16
	Вена	8.5–36.0 1.21–1.60	5.4 –27.6 1.18–1.57	12.7 1.30	3.3–10.9 1.15–1.40	1.2 – 7.0 1.06 –1.35		–	0.8–8.0 1.04 –1.36	0.3 –1.5 1.05 –1.21	9.5 1.27	9.5
	Падан	47.0 1.77	–	–	32.0 1.60	–	–	8.9–23.7 1.20–1.50		2.9 –27.0 1.14–1.97	23.6 1.53	13.5
	Иравади-Андаман	–	–	–	–	–	–	6.7–15.0 1.45 –2.30	2.6–8.0 1.33 –1.60	2.1–2.6 1.25 –1.47	6.2 1.57	9.0
	Лос-Анджелес	–	–	–	2.7 – 8.0 1.02 –1.35	–	–	–	2.5–6.0 1.03 –1.40	0 –1.0 1.00 –1.12	3.4 1.15	6.0
	Маракаиб	–	–	41.0 –55.0 1.93 –2.10	1.4 – 7.4 1.05 –1.23	1.1 – 5.9 1.12 –1.22	0 – 8.8 1.00 –1.25	0.8 – 5.3 1/04–1.22	0.7 –1.5 1.07 –1.08	–	10.7 1.27	10.5

## 5.7-кестенің жалғасы

Тау алды иілімдер	Карпат алды	–	–	–	4.1–21.0 1.12–1.81	11.0 –20.0 1.29–1.69	5.0 –37.7 1.18–1.93	0.2–25.3 0.1–2.09		–	11.4 1.46	12.0
	Индо-Кубан	–	14.0–39.6 1.31–1.78	19.0–37.4 1.70–1.82	9.7–35.1 1.57 –2.19	0.5–25.6 1.00–1.87	7.7–33.6 1.17–1.96	0.3–44.2 1.01–1.90		–	19.0 1.60	11.0
	Терск-Каспий	15.0 1.20	11.1–64.2 1.14 –2.20	4.4 –25.7 1.09–1.60	2.9 –52.8 1.08 –2.19	–	10.5–27.6 1.33–1.81	7.5 –52.8 1.34 –2.43		–	22.8 1.57	12.0
	Загрос алды	–	6.2 1.45	12.9 1.43	1.8 –13.9 1.08 –13.7	–	–	0 –10.8 1.00 –1.42		–	9.3 1.29	11.0
<i>Ескерту.</i> Алымда – қыртыстық қысымдардың гидростатикалықтан басым болу диапазоны, МПа; бөлімде – қыртыстық қысымдар аномальдығы коэффициенттері мәндерінің түрленуі.												

Литошөгінділік, тектоникалық және гидродинамикалық факторлардың алдыңғы бөлімдеріндегі талдаумен үйлескен кестелік деректермен альпілік геосинклиналдық аймақтардың шөгінді қималарында жер асты суларының латеральды орын ауыстыруының шектеулілігі негізделеді және олардың тік ішкі әрі форматаралық ағындардың су алмасуында жыныстардың жаппай бұзылулары бойынша басым рөл белгіленеді.

Үшінші теориялық модель талаптарына сай келетін жоғарғы қабаттардың гидравликалық байланысы бөлімнің объективті көрінісін табады:

- АЖКҚ-ның орналасқан құрылымдық ұстағыштарға және әлсіз бұзылған құрылымаралық аймақтар бағытында қарқындылығының күрт азаюына жоғарыда атап көрсетілген;
- көмірсутектер жинақталуының нақты биіктігіне байланысты кен орындарының қоймаларындағы резервуар қысымының шамадан асып кетуі – мұнайдың, газдың және газдың көлемдік салмағындағы айырмашылық және сулар (Оңтүстік Каспий ойпатының кен орындары – Төменгі Курин және Джейранкечмес депрессиясы, Загрос алды иілімі (Рачинский, 1989 ж.). ;
- жанартаулық қызметтің белсенді қазан аудандарына АЖКҚ көріну аймақтарының кеңістіктік сәйкестігі (Индо-Кубан иілімі – Керчен-Таман аймағы, Оңтүстік Каспий және Иравади-Андаман ойпаттары);
- альпілік аймақтарда температуралық, гидрохимиялық, пьезометриялық, изотоптық, палинологиялық және басқа да аномалиялардың кең таралуы.

Альпілік геосинклиналдық аймақтардың терең жер қойнауының сұйықтық динамикалық режимін қалыптастырудағы тік түсірудің маңызды мәні жекелеген аудандардың материалдарында, олардың ауданы бойынша бірқатар зерттеушілердің ұсынысы бойынша элизия сұйықтық динамикалық жүйелердің жұмыс істеуінің энергетикалық көзі (қоректену саласы) болып табылатын тауаралық ойпаттар мен тау бөктеріндегі мұнайысқан аймақтарға жақын және жергілікті көтерілімдер функциясы ретінде қабаттық қысымдардың ауытқушылығы коэффициенттерінің таралуына талдау жасай отырып қадағаланады. Әрине, аймақтық көтерілу бағыты бойынша коэффициенттердің біртіндеп төмендеуі сығылған судың латеральдық алмасуының міндетті түрде жүзеге асырылуының дәлелі ретінде түсіндірілуі керек, кері үлгі оның болмауын сипаттайды және сәйкесінше альтернативті – негізінен жаппай берудің вертикальды моделін қолдану ықтималдығын сипаттайды.

Оңтүстік Каспий ойпаты бойынша нақты деректер тегеурін градиенттерін оның жекелеген аудандарының ауданы бойынша бөлу элизияға үлгіге сай келмейді. Мұндай көрініс, мысалы, Апшерон топаралында байқалады, онда 4200 м тереңдікте Калинин қабатындағы (Кас) Оңтүстік кен орнында қабат қысымы гидростатикалық қысымға сәйкес келеді, ал Тұрғын а. кен орнында сол антиклинальды аймақ шегінде қаттардың өңірлік көтерілімі бағытында 5 км қашықтықта орналасқан, 1600 м тереңдікте гидростатикалық объектіде қойнауқаттық қысымның артуы 1,31 ауытқушылық коэффициенті кезінде 5 МПа құрайды.

Бұл ойпаттың Шығыс бүйірінде да байқалады, онда шомған акваториальды аймақта орналасқан Оурчинская және Батыс Эрдеклин пл. жоғарғы қызыл түсті шөгінділерінде иілімді қысым гидростатикалыққа сәйкес келеді, ал Балқан маңы және Гограньдаг-Чижишляр көтерілім аймақтардың метожүзінділерінің жалпы көтерілімі бойынша көршілес гораньдаг, Чижишляр әрі Челекен, Барсагельмес, Гораньдаг, Чижишлярда және басқа да ауытқушылық коэффициенттері 1,46-ға жетеді. (3.1.суретті қараңыз.). Қызылқұм иілімінде Узун-Аде ауданында 3750 м тереңдікте аномалдылық коэффициенті 1,17, ал Котур-тепе кен орнында, оның бүйірінде орналасқан, 2500 және 1500 м тереңдіктегі қызыл түсті қалыңдықтағы тиісті көкжикектер оның 1,22-1,33 (Шувалов, 1977 ж.) мәндерімен сипатталады. Сипатталған бөлу неғұрлым шомған

Орталық Каспий бөлігінен ойпаттың бүйір жиегіне жер асты суларының латеральды токтарының мүмкін еместігін куәландырады.

АЖКҚ Лос-Анджелес депрессиясының аумағында кең таралған, мұнда неоген кешенінде аймақтық көтерілімдер орнында орналасқан Торранс-Вилмингтон аймағының өрістерінде территориялық аномалия коэффициентіндегі (1.26) АЖКҚ -ның ең жоғары мәні, ал ең төмен Инглвуд-Ньюпорттың антиклинальды белдеуінде және Санта-Фе-Спрингс, Боудини, Батыс Койоттың өрістерінде – олар алаптың орталық су асты бөлігіне жақын орналасқан (3.6-суретті қараңыз). Мұндай бөлу элементтері Харьяңға кен орнындағы аномалия коэффициенттері 1,8-2,1 болатын Падан депрессиясының неогенінде де байқалады, ал қатпарлықтың аймақтық құлдырауы бойынша 1000 м төмен орналасқан Кортемаджор кен орнының сол интервалында олар өздерінің ең жоғары мәндерінде 1.43-тен аспайды (3.3-суретті қараңыз). Марокко ойпатында олигоцен-плиоцен шөгінділері Батыс бүйірінің көтеріңкі құрылымдарына қатысты Ла-Консепсьен, Мара, Ла-Пас 1,22 коэффициентімен сипатталады, ал алаптың батқан осьтік бөлігінің көтерілуі – Боливар, Мене-Гранде аймағы және басқалар  $K_{ан} -1,10$ -нан артық емес мәндерімен сипатталады (3.7-суретті қараңыз).

Одан да қарама-қайшы жағдай альпілік тау бөктеріндегі бор-олигоценды флиш бойынша деректерді талдау кезінде суреттеледі, онда Карпат алды иілімі ішкі аймағының жоғарғы бор-олигоценды флишінде ауытқушылықтың ең жоғары мәні гипсометриялық жоғарылаған Борислав-Покутский антиклинорий қатпарларын сипаттайды. Эоцен-миоценде Индоло-Кубан коэффициенттерінің ең жоғары мәндері оның оңтүстік бүйіріне (Зыбза-Глубокий Яр, Абино-украин, Ахтыр-Бөгендір, Күршім, Батыс Анастасиевское және т.б.) жанасатын кен орындарында белгіленеді, ал осьтік аймақты қоса алғанда барлық қалған аумақ гидростатикалық қысымның қабаттық қысымдарымен (Славян, Абхаз, Краснодар алаңы және т.б.) сипатталады (3.9, 3.10-сур. қараңыз), (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1976 ж.; Киссин, 1964 ж.). Терск-Каспий миоцендік шөгінділеріндегі жоғарғы борлы шөгінділерде, онда ауытқушылығы жоғары көтерілген платформалы беткейіне қарай иілу ортиклиналынан едәуір ұлғаяды, коэффициенттің ең үлкен мәні Терск күрделі дөнестерінің «ілеспе қатпарлылық аймағы» деп аталатын кен орындарын және Каспий маңындағы антиклинальды белдеуді сипаттайды (3.11-сурет); Бангистан-Асмария (жоғарғы бор-төменгі миоцен) су қоймасында, оның орталық аймағына жақын орналасқан, Науруз, Бахрегансар, Хенджан кен орындарында орналасқан Загрос алды су қоймасында, төмендетілген қысымның мәні геосинклинальды жолақты өрістерге қарағанда төмен – Лали, Карандж, Марун, Ахвас, Биби-Хакиме (3.12-суретті қараңыз).

Келтірілген деректерді талдау әдеттегі элизия сызбасы тұрғысынан парадоксальды суретті анықтайды – альпілік геосинклиналь аймақтарының көпшілігінде келтірілген тегеуріннің көлденең градиенттері тау бөктеріндегі иістер мен тауаралық ойпаттар орталықтарынан олардың перифериясына жер асты суларының міндетті латеральды тоғы ретінде авторлардың қатарына қарама-қарсы жаққа бағытталған.

Баяндалғанмен төмендегілер негізделген:

- осы аймақтардың горизонттары үшін элизион режиміне тән еместігі;
- дамуы жалпы ережеге қарағанда ерекшелік болып табылады және шөгінді қалыңдықтардағы жер асты суларының қозғалуының негізгі механизмі жыныстардың жаппай бұзылуы мен жоғары жарықшақтылық аймақтары бойынша тік көшуі болып табылады.

Дизъюнктивтер жүйесі бойынша құрылымдық тұтқыштарға жер асты сулары қозғалысының анықтаушы тетігі ретінде форматаралық ірі масштабты түсірудің мәні анық көрінеді:



- Оңтүстік Каспий ойпаты бойынша орындалған нақты кен орнының барлық объектілері бойынша орташа геобарлық алаңның (су алмасу еркіндігі) кернеулік дәрежесі параметрінің корреляциясы) тұтқырлардың меншікті бөліну коэффициенті бар ( $K_{ан}$ )<sup>20</sup> ( $d_i$ , км<sup>2</sup>/км<sup>2</sup>) – қойнауқаттық қысымның ауытқушылығы коэффициентінің мәні-қатпарлау ауданына жатқызылған олардың амплитудасына тектоникалық бұзылулардың жиынтық ұзақтығының туындысы;

- $K_{ин}$  қатпарлылық қарқындылық коэффициенті, м/км<sup>2</sup> құрылым биіктігінің оның ауданына қатынасы; валанжин-орташа юралық генерация төменгі сілтілі суларының қимасына енгізу шараларының көрсеткіштері:  $hd$  (%) – инъекцияланған сулармен айналысатын аралық қуатының орташа плиоцен-жергілікті көтеру шегінде антропогендік қиманың жалпы қуатына қатынасы және  $H_{зп}$  – сілтілі суларға кермек сулар өтуінің жоғарғы шекарасының гипсометриялық тереңдігі.

6.10-суретте көрсетілгендей, аймақтың барлық мұнай-газ аудандарында, төменгі сулардың қимасына ең жоғары меншікті бөліністігімен, қарқындылығы мен енгізу шарасымен сипатталатын қоймаларда, аномалдылық коэффициенттері ең аз, яғни құрылымдардың едәуір орналасуы жағдайында геосұйықтық динамикалық жүйені түсіру салыстырмалы түрде еркін жүзеге асырылады және тектоникалық бұзылулар дәрежесін азайтуға параллель түрде шектеледі. Бірінші жағдай гидравликалық ашық тұтқыштарға сәйкес келеді, екіншісі жабық.

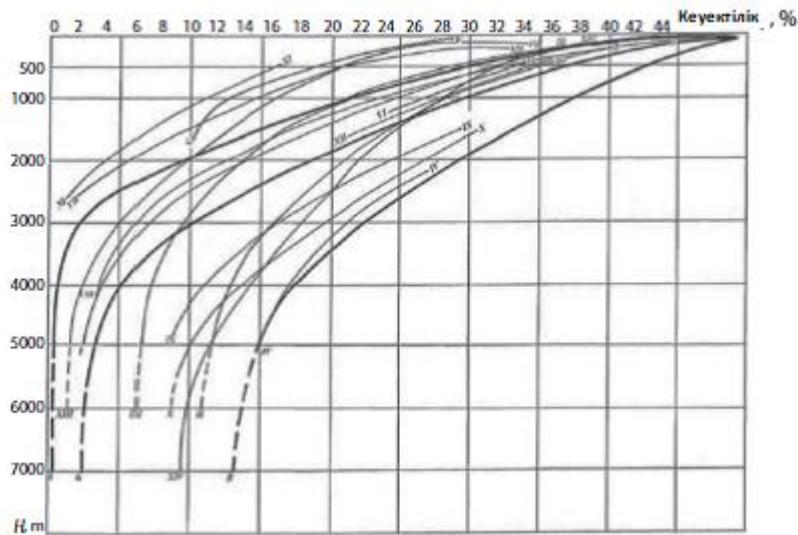
Сипатталған корреляцияларда Апшерон түбегінің кен орындарында 1,00 -1,10  $K_{ан}$  өте төмен мәндеріне назар аударады. Аталған аудан аймақтағы көмірсутегі қорын шоғырландырудың негізгі торабы және жер асты суларының қуатты төгіндісі болып табылады:

- терең қоректенудің тұзды көлдерінің, көтерілетін көздердің, гидротермальды минералдар ағыстарының, лайлы жанартаулардың кең таралуына;
- кен орындарының (Ахундов, Мехтиев, Рачинский, 1976 ж.; Рачинский, Рачинский, 1989 (а) ж., 1989 (б) ж.) және т.б. тіліктеріндегі сілтілі сулардың еркін ығыстырғыш шөгінділері тұруының барынша жоғары деңгейі бойынша.

Осы ауданда қойнауқаттық қысымдар ауытқушылығының іс жүзінде болмауы, бір жағынан, шоғырдың қалыптасуында геосұйықтық динамикалық жүйенің разрядтау рөлінің басым екенін (7-тарауды қараңыз), екінші жағынан, бірқатар басқа геологиялық факторлар мен механизмдердің осы үдеріске айтарлықтай әсер етуі туралы куәландырады.

Осыған ұқсас тәуелділік барлық басқа альпілік геосинклиналды аймақтар бойынша да белгіленеді (7.11-сурет), бұл негізінен тік бағытта жер асты суларының қозғалысы туралы жалпы қорытындының заңдылығы мен негізінен тектоникалық бұзылыстар, гидрогеологиялық «терезелер», аймақтары жоғары жарықшақтылық және т.б. жай-күйін бақылауды анықтайды

<sup>20</sup> Шектелмеген разрядпен ауытқу коэффициенті 1-ге жақын; су алмасудың шектеулері коэффициент мәндері 1-ден жоғары АЖҚҚ құрайды.



5.8-сурет. «Сазды тастың өткізгіштігі-тереңдігі» тәуелділігі (Мухин бойынша).

## 5.4. Табиғи сұйықтықтар көшуінің геотемпературалық көрсеткіштері

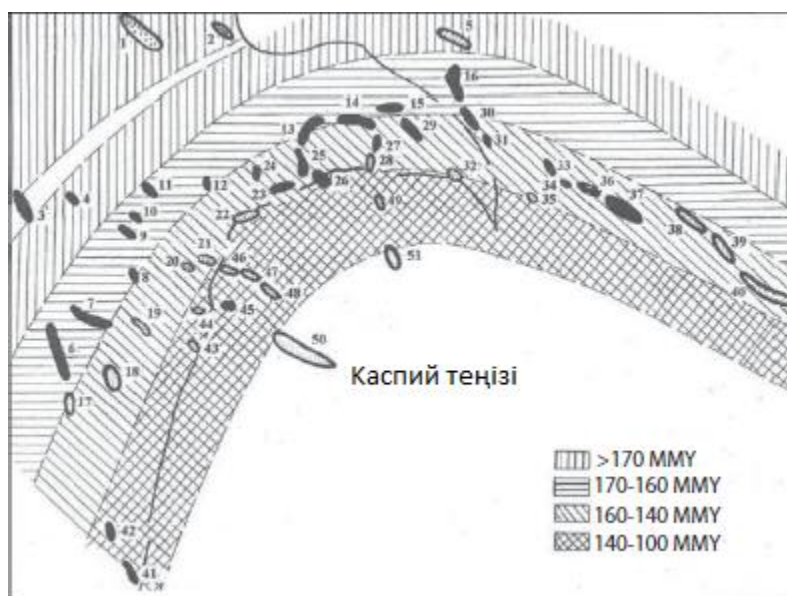
Геотемпературалар мен олардың градиенттерінің жекелеген қатпарлардың тектоникалық жағдайларын сипаттайтын көрсеткіштер кешенінен тәуелділігі, су алмасуды лимиттеу шарасы (табиғи сұйықтықтардың қозғалысы мен түсірілу жағдайы) мұнай мен газдың және жер асты суларының қоныс аудару нысанын, түрі мен бағытын анықтау үшін геотермиялық деректерді пайдалануға мүмкіндік береді.

Аталған мәселелерді талқылауға қажетті алғышарттар температуралар мен олардың градиенттерін бөлудің теориялық ықтимал модельдерін жылу алмасумен бірге жүретін геологиялық ортаның жай-күйі мен сұйықтық алмасудың іске асырылған үдерістерінің функциялары ретінде қарау болып табылады. Өңірлер бойынша нақты мүмкін болатын схемаға тәуелділіктің сәйкестігі белгілі бір көшу тетігінің объективті көрінісі ретінде түсіндірілуге жатады.

Сұйықтықтардың орын ауыстыруы болмаған (елеулі шектелген) кезде жергілікті құрылымдық нысандардың геотемпературалық режимі негізінен кондуктивтік жылу бергішпен, жылу өткізгіш және оқшаулағыш аралықтар бөлінісінде реттелетін арақатынаспен анықталады. Осы жағдайларда байқалатын оң температуралық ауытқулар пайда бола алмайды және қабаттық температуралар шамамен фондық деңгейде болуы тиіс. Сұйықтықтардың латеральдық қозғалғыштығы басым болған кезде олардың қозғалысы қабаттардың көтерілімі бағытында және көшіп-қонушылардың сыйымды жыныстары бар жылу алмасуы ұзақ уақыт бойы әрі бүкіл жол бойында болатын едәуір алаңда жүзеге асырылады.

Қоюлайтын массалардың көлемдік және сандық сәйкессіздігі мен олардың өзара байланысының ұзақтығы табиғи қоюландырылмаған температуралық өріске байланысты қоныс аударатын сұйықтықтар мен коллекторлардың температураларын өңірлік фондық деңгейге дейін тегістеу үшін нақты геологиялық жағдайды қамтамасыз етеді. Басқаша айтқанда, қоршаған геологиялық ортамен өте баяу қозғалатын сұйықтықтың жылу алмасуын сүзудің латеральдық үлгісі кезінде елеулі температуралық ауытқуларды қалыптастыра және уақыт бойынша сақтай алмайды. Тік орын ауыстыру кезінде жылжымалы сұйықтықтардың ығыстырушы жыныстарымен жанасу ауданы өткізуші дизъюнктивтердің, лайлы жанартаулардың эруптивтерін жоғары жарықтық аймақтарының, гидрогеологиялық

«терезелердің» және т.б. қимасымен шектелген әрі олардың арасындағы жылу алмасу көлемі мен ауданы бойынша едәуір аз аймақта жүргізіледі. Пайда болу аралықтарынан шоғырлану учаскелеріне дейінгі жоғары термиялық сұйықтықтың қозғалысы мұнда едәуір жоғары жылдамдықпен және неғұрлым қысқа (жалпы жағдайда) жолмен жүреді. Бұл сәттердің үйлесуі сайып келгенде төмен температуралар аймағына (қиманың осы диапазоны үшін қалыпты), өте қыздырылған сұйықтықтың инъекциясына және оң температуралық ауытқулардың пайда болуына әкеледі.



**5.9-сурет.** «Саздың өткізгіштігі-тереңдігі» тәуелділігі (Мухин бойынша).

Тектоникалық тыныш аудандар, жерленген құрылымдары, әлсіз қышқылданған аудандар үшін типтік бірінші және екінші үлгілерде температуралық өріс конвективті элементі – тереңдік бойынша геотемпературалық градиенттер шамаларының вариациялары негізінен жоғарыда аталғандай, қиманың жылу, физикалық қасиеттерінің өзгергіштік функциясы болып табылатын кондуктивтік жылу беру шарттарына және күндізгі беттің салқындатқыш әсер ету шараларына жауап береді. Осындай геологиялық жағдайда тұрған жергілікті құрылымдар үшін градиенттердің орташа мәндері гидродинамикалық оқшауланған қыздырылған төменгі және жоғары аралықтардың жоғары аралықтары температураларының елеулі айырмашылығымен анықталған ең жоғары шамалармен сипатталуы тиіс. Шөгінді тыстың жоғарғы қабаттарына термальды сұйықтықтың тік ағындарының кең көріну жағдайына сәйкес келетін үшінші үлгі, дизъюнктивті тектоникамен, балшықты жанартаулықпен, диапиризммен және т.б. едәуір асқынған аймақтар, аудандар, аудандар мен құрылымдар учаскелері үшін типоморф және т.б. Орташа геотемпературалық градиенттердің ең аз мәндері бұл жағдайда төмен және одан жоғары жатқан объектілердің гидродинамикалық байланысын іске асыру интервалында қабаттық температуралардың конвекциялық теңестіру құбылыстарына байланысты болады.

Жергілікті құрылымдар қималарының литошөгінділік ұқсастығы кезінде оларға ерігіш жыныстардың жылу физикалық қасиеттерінің бірдейлігі және осы себепті тереңдік жылу ағынының кондуктивтік құрамдас бөлігінің өңірдің барлық көтерілімдерінде шамамен теңдігі, салыстыру жазықтығындағы орташа геотемпературалық градиенттер мәндерінің айырмашылығы термальдық сұйықтықтың дизъюнктивалары бойынша қоныс аудару барысында жылу алмасудың әр түрлі жағдайларымен нәтижелі байланысты конвективті компоненттердің жекелеген алаңдарындағы теңсіздіктің салдары ретінде түсіндірілуі мүмкін орта.

Баяндалғандарға жергілікті құрылымдарды және терможабылатын, су алмасудың әр түрлі қарқындылығымен, тереңдігімен геотермиялық көрсеткіштердің өзгеру бағыты әрі қарқынымен сипатталатын дифференциациялаудың заңдылығы мен орындылығы айқындалады. Терможабық көтерілімдер су алмасудың болмауы (шектеулілігі) және кондуктивтік жылу бергіштің үстемдігі геологиялық жағдайға, құрылымдардың әлсіз орналасуымен байланысты – бірінші екі модельге жауап береді: терможабық – жағдайды салыстырмалы түрде қанағаттандыру, еркін су алмасу мен өткізгіш дисжункционалды тектониканың, сынудың және т.б. кең дамуын болжайтын үшінші модель аясында жүзеге асырылатын конвективті компоненттің маңызды рөлі (Рачинский, 1987ж.).

Сипатталған ережелер мен үлгілерге сәйкес орта геотемпературалық градиенттердің, қатпарлардың орналасу көрсеткіштерінің және альпілік геосинклиналдық аймақтардың жекелеген кен орындары мен алаңдары бойынша кейбір басқа да көрсеткіштердің нақты таралу заңдылықтарын қарастырамыз.

7.8-суретте Оңтүстік Каспий ойпатының нақты деректерінің қысқаша мазмұны келтірілген:

- орташа геотемпературалық градиенттер ( $G, ^\circ\text{C}/100 \text{ м}$ ) мәндері арасындағы корреляция 500-2000 м тереңдік интервалында, жекелеген кен орындарының қималарындағы ең жоғары аймаққа және мұнай мен газ қорларының шоғырлану алаңдарына сәйкес;
- жергілікті құрылымдардың ерекшелігінің коэффициенті  $d_i$ , жиналмалы қарқындылық коэффициенттері ( $K_{\text{ин}}$ );
- жекелеген құрылымдардың геотермиялық режимін реттейтін, су алмасу динамикасының және қарқындылық дәрежесінің объективті сипаттамалары мен жылу массасының қандай да бір үлгісін іске асырудың диагностикалық белгілері ретінде қарастырылуы мүмкін қабаттық қысым ( $K_{\text{ан}}$ ) ауытқушылығының коэффициенттері.

7.8-суреттегі деректер ойпаттың барлық аудандарында орташа градиенттер шамаларының жергілікті көтерілімдердің орналасу дәрежесіне нақты кері тәуелділігінің болуын анықтауға мүмкіндік береді, бұл қабаттық температуралардың теңестіру құбылысының функционалдық байланысын және табиғи резервуарлардың тектоникалық бұзылуының өсуімен үдемелі тік формааралық (қабатаралық) су алмасу қарқындылығымен олардың тіліктеріндегі градиенттердің азаюын көрсетеді.

Бұл қорытындының заңдылығы нақты расталуы және 7.8-суретте орындалған қойнауқаттық қысымның аномалдылық коэффициенттері бар геотемпературалық градиенттер мәндерінің корреляциясы, мұнда  $K_{\text{ан}}$  ең аз мәндерімен сипатталатын құрылымдардар, яғни еркін су алмасу жағдайлары, градиенттердің формааралық сұйық ағуы барысында қабаттық температуралардың нивелирлеу жағдайына жауап беретін төменгі мәні бар (терможабық көтерілімдер) және, керісінше, градиенттің тік гидродинамикалық қатынасымен күрделі көтерілген көтерілімдерде ең жоғары, бұл қиманың гидравликалық оқшауланған төменгі және жоғарғы аралықтарында (терможабық құрылымдар) қабаттық температуралардың едәуір айырмашылығына сәйкес келеді.

<sup>21</sup> Бұл, әрине, бұрыштың бұрышы аз болған жағдайларға қатысты; тік көтерілістің бойымен миграциялануды сұйықтықтардың тік қозғалысының нұсқасы ретінде қарастырған жөн.

Келтірілген материалдармен, осылайша, алаңдардың геотемпературалық режимі мен конвективті жылу бергіштің негізгі агенті – олардың кесінділерінде термальды жер асты суларының серпінділігі арасындағы барынша белгілі байланыс белгіленеді.

Оңтүстік Каспий ойпаты жер асты суларының гидрогеологиялық жағдайлары мен химизмінің ерекшелігі-сингенетикалық хлоркальцийлі тұздықтар жекелеген кен орындарының қималарында дизъюнктивтер бойынша аз минералданған гидрокарбонатты-натрийлі сулармен жоғарыдан төмен қарай біртіндеп ауысуда көрінетін, су типтерінің өту аймағын, төсем астында пайда болған бөтен сілтілі гидротермалардың қималарына инъекцияның өлшемі мен биіктігін нақты бекітуге мүмкіндік береді. Шөгінді кешендермен (Ахундов, Мехтиев, Рачинский, 1976 ж.; Рачинский, 1989 ж. ), осылайша, тік жылу сұйықтық массасын тасымалдау жағдайы мен жағдайын бағалау – жергілікті құрылымдардың геотемпературалық режиміне су алмасу еркіндігі дәрежесінің әсері 7.8-суретте келтірілген. Орташа геотемпературалық градиенттер мәндері мен төменгі термальды сілтілі суларды енгізу шараларының көрсеткіші арасындағы корреляция һа мұнай-газ облыстары мен аймақтың аудандарында аталған айнымалылар төменгі термальды сулардың өнімді тіліктеріне енгізу ауқымының (ену биіктігінің) өсуімен градиенттердің күрт төмендеуін (тік бойынша қабаттық температураларды теңестіру) бейнелейтін кері тәуелділікпен байланысты. Мұны 7.8-сурет туралы дәлелдейді, салыстыру интервалындағы орташа геотермиялық градиенттердің мәндері мен су типтері өту аймағының жоғарғы шегіндегі гипсометриялық жағдайы арасындағы тікелей байланысты белгілейді. Бұл байланыстың сипаты сілтілі суларды көтерудің ең жоғары деңгейі бар (өтпелі аймақтың ең аз орналасу тереңдігі) алаңдарда градиенттер ең аз, бұл қабаттық температуралардың тігінен теңестіру жағдайына сәйкес келеді.

Геотемпературалық параметрлер, жергілікті құрылымдар тектоникалық ерекшеліктерінің көрсеткіштері мен жер асты суларының динамикасы арасындағы Оңтүстік Каспий ойпаты бойынша анықталған тәуелділіктің объективтілігі (7.8-сурет) басқа алаптар бойынша материалдарда аталған корреляциялардың сапалы ұқсас сипатын көрсеткені растау табады (7.9-сурет), өз кезегінде барлық альпілік геосинклиналдық өңірлерде олардың геологиялық факторлары мен механизмдерін анықтайтын қағидатты бірлік бар.

Орнатылған байланыстарды бірлесіп талдау келесі қорытындыларға әкеледі:

- градиенттердің ең төменгі мәндерін және төселетін шөгінділерден термиялық сұйықтықтардың тіліктеріндегі инъекцияның ең жоғары өлшемімен сипатталатын неғұрлым орналасқан құрылымдардағы қойнауқаттық қысым ауытқушылығының коэффициенттерін бірыңғай корреляция шеңберінде бекіту температуралық өрістер мен жергілікті көтерілімдердің вариациялары мен геотермиялық режимінің конфигурациясы жалпы жағдайында сұйықтықтардың тік пішімаралық ағындарының альпілік аймақтарында кең ауқымды көрінуі кезінде су алмасудың әр түрлі жағдайларымен анықталатынын көрсетеді;

- көтерілімдердің геотемпературалық режимдерін дифференциациялаудың негізгі факторы дизъюнктивтердің ұңғымаларымен реттелетін тік көшу үдерістерінің көрініс өлшемі, лайлы жанартаулардың эруптивтері, ығыстырғыш жыныстармен диапирлік түзілімдердің түйіспелі аймақтары, жарықшақтықтың даму учаскелері және төменгі гидротермдердің тіліктеріне енгізудің белгілі дәрежелері болып табылады;

- барлық қарастырылған көрсеткіштердің функционалдық байланыстары: градиенттер, құрылымдардың меншікті бөлінуі мен қарқындылығы, қабаттық қысымдардың ауытқушылығы және тіліктерге термальды сұйықтықтарды енгізу шаралары оларды анықтайтын геологиялық үдерістің біртұтастығы мен объективті қимасын көрсетеді, альпілік аймақтар үшін шөгінді қабаттың терең жүктелген аралықтарынан мұнай, газ және жер асты суларының тік көшуіне тән.

Альпілік жылжымалы белдеулер алаптарының қазіргі геофлюидодинамикасы бойынша материалдарды жалпылау мынаны анықтайды:

1. Орогенезде, аймақтық және жергілікті құрылымда, диапиризмде, дизъюнктивтік, шарьяждық, жабынды тектониканың және лайлы жанартаулықтың пайда болуы, қуатты кеңістікке төзімді кайнозой балшықты қалыңдықтардың аномальды жоғары кеуектік қысымының маңызды рөлі;

2. Олардың шегінде ең бастысы тау бөктеріндегі тау ойпаттары мен алдыңғы қатарлы иілімдердің тар шеткі аймақтарында көрінетін инфильтрациялық су қысымды жүйелердің айтарлықтай шектеулі дамуы;

3. Кеңістікте және уақыт өте келе қатпарланған рамалар мен метеогендік қоректенудің перифериялық аймақтарының стратисфераның терең горизонтындағы жер асты суларының динамикасындағы рөлі;

4. Тереңдік аралықтарын 2000 м-ден астам қамтитын жер асты сулары алаптарының ішкі аймақтарында элизия қысымды жүйелер жұмыс істеуінің шектеулі ықтималдығы; үлкен тереңдіктерде жыныстар көлемінің бірлігінен сығылатын сұйықтықтардың саны және уақыт бірлігінде орталықтан алаптар перифериясына дейінгі жер асты суларының латеральды бағытталған тоғын қамтамасыз етпейді;

5. Шөгінді қималарында термобар ашық және термобар жабылған жергілікті құрылымдардың болуы, олардың біріншісі геотемпературалық градиенттердің ең аз мәндерімен және табиғи сұйықтықтардың көшуіне барынша қарқынды тік түсірудің оңтайлы жағдайларымен қабаттық қысым ауытқушылығының коэффициенттері, екіншісі аталған көрсеткіштердің ең жоғары мәндерімен сипатталады және жер асты сулары мен көмірсутектер орын ауыстыруының сол бағытында бағдарланған елеулі лимиттеу шартына жауап береді;

6. Коллекторлық серияларда қажет қима мен жеткілікті қиманың өзге де жалпы геологиялық өлшемдерін сақтау шартымен АЖКҚ градиенттерінің мәндерін барынша азайту бағыты жалпы жағдайда негізінен лимиттелмеген тік сұйықтық масса тасымалдауға қатысты бағдарға жауап береді; литологиялық немесе тектоникалық кедергілермен шектелген жағдайда градиенттердің мәндерін қима бойынша бөлу тікелей экрандаушы кешенмен максималдандырудың кері тәуелділігін бейнелейді;

7. Нақты табиғи жағдайларда шөгінді қималардың объективті болуы және тектоникалық бұзылулар, литошөгінділік «терезелерге», карбонатты резервуарлардың жоғары жарылу аймақтары, диапирлік енгізулердің түйісулері, ботеконикалық емес үдерістердің белсендену кезеңінде іске асырылатын лайлы жанартаулардың эруптивтары және т.б. бойынша жер асты сулары пульсациялық ағындарының қазіргі заманғы формацияаралық вертикальды төменгі жағынан жоғарыға үстемдеуімен сипатталатын, ағын-инъекциялы жаңа типтегі геодинамикалық жүйелердің өңірлік және жергілікті су алмасуында басым болуын сипаттау.

## **6 Оңтүстік Каспий ойпатындағы көмірсутектерінің туындау, көшу және жинақталу мәселесіне қатысты**

Геологиялық барлау жұмыстарының тиімді бағыттарын, жоғары нәтижелілігі мен өнімділігіне қажетті ОҚо-дағы көмірсутекті шоғырлардың туындау, көшу және жинақталу механизмдерін танып білу мұнай, газ бен конденсаттың туындау мен көшу, жинақталудың кеңістік пен уақытқа қатысты жай-күйін, сонымен қатар олардың табиғи резервуарларда<sup>22</sup> орналасу сипатын жеткілікті дәрежеде нақты анықтау міндетін көздейді.

Топтардың бірі өңірдің түгелдей дерлік аймағын сингенетикалық мұнайгазды жер және оның барлық бөліктеріндегі мұнай, газ бен конденсат кендерін көбіне негізінен сұйықтықтардың ойпаттың орталық жағынан оның шеткері бөліктері – сыртқы ернеу жиектеріне қарай латеральды көшуі нәтижесінде қалыптасқан бастапқы кендер – автохтон кендер деген пікірде. Бұл зерттеушілер сұйықтықтардың аралық жылысуын жоққа шығармайды, дегенмен аталмыш үдерістер болмашы көлемде жүреді деп пайымдайды.

Екінші топ ҚҚ-нің басым бөлігі орталық-екінші-аллохтон сипатта өңірдің плиоцен сериясында (өнімді қабат (ӨҚ) ойпаттың батыс және оңтүстік бөлігінде, қызыл түсті қабат (ҚҚ) шығыс бөлігінде) – ОҚо-ның шөгінді тектес негізгі мұнайгазды аймағында шоғырланған – әрі ҚҚ-нің басым бөлігі оған үлкен тереңдікте палеогеннің астындағы төсеме – миоцен және мезозой түзілімдерінен тектоникалық құбылыстар белсенді жүрген сәтте сұйықтықтардың уақыт жағынан дискретті ірі көлемдегі аралық сатылы-тік инъекциялы жылысу механизмі белсенді жүру аясында еніп кететін дизъюнктивтер жүйесімен, жапсарласатын коллекторлары бар диапирлік қоспалармен араласу аймақтары бойынша, батпақ жанартауларының эруптивтері арқылы және т.с.с. жолдармен түскен деген пікірде. Бұл бағыт өкілдері, өз кезегінде, ҚҚ-нің кейбір көлемі ойпаттың жекелеген бөліктеріндегі ӨнҚ (ӨҚ)-та түзілуі ықтималдығын жоққа шығармайды, дегенмен келімсек компонент үлесі жалпы көлем ішінен басым түседі деген көзқараста.

Екі бағыт өкілдері де өз көзқарасын растау үшін көп жағдайда битуминологиялық зерттеулер нәтижесі, кендер мен кен орындарының кеңістікте орналасу заңдылықтары, геологиялық орта сипаты көрсетілген тау-кен жынысы мен ҚҚ шашыранды органикалық зат (ШОЗ) түрлі өлшемдерінің байланысы және басқа да бірдей материалдар, яғни біржақты түсінілмейтін фактілер келтіреді; ендігі зерттеу міндеттері сенімді түрде біржақты ұғынылатын үдеріс, механизм мен құбылыстарды анықтау мен зерттеуге саяды.

<sup>22</sup> «Табиғи резервуар» (жай резервуардан айырмашылығы) тек резервуардың өзі емес, одан жоғары жатқан қабатты да қамтиды.

Бұл тұрғыдан алғанда шөгінді кешендердің мұнайгаз түзу әлеуетін (МГТӨ) жүзеге асырудың интегралды есептеуге негізделген геохронологиялық, стратиграфиялық, гипсометриялық және геотемпературалық диапазондарын сан түрінде есептеуге мән беру керек:

- бастапқы өнім құрамының қызметі ретінде ШОЗ деңгейлік трансформациясының әсері;
- заттардың түрлену үдерісінің ұзақтығы; шөгінділердің жиналу жылдамдығы;
- шөгінділер түзілімінің жекелеген мұнайгазды бөліктеріндегі литофизикалық композиция;
- реакцияның сұйық және газ тәрізді өнімдерінің кері қайту жылдамдығы;
- тектоникалық қозғалыс геотемпературалары, геобарлары мен белгілерінің кеңістік пен уақыттық динамикасы;
- метан түзілудің мұнайгаз-, конденсат-, кейінгі катагенетикалық (терең) температуралық жіктелген аймақтар мен фазалардың (оның ішінде бастылардың да) шын мәнінде болуы;
- $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$  және т.б. «құрғақ» әрі «қышқыл» газдардың түзілуі.

Аталмыш зерттеудің мәселелерін жалпылама қарастыратын белгіленген сұрақтарды қарастыруға тікелей көшпес бұрын аймақтың геологиялық жай-күйіне сипаттама беріп өтейік. Шөгінді тыс қуатының орташа мәні жекелеген аймақтарда 7-8-ден 28-30 км-ге дейін барады, ең жоғары көрсеткішке Оңтүстік Апшерон бүкпесі мен Баку топаралының теңізге тереңірек енген бөліктерінде жетеді. Литотаскелбеттік бейнесі бір-бірінен анық ажыратылатын әр түрлі үш негізгі қалыптасу қабаты айқындалады.

Терриген-карбонатты мезозойлық, төменгі жән ортаңғы юра диапазонын қамтитын жоғарғы бор (қалыңдығы 4,5-11 км); дат-понтій жікқабаты көлеміндегі саз басым келетін палеоген-миоцендік (қалыңдығы 2,5-5,5 км); плиоцен-антропогендік (орташа плиоцен-ширектік шөгінділер) – құм-сазды кезектесу (қалыңдығы 6-7 км-ге дейін).

Седиментация мезозойлық уақыт циклындағы шөгінді жиналудың болжалды орташа жылдамдығы 37-91, палеоген-миоцендікте – 36-89, плиоцен-антропогендікте – 375-900 м/млн. жыл шегінде.

Барлық шөгінді қабаты үшін орташа мәндегі заманауи геотемпературалық градиент 287 (Апшерон-Балқан алды шегі – 2,5 км тереңдік)- 424°C (Баку топаралы – 21,5 км тереңдік) іргетас бетіндегі температура абсолют көрсеткіштерінің өзгеруіне қатысты жекелеген аймақтарда 19,1 до 22,7 °C/км-ге дейін түрленеді. Қойнауқаттық қысымның жоғарыдан тыс гидростатикалық коэффициенті мөндерінің диапазоны: мезозой аралығында – 1,30-2,24 (орташа – 1,72), палеоген-миоцендікте – 1,90-2,40 (орташа – 2, 12), плиоцен-антропогендікте – 1,00-2,30 (орташа – 1,43); аймақтың барлық шөгінді қабаты үшін қысым аномалиясының орташа коэффициенті – 1,745 (3-тар.қар.).

Қазіргі таңда зерттеулер ішінде ойпаттағы МГТӨ-ні химия-битуминологиялық, көмірпетрографиялық, газхроматографиялық, изотоптық әдістер кешенін қолдана отырып, Ю.И. Корчагина, И.С. Гулиев, К.С. Зейналова (1988 ж.) неғұрлым толық баға берген.

Жынысөзек үлгісі (6,3 км тереңдігіне дейін) мен батпақ жанартауларының шығарыныдысынан (болжалды тереңдік 8-10 км) алынған аталған авторлардың материалдарына сәйкес, аймақ мезокайнозойының әлеуетті мұнайгазды жыныстарға сазды әктас, мергель, саз жатады, жалпы олар салыстырмалы түрде көбіне алиндік қатардағы сингенетикалық ШОЗ-дың төмен концентрациясымен сипатталады– құм мен әктастардағы органикалық көміртегі үлесі ( $C_{\text{орг}}$ ) – 0,02-0,2%, сазды жыныстарда – 0,4-0,8%, олигоцен-миоценнің жекелеген саз байламдары (майкоп қабаты) мен ӨнҚ (ӨҚ) – 4%-ға дейін әрі



**6.1 кесте.** Оңтүстік Каспий ойпаты мезозой кешенінің (орташа юра – жоғарғы бор) мұнайгаз түзу әлеуетін жүзеге асыру шарттары мен көлемі.

Өлшемдер		Мұнайгаз өндірілетін аймақтар						Оңтүстік Каспий ойпаты	
		Апшерон түбегі	Апшерон топаралы	Баку топаралы	Төменгі Курин депрессия	Апшерон-Балқан аймағы	Балқан аймағы		Гограндаг-Чикишляр аймағы
Орташа жалпы қалыңдық, км		11	9.5	10.5	8.0	4.5	8.0	8.5	9.3
Шөгінді жиналудың орташа жылдамдығы, м / млн		90.9	78.5	86.8	66.1	37.2	66.1	70.2	76.9
Ағымдағы жоғарғы негізге дейінгі тереңдік (км):	Mz	0–11.0	0–9.5	0–10.5	0–8.0	0–4.5	0–8.0	0–8.5	0–9.3
	Pg <sub>1</sub> -N <sub>1</sub>	3.0–14.0	4.0–13.5	5.0–15.5	3.5–11.5	4.5–9.0	2.5–10.5	2.0–10.5	3.7–13.0
	Q-N 1 2	7.0–18.0	7.0–16.5	11.0–21.5	9.0–17.0	8.0–12.5	6.0–14.0	6.5–15.0	7.7–17.0
Ағымдағы жоғарғы негіз температурасы (°C) мен ШОЗ-дың өзгеру деңгейі:	Mz	14.5–241 Д-АК <sub>3</sub>	14.5–213 Д-АК <sub>3</sub>	14.5–232 Д-АК <sub>3</sub>	14.5–186 Д-АК <sub>2</sub>	14.5–118 Д-АК <sub>3</sub>	14.5–186 Д-АК <sub>2</sub>	14.5–195 D-AC <sub>2</sub>	14.5–210 Д-АК <sub>3</sub>
	Pg <sub>1</sub> -N <sub>1</sub>	87–326 МК <sub>2</sub> -МГ	109–315 МК <sub>2</sub> -МГ	132–379 МК <sub>3</sub> -МГ	98–273 МК <sub>2</sub> -АК <sub>3</sub>	121–219 МК <sub>3</sub> -АК <sub>4</sub>	75–251 МК <sub>1</sub> -АК <sub>3</sub>	65–251 МК <sub>1</sub> -АК <sub>3</sub>	103–305 МК <sub>2</sub> -МГ
	Q-N 1 2	181–392 АК <sub>2</sub> -МГ	168–340 АК <sub>1</sub> -МГ	216–424 АК <sub>3</sub> -МГ	193–342 АК <sub>2</sub> -МГ	210–287 АК <sub>3</sub> -АК <sub>4</sub>	167–321 АК <sub>1</sub> -МГ	158–352 АК <sub>1</sub> -МГ	181–400 АК <sub>2</sub> -МГ



## 6.2 кесте.

Көрсеткіштер	Мұнайгазды аймақтар							Жалпы ОҚо
	Апшерон түбегі	Апшерон топаралы	Баку топаралы	Төменгі Курин депрессиясы	Апшерон-Балқан маңы көтерілім аймағы	Балқан маңы көтерілім аймағы	Гограньдаг-Чишиш-ляр көтерілім аймағы	
Кешеннің конденсат пен мұнайлы газ түзілімін өтудің уақыты мен тереңдігі (км) (МК <sub>1</sub> -ЛК <sub>2</sub> катагенез градациясы, температура – 135-210°C)	Mz 5,4-10,1	Mz, Pg 5,4-11,0	Mz, Pg 5,4-10,2	Mz 5,4-10,9	Mz, Pg 5,4-8,0	Mz, Pg 5,4-9,6	Mz, Pg 5,4-10,2	Mz, Pg 5,4-10,8
Кешендегі метан түзілімінің кеш катагенді фазасынан өту уақыты мен тереңдігі (км) (АК <sub>3</sub> -АК <sub>4</sub> катагенез градациясы, температура – 210-300°C)	Mz, Pg, N <sub>2</sub> 10,1-14,9	Mz, Pg 11,0-15,2	Mz, Pg, N <sub>2</sub> 10,2-17,0	Pg,N <sub>2</sub> 10,9-15,7	Pg, N <sub>2</sub> , Q 8,0-12,5	Pg, N <sub>2</sub> 9,6-13,4	Pg, N <sub>2</sub> 10,2-13,7	Pg,N <sub>2</sub> 10,8-14,7
Кешеннің құрғақ және қышқыл газдар фазасынан өту уақыты мен тереңдігі (км) (метагенез деңгейі – МГ, температура>300°C)	N <sub>2</sub> , Q 14,9-18,0	N <sub>2</sub> , Q 15,2-16,5	N <sub>2</sub> .Q 17,0-21,5	N <sub>2</sub> ,0 15,7-17,0		N <sub>2</sub> , Q 13,4-14,0	N <sub>2</sub> . Q 13,7-15,0	N .. Q 14,7-17,0
Қойнауқаттық қысым жоғарыдан тыс гидростатикалық коэффициентінің орташа мәні’ ‘Болжалды көрсеткіштер.	1,55	1,59	1,8	1,92	1,77	1,75	1,74	1,715

**6.3 кесте.** Оңтүстік Каспий ойпаты плиоцен-антропогенді кешенінің мұнайгаз тұзу әлеуетін жүзеге асыру шарттары мен көлемі.

Өлшемдер		Мұнайгаз өндірілетін аймақтар						Оңтүстік Каспий ойпаты	
		Апшерон түбегі	Апшерон топаралы	Баку топаралы	Төменгі Курин депрессиясы	Апшерон-Балқан аймағы	Балқан аймағы		Гограндаг-Чикишляр аймағы
Орташа жалпы қалыңдық, км		3.0	4.0	5.0	3.5	4.5	2.5	2.0	3.7
Шөгінді жиналудың орташа жылдамдығы, м / млн		53.6	71.4	89.3	62.5	80.4	44.6	35.7	66.1
Ағымдағы жоғарғы базаға дейінгі тереңдік (км):	Pg <sub>1</sub> -N <sub>1</sub>	0–3.0	0–4.0	0–5.0	0–3.5	0–4.5	0–2.5	0–2.0	0–3.7
	Q-N 1 2	4.0–7.0	3.0–7.0	6.0–11.0	5.5–9.0	3.5–8.0	3.5–6.0	4.5–6.5	4.0–7.7
Уақыт ішіндегі жоғарғы негіз температурасы (°C) мен ШОЗ-дың өзгеру деңгейі:	Pg <sub>1</sub> -N <sub>1</sub>	14.5–87 Д-МК <sub>2</sub>	14.5–110 Д-МК <sub>2</sub>	14.5–132 Д-МК <sub>4</sub>	14.5–98 Д-МК <sub>2</sub>	14.5–121 Д-МК <sub>3</sub>	14.5–75 Д-МК <sub>1</sub>	14.5–65 Д-МК <sub>1</sub>	14.5–103 Д-МК <sub>2</sub>
	Q-N 1 2	96–165 МК <sub>2</sub> -МК <sub>5</sub>	76–158 МК <sub>1</sub> -МК <sub>5</sub>	115–237 МК <sub>3</sub> -АК <sub>5</sub>	109–189 МК <sub>2</sub> -АК <sub>2</sub>	105–207 МК <sub>2</sub> -АК <sub>2</sub>	101–154 МК <sub>2</sub> -МК <sub>5</sub>	118–159 МК <sub>3</sub> -МК <sub>5</sub>	105–176 МК <sub>2</sub> -АК <sub>1</sub>
Ағымдағы орташа геотермальды градиент (°C / км):	Pg <sub>1</sub> -N <sub>1</sub>	24.2	23	23.5	23.9	23.7	24.2	24.7	23.9
	Q-N 1 2	22.7	20.5	24.4	22.9	22.7	21.2	20.5	19.2

## 6.3 кестенің жалғасы.

Өлшемдер	Мұнайгаз өндірілетін аймақтар							Оңтүстік Каспий ойпаты
	Апшерон түбегі	Апшерон топаралы	Баку топаралы	Төменгі Курин депрессиясы	Апшерон-Балқан аймағы	Балқан аймағы	Гограндаг-Чиқишляр аймағы	
Орташа жалпы қалыңдық, км	4.0	3.0	6.0	5.5	3.5	3.5	4.5	4.0
Шөгудің орташа жылдамдығы, м / млн	500	375	750	687.5	437.5	437.5	562.5	500
Негізге дейінгі тереңдік (км):	4.0	3.0	6.0	5.5	3.5	3.5	4.5	4.0
Негіз бетінің температурасы (°С) мен ШОЗ-дың өзгеру деңгейі	14.5–88 Д-МК <sub>2</sub>	13.5–66 Д-МК <sub>1</sub>	12.5–101 Д-МК <sub>2</sub>	14.5–100 Д-МК <sub>2</sub>	10.7–88 Д-МК <sub>2</sub>	16.8–84 Д-МК <sub>2</sub>	17.8–112 Д-МК <sub>2</sub>	13.6–93 Д-МК <sub>2</sub>
Орташа геотермальды градиент (°С / км)	18.4	17.5	14.8	15.5	22.1	19.2	20.9	19.9
Кешеннің биогенді газ арқылы өту уақыты мен тереңдігі (км) (диагенез деңгейі Д, температура < 20°С)	N 1 2	N 1 2	N 1 2	N 1 2	N 1 2	N 1 2	N 1 2	N 1 2
	<0.13	<0.20	<0.20	<0.17	<0.10	<0.06	<0.03	<0.13

## 6.3 кестенің жалғасы

Метанның ерте катагенді генерациясы арқылы өтетін кешеннің уақыты мен тереңдігі (км) (ПК <sub>1</sub> – ПК <sub>3</sub> сыныбы, температура 20–60°C)	N <sub>2</sub> <sup>1</sup>	N <sub>2</sub> <sup>1-Q</sup>	N <sub>2</sub> <sup>1</sup>	N <sub>2</sub> <sup>1</sup>	N <sub>2</sub> <sup>1</sup>	N <sub>2</sub> <sup>1</sup>	N <sub>2</sub> <sup>1</sup>	N <sub>2</sub> <sup>1</sup>
	0.13–2.1	0.20–2.7	0.20–2.6	0.17–2.5	0.10–1.7	0.06–1.9	0.03–1.6	0.13–1.9
Кешеннің мұнай терезесі арқылы өту уақыты мен тереңдігі (км) (катагендік дәрежесі МК <sub>2</sub> , температура 80-115°C)	N <sub>2</sub> <sup>1</sup> , N <sub>2</sub> <sup>2</sup>	N <sub>2</sub> <sup>1</sup> , Q <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> <sup>1</sup>	N <sub>2</sub> <sup>1</sup>	N <sub>2</sub> <sup>1</sup> , N <sub>2</sub> <sup>2</sup>	N <sub>2</sub> <sup>1</sup> , N <sub>2</sub> <sup>2</sup>	N <sub>2</sub> <sup>1</sup>	N <sub>2</sub> <sup>1</sup>
	2.1–3.4	2.7–3.0	2.6–4.1	2.5–3.9	1.7–3.0	1.9–3.2	1.6–2.6	1.9–3.1
Кешеннің конденсат пен дымқыл газ терезесі арқылы өту уақыты мен тереңдігі (км) (катагендік дәрежесі МК <sub>4</sub> -АК <sub>2</sub> , температура 80-135-210°C)	N <sub>2</sub> <sup>2</sup> , Q <sub>2</sub>		N <sub>2</sub> <sup>1</sup> , Q <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> <sup>1</sup> , Q <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> <sup>2</sup> , Q <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> <sup>2</sup> , Q <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> <sup>1</sup> , Q <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> <sup>1</sup> , Q <sub>2</sub>
	3.4–4.0		4.1–6.0	3.9–5.5	3.0–3.5	3.2–3.5	2.6–4.5	3.1–4.0
Қойнауқаттық қысым жоғарыдан тыс гидростатикалық коэффициентінің орташа мәні	1.04	1.15	1.53	1.41	1.25	1.43	1.45	1.45

пиролиз мәліметтері бойынша болмашы бастапқы әлеуетпен сипатталады: жоғарғы бор – 0,65, эоцен – 0,24, майкоп – 2,4-ке дейін, ӨнҚ (ӨҚ) – 0,3 кг/т.

Жоғарғы бор, эоцен және майкоп шөгінділерінде ШОЗ-дың ерімейтін бөлігі ӨнҚ (ӨҚ) мезокатагенез (МК) катагенетикалық деңгейшесінде болатыны анықталған – негізінен протокатагенез (ПК) деңгейшесіне сәйкес келеді. Мына дүниелер айқындалды:

- бастапқы әлеуеттің ( $H/C_{ат}$ ) стратиграфиялық қабат бойынша жоғарыдан төмен қарайғы ретпен кемуі – ӨнҚ (ӨҚ) ішінде 1,2-1,4-тен (Хант модификациясындағы Ван-Кревелендиаграммасының лейптинит өрісі), майкоп-эоцен аралығында 0,8-1,1 арқылы, жоғарғы бор шөгінділерінде 0,6-0,8 шамасында (витринит өрісі);
- төменірек автохтон битумоидтардың қалдық және араласу (көшу) алуандығы кездесу жиілігінің бірденартуымен алмасатын ӨнҚ (ӨҚ) ішінде 3,3 км тереңдікке дейін басым таралуы;
- эпигенетикалық құбылысты дәлелдейтін ӨнҚ (ӨҚ) жыныстары битумоидтарындағы жоғары қайнайтын ҚҚ жоғары шектік концентрациялары – 1,56-16,4 км/м<sup>3</sup>;
- ШОЗ катагенетикалық трансформация жүрген сайын сұйық және газ тәрізді ҚҚ-нің жыныстардан шығуы сандық көрсеткіштерінің нақты бағыныштылығы.

Бұл деректер Оңтүстік Каспий ойпатының мезокайнозой бөлігіндегі мұнай, газ және конденсат түзілімі туралы Карцев пен басқа да авторлар (1971 ж.) және Вассоевич пен басқа (1979 ж.) жарияланған Вассоевич сызбасына сәйкес түсінікті растайды.

Аталған концепция түрлі сұйықтықтардың материалды және деңгейлеп түзілудің бірізді үдерісіне негізделген. Үдеріс келесі жолдармен жүзеге асады:

- диагенездеңгейіндегі биохимия тектес газдар (температура <20 °С);
- ерте катагенетикалық метан – протокатагенез (ПК) деңгейшесі (температура 20-60 °С);
- мұнай – мезокатагенез (МК) деңгейшесі, МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub> градациялары (температура 60-135 °С);
- майлы газ бен конденсат – мезокатагенез бен апокатагенез (АК) деңгейшелері, МК<sub>4</sub>АК<sub>2</sub> градациялары (температура 135-210);
- кеш катагенетикалық метан – апокатагенез деңгейшесі, АК<sub>3</sub>-АК<sub>4</sub> градациялары (температура 210-300 °С);
- құрғақ және қышқыл газдар – метагенез (МГ) деңгейі (температура >300°С).

Геотемпературалардың кеңістік пен уақыттық динамикасынақты территориялардың геологиялық даму тарихы функциясы ретінде геотермиялық реконструкцияларды қолдана отырып, ойпаттағы бастапқы МГТӨ жүзеге асыру геохронологиясы, стратиграфиялық гипсометриялық диапазонын сандық тұрғыдан бағалауға мүмкіндік береді.

Аталмыш міндетті ШОЗ түрлену келтірілген градацияларына сәйкес келетін тиісті геотемпературалардың орнау палео- және қазіргі тереңдіктерін ОҚо геологиялық тарихының қарастырылып отырған әр кезеңіне зер сала отырып, іс жүзіндегі арақатынасын есептеу арқылы шешуге болады.

Бұндай тәсілді жүзеге асыру үшін геотемпература, геотемпературалық градиенттерді қаралып отырған әр жекелеген стратиграфиялық бөліктің седиментациясы кезінде де, әрқайсысының бүгінгі кезеңге дейінгі тиісті жоғары және төмен жатқан кешендермен жабылу және төселу жағдайына қарай да анықтау қажет.

Бірінші жағдайда шөгінді түзудің мезозой және палеоген-миоценді циклдарындағы температураларды бағалау барысында ойпаттың басым бөлігінің перманентті иммерсия фактілерінен шыққан жорамал назарға алынған, бұл болжам бойынша олардың палеотемпературалары мен тиісті градиенттер аталған шөгінділер сериясы қабаттар оқпанымен толық дерлік өткен геологиялық жай-күйде олардың орналасу заманауи

гипсометриялық көрсеткіштерде көрсетілген кешендерді табылған ұңғымалардағы өлшенген тереңдіктен айтарлықтай аса алмайды.

Мезозой кешені үшін мөлшерлеу функциясы  $t = f(H)$  ретінде Ұлы Кавказдың мегантиклинорий біліктік бөлігінің оңтүстік-шығыс ену аймағына қарай тәуелділігі қабылданған, онда Кеш, Бегимдаг-Тегчай, Ситалчай, Советабад, Гядысу ұңғымалардың іс жүзіндегі өлшемдерін интегралды түрде аппроксимацияланады, бұндағы мезозойдың ашылған қабаты жекелеген оқпандарда 5,5 км шамасына жетеді (Советабад үст.); палеоген-миоцен кешені үшін – дәл сондай корреляция Оңтүстік-батыс Қобыстан аумағында жүргізілген, бұндағы Адживели, Нардаран-Сулейман, Умбаки, Келаныүстіртіндегі көзі ашылған бөліктің қуаты 5,5 км-ге дейін барады.

ОҚо аумағының негізгі бөлігінде мезозой мен палеоген-миоцен жыныстарының тектік құрамы мен соған тән жылуфизикалық қасиеттерінде айтарлықтай айырмашылық жоқтығын ескерсек, алынған тәуелділіктерді  $t = f(H)$  өңірдің басқа да аймақтары үшін эталон ретінде қолдану орынды деген пікірдеміз (4-тар.қар.).

Екінші жағдайда мезозой кешенінің палеоген-миоцен кезеңіндегі геотемператураларын және палеоген-миоценді кешеннің плиоцен-антропогенді кезеңдегі геотемператураларды бағалау әдістемелік тұрғыдан келесідей дамыды. Мезозой эталондық қисығының мезозой кешені қабатының барынша ену тереңдігі – толығымен үстіңгі қабатта шөккен палеоген-миоцен бөлігінің төселім орналасу тереңдігіне сәйкес келетін геотемператураның гипсометриялық көрсеткіштегі белгіленген өлшем бірлігі палеоген-миоценнің эталондық тәуелділігіне қарай тиісті тереңдіктердің геотемпературалық градиенттер мәнімен анықталған өскен температураларды ( $\Delta t$ ) рет-ретімен қосу арқылы мезозой бар қалыңдығы бойынша төменге қарай үстемеленеді.

Уақыт өткен сайын ұлғаятын мезозой жылу ағымының үстінен жинақталатын палеоген-миоценнің саз қабатымен экрандалу әсерін ескеретін осылайша есептелген геотемпература аппроксимияланып,  $t = f(H)$  функциясының алынған талдау нәтижесі мезозой кешеніне енудің теңгерілген палеоген-миоцен барлық циклында кез келген гипсометриялық деңгейде температуралар мәнін есептеуге мүмкіндік береді. Дәл осындай тәсілмен аймақтағы геологиялық дамудың плиоцен-антропогенді кезеңіндегі палеоген-миоцен кешенінің геотемпературалар мәні анықталды. Бұл ретте есептеудің бастапқы мәні орнына палеоген-миоценнің эталондық қисығы бойынша геотемпературалық градиенттер мәніне сәйкес келетін біртіндеп үстемеленетін ( $\Delta t$ ) ӨнҚ (ӨҚ) төселіміндегі температураның заманауи мәні алынды. Қолданылған балама негізінен плиоцен-антропогенді кешенді жабатын құмсыздандырылған қабаттың жылу беруді ұлғайту әсерін ескереді.

Мезозой кешеніндегі геотемпературалардың заманауи көрсеткіштері, яғни оның палеоген-миоцен және плиоцен-антропоген шөгінділермен жабылуынан кейінгілері ӨнҚ (ӨҚ) төселіміндегі температураның заманауи мәнін қабаттарда гипсометриялық диапазонда болуына қатысты палеоген-миоцен градиенттерімен экстраполяцион үстемелеу, әрі қарай осындай жолмен алынған кристал субстарттарға дейінгі бар қуатына қарай оның төселімдеріндегі мезозой градиенттерінің мәні арқылы есептелген.

Жоғарыда сипатталған геотемпературалық реконструкциялардың жаңа әдістемелік тәсілдерінің теориялық негізі кез келген тереңдіктегі геотемпературалар мәні жоғарыда орналасқан барлық жыныстардың жылу өткізгіштігі және төселіп жатқан шөгінді қалыңдығының жалпы қыздырылуымен анықталатындығы болып табылады. Іс жүзіндегі ұңғымалардың деректерін пайдалануға негізделген аталмыш тәсіл терең қойнаулардың геотемпературалық режимін бағалау кезінде әдетте жылуөткізгіштік теңдеулері күрделі жүйесінің формалды шешімдерін қолданудан туындаған жіберілетін едәуір кемшіліктерді болдырмауға мүмкіндік береді.

6.1-6.3 кестелерінде аталған әдістермен есептелген ОҚо әр аймағының геологиялық дамудың барлық кезеңінде қаралып жатқан барлық кешендегі палео- және заманауи



геотемпературалар келтірілген. Кесте деректерінен мезозой кешенінің ойпат тарихындағы шамамен 185-190 млн. жыл ішінде төбе бөлігінде 167-216 °С-ге дейін (заманауи орналасу тереңдігі 6-11 км), табан бөлігінде 287-424 °С-ге дейін (тереңдігі 12,5-21,5 км) қыздырылғанын; палеоген-миоцен 55-60 млн. жыл ішінде – тиісінше 76-118 °С-ге дейін (тереңдігі 3-6 км) және 154-237 °С-ге дейін (тереңдігі 6-11 км); плиоцен-антропогенді 6-8 млн. жыл ішінде – 66-112 °С-ге дейін төселім шөгінділермен араласу аймағында (тереңдігі 3-6 км) қыздырылғанын көруге болады.

Геотемпературалық көрсеткіштерді кейін белгілі температуралар функциясы ретінде Н анықтау жолымен тиісті тереңдікке қайта есептеп, мұнайгаз түзілу тік аймақ шкаласына трансляциялау келесілерді анықтауға мүмкіндік береді:

ОҚо аймақтарының көпшілігінде **мезозой кешенінің** (қалыңдығы 4,5-11 км) шөгінділері седиментация кезеңінен қазіргі таңға дейін жыныстар литогенетикалық трансформациясының барлық кезеңдері мен – диагенезден (Д), прото-(ПК), мезо- (МК), апокатагенезден (АК) метагенезге (МГ) дейін ШОЗ айналу деңгейлерінен жүйелі түрде өткен. Бұл ретте кешендегі стратиграфиялық құрамдас бөліктерінің төбе жағының гипсометриялық бөлігі келесі тереңдікте батады:

- a) 0,16 км – биохимия тектес газдардың түзілуі аяқталды (Д деңгейі);
- b) 1,8 км – ерте катагенетикалық метан (ПК деңгейшесі, ПК<sub>1</sub>-ПК<sub>3</sub> градациялары);
- c) төбе тереңдігінің 1,8-2,7 км диапазонында кешен шөгінділері мұнай тұзу аймағына түскен (МК деңгейшесі, МК<sub>1</sub> градациясы);
- d) 2,7-4,4 км – мұнай түзілімінің басты фазасында (МК<sub>2</sub> градациясы);
- e) 4,4-5,4 км – мұнай түзілуінің аяқталу кезеңінде (МК<sub>3</sub> градациясы);
- f) 5,4-10,9 км – мұнайлы газ бен конденсат пайда болу аймағында (МК<sub>4</sub>-АК<sub>2</sub> градациялары);
- g) 8-17 км – кеш катагенетикалық метанның түзілу аймағында (АК<sub>3</sub>-АК<sub>4</sub> градациялары);
- h) 13,4-21,5 км –СО<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> және метаморфизм жағдайындағы басқа газдардың (МГ деңгейі) түзілу аймағында.

Көрсеткіштер мезозой қабатындағы мұнай, конденсат пен мұнайлы газ түзілуі негізінен ерте плиоцен кезеңіне таман аяқталғанын көрсетеді. Кеш катагенетикалық метанның түзілуіне (АК<sub>3</sub>-АК<sub>4</sub> градациялары) жауап беретін апокатагенез деңгейшесінде кешен шөгінділері 8-17 км тереңдігін өту кезеңіне өткен, бұл мезозой-плиоцен уақыттық кезеңіне сәйкес келеді. Ойпаттың жалғасып жатқан мұнайысу үдерісінде (плиоцен-антропогенді кезең) мезозой кешенінің стратиграфиялық композиттері 13,4-21,5 км тереңдігінде құрғақ және қышқыл газдардың түзілу аймағына түскен (метагенез деңгейі).

Бүгінгі таңда кешен жыныстары мен ШОЗ өзінің орналасу тереңдігі мен (6-21,5 км) температурасына байланысты негізінен (көтерілімнің Балқан маңы мен Гограньдаг-Чикишляра аймақтарынан басқа бөліктерде, бұнда МК<sub>4</sub>-МК<sub>5</sub> градациялары жүзеге асады) апокатагенез-метагенез түзілу диапазонында болып, метанды, метан-көмірқышқыл, метан-азотты, көмірқышқыл және азотты құрамдас бөліктердің газ түріндегі фазасын өткеруде (6.1 кест.қар.).

Кешен жыныстары мен ШОЗ метаморфизмының айтарлықтай жоғары деңгейге жетуі аймақ орташа юрасы қабаттарында жарықтары бар аргиллит тәрізді шекті түрде графиттелген аспидті тақтатастардың<sup>2</sup> таралуымен расталады (Али-Заде, Ахмедов, Алиев, 1975 ж.).

2. Төбе бөлігіндегі стратиграфиялық бірліктер 0,2 км-ге дейін тереңдеген **палеоген-миоцен кешенінің** (қалыңдығы 2,5-5 км) шөгінділері диагенез деңгейінен өткен; 0,2-1,8 км тереңдігінде протокатагенез деңгейшесінен (ПК<sub>1</sub>-ПК<sub>3</sub> градациялары) өткен; мезокатагенез деңгейшесінің

МК<sub>1</sub> градациясы – 1,8-2,7 км; 2,7-6,1 км тереңдігінде жыныстар мен ШОЗ МК<sub>2</sub> градациясына енді; МК<sub>3</sub> градациясына – 4-7,6 км аралығында; МК<sub>4</sub>-АК<sub>2</sub> градацияларына 5,3-9 км

Демек ӨнҚ (ӨҚ) дәуірінде биохимия және ерте катагенетика тектес газдардың пайда болуы толығымен аяқталған болу керек; кешен шөгінділері мұнай түзілу аймағында плиоцен кезеңінің орта тұсында болған; ал мұнайлы газ бен конденсат түзілу ортасында – кеш тереңдігінде; ал АК<sub>3</sub> градациясына – 10,4-11 км кезінде енді. плиоценнен бастап антропоген басына дейін болған; терең жатқан метанның пайда болуын да антропогендік кезеңмен байланыстырамыз.

Кешеннің бүгінгі жай-күйі кен жатқан тереңдік пен геотемпературалық жағдайларға байланысты мұнай, конденсат, мұнайлы газ бен ішінара кеш катагенетикаланған метанның пайда болуымен, яғни ҚҚ-нің барлық түрлері және фазаларының өндірілуімен (6.2 кест.) сипатталады.

**3. Плиоцен-антропогендік кешеннің** жыныстары геологиялық эволюция барысында өз МГТӨ-сін диагенез, прото- және мезокатагенез деңгейлері (ПК мен МК деңгейшелері – МК<sub>1</sub> және ішінара МК<sub>2</sub> градациялары) аралығында жүзеге асырған. Биохимиялық және ерте катагенетикалық газ түзілімі кешен құрамдас бірліктерінің төбе бөлігі тиісінше 0,03-0,2 және 0,03-2,7км-ге дейін тереңдеген аралықта жүзеге асады; мұнай түзілімінің бастапқы кезеңі (МК градациясы) шөгінділердің 1,6-4,1 км-ге тереңдеу гипсометриялық диапазонын қамтиды; мұнай түзілімінің басты фазасы (мкг градациясы) 2,6-6 км тереңдігінде жүреді (6.3-кест.).

Палеоген-миоцен және плиоцен-антропогенді кешендерге қатысты келтірілген мәліметтер мен ойпаттағы шөгінді қабаттың тұрақты әрі тым төмен қыздырылуын ескерсек (геотемпературалық градиенттердің мәні 22,7°С/км-ден аспайды), Дмитриева мен Парпарованың көмірпетрографиялық зерттеулері нәтижесіне сәйкес келеді (1981ж.), бұнда аспап арқылы Дксанный үст. 3,8 км тереңдігінде жатқан миоцен сазды құмдақтарының ПК-Б тек (витриниттің сыну көрсеткіші 1,696) ПК-Б генерациясына дейінгі ШОЗ түрленуі және Зыря үст. (Апшерон түбегі) 4,86 және 7 км тереңдіктеріндегі – тиісінше ПК-Б мен Д-МК<sub>1</sub> дейінгі сазды құмдақтардың ШОЗ есептеу-түрленуі, ал Булла-теңіз, Хамада-теңіз, Гарасу үст. (Баку топаралы) шамамен 5 км тереңдігінде ӨҚ – ПК-Б(Дмитриева және басқ., 1981 ж.) анықталған.

Есептеулер нәтижесіне жүргізілген талдау ОҚо аймақтарының көпшілігінде геологиялық тарихтың қазіргі кезеңінде мынандай құбылыстар жүріп жатқанын дәлелдейді:

a. мезозой кешенінің орналасу тереңдігінде (қалыңдығы 4,5-11 км, төбе-табан температурасы – 167-424 °С) негізінен жоғары температуралы метана, СО<sub>2</sub> мен азот түзіледі;

b. палеоген-миоцен (2,5-5км, 76-237 °С) – мұнай, мұнайлы газ, конденсат пен ішінара кеш катагенетикалық метанның негізгі донаторы болып табылады;

c. плиоцен-антропогендік кешен – ерте катагенетикалық метан мен ілгеріде түзілген мұнайдың салыстырмалы түрдегі кішігірім көлем көзі.

Өңірдің жекелеген аймақтарында геотемпературалық режимға байланысты аймақтың қазіргі кеңістікте орласуы мынаған сәйкес келеді:

a. ерте катагенетикалық метанның түзілуі (ПК деңгейшесі, температурасы 20-60°С) антропоген-ӨҚ (ҚҚ) стратиграфиялық көлемі мен 0,06-2,6 км тереңдігіне;

<sup>23</sup> Аспидті тақтатастар – жұқа тақташаларға оңай бөлінетін және органикалық заттардың үлкен үлесін қамтитын қара тақтатастар.

b. мұнай түзілу аймақтары (МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub> градациялары, температура 60-135 °С) – ӨҚ (ҚҚ) – эоцен мен 1,7-6,9 км, пайда болудың басты фазасы да (МК<sub>2</sub> градациясы, температура 80-115 °С) ӨҚ (ҚҚ) – миоцен мен 2,6-5,5 км тереңдігіне;

- c. майлы газ бен конденсат түзілу аймақтары (МК<sub>4</sub>-АК<sub>2</sub> градациялары, температура 135-210 °С) – олигоцен-жоғарғы бор мен 5,3-10,9 км тереңдігіне;
- d. кеш катагенетикалық метанның түзілу аймақтары (градациялар, температура 210-300 °С) – эоцен-орта юра мен 8-17 км тереңдігіне;
- e. құрғақ пен қышқыл газдардың пайда болу аймақтары (МГ деңгейі, температура >300 °С) – төменгі бор-орта юра мен 13,4-21,5 км тереңдігіне сәйкес келеді.

Дегенмен ойпаттың мұнайысу жылдамдығын есепке алу ондағы жыныстар МГТӨ жүзеге асырылу толықтығының деңгейін бағалау мен сәйкесінше жекелеген түзілу аймақтарының іс жүзіндегі қазіргі кездегі гипсометриялық орналасуына айтарлықтай өзгерістер енгізуді талап етеді.

Мезозой (шөгінді жиналу ұзақтығы 121 млн. жыл) мен палеоген-миоцен (ұзақтығы 56 млн. жыл) кезеңі 37-91 және 36-89 м/млн. жылға сәйкес седиментация қарқынымен сипатталады.

Плиоцен-антропоген кезеңінде өзге белгілер тән болған жағдай қалыптасты:

1. көшкінді шөгінді жиналу (жылдамдығы 437-750 мен 900 м/млн. жылға дейін);
2. ОКо тым қарқынды мұнайысуы;
3. мұнайгаз шығаратын кен қабаттарының (оның ішінде ішінара палеоген-миоцен кешенінің де – жоғарғы қабат бөлігі) тиісті сұйықтықтардың пайда болу аймақтары арқылы «өтіп кетуі»;
4. олардың тереңдікте созылып жатуы;
5. заттық және фазалық тұрғыдан түзуші қабаттардың гипсометриялық позициялары мен термобарлық жағдайларына сәйкес келмейтін шығаберістер тән.

Палеоген-миоцен кезеңінің ерекше литофизикалық композициясы да осы бағытта –көбіне сазды шөгінделердің көрініс табуы әрі ерекше атап өтерлік жайыт– ондағыайтарлықтай қатаң геобарлықшарттардың болуы (кеуек қысымының шамадан тыс гидростатикалығы коэффтициенті (АЖҚҚ)<sup>24</sup> 1,90-2,40; 6.1-6.3 кест.қар., Рачинский, 1977 ж.).

Соңғы екі фактордың жиынтық әсері көлемдерді айтарлықтай шектеу мен өнімдердің кері қайту жылдамдығы нәтижесінде кешендегі жыныстар ШОЗ түрленуінде химиялық реакциялар өтуінің объективті шектелуін, сонымен қатар белгілі бір дәрежеде МГТӨ консервациясыментігінен кеңейтілген тереңдік пен геотемпература диапазонында меңгерілуін анықтайды.

6.4 кестесінде Оңтүстік Каспий ойпатындағы көмірсутек кендерінің температурасы мен тереңдігі көрсетілген, бұнда Картцев пен басқ. (төркөздердің бірінші жолдары) және Уэллздың (төркөздердің бірінші жолдары)катагенетикалық масштабтары қолданылған.

Бұндай тұжырымның орындылығын аймақтың палеоген-миоцен сериясындағы саз битуминділігінің бірден артуы әрі оның жанғыш тақтатас алуандығы ішінде кең таралуының (Али-Заде және басқ., 1975 ж.; Салаев және басқ., 1988 г.) тұрақтылығы дәлелдеп тұр.

Аталған зерттеулер ШОЗ катагенетикалық трансформацияларын меңгеру өнімдерін кешеннің реакциялар көлемінен азды-көпті дәрежеде қиындатылмаған кері қайтару мүмкін емес екені туралы тұжырымды нығайтады. Келтірілген деректер жиынтығы ОКо шөгінді қабатындағы мұнайгаз түзілу аймағының іс жүзіндегі қазіргі гипсометриялық орналасуышын мәнінде 8-10 км тереңдігіндегі диапазонды, конденсат пен мұнайлы газдың түзілетін – 12-14 км-ге дейінгі аймақты камтиды деп есептеуге мүмкіндік береді, яғниаталған үдерістер негізінентөсемелі ӨнҚ (ӨҚ) шөгінділерде жүреді. Бұл қорытынды, өз кезегінде, **ӨнҚ (ӨҚ)ҚҚ-мен байытылуының көбіне қосалқы сипаты мен оның мұнай, газ бен конденсаттың табиғи резервуарларында аллохтонды түрде болуы**туралы аса маңызды теориялық ережені тұжырымдайды.

**6.4 кесте.** Карцев пен басқ. (бірінші жол) және Уэллздың (екінші жол) катагенез шкалалары бойынша Оңтүстік Каспий ойпатындағы шөгінді кешендердің мұнайгаз түзілу әлеуетін жүзеге асырудың геотемпературалық жағдайлары мен тереңдіктерін салыстыру.

Стратиграфиялық кешен	Катагендік сұрып пен кезеңдер			
	$МК_1-МК_3$	$МК_4-АК_2$	$АК_2-АК_4$	$МГ$
	Мұнай өндіру аймағы	Конденсат пен мұнайлы газ түзілу аймағы	Метанның кеш катагенді түзілу аймағы	Құрғақ және қышқыл газдардың түзілу аймағы
Мезозой	2.40 (60°)–5.79 (135°) 3.64 (92°)–6.13 (145°)	5.79 (135°)–9.90 (210°) 6.13 (141°)–9.90 (210°)	9.90 (210°)–15.0 (300°) 9.90 (210°)–12.0 (240°)	15.0 (300°)–17.0 (332°) 12.0 (247°)–17.0 (332°)
Палеоген-миоцен	2.40 (60°)–5.79 (135°) 3.64 (90°)–6.61 (150°)	5.79 (135°)–7.70 (170°) 6.61 (150°)–7.70 (170°)		
Плиоцен-антропогенді	2.40 (60°)–4.0 (101°) – $МК_1$			

Жоғарыда жасалған өлшемдердің жеткілікті дұрыстығы өзге әдістеме бойынша – витриниттің шағылу қабілеті, ШОЗ түрлену дәрежесі мен ЖЖИ өлшемі – жылудың жиынтық импульсы<sup>25</sup> көрсеткіштерінің арақатынасына негізделген Уэллздың катагенетикалық өзгерістер шкаласы бойынша орындалған нәтижелерге сәйкес келуімен расталады.

Уэллз келесі аймақтарды бөліп көрсеткен (1989 ж.):

1. ЖЖИ мәні 15-160 аралығындағы мұнай түзілу аймағы ( $МК_1-МК_3$  градациялары);
2. конденсат пен мұнайлы газ ( $МК_4АК_2$  градациялары), ЖЖИ – 160-65000;
3. кеш катагенетикалық метан ( $АК_3-АК_4$  градациялары), ЖЖИ – 65000-972000;
4. көмірсутек, азот және метаморфизм жағдайындағы бақа да газдардың диоксиді (метагенез деңгейі – МТ), ЖЖИ>972000.

Объективті түрде салыстыруға мүмкіндік беретін «температура-тереңдік» бірегей байланысы бойынша құрылған 6.4-кестесі ОКо мезозой және палеоген-миоцен кешендеріндегі түрлі сұйықтықтардың түзілу аймақтары мен фазаларының көрініс табу тереңдіктерінің (температураларының) біз өлшеген (Карцев пен басқ. шкаласы бойынша)және мөлшерлік (Уэллз шкаласы бойынша) диапазондардың барынша қанағаттанарлық сәйкестігін көрсетеді.

Мұнай түзілуі басталу аймағының тереңдікте орналасуы (МК градациясы) мен плиоцен-антропогендегі мұнай түзілуінің болмауына (Уэллз бойынша) қатысты жалпы алғанда кейбір болмашы қайшылықтар негізінен бірінші үлгі аясында шөгінді жиналу жылдамдығы ШОЗ түрлену үдерістеріне берілетін әсерді іс жүзінде нақты өлшеу мүмкін еместігімен байланысты болады.

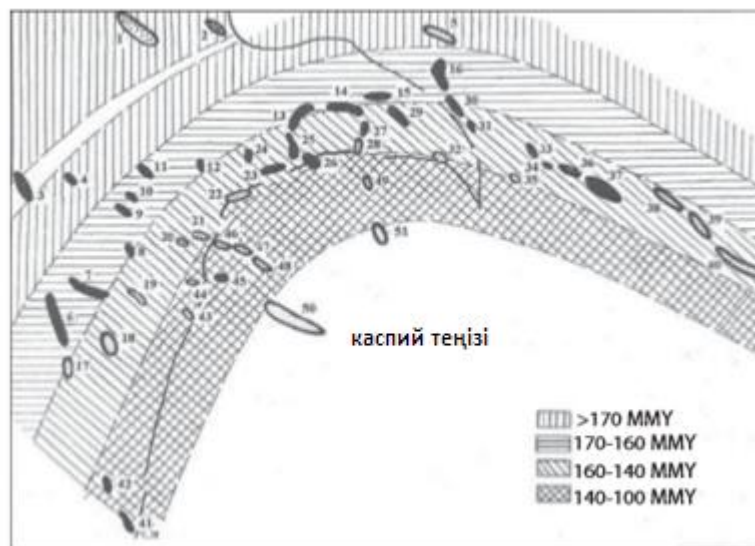
<sup>24</sup> АЖҚҚ – аномальді жоғары қойнауқаттық қысым, ал АЖКҚ – аномальді жоғары кеуектік қысым.

<sup>25</sup> Лопатин бойынша

Жасалған жалпы қорытындының орындылығы Резниковтың белгілі әдістемесімен жүргізілген аймақтағы мұнай мен конденсаттың геохимиялық жасын өлшеу арқылы да расталады. Есепке сәйкес ОКо батыс бүйіріндегі мұнай кен орындарының жасы 94-175 диапазонында,

конденсаттардікі – 80-115 млн. жыл (Рачинский, 1973 ж.) аралығында екен. Мұнай мен конденсаттардың геохимиялық жасын салыстыру оларды қамтитын плиоцен-антропоген және палеоген-миоцен (Умбаки, Арзани-Клыч, Алживели, Нардаран-Сулейман үст.) серияларындағы (резервуарлар жасы тиісінше 8 және 56 млн. жыл) анық эпигенетикалығын, жас шамасының сапалы (стратиграфиялық) сәйкестігі мен олардың негізінен төсемелі мезозой кешенінің қазіргі орналасу тереңдігіне тән термобарлық жағдайға физика-химиялық тұрғыдан анық сәйкестігін растайды. 6.1-сур. жүргізілген өлшемдер және аталған шөгінділердегі мұнай мен конденсаттардың ойпаттағы бүйірлік жиектемеден әлдеқайда тереңдеген орталық жаққа қарасты бағыттас нақты жүйелі түрдегі «жасаруын» көрсетеді.

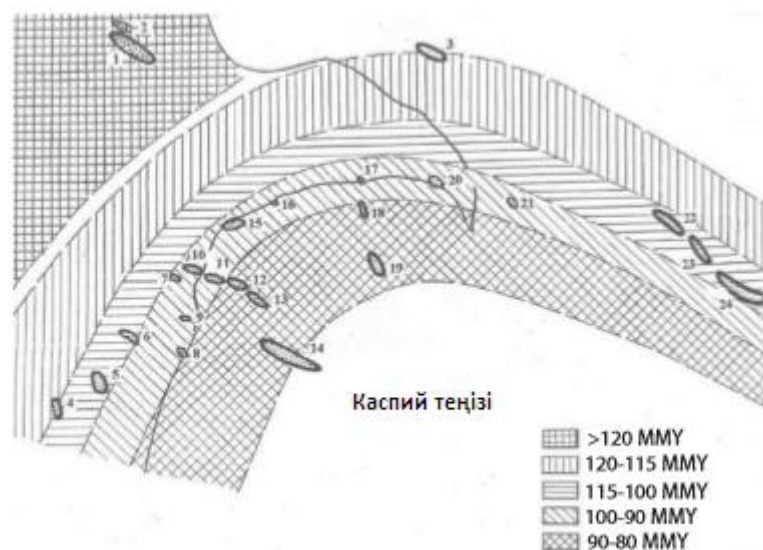
ӨнҚ, чокрак горизонты мен майкоп қабатындағы ҚҚ-нің негізінен мезозойлық жаста екені туралы тұжырым жоғарыда айтылған палеоген-миоцен кешенінің өз ішінде сияқты ӨнҚ барысында мұнайгазбен байытуға ішінара қатысуына қайшы келмейді, бірақ ондағы (мезозойлық ҚҚ-нің басымдығы көрсетілген жағдайда) МГТӨ меңгеру масштабтарына қатысты көлем жағынан кейбір қазіргі шектеулерді дәлелдейді, ол мұнай, конденсат және газ түзілімі аймақтары мен басты фазалар бөлігінің табиғаты көбіне сазды сипатта болған жағдайда пайда болған сұйықтықтардың қатаң геобарлық режимі мен кері қайтудың шектелуі салдарынан тік қабат бойымен төмен қарай сипатталған жылжуы арқылы анықталады.



**6.1-а суреті.** Оңтүстік Каспий ойпаты (батыс бүйірі). Өндірістік серия мұнайларының геохимиялық жасы. 1. Бегимдаг-Тегчай; 2. Советабад; 3. Каламкудук; 4. Адживели; 5. Апшерон жағалауы; 6. Кюровдаг; 7. Мишовдаг; 8. Салахай; 9. Арзани; 10. Умбаки; 11. Чейлдаг; 12. Шихигая; 13. Бинагади-Чахнагляр; 14. Балаханы-Сабунчи; 15. Бузовна; 16. Дарвин жағалауы; 17. Гарабаглы; 18. Кюрсангья; 19. Галмас; 20. Дюваны; 21. Киянызадаг; 22. Гарадаг; 23. Локбатан-Пула; 24. Кергез; 25. Шабандаг; 26. Бибиэйбат; 27. Сурахан; 28. Гарачухур; 29. Гала; 30. Пираллахни; 31. ГюгрянТеңіз; 32. Зурья; 33. Чилов; 34. Ази Асланов; 35. Джануб (Оңтүстік); 36. Пальчих Тапаси; 37. Нефт Дашлары; 38. Гюнешли; 39. Чираг; 40. Азери; 41. Нефтехала; 42. Хилли; 43. Пирсагат; 44. Дашгил; 45. Алят-Теңіз; 46. Сангачал-Теңіз; 47. Дксанный-Теңіз; 48. Булла; 49. Камеди-Адасы ; 50. Булла-Теңіз; 51. Бахар.

Егер палеоген-миоцендік ҚҚ-нің орташа геохимиялық жасын шамамен 40, мезозойлықты – 160 млн. жыл деп алсақ, онда, мәселен, Баку топаралы мұнайындағы алғашқылар үлесі (орташа есеппен алағанда жасы 100 млн. жыл) 45-50%-ға жуық деп бағалануы мүмкін; қатпарлық аймақтық өрінің жоғарғы жағында (Апшерон түбегі, Апшерон топаралы,

Джейранкечмес депрессиясы, Оңтүстік-батыс Қобыстан) «жас» компонент үлесі 30-10%-ға дейін кемиді.



**6.1-6 суреті.** Оңтүстік Каспий ойпаты (батыс бүйірі). Конденсаттардың өнімді серияларына тән геохимиялық жас. 1. Бегимдаг-Тегчай; 2. Кежай; 3. Апшерон жағалауы; 4. Гарабағлы; 5. Гуирсангия; 6. Галмас; 7. Дксанный; 8. Пирсагат; 9. Дашгил; 10. Кянизадаг; 11. Сангачал-Теңіз; 12. Дксанный; 13. Булла; 14. Булла-Теңіз; 15. Гарадаг; 16. Локбатан Оңтүстік; 17. Говсан; 18. Гум Адасы; 19. Бахар; 20. Зыря; 21. Джануб; 22. Гюнешли; 23. Чираг; 24. Азери.

Сұйықтар жасының ойпат ауданы бойынша өзгеруіне қатысты мұндай бағыт палеоген-миоцен түзілімі флюидтерінің қазіргі кезде жоғарыда жатқан плиоцендік коллектор қабатының бүйірлік жиектемесінен оның орталық бөлігіне қарайғы мұнайгазбен байытылуына үдемелі түрде қатысуы туралы қорытындыны барынша негіздейді.

ОҚо геологиялық тарихының қазіргі кезеңіне таман 167-424°C температуралық диапазонындағы (тереңдігі 6-21,5 км) мезозойдың сингенетикалық мұнайыбарынша ұзақ уақыт аралығы мен мезозойдан кейінгі кезеңде кешендегі газ түзілу үдерістерінің басым түсуі жағдайында жүрген облигатты термокаталитикалық түрленулері барысында фазалық тұғыдан тұйықталып қалуы екіталай әрі олар қабаттағы табиғи резервуарлардың түгелін дерлік қанықтырушы бугазды газоконденсатты флюидке сөзсіз айналуы керек еді.

Палеоген-миоцен кешеніндегі ШОЗ өз бойында түзілген катагенетикалық реакциялардың өнімдерін сезуге қабілетті плиоцендік коллектор сериясымен жабылғанға дейін, жоғарыда айтылғандай, негізінен битуминизация жолы бойынша түрленді – жанғыш тақтатастардың пайда болуы, тек миоценнен кейінгі кезеңде бұндағы мұнай түзілуін қамтамасыз ететін, алкейінгі плиоцен-антропогенде – мұнайлы газ бен конденсаттың түзілуін қамтамасыз ететін жағдайлар туындады.

Бұл уақыт циклдарында төсемелі мезозой кешенінде негізінен газ фазасы жүріп, сәйкесінше дебитуминдалатын, яғни осылайша оны жабатын шөгінділерге газдың айтарлықтай үлкен көлемін жеткізіп отырғанын ескерсек, палеоген-миоцен сериясында құрамындағы ретроградты сұйық компоненті көп газоконденсат жүйелерінің түзілу үдерісі басым түскенін атап өту керек.

Плиоцен-антропогенді стратиграфиялық бөліктеде, жоғарыда аталғандай, қазіргі кезде көбіне ерте катагенетикалық метантүзуде, бұл жалпы алғанда ОҚо шөгінді қабатындағы ҚҚ газ фазасының іс жүзіндегі толық басымдығын анықтайды. Бұл айталғандар аймақтағы жиынтықтар құрамында терең жатқан төсемелі кешендерде түзілген конденсаттар өте жоғары

қамтылған бастапқа ретроградтыдифференциалды траппирленген бугазды көмірсутектен генетикалық шығуы туралы ілгеріде жасалған тұжырымды растайды (Мехтиев, Рачинский және басқ., 1968 ж.).

ОҚО шөгінді қабатындағы ҚҚ, сонымен қатар айтарлықтай десорбциялық қабілеті бар жоғары температуралы метан, көмірсутек, азот диоксидінің басым түзілуі оларды сығылған газдарда еріту жолымен ШОЗ-дың жыныстардан жоғары дәрежеде шығуын қамтамасыз етеді. Бұл жағдай, шамасы, жалпы алғанда бастапқыда автохтонды дисперсиялы шашыраған органиканың салыстырмалы түрде аз болуына қармастан, жалпы қалыңдығы 30 км-ге дейінгі шөгінді қабаттың жалғыз коллектор бөлігінің масштабы айрықша өндірістік мұнайгаздылығын анықтайды. Пайда болатын қатты сығылған жоғары температуралы газдар қабаттың тікелей «газдалған» бөлінде жыныстардағы ШОЗ-дың мейлінше аз қалдық концентрацияларын қалдырып – бұл шөгінді тысының осы бөлігіндегі бастапқы жұтаңдығы ретінде жиі қабылданады, іс жүзінде жыныстардағы ШОЗ жалпы ресурстардың көп бөлігін десорбциялайда деппайымдауға болады.

Жоғарыда келтірілген материалдардан ойпаттағы ӨНҚ (ӨҚ) ҚҚ кендері орындарының қалыптасуында төсемелі стратиграфиялық кешендерде түзілген бугаз фазасы айтарлықтай маңызды рөл атқарады деген қорытынды жасауға болады. Бұл белгіленген жағдай аталған үдерістердің термодинамикалық үлгісін жасау мүмкіндігін анықтайды, аталған үдерістер резервуарлардың шынайы термобарлық жағдайлары мен ҚҚ-нің фазалық жай-күйі мен сандық қатынасы бойынша іс жүзінде таралудың шынайы заңдылықтарына, әрі түрлі стратиграфиялық нысандардағы геохимиялық бейне ерекшеліктері мен орта плиоцен сериясының гипсометриялық деңгейлеріне барынша нақты сәйкес келеді.

Негізінде, аймақтың ӨҚ (ҚҚ) кен орындарының түзілуін 6.2-суреттен көруге болады, бұнда жоғары қысым ыдыстарының батареясы салынған. Белгілі бір температурада барлық кемелер үшін бірдей болсын, біріншіден, белгілі бір мөлшерде көмірсутегі сұйық буларының, мысалы, октанның құрамындағы газ бар. Әрбір келесі ыдыстағы қысым алдыңғыға қарағанда аз. Көмірсутек жүйелерінің термодинамикалық мінездемесі заңына сәйкес – октан буларының көмегімен суда еріген октан буларының көмегімен газдың өтуі кезінде – ретроградтық (кері) конденсация – әрбір келесі ыдыста октанның молекулалық концентрациясы алдыңғыға қарағанда төмен болады.





**6.2.-сурет.** Жоғары қысымды ыдыстардың аккумуляторы арқылы көмірсутектердің бу-газ қоспасын тасымалдау схемасына сәйкес көп қабатты көмірсутектер жинақталуының термодинамикалық модельдері: а – қысым төмендеген кезде байланысатын тамырлардағы бу мен газдың сұйық фазалар ҚҚ ( $j_1 \rightarrow j_3$ ) арақатынасы ( $p \rightarrow p_3$ ); б – әр түрлі деңгейдегі тік өзара байланыс және бір-бірінен оқшауланған табиғи су қоймаларының жүйесі; с – қалыпты булану және конденсация жағдайындағы табиғи су қоймаларының жүйесі; е – қуатты қорғайтын қабаттармен қапталған, тігінен өзара байланысты резервуарлар жүйесі; е – лайлы жанартаулықтың немесе белсенді тектогенездің бір реттік пароксизмалы көріністерінен зардап шеккен тігінен өзара байланысты су қоймалар жүйесі.

Газ буы қоспасының ыдыстар арқылы қозғалуы, демек газ ерітіндісінен сұйықтықтың шығуы және оның ыдыстарда жиналуы жүреді. Әр түрлі ыдыстардағы сұйық зат мөлшері тамырлардың кірісі мен шығысында пайда болатын қысымның төмендеу деңгейіне сәйкес келеді. Қысымның төмендеуіне байланысты сұйықтықтың конденсациясы ретроград құбылыстарының барлық аймағында газдағы сұйықтықтың минималды концентрациясының қысымына дейін жалғасады. Осы үдерістің нәтижесінде қысым төмендеген сайын ыдыстардағы газ буының қоспасы «құрғақ» газға дейін төмендейді.

Ұқсас жоғары қысымды аккумуляторлық тізбекті пайдаланып, мұнайлардың ретроградты булануы бойынша тәжірибелер көрсеткендей, жоғары қысым кезінде ең қиын еритін жоғары молекулалық (ауыр) мұнай шөгінділері, содан кейін қысым төмендеген сайын жеңілдейді. Көлемді салмағы қысымның төмендеуі бағытында біртіндеп төмендейтін көмірсутек сұйықтықтарының бірқатарын алды (Великовский, Юшкин, 1959 ж.; Двали, 1963 ж.).

Сипатталған үдерістерге сәйкес аймақ ӨҚ (ҚҚ) кен орындарының түзілу термодинамикалық моделін келесі схема түрінде ұсынуға болады:

Терең тұндыру мезозой және палеоген-миоцен жоғары температурада әрі қысымда атмосферада түрлі буын газдарының (катагенез және метакатагенез қадамдары) мұнай ретроградты газ-бу қоспасы бастапқыда қалыптасады, өткізгіш жыныстардан тектоникалық



және литологиялық кереғарлықтар лайлы жанартаулар эруптивтарының жанасу аймағы шлейф түрлері мен басқа да өткізгіш үшін арналар өздерінің төменгі мөңдерінің аймағына түседі – плиоценнің резервуарлы қабаттары ретроградты заңдылықтарын (қысым) және қалыпты (температура) құбылыстарды ұстана отырып, ерітілген көмірсутек сұйықтары буларының конденсациясын тудырады. Егер сұйықтық ағынының жолында конденсацияланған сұйықтықтың жиналуы үшін қолайлы құрылымдық жағдайлар болса, тұтқыштарда сұйық фазаның жинақталуы пайда болады. Оның ең ауыр компоненттері шығарылған бу-газ қоспасы учаске бойымен жоғары қарай жылжиды, ал конденсация үдерісі одан да көп көмірсутек сұйықтарының түзілуімен жалғасады.

Табиғи резервуар бір-бірінің үстінен түсетін тұтқыш тәрізді ретроградты бу-газ қоспасы арқылы «еніп» кетсе, онда мұнайлы қабаттың тереңдігі бойынша ұдайы ұлғаюымен сипатталатын көп қабатты резервуарлар пайда болады (типтік мысалдар – Әзірбайжан мен Оңтүстік-батыс Түрікменстанның көп қабатты кен орындары).

Сұйық фазаның ретроградтық шығарылуы резервуардан (тұздан) газдың ағып кетуімен де, жай диффузиялық үдеріспен де, резервуардың салыстырмалы түрде тез «босатылуымен» байланысты, мысалы, лайлы жанартаудың пароксизмі, жер сілкінісінен туындаған жаңа тектоникалық бұзылыстардың пайда болуы. Резервуарларда «сұйықтықтың» төгілуіне байланысты қысқа уақыт ішінде сұйықтықтың едәуір мөлшерін түзудің нақты мүмкіндігінің мысалдары газ конденсатын пайдалану нәтижелері болуы мүмкін. Конденсаттың өте елеулі көлемі ретроградты шығындар энергетикалық сарқылу табиғи режимі сүйемелдеуімен қалыптасады.

Сипатталған үдерісте резервуарлар табиғи сепараторлардың рөлін атқарады, онда табиғи қысым мен температураның төмендеуі нәтижесінде бу мен газдың бастапқы қоспасынан тұндырылған конденсацияланған көмірсутек сұйықтығы пайда болады. Резервуар-сепараторда сұйық фазаның мөлшері неғұрлым көп болса, бу арқылы газ қоспасы да соғұрлым көп болады, ол арқылы «тартылады».

Мұнай, газ және конденсаттың әр түрлі қатынасындағы көмірсутектердің жинақталуы да 6.2-суретте (d) көрсетілген. Егер қоспаның шексіз мөлшері бір-бірімен жалғасатын сепаратор төсек-орындары арқылы өтетін болса, тұтқыштар сұйық фазамен олардың құлыптарына дейін толтырылуы мүмкін. Горизонттар далада бір-бірімен байланысқан кезде, олар бір-бірінен оқшауланған кезде, бір рет толтырылған газ буының қоспасы қозғалуды тоқтатады, бұл мұнай аз немесе мүлде жоқ жиектері бар газ (газ-конденсат) қабаттарының пайда болуына әкеледі (6.2-сурет, г).

Осы төтенше жағдайлардың арасында таза мұнай және таза газ (газ конденсаты) кен орындары, мұнай, конденсат және газдың кез келген қатынасы бар көмірсутек жинақтауының барлық түрлері орналасқан. Нақты геологиялық жағдайларға байланысты газ, газ конденсаты, газ конденсаты-мұнай, мұнай және газ конденсаты әрі мұнай кен орындары бір уақытта бір кен орнында пайда болуы мүмкін (6.2-сурет(с, b)).

Соңғы нұсқа сирек, кем дегенде Әзірбайжанның өрістерінде байқалады. Бұл көші-қонның негізгі арнасы болып табылатын тектоникалық бұзылулардың жүйесі тігістерді толтыру және олардан газ буының қоспасын ағызу арқылы жүзеге асырылады, мұнда ол төтенше кешенді газдың ағып кету тұрғысынан оқшауланбастан бүкіл ОҚ «соққы береді». Нәтижесінде, әсіресе тектоникалық бұзылулар дамыған жерде мұнайды тұндырғыштар, болмаса газ (газ конденсаты) топтастырылады. Мұнда біз жекелеген мұнай қоймаларының тектоникалық бұзылыстарға қатысты ерекше орналасуына байланысты сақталған салыстырмалы түрдегі аз газды «қақпақтарды» айтпаймыз (6.2-сурет(b)).

9-13 МПа-дан төмен қысым кезінде бу-газ қоспалары әдетте қалыпты булану және тұрақтандырылмаған сұйықтықтың конденсациясы аймағында орналасады. Бұл қысым кезінде кен орындарында негізінен жеңіл мұнайды иық бауларының шектеулі құрамы бар газ

жинақталады (6.2-сурет(с)). Мұндай кен орындарына мысал ретінде Кала, Карачухур, Сурахани кен орындары жоғарғы бөлігінің «әріппен» деп аталатын горизонттарында газдың аз жинақталуын келтіруге болады.

Жоғарыда айтылғандарды ескере отырып, газ (газ конденсаты) кен орындары газ буының қоспасы, мұнай және мұнай-газ түтін сепараторлары үшін резервуар болып табылатынын атап өтуге болады. Мұнай резервуары газдың (газ конденсатының) өмір сүре алмайтын геологиялық жағдайында қалыптасқаны анық – бұл алдыңғы бу-газ конденсатынан, оның ретроградты конденсация заңдарына сәйкес сұйық көмірсутектер түсіп, түзілімдерде жиналатын газ конденсатының қайта құрылу нәтижесі. Басқаша айтқанда, аймақтағы әрбір мұнай қоймасы өзінің тарихында бірнеше рет «газ конденсатын» өткізген болуы керек.

Газ буының қоспасы транзиттік маршруттары негізінен тектоникалық жарылыстар, лайлы жанартаулардың атқылайтын қондырғылары және т.б. болғандықтан, табиғи түрде, кен орындарының табиғаты мен жергілікті құрылымдар мен аймақтардың дисжункционалды ыдырау дәрежесі арасында белгілі бір байланыс болуы керек. Оңтүстік жағалаудағы нақты материалдың талдауы, оның ішінде барлық мұнай мен газ кен орындары дамыған, шұғыл орналастырылған, диапиризммен және лайлы жанартаулықпен күрделенген, көбінесе көтерілген көтерілімдермен, ал газ конденсатының көп бөлігі газ конденсаты-мұнай, мұнай-газ көтерілімдері және жанартаулардың жоғарында байқалады. Тыныш құрылымдар дегеніміз тектоникалық жерленген құрылымдар. Бұдан шығатын қорытынды, бассейнде мұнай мен газды бастапқы жинақтау аймақтары мен аудандарын жеке іздеумен бірге тектоникалық критерийлер шешуші болып табылады.

Жоғарыда айтылғандарға байланысты, ретроградты конденсация заңдарына сәйкес мұнай кен орындарын қалыптастыру жөнінде мыналар қызығушылық тудырады. Мәселен, сұйық көмірсутектердің бу-газ ерітіндісінен шығуы біркелкі емес және ең қарқынды түрде негізінен салыстырмалы түрде жоғары қысым аймағында жүреді, ал 0,1 МПа қысымға түсетін сұйықтың мөлшері оның түсуімен үздіксіз азаяды және максималды конденсация қысымында нөлге жетеді (Великовский, Юшкин, 1959 ж.), содан кейін сұйықтың негізгі мөлшері үлгінің алғашқы ыдыстарына түседі (6.2-сурет, а). Осылайша, көп қабатты кен орындарында «ретроградтық» мұнайдың негізгі қорлары жоғары қысымды нысандар үшін ең терең өнімді көкжиектер болуы керек. ОҚ-да бұл, шынымен де, байқалады және нақты деректермен расталады (Хаджи-Касумов, 1969 ж.), бұл ӨҚ (ҚҚ) мұнайдың ең жоғары қоры ең жоғары тығыздықтағы мұнайларға сәйкес келетінін көрсетті.

Келесі тұжырымдар де өте маңызды. Көптеген зерттеушілердің жұмысы оның орталық бөлігі жалпы газ қанықтыру ӨҚ (ҚҚ)қимасында және дәйекті мұнай-газ бен мұнай-газ және газ конденсатын ауыстырылатын мұнай қоймасы өсуіне деген бағыт антиклиналды өңірлік қатпарының аясында барлық аймақтарында БМЖ ішінде орталық алап аймақтарынан табылған. Сонымен қатар дәл сол бағытта учаске өнімділігінің жоғарғы шегін стратиграфиялық төмендету мен көмірсутектермен қаныққан объектілер санының төмендеуі орын алады.

Мысалы, егер Балахани-Шахдениздің Апшерон түбегінің орталық антиклинальды аймағында, Балахани-Сабунчи мен Сураханидің ең жоғары мұнайлы аудандарында, мұнайдың құрамында орташа полиоцен ӨҚ барлық бөлігі ғана емес, сонымен қатар Апшерон қабаты (кейінгі плиоцен сатылары) бар. Газ және мұнай құрылымдары Карачухур, Зых, Құмдық, газ конденсатты-Шахарлық және Шахдениз газ конденсаты, өнімділіктің жоғарғы шегі Балахан формациясының негізіне дейін төмендейді (ӨҚ жоғарғы бөлігінің төменгі бөлігі). Қала-Зыря аймағында жағдай ұқсас, бірінші құрылымы мұнаймен Апшерон сатысына дейін қаныққан, ал екіншісі төменгі ӨҚ Надкирмакинская құмынан (МӨҚ) бастап, газ, конденсат және аз мөлшерде мұнаймен қаныққан.

Алаптың шығыс бөлігінде де сол жағдай – егер Челекеннің ең биік және эрозиялық құрылымында ҚҚ-ның барлық бөлігі мен ішінара Апшерон сатысының бөлігі мұнаймен

толтырылса, ал келесі бөлігі алаңның төменгі жағында орналасқан. Пречелек күмбезі, Жданов мен Губкина бетін 600-800 м-ге батыру жағдайында негізінен газ және мұнай кен орындары бар, олардағы «қақпақтарда» конденсат мөлшері аз, содан кейін төменгі (1400 м-ге дейін) орналасқан тұтқыштар – ЛАМ а. және Баринов а. газ конденсаты-мұнай жинақталуы басым.

Ұсынылған депозиттердің қалыптасу механизміне байланысты бұл заңдылықтарды келесідей түсіндіруге болады:

Аймақтық суға шомылу бағыты бойынша антиклинальды қақпан құрылымдары тек тектоникалық тұрғыдан тынышталмайды, сонымен бірге тереңірек, қалың жыныстармен жабылған саз қабаттары – үнемі өсіп келе жатқан экрандар аз бөлінеді. Осы екі сәттің үйлесуі өнімді объектілердің бетімен байланысының нашарлауына әкеледі, олардың тығыздығын жақсартады, газсыздандуды шектейді. Басқаша айтқанда, ӨҚ (ҚҚ) учаскесінің газды қанықтырудың жалпы жиналу бағыты бойынша өсуі қаныққан көмірсутек қабаттарын жақсы оқшаулау нәтижесінде кен орындарының қауіпсіздігіне байланысты, ал екінші жағынан қарастырылған модель «жұмысының» нақты растамаларының бірі ретінде қарастырылуы мүмкін.

Газ (газ конденсаты) кен орындарын қалыптастыру және мұнайды құрамы мен қорлары бойынша бөлу туралы пікірлер негізінен тектогенездің антропогендік кезеңінде болған алаптың ӨҚ (ҚҚ) төменгі және жоғарғы бөлімдеріндегі көмірсутектер жинақталуының салыстырмалы қысқа мерзімділігі мен синхронизмін жақтайды. Әйтпесе, мұнайды тығыздық бойынша аймаққа бөлудің мұндай сипаттамасы болмас еді. Егер мұнай, мысалы, ӨҚ төменгі бөлігі онда жоғарғы бөліктің шөгіндісі пайда болғанда пайда болса, сол кездегі төменгі бөліктегі резервуардағы қысымның төмен болуына байланысты «ретроградты» мұнай қазіргі тығыздығынан әлдеқайда төмен болар еді және құрамы бойынша қазіргі заманғы жеңіл мұнайларға сәйкес келер еді.

Қарастырылған модельге сәйкес депозиттер мен кен орындарының пайда болу механизмінің нақтылығы іс жүзінде Апшерон аймағы кен орындарының кеңістіктік таралуын талдаумен дәлелденді, бұл олардың барлық түрлері (әр түрлі фазалық қатынастармен көмірсутектердің жинақталуы) тереңдікпен нақты сараланғанын көрсетті. Таза газдың жинақталуы әдетте тереңдіктегі аралықпен 500 м аспайды; ашылған кен орындарының көп бөлігін құрайтын мұнай мен мұнай және газ бұрынғы тереңдігі үшін 1100 м тереңдікте, ал соңғыларына 1500 м; газ «қақпағы» бар мұнай кен орындары негізінен 2500 м тереңдікте орналасқан; газ конденсаты кен орындары әрдайым ең көп құйылатын тұтқыштармен байланысты және олардың орташа тереңдігі – 3600 м. Таза газ жинақтауының ерекшелігі олардың шағын мөлшері мен мұнай және мұнай-газ кен орындарының үстінде орналасуы болып табылады, бұл олардың екінші рет пайда болуын және негізінен төменгі қабатты газсыздандыру нәтижесінде пайда болатындығын көрсетеді.

Жоғарыда айтылғандай, мұнай-газ кен орындары негізінен жоғарғы плиоцен-төрттік қарқынды тектоникалық көтерілімі және жергілікті көтерілімі оның кейінгі эрозияға бейім бөліктерін (Балаханы-Сабунчи, Шабандаг-Аташкя, Бинагады-Чахнагляр алаңдары және т.б.) өзгертеді. Газ-конденсат кен орындары әрдайым ӨҚ шатырының күрт құлау аймақтарында орналасқан сәл бөлінген көтерілімдермен шектеледі (Зыря алаңы, Южная, Бахар, Шахдениз) (Рачинский, Дурмишян, 1970 ж.). Тұндырғыштардың мұндай бөлінуі қақпағы бар резервуардың газ фазасын сақтауда маңызды рөл атқарады және тұтастай алғанда жоғары қысымды кеме аккумуляторы жұмыс істеуінің жоғарыда көрсетілген механизміне толық сәйкес келеді (6.2-суретті қараңыз).

Сипатталған термодинамикалық үлгіні Оңтүстік банктегі депозиттер мен депозиттердің пайда болуына қолданудың дұрыстығы баланстық-баланстық бағалау арқылы расталады, оның бастапқы геологиялық потенциалы мен ӨҚ (ҚҚ) арқылы өткен және атмосфераға шығарылған лайлы жанартаулық белсенділік нәтижесінде пайда болған газ көлемдерінің қатынасы. Жер

асты суларын жою, жер сілкінісі, диффузиялық үдерістер және табиғи газсыздандыру – литосфераның «тыныс алуы».

Біздің есептеулерімізге сәйкес көмірсутектердің алғашқы геологиялық потенциалы осы аймақтағы ӨҚ (ҚҚ): мұнай – 9,01, конденсат – 1,92, сұйық фаза – 10,93 млрд. тонна, газ – 6, 16 трлн.м., мұнайға балама көмірсутектері -17,09 млрд.тонна (Рачински, Чилингар, 2007 ж.).

Егер бастапқы газ фазасында сұйықтың орташа мөлшері 200 г/м<sup>3</sup> болса, онда ондағы тұтқышқа 9,01 миллиард тонна мұнай еріту үшін шамамен 45 триллион м<sup>3</sup> газ қажет болады. Жоғарғы плиоцен-антропогендік уақыт үшін – ӨҚ (ҚҚ) тұндырылғаннан кейін – жоғарыда аталған үдерістердің нәтижесінде шамамен 3 миллион жыл ішінде аймақтағы газдың жалпы шығыны шамамен есептелуі мүмкін (Геодекян мәліметтерін қолдана отырып, 1968), шамамен 83 трлн м<sup>3</sup>, Бұл қажетті көлемнен 2 есеге артық ӨҚ (ҚҚ) арқылы өтетін газдың ең аз мөлшері талап етілетін ең аз мөлшерден асады.

Бұл жағдай аймақтағы қорлар мен ресурстардың біршама артуының ықтималдығы туралы өте қалыпты оптимизмге белгілі бір мүмкіндік қалдырады, бірақ, екінші жағынан, мұны ең қарқынды антропогендік алабы бар орташа плиоцен ҚҚ-нің барлық стратиграфиялық көлемінде көмірсутектердің неотектогенез жинақталуының жанама растауы ретінде қарастыруға болады.

Жоғарыда қарастырылған сұйық және газ фазаларының арасындағы барлық қатынастарды ескере отырып, мезозой-миоцен стратиграфиялық көлемімен алынған бастапқы ретроградты біріктірілген циклды көмірсутек қоспасының дифференциалды ұстау схемасына сәйкес аймақтағы кен орындары мен шөгінділердің қалыптасуының ұсынылған термодинамикалық моделінің айқын шындықтарын мойындай аламыз.

Жүргізілген зерттеулерді талдау келесі қорытынды жасауға мүмкіндік береді.

А. Жалпы геологиялық алғышарттардың жиынтығы – негізінен тектоникалық дамудың иммерциялық режимі:

1. ОҚа аумағының көпшілігінде мезозой-антропогендік уақыт диапазонында тұндырудың өте жоғары жылдамдығы;
2. Мезо-кайнозой шөгінді бөлігінің литофизикалық құрамы – көмірсутекті генерациялайтын, жинақтайтын және оқшаулайтын қуаттылықтардың болуы;
3. Мұнай мен газдың қалыптасу орталықтарының гидродинамикалық байланысын қамтамасыз ететін, дисконтталған тектониканың маңызды дамуы өнеркәсіптік мұнай мен газдың қалыптасуының қажетті шарты болып табылады;
4. Жергілікті құрылымдық формалардың жоғары тығыздығы;
5. Сұйықтардың қуатты интерформациялық ағынына ықпал ететін лайлы жанартаулық үдерістердің қарқынды көріністері мезозой және пост-миоцен стратиграфиялық кешендерінің геологиялық жағдайын анықтайды, мұнда 14 км-ге дейінгі гипсометриялық тереңдіктің айтарлықтай аралықтарында мұнай мен газ жинақтаудың үлкен аудандары қалыптасады. Палеогео-миоценнің құрылымдық-формациялық қабаты аймақтың геологиялық дамуының қазіргі кезеңінде табиғи су қоймаларының үстінен және жартылай (жоғарғы бор) төмен қоректенетін сұйық көмірсутектер өндірудің негізгі аймағы болып табылады.

Ә. Шамамен 17 млрд. тонна мұнай эквивалентіндегі бастапқы геологиялық қорлармен және НС РТ (СТ) ресурстарымен қамтамасыз ету ықтималдығы өте төмен. (Ракинский Чилингар, 2007 ж.) мұнай мен газды өндірудің ішкі мүмкіндіктеріне байланысты мыналарды көрсетеді:

1. Орташа плиоцен ӨҚ (ҚҚ) көмірсутек жинақтауының кеңістіктік таралу тәуелділігі – ОҚа негізгі мұнай-газ кешені;

2. Мұнай мен газдың, мұнай және газ конденсатының, газ конденсаты-мұнай және газ конденсатының мұнай-газ кен орындары үнемі өзгеріп отыратын, қойманың аймақтық жиналуы бағытында учаскенің газға қанығуының дәйекті өсуі;

3. Қиманың стратиграфиялық және гипсометриялық тереңдігімен жалпы қанықтылығының жоғарылауы;

4. Мұнай кен орындарын тектоникалық бөлінген, жиі эрозияға ұшыраған (жойылған) құрылымдық тұтқыштарға, көбінесе лайлы жанартаулыққа ұшырайтын және газ (газ конденсаты) бұзылмаған жергілікті аймақтарға шоғырландыру;

5. Мұнайды алаптың бүйірлік шеңберінен көмірсутекті емес компоненттер газдарының құрамының төмендеуімен қатар жүретін орталық бөлігіне дейін нақты метанизациялануы;

6. Жалпы негізде жүзеге асырылған мұнайлар мен конденсаттардың сол бағыттағы геохимиялық жасының («жасару») дәйекті төмендеуі:

а. ӨҚ (ҚҚ) өте төмен бастапқы құрамы 0,3-0,8 кт / т;

ә. 750-900 м / миллион жылдағы шөгінділердің өте жоғары деңгейі;

б. шөгінділердің салыстырмалы түрде қысқа уақыты, 8 миллион жылға дейін;

в. төмен жылыну температура градиенті 14,8-22,1°С / км;

г. резервуар қысымының жоғары аномалиясы – гидростатикалық фактор 1,43.

Б. Вассоевич, Лопати, Уэллз әдістеріне және осы үдерістердің термодинамикалық моделіне негізделген ОКа шөгінді учаскесінде көмірсутектердің пайда болуы мен жинақталу үдерістерін модельдеу нәтижелері авторлар жасаған көмірсутектердің кеңістіктік таралуының нақты тәуелділіктері мен заңдылықтарын олардың қорларына, фазалық жағдайына, химиялық құрамына сәйкес түзетілді және табиғи резервуарлардың нақты геотермобариумы және уақыт аралығында мұнай мен газ ошақтарының эволюциясы бөлігінде аймақтық және вертикальды болып табылады. Оңтүстік Каспийдің орталық аймағымен қатар мезозой-плиоцен стратиграфиялық сериясының буыны үдерістеріне жүйелі түрде қатысады. Сонымен бірге газ фазасы пайда болуының негізгі көзі мезозой апокатагенезі мен метагенезінің шөгінділері және ӨҚ (ҚҚ) бөлімінің төменгі бөлігінің нақты бағынышты қатысуымен палеоген-миоцен шөгінділері (МК<sub>1</sub>-МК<sub>2</sub>, ішінара МК<sub>3</sub> градиациялары) болып табылады.

В. ОКа шөгінді учаскесінде мұнайды қалыптастыру аймағының қазіргі жағдайы іс жүзінде 8-10 км дейінгі тереңдік диапазонын, конденсат пен мұнай шығаратын аймақтарды 12-14 км құрайды. Бұл үдерістер негізінен ӨҚ (ҚҚ) түбіндегі шөгінділерде жүзеге асырылады, бұл оның көмірсутек қанықтылығының аллохтонды табиғатын нақты анықтайды.

Г. алаптың шөгінді бөлігіндегі бастапқы кезең көмірсутектер мен жоғары температуралы метанның, көмірқышқыл газының және азот газ фазасының геологиялық тарихының қазіргі кезеңінде, маңызды десорбциялық қабілеті бар тау жыныстарынан ӨШС жоғары шығымдылығын қамтамасыз етеді және оларды сығылған газдарда ерітіп, оның терең шөгінділерінде басым газды тудырады.

## **7 Альпілік жылжымалы белдеулер алабындағы мұнайгаздылықтың қалыптасуы, орналасуы мен болжануының геосұйықтық динамикалық механизмдері және факторлары**

Көмірсутектердің табиғи шоғырлануының тарихындағы жер асты сулары динамикасының мәнін бағалай отырып, оның жекелеген кезеңдерінде айтарлықтай әр түрлі екенін ескеру қажет: егер оларды қалыптастыру үшін сұйықтықтардың шоғырлануы қамтамасыз ететін су ортасының жоғары ұтқырлығына қатысты жағдай төменде көрсетілгендей қажет болса, онда қалыптасқан шоғырларды сақтау үшін жер асты суларының немесе жалпы іркілген ортаның шектеулі қозғалу жағдайына облигатты болып келеді. Жер қыртысының массасы бойынша ең басты жылжымалы компоненті және мұнай мен газдың өмір сүру ортасы бола отырып, жер асты сулары кен шоғырларының пайда болу, өмір сүру және сақтау шарттарының маңызды көрсеткіші және көмірсутектермен қарым-қатынас белгілерінің тасымалдаушысы ретінде қарастырылуға тиіс.

Осыған байланысты гидродинамикалық және гидрохимиялық зерттеулердің негізгі міндеттері:

- көмірсутек шоғырларын қалыптастыру және орналастырудағы геосұйықтық динамикалық факторлардың рөлін анықтау;
- табиғи сұйықтықтардың, оның ішінде көмірсутектердің көшуінің бағыты мен тетігін анықтауға мүмкіндік беретін объективті көрсеткіштерді белгілеу;
- мұнай және газ жинақтаудың өңірлік аймақтарын қалыптастыру мүмкіндігі тұрғысынан су қысымды кешендер мен геосұйықтық динамикалық жүйелердің шоғырландыру мүмкіндіктерін бағалау;
- жергілікті көтерілімдердің өнеркәсіптік мұнай-газдылығын қамтамасыз ететін шекаралық жағдайларды анықтау;
- көмірсутекті қанықтырудың сапалық және сандық өлшемдерін анықтау;
- барланатын шоғырлар мен кен орындарының типтерін болжау және олардың қорларын геосұйықтық динамикалық деректер бойынша алдын ала бағалау.

Іздестіру-барлау жұмыстары мен мұнай және газ (газконденсатты) кен орындарын пайдалану альпілік жылжымалы белдеулерінің бассейндерінде көптеген жылдар бойы жинақталған геологиялық ақпараттың елеулі көлемі алынған нәтижелердің қажетті дәйектілігін қамтамасыз ететін, аталған міндеттерді сандық негізде шешуге мүмкіндік береді.

### **7.1. Аномальды жоғары қысымдардың өңірлік және жергілікті мұнайгаздылықтың қалыптасу, орналасу мен болжануындағы рөлі**

Барлаудың жеткіліксіздігімен, геологиялық құрылыстың күрделілігімен, көмірсутек шоғырлануының кеңістіктік орналасуының түсініксіздігімен және мұнай-газдылығының салыстырмалы түрде белгісіз перспективаларымен сипатталатын өңірлер мен стратиграфиялық кешендер үшін көші-қон үдерістерінің ықтимал типтері мен сипатының

көрсеткіші, шоғырлардың қалыптасуының тоқтауы және тиісінше, іздеу критерийі ретінде аномальды жоғары кеуекті және қыртыстық қысымның даму заңдылықтарын пайдалану, сақтау және релаксациялау мүмкіндігі маңызды болып саналады (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1980 ж.).

Шөгінді қималардың гидродинамикалық жағдайында, кейіннен кеуекті сұйықтықтардың аралас коллекторларына ағызумен, яғни сингенетикалық АЖКҚ градиенттерін көлденең немесе тігінен жүзеге асыру мүмкіндігін қамтамасыз ететін саз балшықты сүзу нығыздау барысында немесе диффузиялық, перделік және басқа да массалық тасымалдау түрлерін жүзеге асыру кезінде үлкен тереңдіктерде аса ұзақ геологиялық уақыт бойы (1500-2000 м дейін) белгілі бір диапазонда-сингенетикалық АЖКҚ градиенттерін көлденең немесе тігінен жүзеге асыру мүмкіндігін қамтамасыз ететін шөгінді қималардың гидродинамикалық жағдайында қарастырылады (5.3.1-бөлімін қараңыз).

Сонымен қатар төменгі және жоғарғы гидрогеологиялық қабаттардың гидравликалық қатынасуын бағалау, аномальды жоғары қысым негізінде мұнай-газдылықты қалыптастырудың, орналастырудың және болжаудың ықтимал шарттарын бағалау негізін сұйықтықтардың орын ауыстыруын, көмірсутектер шоғырларының пайда болуы мен сақталуын шарттайтын әрі реттейтін палео- және АЖКҚ мен АЖКҚ қазіргі заманғы градиенттерін көші-қон жоспарында іске асыру шаралары және қағидаттық бағыттарын белгілеуді құрайды.

Мұнай мен газға арналған геологиялық барлау жұмыстарының практикасы қандай да бір өңірдің шөгінді қабының қимасында кеуекті сұйықтықтың тығыздалуы кезінде артта қалуына байланысты, олардың шегінде мұнай мен газ шоғырларын және мұнай және газ жинақтаудың тиісті аймақтарын қалыптастыру және сақтау үшін қолайлы жағдайлар бар қуатты кеңістікке төзімді сазды сериялар бар екенін көрсетеді. Бұл жағдайда көрсетілген сазды сериялар коллекторлардың қуатты байламдарымен байланысатын аудандар перспективалы түрде сипатталады.

Коллекторларды негізінен сазды қалыңдықтармен ұштастырудың үш мүмкін нұсқасы бар; коллекторлар саз үстінде жатыр, коллекторлар сазды қалыңдықтарда орналасады және коллекторлар соңғысы арқылы жабылады. Көптеген аймақтар бойынша нақты материалдар мұнай және газ жинақтау аймақтарында табиғи көмірсутектердің қалыптасуы мен ресурстары көп жағдайда шөгінді қиманың құзыретті және компетентті емес аралықтарының өзара кеңістіктік ара қатынасымен анықталады.

Коллекторлық қабаттың мұнай-газ өндіретін саздан жоғары жатқан жағдайында, ұзақ геологиялық уақыт бойы шоғырландыру барысында бөлінетін сұйықтықтарды, оның ішінде көмірсутектерді де байланыс аймағының бойымен жоғары беретін төсейтін кешенді босату мүмкіндігі бола алады, осы механизмнің салдары мыналар болуы мүмкін:

- сұйықтықтардың сазды қалыңдықтардан коллекторларға алғашқы тік енуі;
- мұнай мен газды одан әрі ауыстыру;
- тұтқыштардағы көмірсутектерді шоғырландыру;
- табиғи сұйыққоймалардың тектоникалық дислоцификациялану шараларының

функциясы ретінде қиманың газға қанықтығының өсуінің белгілі схемаларына және газ жиналуының басым аймақтарының пайда болуына бағынышты сұйық және газ фазаларының заңды таралуы (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1974 ж.; Мехтиев, Цатурянц және Рачинский, 1968 ж.).

Сұйықтықтардың, оның ішінде көмірсутектердің, саздан коллекторлық қабаттарға ауысуы және олардың кейінгі қозғалысы генерациялау аймақтарының АЖКҚ және жинақтау аймақтарының қыртыстық қысымы арасындағы тиімді айырмашылықты білдіретін қысымның градиенттерін міндетті түрде іске асырумен қамтамасыз етілуі тиіс.

АЖКҚ-мен басым сазды қалыңдықтың қимасында коллекторлар болған кезде олардың мұнай-газдылығының перспективалары бірінші кезекте өтетін аралықтардың қуаты мен өңірлік төзімділігімен анықталады. Неғұрлым қуатты коллекторларда салыстырмалы ірі шоғырлардың қалыптасуы мүмкін, линзалы біртекті емес құмды байламдарда көмірсутекті қанықтыру әдетте кездейсоқ сипатқа ие және негізінен сұйық фаза-мұнаймен ұсынылады.

АЖКҚ-ның сингенетикалық табиғаты күшті тығыздалған шөгінділерде оларда елеулі және міндетті артық қысымдардан тұратын үлкен биіктіктегі ірі газ жиналыстарының болуына жол бермейді. Сингенетикалық АЖКҚ қалыңдықтарында осындай шоғырлардың болуы олардың жоғары қысымдағы жоғары аймақтарында (аймақтық АЖКҚ, газ бен судың көлемдік таразысының әр түрлілігіне байланысты артық) түзілуді анықтар еді, бұл жабынды жыныстардың жаппай үзілуіне және кен шоғырларының бұзылуына әкеп соқтырар еді. Қысымның градиенттері мұнда жекелеген жағдайларда литостатикалық түрде артық болар еді. Осындай маңызды градиенттерді іске асыру әсері пайда болған жинақтарды сақтауға ықпал ете алмайтыны анық. Мұндай жағдай жалпы мұнай мен газдың шоғырларын қалыптастыру үшін қолайлы болғандықтан, нақты табиғи ортада олардың өнеркәсіптік жиналуы пайда болуы мүмкін, алайда жоғарыда көрсетілген себептерге байланысты қайта қалыптастыру үдерісінде олар қирауға ұшырайды. Осылайша, коллекторлық қораптарда көмірсутектердің елеулі жиналуының литостатикалық деңгейінің сингенетикалық АЖКҚ бар қуатты шоғырландырылмаған сазды қалыңдықтардың табылу ықтималдығын анықтау керек.

Коллекторлар АЖКҚ-мен қуатты сазды сериямен жабылған кездегі геологиялық жағдай мұнай-газ жинақтау аймақтарын қалыптастыру үшін қолайлы. Бұл жағдайда өткізілетін аралықтардың мұнай-газдылығы мұнай-газ өндіретін сазды қалыңдықтан сұйықтықтардың төмен түсу көші-қонымен де байланысты болуы мүмкін. Мұнда маңызды фактор көмірсутектердің пайда болған жинақтарын сақтау үшін ерекше қолайлы жағдайлардың болуы болып табылады. Бұл механизмде шешуші рөл сазды жамылғының болу фактісінің өзі ғана емес, сондай-ақ оның бөлігінде төсейтін шөгінділер шоғырының диссипация мүмкіндігін болдырмайтын сингенетикалық АЖКҚ болуы да жатады. Алдыңғы жағдайдағы сияқты төмен түсетін тік көші-қон және сұйықтықтардың кейінгі қайта бөлінуі түсіру аймақтарына бағытталған қысымның градиенттерін өткізумен қамтамасыз етіледі.

Соңғы нұсқа аясында саз қабатының сыйымдылығы бар карбонатты коллекторды жабатын ерекше қызығушылық тудырады. Компетентті және компетентті емес аралықтардың осы үйлесімінде сұйықтықтардың төмен түсетін тогы және, тиісінше, оларды шоғырландыру бірінші кезекте жергілікті құрылымдардың су астында орналасқан учаскелеріне орайластырылған жарықтың жоғары аймақтарында жүзеге асырылуы мүмкін. Бұл геологиялық жағдай сұйықтықтардың кең латеральды көші-қонын жүзеге асыруға және соның салдарынан мұнай-газ жиналуының өңірлік аймақтарын қалыптастыруға кедергі келтіретіні әбден түсінікті. Мұндай геологиялық ахуалға көбінесе аймақтық тұрғыда спорадиялық таралумен сипатталатын аймақтық көмірсутекті қанықтыру жатады; мұндай түрдегі шоғырлар көбінесе палеоген-миоценды саздың күшті қалыңдығының жоғарғы бор карбонатты коллекторлары бар байланыс аймағына ұштастырылған (Индоло-Кубан, Терск-Каспий иілімдері, Маракаиб ойпаты) (Йонг және т.б., 1959 ж.; Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1976 ж.). Сұйықтықтардың төмен түсетін тогының диапазоны сызаттар жүйесінің даму тереңдігімен және нақты стратиграфиялық аралық шегінде олардың алаңдық таралу ауқымымен анықталады. Барлық карбонаттық қалыңдықтар жарықпен қамтылған жағдайларда, мұндай көші-қон ірі көмірсутек шоғырлануы мен мұнай-газ жиналуының өңірлік аймақтарының қалыптасуына негіздей отырып, кең ауқымда жүзеге асырылуы мүмкін.

Жоғарыда қарастырылған барлық жағдайларда жоғары қысымды сұйықтықтар өткізуші аралықтарға түсе отырып, оларда гидрогеодинамикалық жүйені түсіру шарттарымен уақыт сақтау мүмкіндігі анықталатын қаттық қысымның жоғарылауын тудырады. Ауданы бойынша



шектелген АЖҚҚ-ның осындай генерациядағы жарықшақтылық аймақтарында өте қарқынды көрінеді, неғұрлым кең аймақтарда олардың пайда болуы қалыпты сипатқа ие.

Коллекторлық қораптарды сұйықтықтармен қанықтырудың қандай да бір нұсқасының диагностикалық белгілері АЖҚҚ қазіргі заманғы және палеогеографисттерінің кеңістіктік таралу заңдылықтары болуы мүмкін. Стратиграфиялық қима бойынша төменнен жоғары қарай азайтылған (немесе геологиялық өткенде азайған) жағдайда, сұйықтықтардың көтерілетін тік көшуінің ықтималдығы және түсіру аймағының жоғарғы кешендерімен орындалуы заңды болып табылады. Осы деректердің негізінде, сондай-ақ шөгінді қиманың ашылмаған бөлігінде АЖҚҚ-өзіндік инжектор бар қуатты сазды немесе гемогенді қалыңдықтың болуын болжауға болады. Градиенттердің кері таралуы тікелей экранның астында орналасқан қабылдағыш-резервуардың гидродинамикалық оқшаулауы жағдайында сұйықтықтардың тік көші-қонуының көрінісі ретінде немесе төмендеу көшуінің және төмен жатқан өткізгіш қабаттармен түсіру аймағының ролін орындау ретінде түсіндірілуі мүмкін. Бұл жағдайда сұйықтықтардың жылжу бағыттарын диагностикалау аудандар мен алаңдардың геологиялық ерекшелігін мұқият ескере отырып жүзеге асырылады.

Жиі нақты жағдайда ұңғымалармен қысымның градиенттерін тігінен бөлудің неғұрлым күрделі сипаты бар тіліктер ашылады. Атап айтқанда, олардың өзгеруі сатылы сипатта болған кезде опция болуы мүмкін-белгілі бір тереңдікке (интервалға) дейін олар өседі, содан кейін күрт төмендейді және одан әрі қайта өседі (Шығыс Кубан иілімінің оңтүстік-шығыс енуі, Чернолесская ойпаты). Мұндай көрініс генетикалық жағынан бір-бірінен тігінен едәуір қашықтықта орналасқан АЖҚҚ генерациясының екі ошағының (аймағының) бөлінісінде болуына байланысты болуы мүмкін. Олардан қима бойынша жоғары және төмен қарай аластағанда жалпы жағдайда аномальды қысымның көріну қарқындылығы әлсірейді. Аталған сипатта таралудың ұқсас бейнесі орталық Кавказ алды қимасында бақыланады, бұл жерде аномальды қысымның генерациясының бірінші ошағы негізінен қуатты сазды майкоп қабаты, ал екіншісі-жоғарғы юраның гемогенді қабаты болып табылады. Бұл жағдайда мұнай-газдылығының перспективаларын бағалау кезінде көмірсутектерді төмендеу, сондай-ақ өсу көшуінің нәтижесінде шоғырландыруға әлеуетті қабілетті аралық интервалға ерекше назар аудару керек.

Мұнай-газдылықты болжаудың жоғарыда талданған жағдайларымен қатар сингенетикалық АЖҚҚ бар қуатты шоғырландырылмаған сазды қалыңдықтардың бөлінісінде болуы функциясы ретінде, аз қуатты сазды жабындарда эпигенетикалық АЖҚҚ та маңызды іздеу мәні бар. 1959-1961 ж. Оңтүстік-батыс Апшерон кен орындарының мысалында газ, газконденсатты және газ-мұнай кен шоғырларын жабатын саз жамылғылары аномальды жоғары қабаттық қысымдары бар, төселетін жинақтардың артық қысымын сақтап қалады және өздері аса жоғары қысымды тасушылар болады. Сондықтан терең бұрғылау барысында, жоғары қысымды шоғырларды ашқанға дейін, оларды жабатын сазды түзілімдерден өту кезінде аномальды қысымның қатты көріністері байқалады. Бірқатар жағдайларда балшық ішіндегі қысым  $2,0-2,2 \text{ г/см}^3$  тығыздықтағы жуу сұйықтықтарын қолдану қажетті қарсы қысымды құру және ұңғымаларды қалыпты бұрғылауды жалғастыру үшін жеткіліксіз болып отыр. Мұндай жағдайлар әдетте елеулі газ көріністерімен бірге жүреді (Осы сияқты АЖҚҚ көріністері Карадаг, Шебелин, Вуктыль, Оренбург және басқа да кен орындарында тіркелген). Осыған байланысты барлау бұрғылау барысында қимада эпигенетикалық АЖҚҚ көріністері байқалса, бұл аз қуатты сазды қақпақшаларға қатысты жағдай үлкен биіктіктегі көмірсутектердің ірі жиналыстары қимасының ашылмаған бөліктерінің болуымен байланысты болуы мүмкін. Осыған орай, сазды жапқыштарда эпигенетикалық АЖҚҚ-ның болуы оның астында қуатты газ және газконденсатты шоғырларды ашу мүмкіндігін көрсететін маңызды іздеу өлшемі ретінде ұсынылған (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1973 ж., 1976 ж., 1980 ж.).

Сазды қаптамаларда АЖКҚ эпигенетикалық табиғатын белгілеу шөгінді қаптамасы қимасының ашылмаған бөлігіндегі шоғырларды болжаудың ең тиімді әдістерінің бірі болып табылады, ол тек қана болжамдалған көмірсутекті шоғырлардың болуын ғана емес, бірқатар жағдайларда және типтерін болжауға мүмкіндік береді. Мұнда іздеу-барлау және бұрғылау жұмыстарының тиімділігін арттыруға ықпал ететін бірқатар іс-шараларды ұсыну мүмкіндігі туындайды. Атап айтқанда, жабындардағы АЖКҚ эпигенетикалық сипатты белгілеу кезінде тікелей су астындағы аймақтарда скважиналарды салынудан бас тарту ұсынылады, олардың шарықтау көріністерімен және осы себеп бойынша өте күрделі ұңғылау жағдайларымен ерекшеленетін және АЖКҚ көріністері салыстырмалы қалыпты сипатта болатын, ал бұрғылау жағдайлары неғұрлым қолайлы болатын жергілікті көтермелердің батырылған учаскелерінде ұңғымаларды салу ұсынылады. Сонымен қатар аталған ұсыным жиынтық сулардың ықтимал көріністеріне, коллекторлардың сыналу аймақтарының болуына және т.б. байланысты су асты ұңғымаларында теріс нәтижелер алу ықтималдығын ескереді.

Хемогенді шөгінділерге байланысты мұнай мен газ шоғырларын қалыптастыруда АЖКҚ рөлін бағалау кезінде мынадай ережелерді басшылыққа алған жөн:

- негізінен хемогенді қалыңдықтарда және оларға жанасатын аралықтарда мұнай мен газды өндіру мүмкіндігі;
- тұзды шөгінділердің даму аймақтарына көмірсутек шоғырларының ұштастырылуының көптеген фактілері;
- галогенді қалыңдықтармен аралас коллекторлық аралықтарға бағытталған терригендік түзілімдерде жиі аномальды қысымның шамасынан асатын аса жоғары қысымның едәуір градиенттерінің болуы.

Мұнай-газ түзілу үдерісі басқа стратиграфиялық аралықтармен байланысты болған жағдайларда да көмірсутектердің көші-қоны мен мұнай мен газ шоғырларының қалыптасуында АЖКҚ-мен тұздық қалыңдығының болуы маңызды рөл атқарады. Бұл жағдайда тұзды қалыңдық көші-қон үдерістерінің ұзақтығы мен тиімділігіне ықпал ететін инжектордың рөлін атқарады. Ол көмірсутектерді шоғырландыру аймақтарына бағытталған қысымның жылжуы үшін қажетті градиенттерді қолдайды.

Егер АЖКҚ тұздық қалыңдықта эпигенетикалық сипатта болса, онда оның ең ықтимал себебі шөгінділерде көмірсутектер шоғырларының болуы болып табылады. Сондықтан мұндай жағдайларда, терригендік түзілімдер сияқты, АЖКҚ эпигенетикалық сипаты көмірсутектер шоғырларының қимасының ашылмаған бөлігінде болу мүмкіндігін көрсететін маңызды іздестіру мәні бар.

Мұнай-газдылықты болжау үшін белгілі бір мүмкіндіктер нақты геологиялық жағдайды ескере отырып, АЖКҚ және АЖКҚ көріністерінің сипаты, қарқындылық деңгейі туралы деректерді пайдалану жоспарында белгіленеді. Бірқатар өңірлер бойынша нақты деректер көрсеткендей (Оңтүстік Каспий ойпаты, Индоло-Кубан иілімі және т.б.), сингенетикалық бу және эпигенетикалық қабаттық қысымдардың іс жүзінде болмауы, сондай-ақ кульминациялық және қарқынды көріністерінің аймақтары көмірсутек шоғырларын қалыптастыру және сақтау үшін қолайсыз жағдайлармен сипатталады. АЖКҚ градиенттерінің балшық ішіндегі болмауы немесе төмен мәндері мұнай-газ генерациялайтын қалыңдықтың энергетикалық әлеуетін іске асырудың аяқталған жағдайын сипаттайды; балшық пен коллекторлар арасындағы градиенттердің аса жоғары мәндері геосұйықтық динамикалық жүйенің компетентті емес аралықтарын түсірудің қиын екенін және осы себеппен шектес коллекторлардың өнеркәсіптік қанығу ықтималдығының елеулі шектеулі болуын куәландырады; коллекторлардағы қыртыстық қысымдар ауытқуларының градиенттері мен коэффициенттерінің ең жоғары шамалары табиғи

резервуарлардың шектелген сыйымдылығының жағдайларын сипаттайды, оған сұйықтықтардың тіпті шағын көлемдерінің түсуі қабаттық қысымдардың күрт өсуіне әкеледі.

Шоғырларды сақтау аспектісінде резервуар жабатын сазбалшықтарда АЖҚҚ градиенттерінің төмен мәндерінің және коллекторлардағы ауытқушылық коэффициенттерінің аз шамаларының болу жағдайлары қолайсыз болып табылады. Балшық-бұл қақпақшалардың экрандау қасиеттерінің төмендеу көрсеткіші (толық жоғалтуға дейін), коллекторларда тұтқыштардан көмірсутектерді шаюға ықпал ететін жер асты суларының жоғары динамикалық нәтижесі.

Баку топаралының орталық және оңтүстік бөліктерінің кейбір жергілікті көтерілуі АЖҚҚ-ның кульминациялық көріністері аймақтарын сипаттаудың мұнай-газдылығын қалыптастыру жоспарында теріс мысал болып табылады (Оңтүстік Каспий ойпаты), мұнда су астындағы тектоникалық және гидродинамикалық оқшауланған бірқатар құрылымдарда аномальды қаттық қысымдардың өте қарқынды көріністері бар (1,7-1,3 аномальдылық коэффициенттері) мұнай мен газдың өнеркәсіптік шоғырлануы жоқ және қанығу спорадиялық сипатта болады. Бұл жағдайда перифериялық аз экрандалған кесектер және АЖҚҚ көріністері айтарлықтай аз масштабты қатпарлар учаскелері өнімді болып шықты. Сондықтан су астындағы аймақтарда құрылымдарды (АЖҚҚ қарқынды және шарықтау көріністері жағдайында) теріс нәтижелер алу олардың перспективаларын әрдайым жоққа шығармайды. Сонымен қатар, бірқатар жағдайларда АЖҚҚ көріністерін талдау Баку топаралында орын алған сияқты көмірсутектер шоғырлануының ықтимал қолайлы аймақтарын көрсетуі мүмкін.

Мұнай-газдылықты болжаудың жоғарыда қарастырылған нұсқалары көп жағдайларда шектес коллекторлармен АЖҚҚ аралықтарының өңірлік гидравликалық байланысы туралы алғышартқа негізделеді. Геологиялық қиманың нақты табиғи жағдайларында осындай байланыс түрімен қатар, олардың өзара қарым-қатынасы дизъюнктивті тектониканың басым рөлінің шеңберінде қамтамасыз етілетін жағдайлар жиі кездеседі, сұйықтықтардың көші-қон жолдары негізінен өңірлік сынықтар және анағұрлым ұсақ тәртіптердің тектоникалық бұзылулары болып табылады. Талқыланған аспектіде өте маңызды байланыс беті бар аталған бұзушылықтар флюидөткізгіш орта болып табылады.

Бұл жағдайда сұйықтықтардың көші-қоны жоғарыда айтылғандай, пульсациялық сипатқа ие және тектогенездің жекелеген фазаларына, әсіресе оның инверсиялық неотектоникалық кезеңдеріне белсендіріледі. Мұнда алдыңғы жағдайлардағы сияқты мұнай-газ түзілу мен мұнай-газ жинақталу аралықтарын хабарлайтын, сыну аймақтарына сұйықтықтардың сүзілуіне себепші болатын, үлкен келтірілген қысымдардың учаскелерінен олардың аз мәндерінің аймақтарына бағытталған АЖҚҚ градиенттерін іске асыру көші-қонның елеулі факторы болып табылады. Гидродинамикалық ашық (бетке дейін) жүйелердегі қысымның градиенттерін бөлу олардың жергілікті көтерілімдердің қималары бойынша төменнен жоғары төмендеуімен және су астындағы, дизъюнктивтермен неғұрлым күрделі учаскелерден бағытта, қатпарлардың периклиналдық және қанаттық тұйықталуына қарай төмендеуімен сипатталатын болады. Гидродинамикалық жабық жүйелерде – пласт-резервуар АЖҚҚ «зақымдалған» интервалдың ең жоғары жабындысының қысымының градиенттерін экранмен жабады, ал төменге жоғары қысымды сұйықтықтармен қоректену көзіне бағыт бойынша олар азаяды. Қоректендіру және түсіру салаларының кеңістіктік ара қатынасын орнату шоғырларды қалыптастырудың осы нұсқалары кезінде барлау жұмыстарының бағдарын түзетуге және болжамды өнімділікке қатысты оңтайлы учаскелерде ұңғымалар салуға мүмкіндік береді.

Шоғырларды қалыптастырудың шарттары мен тетігін сипаттауға және тиісінше оларды іздестіру мен барлауды дұрыс жүзеге асыруға мүмкіндік беретін маңызды фактор АЖҚҚ мен АЖҚҚ арасындағы генетикалық байланыс болып табылады. Бұл аспектіде коллекторлардағы қысымның ауытқушылығы мен олармен байланысатын сазды қалыңдықтардың шоғырлану дәрежесі арасындағы қатынасты анықтау бірінші дәрежелі маңыздылық міндеті болып табылады. Көрсетілген жоспарда АЖҚҚ-ның белгілі мәндерімен сипатталатын өтетін

аралықтар АЖҚҚ толық айырылған шекті тығыздалған балшық жабылатын және төселген жағдай ерекше қызығушылық білдіреді. Қыртыстық және ішкі қысымдардың осындай үйлесімділігінің себептері, егер артезиан қысымының әсері немесе төселетін тұзды қалыңдық анықталмаса, коллекторларға төсеніш аралықтарынан жоғары арынды сұйықтықтарды енгізу нәтижесі ретінде жүйемен өтетін жарықтар мен аргиллиттердің бұзылуы арқылы түсіндірілуі мүмкін. Коллекторлардағы ауытқушылық қысымдардың бұл жағдайда ең жаңа шығу тегі бар, өйткені оларды өткізгіш қабаттарда сақтау мүмкіндігі тұрақты жұмыс істейтін «толықтыру» механизмінің жұмыс істеуімен анықталады. АЖҚҚ құрудағы эндогенді үдерістердің мүмкін болатын рөлі осындай жағдайларға байланысты.

Қыртыстық және ішкі қысымның сипатталған үйлесімі кезінде олардың, біріншіден, аномальдығы тығыздалу кезеңінде жанасатын сазды қораптарды түсірудің алдында сақталған, АЖҚҚ ұзақ сақталуының аз ықтималдығы себебі бойынша олардың біріктірілген сазбен байланысу жағдайында өткізілетін айырмашылықтарда, сығылған сұйықтықтардың қазіргі геологиялық жағдайында беруге қабілетсіз, күмәнді болып табылады.

Аймақтық болжам үшін маңызды АЖҚҚ-ның газмен лайлы жанартаулықпен генетикалық байланысы болып табылады (Калинко, 1964 ж., 1969 ж., 1987 ж.). Сонымен бірге газдың едәуір мөлшерін бөлетін лайлы жанартаулардың болуы фактісінің өзі олардың тамырларының ұштастырылуының стратиграфиялық аралықтарын оң сипаттайды, жанартаулармен асқынған аймақтарда жоғары артық қысымдардың сақталуы, құрамында жоғары қысымды флюидтер, оның ішінде көмірсутектер бар шөгінді қабаттың терең аймақтарымен олардың жерлерімен қиылысатын коллекторлардың қатынасындағы жалғасып жатқан үдерістері туралы куәландырады.

Жоғарыда айтылғандай, мұнай мен газдың өнеркәсіптік жинақтарын қалыптастыру мұнай-газ түзілу аймақтарынан мұнай-газ жинақтау аймақтарына көмірсутектердің орын ауыстыруымен байланысты. Бұл үдерісте маңызды рөл генерация аймақтарынан шоғырландыру аймақтары мен учаскелеріне бағытталған қысымның градиенті болып табылады. Белгілі бір аймақтың геологиялық құрылысының ерекшелігімен, оның геологиялық даму тарихымен, қандай да бір тектоникалық мегаэлементке және т.б. тиесілі нақты геологиялық жағдайда осы градиенттердің мәні мен олардың бағыттылығы кеңінен өзгеруі мүмкін. Осыған байланысты генезиспен, АЖҚҚ және АЖҚҚ градиенттерінің таралу және өзгеру сипатымен негізделген гидродинамикалық режимнің табиғи жағдайларда басты мүмкін нұсқаларын қарау қажет болады.

Ежелгі платформаларда қысымның ауытқуы жоғары, олардың қазіргі градиенттері көп жағдайда аз, оң гидродинамикалық ауытқулар да байқалады. Бұл жағдайда табиғи көмірсутектердің жинақталуын қалыптастыру палеоградиенттердің АЖҚҚ және АЖҚҚ көшу аспектісінде іске асыру нәтижесі болып табылады.

Жас (эпигерциналдық) платформаларға және альпілік тектогенездің қатпарлы жүйелеріне жататын аймақтарда шоғырлардың қалыптасуы негізінен палеоген-неогендік кезеңде болды (Бурштар және Машков, 1963 ж.; Мехтиев және Рачинский, 1967 ж.; Мехтиев, 1969 ж.) яғни альпілік және неотектогенездің негізгі фазаларына сәйкес уақыт аралықтарын қамтыды. Сондықтан палеоградиенттердің әсерімен қатар, осындай жағдайда жаңа шоғырлардың қалыптасуын, сондай-ақ бұрын пайда болған шоғырлардың көмірсутектермен «қоректенуін» қамтамасыз ететін қазіргі градиенттерге қатысты елеулі рөл атқарады. Осы жағдайларда көмірсутектерді шоғырландыру үдерістері көбінесе оң гидродинамикалық аномалиялармен сүйемелденеді.

Қарастырылған геологиялық жағдайларда сұйықтықтардың, оның ішінде көмірсутектердің бір стратиграфиялық кешендердің қималарынан басқасына түйіскен кезде немесе көшу кезінде көтерілуші немесе төмен түсіруші жолымен жылжуын қамтамасыз ететін тік градиенттерге шешуші рөл артылады.

Көрсетілген жолмен коллекторлық қабаттарға жоғары қысымды сұйықтықтардың кіруі олардың кейіннен өңірлік кең таралған қабатта латеральды қоныс аударуына әкеп соғады, бұл өз кезегінде тік градиенттердің көлденең және сұйықтықтардың сіңіру аймақтарына сіңіру аймақтарынан бұрын тік көшіп-қонуынан асып кеткен ауысуын білдіреді. Егер соңғылары анық білінсе, онда бұл коллекторлық аралық бойы қаттық қысымның градиенттерінің түзілуіне әкеледі. Түсіру аймағы болмаған жағдайда немесе егер ол қиын болса және коллекторлық қабаттардың өңірлік таралуы болмаса, онда оларда барлық ұзына бойы пьезометриялық максимумдар мен минимумдар учаскелеріне кеңістіктік саралаусыз АЖҚҚ тіркеледі.

Көбінесе түсіру аймағына көмірсутектердің негізгі жиналуы ұштастырылған. Мұнда бұл аймақтар мұнай мен газдың шоғырларын сақтау үшін айқын қолайсыз жағдайлар (құрылымдық ұстағыштардың болмауы, қиманың литологиялық-коллекторлық қасиеттерінің ерекшелігі және т.б.) ерекшелік болып табылады. Өнеркәсіптік шоғырларға көмірсутектердің шоғырлануы үшін қолайлы АЖҚҚ көлденең градиенттерінің барлық даму жолағы өңірлік ұстамды коллекторда ұсынылады-ол арқылы сұйықтықтардың ұзақ уақыт көші-қоны жүзеге асырылды, бұл мұнда орналасқан құрылымдық, тектоникалық экрандалған және өзге де тұтқыштардағы көмірсутектердің шоғырлануын қамтамасыз етуі тиіс.

«Қоректену» аймақтары көп жағдайда көмірсутектердің неғұрлым көп немесе аз өнеркәсіптік шоғырлануы бар болса да, қиманың өңірлік мұнай-газдылығымен ерекшеленетінін атап өткен жөн (коллекторларда байланысқан мұнайдың болуы).

Мұнай-газдылықты болжау мүмкіндігін қарастыру кезінде көмірсутек шоғырларының типтері (мұнай, газ-мұнай, газ, газ конденсатты) бойынша шоғырларды қалыптастыру және орналастыру компоненттік және компоненттік емес аралықтардың арақатынасымен және АЖҚҚ және АЖҚҚ градиенттерінің шамалары мен бағыттылығымен ғана емес, әр түрлі факторлардың әсерінің күрделі функциясы болып табылады, мысалы, геологиялық, геохимиялық, гидродинамикалық, термодинамикалық және т.б.

Жоғарыда қарастырылған мысалдар мен деректер арқылы мұнай-газдылықты болжау кезінде ауытқитын қысымның мәні таусылмайды. Шоғырларды, жергілікті құрылымдарды, лайлы жанартауларды, жекелеген аудандар мен аймақтардың тектоникалық жоспарларын және т.б. қалыптастыру үдерістерінде олардың маңызды рөлі аталған факторға басқа да жалпы геологиялық және іздестіру-барлау міндеттерінің үлкен кешенін шешу кезінде АЖҚҚ және АЖҚҚ бойынша материалдарды пайдалануға мүмкіндік беретін көп қырлы сипат береді.

## **7.2. Жер асты сулары аймақтары мен босату ошақтарының өңірлік және жергілікті мұнайгаздылықтың қалыптасу, орналасу мен болжануындағы рөлі**

Мұнай-газдылық таралуының стратиграфиялық аралықтары мен гипсометриялық деңгейлері бойынша тік және алаңдық таралу заңдылықтарын талдау әлемнің көптеген аудандарында көмірсутек шоғырларының қалыптасуының геологиялық позициялары мен уақытының аймақтық геосұйықтық динамикалық жүйелерді палео- және қазіргі заманғы түсіру кезеңдеріне, облыстарға, аймақтарға, жергілікті учаскелерге (ошақтарға) және палео- және кезеңдеріне кеңістіктік-уақыттық сәйкестігін анықтайды.

Көмірсутегі қанығуының жер асты резервуарларының – үстіңгі және тереңдіктегі, тектоникалық және литологиялық кереғарлықтар бойынша ашық және жасырын (шашыраңқы) су тіреуіштері арқылы ежелгі және қазіргі заманғы түсіру аймақтарымен және учаскелерімен байланысы олардың геоқұрылымдық тиіс қимасына қарамастан барлық мұнай-газ алаптарында

(платформалар, платформалы орогендер, авлакогендер, геосинклиналдар) белгіленеді. Ол келесілер арқылы орнатылады:

- терең қоректенудің минералдандырылған көлдерімен өнеркәсіптік мұнай-газ жинақтаудың барлық жерде, тұрақты және міндетті кеңістіктік қауымдастығы;
- жоғары жылу көздерімен;
- көмірсутектер мен жер асты суларының беттік және субмариндік шығулары;
- ағын-инъекциялық генезистің гидрохимиялық, гидродинамикалық, геотермиялық және т.б. ауытқулары;
- гидротермальды түзілімдердің таралу аймақтары (травертин, сулы формациялар, қайталама кварциттер және т.б.);
- лайлы жанартау;
- қатты битумдардың жиналуы;
- мұнай және асфальт көлдерімен;
- бедердің төменгі формалары, эрозиялық ойықтар, қазіргі заманғы және өзен палеосы алқабы;
- өңірлік аймақтар және диапиризм, дизъюнктивтік және тұз-көміртекті тектоника, жарықшақтылық дамуының жекелеген учаскелері және т.б.

Бұл деректерді толығырақ Кротова (1975 ж.), Карцев (1972 ж., 1978 ж.), Кудряков (1976 ж.), Гуревич (1969 ж., 1980 ж.), Рачинский (1969 ж., 1970 ж., 1971 ж., 1973 ж., 1981 ж., 1982 ж., 1983 ж., 1987 ж., 1989 ж.), Леворсен (1970 ж.), Хабберт (1958 ж.), Рассел (1958 ж.), Вер-Вибе (1957 ж., 1959 ж.) және басқалары зерттеді.

Төменде өрістер мен аймақтар мен табиғи сұйық жүйелердің дренаждау ошақтары арасындағы кеңістіктік өзара байланыстың қарама-қайшы көріністері келтіріледі (Алиев, Ахмедов, 1968 ж.; Барбат, 1961 ж.; Болдизар, 1975 ж.; Вадас, 1964 ж.; Варенцов, 1948 ж.; Вер Биее, 1959 ж.; Высоцкий және Фейнгерс) 1969 ж.; Гаврилов, 1975 ж.; Геодекян, 1968 ж.; Барс және т.б., 1978 ж.; Гортани, 1965 ж.; Доленко, 1974а, 1974б; Кенинг, 1975 ж.; Кертай, 1959 ж.; Колесик, 1966 ж.; Кришнан, 1964 ж.; Кротова, 1975 ж.; Рассел, 1975 ж.; 1958 ж.; Рачинский, 1982 ж., 1987 ж., 1989 ж.; Калинин, 1977 ж.; Рокко және Джаболи, 1961 ж.; «Мұнай және газ кен орындары» анықтамалығы, 1976 ж.; Болдизар, 1968 ж.; Таинш, 1950 ж.):

- Еуропада Падан, Адриат, Вена, Паннон, Трансильвания, Карпат, Индоло-Кубан, Орал-Волга, Орта және Оңтүстік Каспий алаптарында;
- Азияда Месопотамия, Загрос алды, Орталық Иран, Батыс Сібір, Ферғана, Ауған-Тәжік, Пенджаб, Ассам, Бенгал, Иравади-Андаман, Суматра, Ява, Сахалин, Ниигата, Тайвань алаптарында;
- Африкада Риф, Тель, Атлас, Гвинея шығанағының алаптарында;
- Америкада – Кук шығанағы, Батыс Канада, Калифорниялық, Жартасты таулар, Аппалачи алды, Мексика шығанағы (Галф-Кост), Маракаиб, Ориноко, Реконкаво алаптары;
- Австралия мен Океания – Ішкі шығыс Австралия, Боуэн-Сурат және Папуа алаптары (7.1-кесте).

Мұнай-газ жиналуының өңірлік аймақтары мен жекелеген кен орындарының геосұйықтық динамикалық жүйелерді түсіру аймақтарымен, учаскелерімен бірге облигациялық генетикалық ұштасуы жеткілікті мұнай-газ генерациялық (анықталуы, құрамы, органиканың түрлену дәрежесі мен сипаты, өңірдің геологиялық тарихы, температуралық режимі және т.б.) және концентрациялық (коллекторлардың, тұтқыштардың, экрандардың және т.б. болуы) әлеуетке ие болғанымен, бірқатар алаптарда көмірсутектердің шоғырлануының аса елеусіз көлемінің

фактісінде расталғанымен, гидрогеологиялық жабындылықтың жоғары дәрежесімен және тереңдік жер асты суларының тік-латеральды палео- және қазіргі заманғы қозғалысының күндізгі бетіне дейін толассыз (тек шағын масштабпен) болмауымен сипатталады.

Олардың қатарына Ағылшын-Париж алабын, Балтық және Мәскеу синеклиздері, Придобруджский иілімін, Каспий маңы ойпатының ішкі аймағын, Сырдария депрессиясын және т.б. жатқызуға болады. Өнеркәсіптік мұнай-газдылықты қалыптастырудағы соңғы мән-жайлардың рөлі мен маңызы әсіресе Каспий маңы ойпатында айқын көрінеді, мұнда барлық белгілі кен орындары оның аса орналасқан шеткі бүйірлік аймақтарына ұштастырылған (Астрахань, Волгоград, Саратов, Поволжье, Оренбург аудандары, Бузачинский дөңесі, Эмбенский, Каратон-Прорвинский, Жаркомыско-Енбекский аудандары).

Сипатталған тәуелділіктің объективті сипатын растайтын нақты материалда альпілік жылжымалы белдеулердің мұнай-газды алаптары тауаралық ойпаттар бола алады: Калифорния, Маракаиб, Ориноко, Иравади-Андаман, Вена, Паннон, Оңтүстік Каспий, мұнда көптеген зерттеушілердің пікірінше, кен орындарының қалыптасуы миоцен-төрттік кезеңнен бұрын болған жоқ.

**7.1-кесте.** Геосұйықтық динамикалық жүйелерді түсіру көріністерінің түрлері мен формалары.

<b>Геогидродинамикалық жүйелерді түсіру түрлері мен нысандары</b>		
<b>Терең қоректенудің минералдандырылған көлдері</b>	<b>Өрлемелі термальды көздер; травертин ағыстары; гидротермальды түзілімдермен толтырылған жарықтар</b>	<b>Лайлы вулканизм</b>
<p>Индоло-Кубан алабы – Керч, Тасман түбегі; Оңтүстік Каспий алабы – флангты қаңқалар аймақтары: Шығыс Өзірбайжан, Батыс Түрікменстан; Паннон алаптары (Венгрия, Югославия, Румыния); Иравади-Андаман алабы (Бирма / Мьянма); Ордос, Цайдам және Тарим алаптары; Шанси Провинциясы; Хейлукзян, Нинся, Юньнань және басқалары (Қытай); Сан-Хоакин, Сакраменто, Вентура-Санта-Барбара, Санта-Мария, Лос-Анджелес алаптары (барлық Калифорния); Мексика шығанағының жағалауы (Мексика шығанағы); Большой Рог, Паудер Ривер және т.б., Жартасты таулар алаптары (АҚШ); Маракаиб, Ориноко алабы (Венесуэла, Тринидад); Үлкен Артезиан алабы (Австралия)</p>	<p>Индоло-Кубана лабы – Керч, Тасман түбегі; Оңтүстік Каспий алабы – флангты қаңқалар аймақтары: Шығыс Өзірбайжан, Батыс Түрікменстан; Карпат алаптары – Ішкі аймақ; Орта Каспий алабы – Терск және Сунжен аймақтары, Пьемонт, Дагестан, Ферғана алаптары; Батыс Сібір алабы; Сахали.; Вена алабы (Австрия, Чехословакия); Паннон алабы (Венгрия, Югославия, Румыния); Адриатика алабы – Падан ойпаты (Италия); Анатолий, Адана лаптары (Түркия); Атлас алаптары (Алжир); Месопотамия алабы – алдыңғы Загрос (Сирия, Ирак, Иран); Калифорниялық, Жартасты таулар, Мексика шығанағының жағалауы, Орта континенттің алаптары (АҚШ); Маракаиб, Ориноко алаптары (Венесуэла, Тринидад)</p>	<p>Индоло-Кубан алабы – Керч, Тасман түбегі; Оңтүстік Каспий алабы – флангты қаңқалар аймақтары: Шығыс Өзірбайжан, Батыс Түрікменстан; Маңғышлақ-Үстірт алабы – Маңғышлақ, Бозашы түбегі; Сахалин к.; Карпат алабы – Плоешти-Фокшан ойпаты (Румыния); Сицилия алабы (Италия); Оңтүстік Каспий алабы, Горган ойпаты (Иран); Төменгі Инд алабы (Пакистан); Иравади-Андаман алабы (Бирма / Мьянма); Суматра, Ява, Бутунг алаптары (Индонезия); Жоңғар, Тянь-Шань, алаптары – Тайвань (Қытай); Алясканың солтүстік беткейі, КукБэй, Калифорниялық алаптар (АҚШ); Мексика шығанағының алабы – Веракрус графтығы (Мексика); Төменгі Магдалена алаптары (Колумбия); Ориноко алабы (Венесуэла, Тринидад); Карпентария алабы – Папуа (Папуа-Жаңа Гвинея); Аранаки алабы (Жаңа Зеландия)</p>

Мұнай-газ алабы аймағы



## 7.1-кестенің жалғасы

<b>Геогидродинамикалық жүйелерді түсіру түрлері мен нысандары</b>			
<b>Мұнай-газ алабы аймағы</b>	<b>Терең қоректенудің минералдандырылған көлдері</b>	<b>Өрлемелі термальды көздер; травертин ағыстары; гидротермальды түзілімдермен толтырылған жарықтар</b>	<b>Лайлы вулканизм</b>
	Никки; битумдардың жиналуы; мұнай және асфальт көлдері; кировая жабындары; озокерит, мэнджэқдайктері және т.б.	Ағын-инъекциялық гидрогеохимиялық, пьезометриялық, геотемпературалық, изотоптық, палинологиялық және т.б. аномалиялар	Тұзды формациялар – сілтілі жер асты суларын түсіру салдары
	Оңтүстік Каспий алабы – бүйірлік қаңқасының аймақтары: Әзірбайжан (Апшерон түбегі), Батыс Түрікменстан (Челекенский түбегі); Сахалин к. – Охинский ауданы; Карпат алабы; Орал-Волга – Мелек ойпаты; Орталық-Иран алаптары, Парсы шығанағы – Кала-Дерибад ауданы (Иран); Месопотамия алабы- Сирт провинциясы, Мардин; Киркук кен орнының ауданы (Түркия, Сирия, Ирак); Жартасты таулар алаптары; Вентура-Санта-Барбара, Лос-Анджелес, Сан-Хоакин, Сакраменто (АҚШ); Ориноко, Маракаиб алаптары. (Тринидад аралының асфальт көлі; Бермудес шайырлы көлі; Ориноко битум белдеуі; Гуанако асфальт көлі; Мен-Гранде ауданы және т.б. классикалық мысал болып табылады) (Тринидад, Венесуэла); Батыс Канада алабы – бұл Атабаска өзенінің маңында битуминозды құмдардың бірегей жиналуы.	Индоло-Кубан алабы – Керч түбегі, Батыс Кубань ойпатының оңтүстік қапталы; Оңтүстік Каспий алабы – бүйір қаңқалы аймақтар: Шығыс Әзірбайжан, Батыс Түрікменстан; Солтүстік Каспий алаптары; Маңғышлақ-Үстірт алабы; Орта каспий алабы; Днепровск-Донск алабы; Карпат алабы – Ішкі аймақ; Ферғана алабы; Батыс Сібір алабы; Сахалин к.; Вена алабы (Австрия, Чехословакия); Паннон алабы (Венгрия, Югославия, Румыния); Иравади-Андаман алабы (Бирма / Мьянма); Калифорния; Мексика шығанағы жағалауының алаптары (АҚШ); Ориноко, Маракаиб алаптары (Венесуэла, Тринидад)	Карпат арты ойпаты; Жартасты таулар алаптары (АҚШ)

Калифорнияда (Грейт Вэлли, Лос-Анджелес, Вентура-Санта-Барбара және т.б.) өнеркәсіптік мұнай-газдылығы келесілермен байланыстырылады:

- тұзды көлдермен (Буэна-Виста, Солт Лейк, Туларе, БораҚҚ, Трак, Лейк, Бристол, Солтон-Си, Трона, Дип Спрингс және т.б.);
- тек қарқынды жер үсті және субмаринді мұнай-газ су білінулерімен – Кост Рэндж ауданы, Сан-Хоакин аңғарлардың бүйірлік аймақтары (Мидуэй, Мак-Китрик, Коалинга, Кеттелмен және т.б. кен орындары), Тынық мұхиты қайраңының учаскелері (Санта-Барбара бұғазы акваториясы);
- жылу көздерімен – Вентура-Санта-Барбара, Лос-Анджелес, Бодега, Сонома-Оринда-Ливермор ойпаттары;
- Солт Лейк фальта-ауданының жиындарымен және т.б.;
- лайлы жанартаулық көріністермен – Ниланд, Серирайз Вэлли аудандары: гидрохимиялық және гидродинамикалық, термобарлық аномалиялармен – барлық алаптар (Бакиров, 1970 ж.; Барбат, 1961 ж.; Вер Биебе, 1959 ж.; Кенинг, 1975 ж.).

Көлдердің басым көпшілігі аумақтарда орналасқан учаскелерімен және ірі өңірлік қадағаланатын бұзушылықтарды дамыту аймақтарымен кеңістік жағынан сәйкес келеді. Көлдік су ортасының басым сілтілік келбетін, көлдердің диспозициясын және олардың кен орындарымен алаңдық үйлесімділігін бұл жерде өңірлік жоспарда басым болып отырған кайнозой қимасының қыртыстық суларының типін және шоғырлануын көрсетеді және жер асты флюидалдық жүйесін ашық беттік түсіру жүрісінде жүзеге асырылатын аталған су қоймаларының тереңдік қоректену тетігінің басым болуының салдары ретінде түсіндірілуі мүмкін.

Ориноко алабында мұнай-газдылығы мұнай, газ және жер асты термаль суларының мол беттік бөлінділермен; битумдардың жиналуымен – 96 млрд.т битум қорларымен танымал оринок битум белдеуі; асфальт көлдерімен – Гуаноко, Пич Лейк, Бермудес; диапиризм және лайлы жанартаулықпен – Тринидад к., Сентрал Ансоатеги (Венесуэла) провинциясы және т.б.; дизъюнктивтік тектониканың даму учаскелерімен (Рентц және т.б., 1961 ж.; Янг және т.б., 1959 ж., 1961 ж.) үнемі үйлеседі. Осыған ұқсас жағдай Венесуэланың солтүстік-батысында орналасқан Маракаиб бассейнінде мұнай көздерімен көмкерілген.

Правалийско-Андаман алабы мұнай-газ жинақтау аймақтарының даму аудандарына ұштастырылуымен сипатталады:

- a. лайлы жанартаулық – Минбу иілімі (Енантьяунг, Кинбу, Енантьят және т.б. кен орындары);
- b. көмірсутектер мен термальды жер асты суларының қарқынды беттік көрініс аймақтары – Индоу, Сейб, Чаук, Ланива, Миноу, Паланион кен орындары;
- c. қуатты дизъюнктивтік тектоника, диапиризм және т.б. таралу аймақтары. (Геодекиян, 1968 ж.; Кришнан, 1964 ж.; Кучапин, 1953 ж.; Таинш, 1950 ж.).

Вена және Паннон алаптарында Штайнберг, Шраттенберг, Лужицко-Бродская, Годонинск термальды көздер тобы, Венгер термальды аймақ, Банат Драва ойпаттары және т.б. жер асты суларын түсіру учаскелерінде мұнай мен газдың жиналуының нақты байланысы байқалады; минералдандырылған көлдер – Баконь көтермесі, Бюкский ауданы, Үлкен Венгр жазығы, Кіші венгерлік ойпаты, Преддинар аймағы, Солтүстік Белград ауданы; мұнай мен газдың жер үсті шығулары; термобарлық ауытқулармен сипатталады (Болдизар, 1975 ж.; Варенцов, 1948 ж.; Гуревич, 1980 ж.; Доленко, 1974 ж.; Колесик, 1966 ж.; Болдизар, 1968 ж.).

Көмірсутек шоғырларының пайда болуы мен орналасуында дизъюнктивтердің және геосұйықтық динамикалық жүйелердің дренаж аймағының рөлі төменде Оңтүстік Каспий ойпатының үлгі үлгісі ретінде толығырақ материалдарда қарауға өте ыңғайлы.

Мұнда Апшерон түбегінде барлық мұнай және газ (газ конденсаты) кен орындары қазіргі қарқынды түсіру учаскелеріне арналған:

- терең қоректену көптеген тұзды көлдердің бетінде (2000 км<sup>2</sup> ауданында 200-ге жуық);
- шығыс жылу көздерімен;
- кальцитпен толтырылған травертин, сызаттар;
- мұнай және газдың шығуымен;
- лайлы жанартаулармен;
- неккалармен;
- кир жамылғыларымен;
- асфальтты көлдермен және т.б.

Осыған ұқсас көрініс алаптың басқа да мұнай-газ аудандарында да орын алып отыр, бұл кен орындарының лайлы жанартаулық қызмет учаскелерімен (Төменгі Курин ойпаты, Джейранкечмес депрессиясы, Қобыстан) және мұнай мен газ теңізіне шығу және балшықты жанартаулардың су асты атқылауы түрінде көрінетін сұйықтықтардың қуатты субмариндік түсірілу аймақтарымен тұрақты кеңістіктік ұштасуы куәландырады (Апшерон және Баку топаралы, Апшерон-Балқан маңы шектері). Кен орындарының жер асты суларын жер үсті түсіру аймақтарымен байланысының нақты мысалдары 7.2-кестеде келтірілген.

Сипатталған беттік түсірумен қатар Оңтүстік Каспий өңірінде кең таралған жер асты суларының терең дренажы бартүрлі гидрохимиялық, гидродинамикалық, термальды, изотоптық және өзге де аномалияларды қалыптастыратын сұйықтықтардың пішін аралық және резервуаршілік ағындардан тұрады.<sup>26</sup>

Түсірудің бұл модификациясы Апшерон мұнай-газ саласы шегінде көрінеді, мұнда барлық алаңдарда тіркелетін орташа плиоценнің өнімді қалыңдығының гидрохимиялық бейінінің айналымы сілтілі терең жер асты суларының бөгде қимасының тектоникалық бұзылулары бойынша көтерілудің салдары болып табылады. Сонымен қатар мұндай жағдай алаптың Шығыс бүйірінде – Батыс Түрікменстан (Балқан ауданы) және Төменгі Курин облысында (Батыс бүйір) байқалады, онда судың тік қозғалысы тек плиоцендік интервалда ғана емес, сондай-ақ төрттік кешеннің жабатын жер асты суларында да гидрохимиялық және гидродинамикалық аномалиялармен анық трассаланады (Қуры-Ого-Шығыс Ширвань ө. Сол жағалауы)<sup>27</sup>.

<sup>26</sup> Жер асты суларын түсірудің осы тектес айқын мысалы ретінде Кюронда кен орнының 1-қабатындағы «жиынтық» су, Сурахан кен орнының қабатында, Сангачалы-теңіз-Дқсанный-теңіз-Булла кен орнының МӨҚ және ӨҚ қабатында орналасқан. Бұл сулар қатпарлардың күмбезді бөліктерін алып жатыр, олардың қанаттарында, периклиналияларда көмірсутектердің жиналуын ығыстырылады. Химиялық құрамы бойынша олар жоғарғы сілтілік және аз минералдануы бар сулардан ерекшеленеді (Гурбанов, Молдавский және Рачинский, 1966 ж.; Халилов, Дадашев және Рачинский, 1982 ж.).

<sup>27</sup> Қуры өзенінің арнасында тікелей минералдануы аз минералданған жер асты суларының таралу жолағында жеке қабаттар бөлінеді, онда жалпы минералдануы фондық 15-20-тан 265-ке дейін өседі (Кюровдаг а.), 117 (Карабаглы а.), 165 мг-экв (Бабазанан а.) және т.б. Бұл учаскелер, әдетте, жергілікті көтермелердің неғұрлым бұзылған су бұрғыш аймақтарына кеңістіктік сәйкес келеді. Жер асты суларының химиялық құрамы мұнда өнімді қалыңдықтағы суларға ұқсас (Мустафаев, 1967 ж.).

**7.2-кесте.** Оңтүстік Каспий ойпатындағы табиғи сұйықтықтар үстіңгі қабатының көріністері мен түрлері.

Мұнай-газ ауданы, облысы		Кен орны	Табиғи сұйықтықтардың пайда болуы және түсіру түрлері
Апшерон	Апшерон түбегі	Балаханы- Сабунчи-Раманы	Беюк-Шор, Раманы, Забрат, Бостанар-Шор, Кьялбьяли, Фатмай көлдері; Богбога, Чуллы-Тепе, Кирмаку лайлы жанартаулары; Кирмаку алқаптағы жылусуының көтерілу көздері; Кирмаку жотасындағы газ, мұнай және су көрсеткіштері; травертинді қақтамасы; некс, битумды сығылмалар;
		Сурахан	Сурахан, Бюльбюль (Амираджан), Аглар көлдері; көптеген газ шоулары; гидротермальды түзілімдермен толтырылған жарықтар
		Карачухур- Зых	Сикхское көлі; сикх балшықты жерленген вулкан; газ шоуы
		Песчаны	сазды вулкан; жер асты мұнай-газды шоу.
		Кала	Кала көлінің тобы; жылу суының көтерілу көздері; газ шоуы
		Бинагадинский	Беюк-Шор, Мирзалади, Дыга, Сиан-Шоркөлдері; Абиha, Кейреки, Зигилпири, Кичикдаг, Кечалдаг сазды жанартаулары; Атабатар жылу көздерін газдандыру; Бинагадинский мұнайлы көлі; травертинді қақтамасы; некс, битумды сығылмалар;
		Сулу-Тепе	Гаджи-Гасан көлі, термальдық су шоулары
		Бибиэйбат	Бухта, Бровицин Банк, Юпитер Банк лайлы жанартаулары; жылудың көтерілетін көздері; кальцит күретамырлары; гидротермальды түзілімдермен толтырылған жарықтар; құрлықтағы және теңіздегі мұнай-газ шоулары

## 7.2-кестенің жалғасы

Мұнай-газ ауданы, облысы		Кен орны	Табиғи сұйықтықтардың пайда болуы және түсіру түрлері
		Локбатан-Пула Аташкя-Шабандаг Карадаг	Путин көлі; сортаңдар; Локбатан, Ахтарма Путин сазды жанартаулары, жылу суының шығыстары; жер бетіндегі мұнай-газды көріністер Жылу суының шығыстары; травертин ағыстары; гидротермальды түзілімдермен толтырылған жарықтар Отманбоздаг, Кушхана, Ахтарма-Карадагская, Пильпиля-Карадагская сазды жанартаулары; сортаңдар
Апшерон	Апшерон топаралы	Артем к.	Артемов көлдер тобы; лайлы жанартау; Жылу суының шығуы; жер бетіндегі мұнай-газды көріністер
		Жилой к.	Лайлы жанартау; жылу суының шығыстары; травертин шөгінділері; жер бетіндегі мұнай-газды көріністер
		Сазды шоқы	Сазды шоқы лайлы жанартауы; грифондар; мұнай мен газдың субмариндік шығуы
		Мұнайлы тас	Лайлы жанартау; грифондар; травертинді түзілістер; мұнай мен газдың субмариндік шығуы
		Макаров (Бахар) а.	Макаров а. лайлы жанартауы; грифондар; газдың басқа да субмариндік шығыстары
Шемахино-Кобыстанская, Баку топаралы	Кянизадаг Сангачлалы- теңіз-Дқсанный-теңіз-Булла к.		Табиғи сұйықтықтардың көріністері мен түсіру түрлері
			Кянизадаг лайлы жанартауы; жер бетіндегі мұнай-газды көріністер. Лайлы жанартаулар; грифондар; мұнай мен газдың субмариндік шығуы; Булла к. жер бетіндегі мұнай-газды көріністері

## 7.2-кестенің жалғасы

Мұнай-газ ауданы, облысы	Кен орны	Табиғи сұйықтықтардың пайда болуы және түсіру түрлері
Төменгі Курин	<p>Кюровдаг</p> <p>Бабазанан</p> <p>Нефтечала</p> <p>Мишовдаг</p> <p>Калмас</p> <p>Кюрсангя</p>	<p>Аджикабуль көлі, Пиргарин, Яндыре, Геоктепе; Геоктепе лайлы жанартаулары</p> <p>Сальз тобы</p> <p>Гыррых көлі; Бабазанан, Нефтяная сальза, Дуровдаг; Бабазананская лайлы жанартаулары шығатын жылу көздерінің тобы</p> <p>«Исти-су» және «Шыр-Шыр»;</p> <p>жер бетіндегі мұнай-газды көріністер</p> <p>Кичнк-Пильпиля лайлы жанартаулары, Нефтеча-Линск шоқысы, Еннкишлак, Грифон және Сальз тобы</p> <p>жер бетіндегі мұнай-газды көріністер</p> <p>Ү. и К. Мишовдаг. Гыздаг сазды жанартаулары</p> <p>Мұнай білігі; жер бетіндегі мұнай-газды көріністер</p> <p>Калмас лайлы жанартауы; жер бетіндегі мұнай-газды көріністер</p> <p>Кюрсангя лайлы жанартауы</p>
Балқан маңы	<p>Челекен</p> <p>Котур-Тепе</p>	<p>Порсугель к.; лайлы жанартау; термальды сулардың шығулары; травертин түзілімдері; жер үсті мұнай-газ су білінулері, сығылмалар</p> <p>Лайлы жанартау; термальды судың шығуы; жер бетіндегі мұнай-газды көріністер</p>
Гограньдаг-Чикишляр ауданы	Гограньдаг	Лайлы жанартау; термальды судың шығуы; жер бетіндегі мұнай-газды көріністер

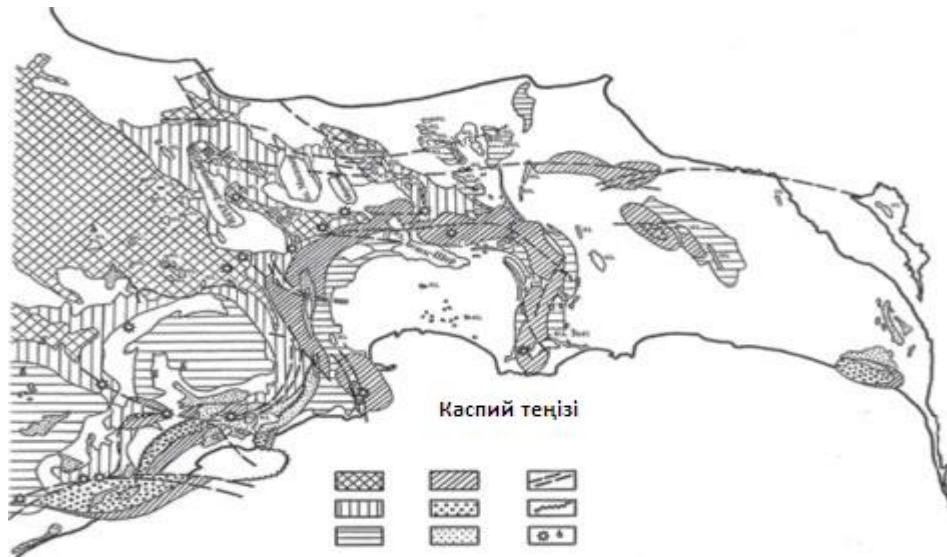
Оңтүстік Каспий алабындағы жер үсті және тереңдік көріністері бойынша деректер жиынтығы, олардың неғұрлым бұзылған, күрт орналасқан құрылымдық түрлерге ұдайы ұштасуы өңірдің мезокайнозой қимасында жер асты суларын түсірудің елеулі ошақтық әр түрлілігі және оның тектоникалық кереғарлық жүйесі бойынша басым іске асырылуы, лайлы жанартаулар мен т.б. эруптивалары туралы айқын көрсетеді. Алдыңғы тарауларда келтірілгендей мұндай дренаждың ауқымы ең алдымен жекелеген көтерілімдер дизъюнктивтерінің ұңғымалылық дәрежесімен және анағұрлым жоғары тәртіптегі құрылымдық элементтердің тектоникалық деформациялану сипатымен бақыланады. Бұл тұрғыда өңірде дизъюнктивтік тектониканың ең жоғары дамуымен және жер асты флюидтерін түсіру көлемімен сипатталатын Апшерон және Балқан маңы облыстары көрсеткіш болып табылады.

Оңтүстік Каспий ойпатында тереңдік және жер үсті су көріністерінің гидрохимиялық ерекшелігін зерттеу олардың иондық-тұздық құрамы мен жалпы минералдануы бойынша нақты саралануын көрсетеді. Тереңдік түсіру негізінен генетикалық тұрғыдан оған тән аз минералдандырылған гидрокарбонатты-натрийлі сулардың өнімді қалыңдығының қимасына инъекция есебінен жүзеге асырылады, қоршаған геологиялық ортаның жоғары минералдандырылған хлорлы-кальцийлі суларының жалпы фонында сілтілі гидро-химиялық аномалиялардың пайда болуымен қоса жүреді және оларды фондық ортамен араластыру үдерісінде бірқатар жағдайларда кальцит, жарықтар, жеке-жеке, карбонаттармен толтырылған, қайталама гидротермальды түзілімдердің генерациясына әкеледі: дизъюнктивтердің даму аймақтарында коллекторларды цементтеу және т.б.

Геологиялық жағдайлар кешеніне байланысты беттік түсіру, көбінесе екі модификацияда – бетіне шығатын тектоникалық бұзылулар, көтерілетін көздер, тереңдік гидрокарбонатты лайлы жанартаулар-натрийлі сулар арқылы желімдер түрінде жүзеге асырылады, бұл жерде травертин шөгінділерінің 90% карбонаттары орындалған (Бинагада ауданы, Бибиэйбат, Кирмакин алқабы, Шұбандар, Челекен және т.б.) және көптеген көлдердің, солончактардың және т.б. су қоректену көздері болып табылатын қатты тұздықтардың сингенетикалық қимасының шығуы түрінде пайда болуына әкеледі.

Оңтүстік Каспий аймағындағы көлдердің генетикалық табиғатына тоқталайық. 7.1-суреті мен 7.2-кестесінде көрсетілгендей, олар негізінен Оңтүстік Каспий ойпатының Батыс бүйірінің мезокайнозой қимасының геосұйықтық динамикалық жүйесін жеңілдету өңірлік торабы (орталығы) болып табылатын Апшерон түбегінің шегінде шоғырланған. Түбектің жалпы ауданы 2000 км<sup>2</sup> шамасында, мұнда шамамен 45,5 км<sup>2</sup> және 50-ге жуық тұздалған 200 үлкен және кіші тұзды көлдер байқалады. Кейбір ірі көлдердің акваториясы Беюк-Шор к., Масазыр және т.б.) 10 км жетеді.

Апшеронда көлдердің көп санының пайда болуы және олардың иондық-тұздық құрамының қалыптасуы бойынша осы уақытқа дейін бірыңғай түсіндірмелері болмады. Осы мәселе бойынша қолда бар шолулар көлдерде су массаларының жинақталуының негізгі факторлары ретінде метеогендік, топырақты және тереңдік қоректенуіне (соңғы жағдайда кешендердің палеоген-миоценды және орташа құнарлы – өнімді қабатының жоғары минералданған жер асты суларымен қоректенуі есебінен) жол береді.



**7.1-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Апшерон түбегінде жер асты суларын түсіру учаскелері аймақтары: 1 – шөгінділердің орташа плиоценді өнімді қалыңдығына төселетін жер бетіне шығу; 2 – өнімді қалыңдық шөгінділерінің бетіне шығу; 3 – жоғарғы плиоцен шөгінділерінің бетіне шығу; 4 – мұнай шөгінділері; 5 – газ және конденсат шөгінділері; 6 – сортаңдар; 7 – негізгі тектоникалық бұзылулар; 8 – коллекторлардың сыналану желілері; 9- лайлы жанартаулар және көтерілетін термальды көздер.

Қолданыстағы деректер тұрғысынан соңғы көзқарас шындыққа жақын. Оның заңдылығын 7.3-кестеде келтірілген материалдар қорытынды көрсетеді, онда кейбір ең ірі көлдер суларының химиялық құрамы туралы мәліметтер келтірілген. Кестеден көрініп тұрғандай, көптеген көлдердің сулары хлоркальцийлі түрдегі тұздықтарға жатады және өнімді қалыңдықтың жоғарғы бөлігінің жер асты суларымен ұқсастықтың көптеген белгілерін анықтайды (Ахундов, Мехтиев, Рачинский, 1976 ж.). Бұл жағдай аталған көлдердің су қоректенуінің теңгерімінде тұщыланған метеогенді және топырақты (негізінен сульфатты-натрийлі және гидрокарбонатты-натрийлі) судың үлесі аз екенін дәлелдейді<sup>28</sup>.

Бұл ретте Апшерон түбегінің көлдерінің басым көпшілігі жергілікті көтерілімдердің неғұрлым орналасқан учаскелеріне және ірі, өңірлік қадағаланатын тектоникалық бұзылыстардың даму аймақтарына әрдайым кеңістік жағынан сәйкес келеді (7.1-сурет). Көлдердің кеңістіктік жағдайы мен генезисіне қатысты ұқсас көрініс басқа да мұнай-газ өңірлерінің көпшілігінде, атап айтқанда, Калифорния бассейндерінде байқалады. Көл су ортасының негізінен сілтілі келбеті (7.4-кесте), көлдердің диспозициясы және олардың кен орындары бар алаңдық қауымдастығы бұл жерде өңірлік жоспарда басым типін және кайнозой қимасының қабаттық ерітінділерінің шоғырлануын көрсетеді және жер асты сұйықтық жүйені ашық беттік түсіру барысында жүзеге асырылатын аталған су қоймаларының тереңдік қоректену механизмінің басымдығының салдары ретінде алдыңғы жағдайдағыдай түсіндірілуі мүмкін.

<sup>28</sup> Бұған көл суы көп жағдайда қабаттардан бірнеше концентрацияланған және екінші тұздылықтың тұздық кешенін (Палмер бойынша) құрайтын компоненттердің төмен құрамымен ерекшеленеді. Атмосфералық жауын-шашынның өте шектеулі санымен сипатталатын Апшерон түбегінің ерекше климаттық жағдайларында көл суларының ұқсас бейнесі олардың булану жағдайында ұзақ уақыт болуын көрсетеді, ол сульфаттар мен кальций және магний хлоридтерінің тұнбаларына бірінші кезекте түсіп қалуын тудырады (Гаврилов, 1939 ж.; Кедрова, 1962 ж.; Константов және т.б., 1929 ж.).



## 7.3-кесте. Апшерон түбегі көлдерінің гидрохимиялық сипаттамасы.

Көлдiң атауы	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> + CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Σ a+k		Палмер бойынша, %-экв.			rNa <sup>+</sup> rCl	r(Cl Na <sup>+</sup> ) rMg <sup>2+</sup>	rCa <sup>2+</sup> rMg <sup>2+</sup>
							мг-экв.	г/л	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	a			
Масазыр	539.0	9.2	8.3	11.0	16.8	528.7	1113.0	318	95.0	3.5	1.5	0.98	0.61	0.65
Мирзалади	442.0	5.0	4.5	17.0	10.1	424.4	903.0	258	94.0	5.0	1.0	0.96	1.76	1.70
Гаджи-Гасан	238.5	4.0	7.5	30.5	7.5	212.5	500.0	143	85.0	12.0	3.0	0.89	3.46	4.05
Бюль-Бтили	270.9	4.5	2.8	32.4	26.0	219.8	556.5	159	79.0	20.0	1.0	0.81	1.96	1.25
Раманинское	222.7	3.1	7.0	18.7	9.3	204.8	465.6	133	88.0	9.0	3.0	0.02	1.96	2.00
Фатьмаинское	516.5	8.4	5.3	70.6	46.0	413.6	1060.5	303	78.0	21.0	1.0	0.80	2.24	1.53
Калинское	527.0	4.7	10.8	75.2	55.0	412.3	1085.0	310	76.0	22.0	2.0	0.78	2.09	1.37
Бюк-Шор	443.0	4.9	23.6	29.3	17.8	424.4	943.0	298	90.0	5.0	5.0	0.96	1.07	1.64

*Ескерту.* Көл суларының иондық-тұздық құрамы бойынша деректер аталған көлдердің табиғи қоректену режимі Уразов, Преображенский жұмыстарынан алынған. Кейіннен ол жақын орналасқан кәсіптік алаңдардан айтарлықтай бұзылған су төгінді суларға айналды.

## 7.4-кесте. Калифорния көлдерінің гидрохимиялық сипаттамасы.

Көлдің атауы	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> + CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Σ <sub>a+k</sub>		Палмер бойынша, %-экв.			rNa <sup>+</sup> rCl	r(Cl Na <sup>+</sup> ) rMg <sup>2+</sup>	rCa <sup>2+</sup> rMg <sup>2+</sup>
							мг-экв.	г/л	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	a			
Орта Алкани	9.4	1.2	3.3	0.08	0.07	13.8	27.8	7.9	76.00	22.86	1.14	1.47	3.67	1.14
Литтл Боракс	2.6	0.1	29.7	0.04	0.2	32.1	64.7	18.5	7.96	91.30	0.74	12.35	295.00	0.20
Буэна Виста	16.8	0.1	27.3	-	0.3	43.9	88.4	25.3	38.12	61.30	0.58	2.61	271.00	-
Блек	4,0	5,1	23,3	-	-	32,4	64,8	18,5	28,14	71,86	-	8,10	5,57	-
Тиле	50,8	1,0	2,1	-	-	53,9	107,8	30,8	96,04	3,96	-	1,06	3,10	-
Моно	33,8	14,0	39,9	0,1	0,4	87,2	175,4	50,1	45,54	53,86	0,60	2,58	3,81	0,25
Бораке	74,7	0,2	57,3	0,1	2,2	129,9	264,4	75,5	56,64	41,60	1,76	1,74	276,00	0,05
Дип-Спрингс	189,5	9,5	37,2	-	-	236,2	472,4	134,9	84,28	15,72	-	1,25	4,92	-
Оуэнс	54,6	15,6	57,6	-	-	127,8	255,6	73,1	74,90	25,10	-	2,34	4,69	-
<i>Ескерту. Көл суларының иондық-тұздық құрамы бойынша деректер жұмыстардан алынған.</i>														
Қара	4.0	5.1	23.3	-	-	32.4	64.8	18.5	28.14	71.86	-	8.10	5.57	-
Тол	50.8	1.0	2.1	-	-	53.9	107.8	30.8	96.04	3.96	-	1.06	3.10	-
Моно	33.8	14.0	39.9	0.1	0.4	87.2	175.4	50.1	45.54	53.86	0.60	2.58	3.81	0.25
Бура	74.7	0.2	57.3	0.1	2.2	129.9	264.4	75.5	56.64	41.60	1.76	1.74	276.00	0.05
Дип-Спрингс	189.5	9.5	37.2	-	-	236.2	472.4	134.9	84.28	15.72	-	1.25	4.92	-
Оуэнс	54.6	15.6	57.6	-	-	127.8	255.6	73.1	74.90	25.10	-	2.34	4.69	-

Көл суларының минералдануының және тұз құрамының байқалатын вариацияларының негізгі себебі, гипергендік факторлардың әр түрлі әсер ету дәрежесі және әрбір жекелеген жағдайда тереңдік және көл суларының булану теңгерімі арасындағы ара қатынасы болып табылады.

Жүргізілген зерттеулердің нәтижелері бірінші жақындауда Апшерон түбегінде жер асты суларының ауқымына сандық баға беруге мүмкіндік береді. Аталған аумақ шегіндегі бастапқы геологиялық қорлар шамамен 1,6-2,0 км<sup>3</sup> құрағандықтан, онда шоғырлардың қалыптасу үдерістері резервуарлардан седиментогенді жер асты суларының сингенетикалық қимасының көлемімен қатар жүреді.

Тұзды көлдерде қамтылғандардың жалпы саны қазіргі уақытта шамамен 0,6 км<sup>3</sup> құрайды. Түсіру тек қазіргі уақытқа дейін сақталған және сақталмаған жер үсті су қоймаларының пайда болуы үдерістерінде ғана емес, сонымен қатар көп мөлшерде жоғары шығатын термальды көздер, сазды вулкандар, құрғату арқылы жүзеге асырылғанын ескере отырып, сортаңдар мен бордың пайда болуымен және т.б. ілесе жүретін жер асты сулары бұл шама (шоғырдың пайда болу сәтінен бастап өткен бүкіл уақыт ішінде булануға кеткен шығындарды ескере отырып – шамамен 1 млн. жыл) бірнеше есе негізді түрде жоғары болуы мүмкін, яғни ауданның өнімді қалыңдығындағы көмірсутегінің жиынтық қоры сияқты реттілік болуы мүмкін.

Қолданыстағы деректер тереңдік гидрокарбонат-натрийлі судың жер бетіне түсіру көлеміне баға беруге мүмкіндік береді. Есептеулер бойынша Апшерон түбегінде травертин түзілімдерінің жалпы көлемі (Бинагадов ауданы, Кирмакинская алқабы, Шубаны а., Бибиэйбат және т.б.) шамамен 0,15 км<sup>3</sup> құрайды, ал кальцит желілері, сызаттар, карбонаттармен толтырылуы-0,3 км<sup>3</sup> және т.б. (Сурахан, Кала, Бибиэйбат кен орындары). Травертин тығыздығы – 2,5 г/см<sup>3</sup> демек, олардың жалпы салмағы 7,5-10<sup>8</sup> т құрайды. Гидрокарбонатты-натрийлі судағы кальцийдің орташа құрамы – 0,3 және бикарбонат ионның құрамы-1,05 г/л тең. Көмірқышқыл (атмосфераға ұшып кетеді), су және кальций карбонаты (немесе травертин) көбінесе келесі сұлба бойынша жүреді:



↓

тұнба

Бұл сұлбада кальций карбонатының түзілуіне судың кемінде  $\text{CO}_3^{2-}$  жартысы болуы мүмкін.  $\text{HCO}_3^-$ -1,05 г/л жалпы массасы кезінде карбонаттың түзілуіне теориялық тұрғыдан  $\text{CO}_3^{2-}$  0,52 г/л қажет. Алайда кальций бикарбонатының суда нақты бөлігі оның айтарлықтай газдалуынан кейін де сақталады және әрбір литр су травертин түзілгеннен кейін ғана шамамен  $\text{CO}_3^{2-}$  0,3 г жұмсалды.

Кальций карбонатын генерациялау кезінде осы мөлшерге шамамен 0,2 г кальций қосылуы мүмкін. Осылайша, бір литр судан құралған кальций карбонатының жалпы салмағы  $\text{CO}_3^{2-}$  0,5 г құрайды. Травертин, кальцит желілері және басқа да гидротермальды түзілімдерді қалыптастыруға гидрокарбонатты-натрийлік құрамның шамамен 1,5 км<sup>3</sup> суын түсіру қажет болды. Апшерон түбегінде ежелгі травертиндердің аз ғана бөлігі сақталғанын байқаған жөн. Сондықтан төгілген тереңдік сілтілі сулардың санын бірнеше есе арттыруға болады, әсіресе олардың едәуір көлемін жер бетіне шығару арқылы осы аудандағы сазды-жанартаулық әрекетті ескеру қажет.

Келтірілген деректер Апшерон түбегінің құрылымдық тұтқыштарындағы көмірсутектердің шоғырлануы мезокайнозой геосұйықтық динамикалық жүйесінің қарқынды түсірілуі аясында жүзеге асырылғанын көрсетеді.

Нақты материалдар кешенімен Оңтүстік Каспий бассейнінің шегінде объективті түрде орын алған көмірсутек шоғырларының кеңістіктік орналасуының және басым мұнай және газ жиналу аймақтарының, өнімді қалыңдық қимасының оның өңірлік батуы бағытында газға қанықтығының күрт өсуінен көрінетін заңдылықтары (яғни тектоникалық бұзылудың әлсіреуіне және шоғырлардың үстіңгі бетінен оқшаулануының жақсаруына қарай) және батырылған аймақтарда басым газды (газконденсатты) шоғырлар мен кен орындарының, ал неғұрлым жоғары көтерілген және күрт орналасқан жерлерде – мұнай (Мехтиев, Цатурьянц және Рачинский, 1968 ж.) кен орындарының қалыптасуына алып келетін жер асты резервуарларын дренаждау жағдайлары қатаң бақыланады және іс жүзінде анықталады.

Геологиялық жағдай қимаға терең гидрокарбонатты-натрийлі суды және оған сингенетикалық хлорлы-кальцийлі тұздылықтардың бетіне эмиграцияны қарқынды енгізуге ықпал ететін аймақтарда, учаскелер мен аудандарда басым мұнай-газ жиналу аймағын құрайтын мұнай кен орындары топтастырылады; шектелген инъекция мен көшу жағдайында басым газ жинақталу аймақтары қалыптасады.

Оңтүстік Каспий аймағы шегінде бірінші кеңістіктегі қатты бұзылған дизъюнктивтік тектоникамен аттас ойпаттың сыртқы бүйірлік жиектеріне Апшерон түбегі, Төменгі Курин ойпаты, Балхан көтерілімі аймағы, Апшерон топаралы, екіншісіне тектоникалық үдерістермен және депрессиялық учаскелерге лайлы жанартаулық әрекет арқылы депрессиялық учаскелерге – оңтүстік Апшерон қайраңы (Апшерон топаралының енген аймағы), Гограньда-Батыс Түрікменстанның Чикишляр аймағы, Оңтүстік Каспийдің орталық бөлігі жатады.

Барлық қаралған алаптардың материалдары бойынша жоғарыда сипатталған өнеркәсіптік мұнай-газдылығының аумақтармен, аралықтармен және пьезометриялық минимумдарды қалыптастыру кезеңдерімен ұштасуы, келтірілген деректерде көрсетілгендей, олардың жалпы және мұнайгеологиялық көрсеткіштері мен параметрлерінің ерекшелігіне қарамастан (платформалық және геосинклинальды аймақтар, қималардың типтері мен коллекторлардың түрлері, резервуарлардың, ұстағыштардың, шоғырлардың және кен орындарының жату жағдайлары мен морфологиясы, олардың жалпы және мұнай-газ көрсеткіштері мен параметрлерінің ерекшелігіне қарамастан, көптеген нақты геологиялық), және, осылайша, ***көмірсутек шоғырлану үдерістерінің мұнай-газ жинақталу аймақтары мен белдеулерін қалыптастыратын орын мен уақытты жер асты сұйық ортаның энергетикалық ресурстарын төмендету тетіктерінің жұмыс істеу пункттері мен кезеңдеріне міндетті түрде бағынысты бірыңғай заңды анықтайды.***

Мұнай-газдылығының өңірлік және жергілікті пьезометриялық минимумдарға кеңістіктік сәйкестігінің заңы мұнай-газ жиналу аймақтарының қалыптасу мәнінің маңызды және генерализацияланған көрінісі болып табылады, ол жеке анықтаушы, реттеуші және осы үдеріске ілеспе факторлар мен механизмдердің көп санының пайда болуының интегралды әсерімен негізделген.

Мұнай-газ жиналуының өңірлік аймақтары мен жергілікті учаскелерінің және геосұйықтық динамикалық жүйелерді түсіру пункттері мен облыстарының теңсіздігі мұнай-газдылықты қалыптастыру тетігінің бірқатар маңызды аспектілерін анықтап, түсіндіру және оны объективті тану мен болжау үшін түбегейлі жаңа қосымша мүмкіндіктер ашылады. Атап айтқанда, резервуарлардағы көмірсутектерді шоғырландыру және мұнай мен газ кен орындарының шоғырлануы үдерістері атмосферадағы, аймақтық пьезометриялық максимумдардың аймақтары мен аралықтарындағы және түсірудің іс жүзінде болмауынан пассивті гидродинамикалық ортада өткізілуге жатпайды және мұнай мен газдың өнеркәсіптік жинақталымдарға шоғырлануын қамтамасыз ететін негізгі жағдай ретінде болжамдар (қалған қажетті және жеткілікті алғышарттар сақталған жағдайда, әрине) белсенді гидродинамикалық режимнің болуы, мұнай мен газдың өнеркәсіптік жинақталымдарға шоғырлануын қамтамасыз ететін негізгі жағдай ретінде, геологиялық денелердің кеуектің және жарықтықкеңістігін оларды

бұрын толтырған жер асты суларынан босату және оларда миграциялық агенттерімен молықтыруға жататын бос көлемдерді құру мүмкіндігін анықтайды.

Басқаша айтқанда, мұнай-газға қанығу жоспарында табиғи резервуарлардың әлеуетті сыйымдылық қабілетін доминантты дәрежеде іске асыру геосұйықтық динамикалық жүйенің динамизм шарасымен, шоғырландыру аралықтарынан сингенетикалық су фазасын эвакуациялау көлемдерінің мүмкіндігімен және нақты ара қатынасымен және оларға генерациялайтын аймақтардан көмірсутектердің түсуімен анықталады. Осыған байланысты «көмірсутектерге арналған тұтқыш» бейнесін қолданыстағы ұғымды және түсіндіруді сыни тұрғыдан қайта қарау және түзету және оны бұрын толтырған жер асты суларының кез келген морфогенетикалық модификациясы резервуардан шығу мүмкіндігін міндетті түрде ескере отырып, оларды кеңейту қажет болып табылады.

Жоғарыда баяндалғанның негізінде өзге де тең жағдайларда кен шоғырларының, кен орындарының және мұнай немесе газ қорларының шамаларының қалыптасу ықтималдығы тұтқырлардан жер асты суларының көшу ауқымына тікелей тәуелді екендігі және флюидөткізгіш дизъюнктивтік тектониканың ұңғымасымен реттелетін шоғырланатын кеуекті-жарықтық кеңістіктердің, жарықшақтылық аймақтарының пайда болу жағдайларын оңтайландыру шамасына қарай прогрессивті өсетіні айқын емес, сұйықтықтардың пішімаралық және қабатаралық тік-көлденең ағындарын жүзеге асыруды қамтамасыз ететін гидрогеологиялық «терезелер» және т.б. оларды жер бетіне түсіргенге дейін жүзеге асырады. Тиісінше, құрылымдық-тектоникалық және литологиялық жағдайларда жер асты суларының кетуі үшін қолайлы резервуарлардың іс жүзінде іске асырылатын шоғырлану мүмкіндіктері аз. Бұл тұрғыда әлемдік мұнай қорларының ірі тектоникалық элементтер бойынша бөлінуі симптоматикалық болып келеді. Мәліметтер бойынша (Бакиров, Варенцов, Бакиров, 1970 ж.; Бека, Высоцкий, 1976 ж.; Линдтроп, Анфилатова және Дмитриева, 1970 ж.), мұнай мен газдың әлемдік қорының 70%-дан астамы платформалардың және геосинклинальдардың түйіскен аймақтарына, яғни белсенді су алмасумен, неотектогенезмен, геосұйықтық динамикалық жүйелерді түсіру үшін оңтайлы шарттарды үйлестірумен сипатталатын жер қыртысының ең жылжымалы, ұтқыр учаскелеріне ұштастырылған.

Жер асты резервуарларын түсірудің негізгі жолдары көбінесе жыныстар тұтастығының әр түрлі бұзылулары, дизъюнктивтер, литологиялық шиеленістер, жарықшақтығы жоғары учаскелер, лайлы жанартаулардың эруптивтік аппараттары, диапир және тұзды денелердің қоршаған жыныстармен және т.б. байланыс аймақтары болып табылатындықтан, мұнай және газ жинақтарын қалыптастырудағы аталған дислокациялардың рөлі тең екі аспектіде анықтаушы болып табылады.

Бір жағынан, аталған кереғарлықтар мұнай-газ өндіретін жинақталатын учаскелердің байланыс арналары ретінде әрекет етеді және көмірсутектерді және оларға ілеспе суларды тұтқыштарға тасымалдауды қамтамасыз етеді, ал екінші жағынан бұрын жер асты суларының резервуарларын қанықтыратын резервуарларды эмиграциялау жолдары болып табылады, бұл оларға сұйықтықтардың жаңа көлемдерінің түсу мүмкіндігін айқындайды. Бұл ережелерді есепке алу қималарда тектоникалық және (немесе) литологиялық шиеленістердің болуы мұнай-газдылықты қалыптастырудың өте қажетті атрибуты болып табылады деген қорытындыға әкеп соғады және олар болмаған кезде тұтқыштарда көмірсутектерді шоғырландыру едәуір көлемде жүзеге асырыла алмайды.

Аталған ұсыныстардың әділдігін объективті растау көмірсутектердің негізгі қорларының 2000-2500 м дейінгі тереңдік ауқымына (шамамен 85%) байланысты (Бакиров, Варенцов, Бакиров, 1970 ж.; Бека, Высоцкий, 1976 ж.; Линдтроп, Анфилатова және Дмитриева, 1970 ж.) және олардың күрт төмендеуі терең гипсометриялық деңгейлерде газ үлесінің салыстырмалы өсуімен қатар жүреді. Мұндай бөлудің ерекшелігі жер қойнауының сұйықтық динамикалық режимі көрінісінің тік қимасы бойынша өзгеретін сипатымен, атап айтқанда, әр түрлі тереңдіктегі

жедел айырмашылығымен, жер асты суларын түсіру жағдайлары мен жағдайларымен байланысты болуы мүмкін. Шөгінділердің жоғарғы аралықтары дренаждауға қатысты неғұрлым қолайлы мүмкіндіктерге ие екені анық, өйткені резервуарлардан судың эмиграциясы және үлкен тереңдікке батырылған қабаттармен салыстырғанда шоғырланатын кеуекті-жарықшақты көлемдерді құру керек.

Резервуарлардан түскен судың эмиграциясы көмірсутектердің өнеркәсіптік шоғырлануының негізгі құралымдары тереңдігі арқылы прогрессивті шектеледі. Соңғысы жалпы жағдайда үлкен тереңдікте (4000 м астам) мұнай мен газдың ірі жиналу ықтималдығы мен жиілігін шектейді. Нақты аудандарға қатысты көмірсутектердің ең жоғары шоғырлану аралығы жер асты суларын түсірудің және мұнай мен газды шоғырландырудың жергілікті жағдайларымен нақты функционалдық байланыста бола отырып, тереңдігі бойынша өзгеруі мүмкін. Аталғандарды назарға ала отырып, келесіні ескерген жөн:

1. 3500-4000 м-ден асатын тереңдіктегі көмірсутектердің едәуір жиналуы немесе жер асты суларының терең батырылған мұнай-газды аралықтардың қиманың үстіңгі беті аймақтарының белсенді гидравликалық байланысы жағдайында жүзеге асырылатын қазіргі кең ауқымды пішін аралық көшудің (эмиграция) нәтижесі болып табылады.

2. Шоғырлардың неғұрлым жоғары гипсометриялық деңгейлерде болған қазіргі кезеңдерде аз тереңдікте іске асырылған геосұйықтық динамикалық жүйенің палео-түсірілімі.

Мұнай-газдылықты кеңістіктік орналастыру заңдылықтары бойынша нақты деректерді талдау материалдары және келтірілген пайымдаулар келесі маңызды сәтті анықтауға мүмкіндік береді – табиғи көмірсутектердің аса ірі жинақтарын қалыптастыру өңірлік геосұйықтық динамикалық жүйелердің дренаж аймақтарында және жергілікті учаскелермен және жер асты суларын түсіру араларымен палео-немесе қазіргі заманғы гидравликалық байланысты іске асыру мүмкіндігімен сипатталатын кесіктің гипсометриялық диапазонында (көбінесе 2000-2500 м тереңдікке дейін) ғана орналасады.

Қарастырылып отырған аспектіде көмірсутектердің негізгі өнеркәсіптік ресурстары байланысты коллекторлардың оңтайлы қасиеттерінің аймағы деп аталатын гипсометриялық белгілерге орайластырылған мұнай-газ алаптарының қималарында бар екендігі туралы түсінік елеулі қызығушылық тудырады (Минский, 1975 ж.). Кешен бойынша бөлінген осы мүлдем өзге көрсеткіштердің, жоғарыда сипатталған мұнай-газдылықты қалыптастыру аспектілері мен механизмдеріне аймақтардың болуы туралы тұжырымдаманы тарту және олардың қисынды байланысы мұнай-газ шоғырлануының оңтайлы жағдайларының интервалының тереңдігі бойынша нақты шектелген көптеген өңірлердің шөгінді қабатының қимасында объективті болу туралы пікір білдіруге мүмкіндік береді, шектерінің гипсометриялық жағдайы жоғарыдан – көмірсутек шоғырларының сақталуына себепші болатын факторлардың қажетті үйлесімділігінің болуымен, төменнен – су асты суларын резервуардан тыс түсіру (әкету) үшін жеткілікті жағдайлардың болуымен айқындалады.

Аталған көзқарастың заңдылығын нақты растау ретінде мұнай-газ жинақтау белдеулерінің ірі аймақтарының өңірлік учаскелерге және табиғи резервуарларды қуатты қазіргі заманғы субмариндік түсірудің әсер ету ареалдарына (Загрос алды, Мексика шығанағының, Североморский, Калифорниялық қайраңның, Маракаиб, Оңтүстік Каспий, Оңтүстік-шығыс-Азиаттық алаптары және т.б.) және ең ірі өзен жүйелерінің дренаждарына (Батыс Сібір, Волга-Орал, Ориноко, Батыс Канадалық, Мидконтинент және т.б. алаптары) жаһандық ауқымда белгіленетін ерекше ұштасуы болып табылады. Осындай геологиялық жағдайлардағы көмірсутектердің орасан зор шоғырлануы геосұйықтық динамикалық жүйелердің қуатты дренажын қамтамасыз ететін және тиісінше (қалған жеткілікті және қажетті факторлар болған

кезде) сандық қатынаста мұнай мен газды шоғырландыруға баламалы оңтайлы кешеннің қайраңды (қайраң маңы) және гидрографиялық дрен аймақтарында болуымен айқындалады.

Геологиялық барлау ісінің практикалық аспектілеріне қатысты қосымшада келтірілгендей, іздестіру объектілері бірінші кезекте өңірлік геосұйықтық динамикалық жүйелердің тартқыш немесе белсенді жұмыс істейтін (жұмыс істеп тұрған) дренаждық аймақтарында орналасқан – аумақтық және жергілікті пьезометрикалық минимумдардың учаскелерінде – және кесіктің жоғарғы аралықтарымен – жер беті арқылы іске асырылатын (немесе өткен кезеңдерінде іске асырылған) гидравликалық байланыстан тұратын құрылымдық және құрылымдық емес резервуарлар мен кесік аралықтары болуы тиіс.

Жоғарыда аталған белгілердің генетикалық көріністермен байланысқан әлемнің мұнай-газ алаптарында көрініс табуының тұрақтылығын талдау оларды геологиялық барлау жұмыстарын жүргізу кезінде критерийлер ретінде ұсынуға мүмкіндік береді. Бірінші жағдайда қазіргі заманғы түсіру ошақтарының әсер ету кеңістіктік саласында орналасқан – қайраңды және құрлықта орналасқан аумақтар мен өңірлік тектоникалық бұзылыстардың, литологиялық кереғарлықтардың, лайлы жанартаулықтың, эрозиялық ойықтардың және т.б. даму учаскелері перспективалы болып табылады; екінші кезеңде-формааралық үзілістер, жұмыс істеп тұрған дизъюнктивтердің палео аймақтары, ежелгі эрозиялық формалардың даму аудандары және бедердің төмендеуі, палеогидрографиялық желі және т.б., геосұйықтық динамикалық жүйелердің паледренажын қамтамасыз еткен геологиялық жағдайлардың үйлесуімен сипатталады.

Қарастырылған сұлбаға сәйкес тұтқыштардағы көмірсутектерді шоғырландыру үдерістің қысқа мерзімділігін және оның геологиялық жедел пайда болуын, дизъюнктивтік және жарықтық аймақтардың ашылуы мен өткізілуін, қақпақшалардың герметикалығының бұзылуын, ортаның гидродинамикалық белсендірілуін және т.б. негіздейтін палео- және неотектоникалық құбылыстарға сәйкестігін болжайды. Тектоникалық қозғалыстар белгісін, олардың ауқымын, кернеулік әсерлерді кеңістіктік ауыстыру және бірінші жағдаймен салыстырғанда едәуір үлкен кезеңдердің уақытша ұзақтығы сұйықтық өткізгіш жолдардың жабылуына, қабаттық резервуарлардың түсіру аймақтарымен гидравликалық байланысын күрт шектеуге және пайда болған шоғырлар мен кен орындарын ұзақ геологиялық мерзімге консервациялауды қамтамасыз ететін жағдайларды жасауға әкеп соқтырады.

Зерттеу тарауы бойынша келесі қорытындыларды тұжырымдауға болады:

1) құзыретті және құзыретті емес қалыңдықтардың шөгінді қималарындағы өзара қарым-қатынас нұсқаларын ескеретін кеуектік және қыртыстық қысымның палео- және қазіргі градиенттерінің кеңістіктік таралу заңдылықтарын талдау және арнайы түсіндіру өңірлік және жергілікті мұнай-газдылықты қалыптастыру, орналастыру, өмір сүру, сақтау және диссипациялау және олардың толық сенімді болжамдарын белгілеу мен объективті бағалауға қағидатты жаңа тәсілдерді ашады;

2) өңірлік мұнай-газдылықты қалыптастыру және сақтау жағдайы жалпы салыстырмалы түрде сәйкес келеді:

- саз бен коллекторлар арасындағы қысымның аздаған ауытқулары-қыртыстық қысымдардың аралас шоғырланатын резервуарларда аномальды жоғары деңгейге дейін ұштасқан көмірсутекті генерациялайтын сазды сериялардың сингенетикалық АЖКҚының релаксациясының орташа қарқыны;

- мұнай-газ жиналуының шектеулі мүмкіндігі және оны орнату ықтималдығының жағдайы – литостатикалық деңгейдегі іс жүзінде таратылмайтын АЖКҚ сазды және қалыпты қыртыстық қысымдардан тұратын коллекторлар арасындағы қысымның айтарлықтай ауытқуы;

- көмірсутекті қанықтыру диссипациясының жағдайы – қысымның ауытқуының болмауы және саздың кеуекті кеңістігінде гидростатика жағдайының дамуы және байланысатын коллекторлар;

3) өңірлік және жергілікті мұнай-газдылықты қалыптастыру және орналастыру табиғи резервуарлардың бос және жарықтық кеңістігін толтыратын сингенетикалық жер асты суларынан эмиграциялық босату және қоныс аударатын көмірсутектермен қанықтыруға жататын бос көлемдерді құру мүмкіндігін айқындайтын белсенді ірі масштабты гидрогеологиялық үдерістердің функциялары ретінде іске асырылады;

4) мұнай-газ жиналу аймақтары мен учаскелерінің барлық аудандарында кеңістіктік облигатты дизъюнктивтер жүйелері, жоғары жарықтық аймақтар, диапир енгізілетін байланыстар, лайлы жанартаулардың эруптивалары және т.б. бойынша сұйықтықтардың пішін аралық және қабат аралық тік-көлденең ағындары барысында жүзеге асырылатын геосұйықтық динамикалық жүйелердің (пъезометриялық минимумдар аймақтары) ошақтарымен және ареалдарымен байланыстырады; қималарда дренажды қамтамасыз ететін тектоникалық, литологиялық-коллекторлық және өзге де кереғарлықтардың болуы мұнай-газдылықты қалыптастырудың қажетті шарты болып табылады;

5) салыстырмалы терең емес резервуарлардан (2000-2500 м тереңдікке дейін) жер асты суларын түсірудің оңтайлы жағдайына жақындап келе жатқан барлық өңірлерде көмірсутектердің негізгі қорларының (шамамен 85%) дәл осы гипсометриялық диапазонындағы шоғырлануды анықтайды және эмиграциялық су алмасудың күрт шектелуімен сипатталатын үлкен тереңдікте (3500-4000 м астам) болу ықтималдығын шектейді және осы себеппен еркін кеуектік көлемдердің, мұнай мен газдың ірі жиналуының пайда болу мүмкіндігін шектейді;

6) көбінесе мұнай-газ жинақтаудың өңірлік аймақтары мен жекелеген өнімді құрылымдар шегінде мұнай-газға қанығу екінші сипатта болады және көмірсутектердің негізгі өнеркәсіптік қорлары кеңістіктік түрде ағын-инъекциялық гидрогеохимиялық, геотемпературалық, пъезометриялық, изотоптық, палинологиялық ауытқулар көріністерінің учаскелері мен аралықтарына ұштастырылған, олар тұндыру қимасының терең шоғырландыратын аймақтарынан сұйықтықтардың тік формациялық көші-қонынан тұндыру табиғи резервуарларының жоғарғы шоғырландыратын резервуарларына қатысты болады.



## 8 Альпілік жылжымалы белдеулердегі алаптар мұнайгаздылығының сапалық өлшемдері мен сандық көрсеткіштері

### 8.1. Жер асты сулары мен көмірсутекті шоғырлардың гидрохимиялық байланысы

Жер асты суларының типі, су ортасының серпінділік өлшемі және мұнай-газ өңірлеріндегі, облыстардағы, аудандардағы, кен орындары мен кен шоғырларындағы көмірсутектердің кеңістіктік бөлінуі арасындағы функционалдық байланыстарды анықтау және сандық қатынасты зерттеу олардың өнеркәсіптік жинақтарын қалыптастыру үдерісін және алдыңғы миграциялық механизмін анықтауда маңызды рөл атқарады.

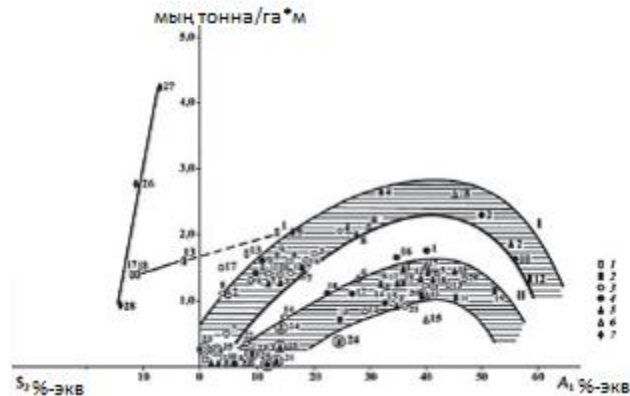
Бұл мәселені қарастыру үшін Оңтүстік Каспий ойпаты оңтайлы үлгі бола алады, мұнда гидрохимиялық жағдай өнімді орта бағалы қимаға енгізілумен анықталған, бастапқы сингенетикалық хлоркальцийлі тұздылықтармен, жабынды кешендерден аз минералданған сілтілі сулармен қаныққан.

Өнімді қалыңдықтың өзіндік гидрогеологиялық жағдайында, әр түрлі генерациялық тиістілігі бар сулармен және олардың қоспаларымен қаныққан, жер асты суларының қандай да бір генетикалық түрімен көмірсутектердің басым қауымдастығы фактісін анықтау олардың жиналуының бастапқы немесе қайталама сипатындағы шынайы дәлел ретінде қаралуы мүмкін. Егер жалпы өңір бойынша көмірсутектердің негізгі қорлары және жекелеген алаңдардың қималарында жоғары минералданудағы хлорлы кальцийлі сулармен байланысса, көрсетілген байланыс олардың сыйымды аралықтарының сингенетикалығын растау ретінде түсіндірілуі мүмкін. Көмірсутекті қанығу негізінен сілтілі сулармен, генетикалық тұрғыдан таза өнімді қалыңдықтармен байланысы оның аллохтондылығының дәлелі ретінде жіктелуі мүмкін. Екінші жағынан, осы байланыстардың болуы немесе болмауы кен шоғырларын қалыптастыру және диссипациялау үдерістері бойынша шетелдік гидрокарбонатты-натрийлі сулардың рөлі мен қатысу дәрежесін бағалауға мүмкіндік береді.

Қарастырылатын мәселелерді талқылау кезінде жекелеген кен орындары мен жергілікті құрылымдардың (қабаттар мен көкжиектер) қималарындағы мұнай-газы бар аралықтар әр түрлі литошөгінділік және тектоникалық жағдайлармен сипатталатынын ескеру қажет, бұл олардың көмірсутегіге қанығуы мен ілеспе жер асты суларының химиялылығына белгілі бір таңбалар салады. Кен орындары мен өнімді объектілердің, оның ішінде олардағы гидрохимиялық ахуалдың қазіргі жай-күйі, аталған айырмашылықтар мен ерекшеліктерді ескере отырып, аталған факторлардың ықпалының интегралдық функциясымен жеке түрде көрінеді, ал жалпы алғанда шөгінді шоғырлану алабының геологиялық даму тарихымен және мұнай мен газ шоғырларының қалыптасу үдерістерімен айқындалады.

Мұнай мен жер асты суларының химизмі арасында сандық байланыстарды орнату мақсатында жекелеген кен орындары бойынша Апшерон және Төменгі Курин мұнай-газ облыстарының 28 типтік кен орны өнімді қалыңдығының жоғарғы және төменгі бөлімдерінің 82 объектісі талданды (Дурмишян, Рачинский, 1972 ж.). Талдау кезінде салыстырмалы көрсеткіштер ретінде шоғыр және тұтқыш көлемінің бірлігінде мұнай қорлары ( $A+B+C_1$  санаты бойынша) таңдап алынды- тиісінше шоғыр және тұтқыштың меншікті мұнай қанығуы, ( $\beta_2^3, \beta_i^l$  мың

т/га·м), толтыру коэффициенттері-шоғыр көлемінің тұтқыш көлеміне қатынасы және судың бастапқы сілтілік коэффициенті – А (%-экв).



**8.1-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Шоғырлардың меншікті мұнаймен қанығуы мен жер асты суларының бастапқы сілтілік (қайталама тұздану) коэффициенті арасындағы тәуелділік: 1 – Балахан қабатының V т. (өнімді қалыңдықтың жоғарғы бөлімі); 2 – VII т. («үзіліс» қабаты); 3 – МӨҚ қабаты; 4 – ҚҚ қабаты; 5 – ӨҚ қабаты; 6 – КаС қабаты; 7 – Төменгі Курин депрессиясы өнімді қалыңдығының көкжиегі. I – денудацияланған көтерілімдердің тобы; II – шайылмаған конседиментациялық қатпарлар тобы. Кен орындары мен аудандар: 1 – Балахан-Сабунчи-Раман, 2 – Бинакады, 3 – Дарвина б., 4 – Артем к., 5 – Гюргяны-теңіз, 6 – Жилой к., 7 – Батпақты шоқы, 8 – Мұнайлы тас (о-б қанат), 9 – Мұнайлы тас (с-шқанат), 10 – Апшерон а., 11 – К. Григоренко, 12 – Аташкя, 13 – Сурахан, 14 – Карачухур, 15 – Зых, 16 – Бузовны-Маштаги, 17 – Кала, 18 -- Бибиэйбат, 19 – Локбатан (шығыс периклиналь), 20 – Локбатан-Пута (солтүстік қанаты), 21 – Локбатан-Пута (оңтүстік қанаты), 22- Кушхана, 23 – Карадаг, 24- Зыря, 25- Южная, 26 – Кюровдаг, 27 – Карабаглы, 28 – Кюрсангя.

Кермек сулармен жанасатын шоғырлар үшін қайталама тұздану коэффициенті қолданылды –  $S_2$ <sup>29</sup>.

8.1-суретінде Апшерон және Төменгі Курин мұнай-газ облыстарының өнімді қалыңдығының жоғарғы және төменгі бөлімдерінің шоғыры бойынша деректер келтірілген. Осы шоғырдың жоғарыда көрсетілген параметрлерінің өзара корреляциясы келесі қорытынды жасауға мүмкіндік береді:

- сапалы және сандық қатынаста өнімді қалыңдықта көмірсутекті қанықтыру аз минералданған гидрокарбонатты-натрийлі сулардың болуымен генетикалық байланысты және олардың болуы функциясы болып табылады;

<sup>29</sup> Жер асты суларының химиялық құрамын таңдау судың сілтілігі мен тұздылығына негізделген. Ең сілтілі су әдетте тұзды болады. Кермек су үшін екінші және алғашқы тұздылық ара қатынасы қарама-қарсы белгісі бар. Алайда құрамы бірдей барлық аудандарда тұзды шамамен бірдей. Осылайша, бастапқы сілтілік факторын (сондай-ақ екінші тұздылық деп аталатын) пайдалану жер асты суларының тұздылығының жанама әсері болып табылады, яғни, шын мәнінде, екеуі де су ортасына қатысады.

- сілтілі сулармен қаныққан Апшерон мұнай-газ аймағының өнімді қалыңдығын кесу бөлігінде  $\beta = f(A)$  байланысы жалпы сапалы бағыттылықты сақтай отырып, денудацияланған және шайылудан сақталған қатпарлар топтары бойынша сандық қатынаста күрт сараланады;

- құрылымдардың бірінші тобында сақтаудың қолайсыз жағдайларына қарамастан негізінен Апшерон топаралының терең эрозияға ұшыраған диапиризммен асқынған құрылымдары жатады, екінші топқа Апшерон түбегінің көбінесе конселиментациялық көтерілулері жатады <sup>30</sup>;

- жер асты суларының бастапқы сілтілігі коэффициентінің бір мәні кезінде шоғырлардың үлестік мұнайға қанықтығы қоймалардың екінші тобымен салыстырғанда айтарлықтай жоғары;

- жергілікті көтерілімдердің бөлінген морфологиялық топтары шегінде тәуелділік  $\beta_1^3 = f(A)$  формуласы бойынша бастапқы сілтілік коэффициентінің мәндеріне сәйкес келетін максимуммен анық айқын көрінген экстремумдық 45%-экв сипатқа ие. Бастапқы сілтіліктің осы шамасына дейін шоғырлардың меншікті мұнайға қанығуы артады, одан кейін-төмендейді;

- құрылымдардың әрбір тобы бойынша кен шоғырларының бірдей меншікті мұнаймен қанықтығы бар қима аралықтары өзінің стратиграфиялық тиіс қимасына қарамастан, жер асты суларының шамамен бірдей бастапқы сілтілігімен сипатталады;

- кен орындарының қимасында кен шоғырлары мен тұтқыштардың меншікті мұнаймен қанықтығы мен соңғыларын толтыру коэффициенттері арасында тікелей байланыс бар;

- жекелеген ұғымдардың қималары бойынша төменнен жоғары қарай шоғырлар мен ұстағыштардың меншікті мұнаймен қанықтығы, оларды толтыру коэффициенттері және олармен ұштасқан жер асты суларының бастапқы сілтілігі көп жағдайда төмендеудің айқын тенденциясын сынайды;

- кермек сулармен қаныққан Апшерон және Төменгі Курин мұнай-газ облыстарының өнімді қалыңдығының қимасы бөлігінде, олардың қайталама тұздану коэффициентінің ұлғаюымен шоғырлардың үлестік мұнайға қанықтығы азаяды.

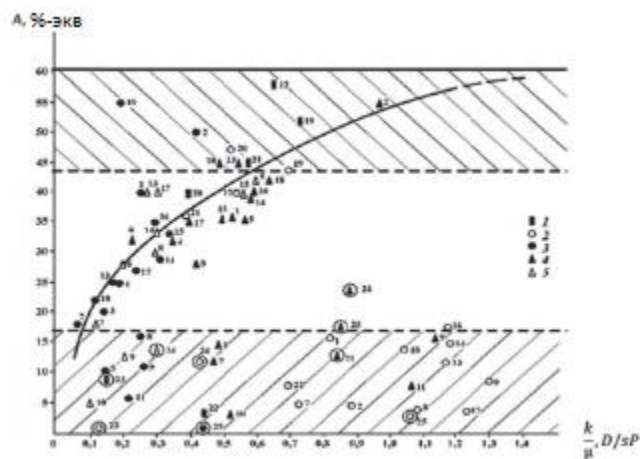
Өнімді қалыңдықтағы сілтілі сулар генетикалық бөгде текті болғандықтан және оған төсеніш шөгінді кешендерден енгізілгендіктен, олардың жергілікті көтерілімдер қимасында болу шарасы инъекцияланатын сұйықтықтардың жолдары бойынша Тегеуріннің бөлінуінен туындаған мән-жайлармен қатар коллекторлық қораптардың қабылдағыштығымен (өткізгіштігімен) айқын анықталуы тиіс. Осыған байланысты

<sup>30</sup> Шайылмаған көтерілімдердің кейбір шоғырларының (көбінесе МӨҚ қабатының базистік аралықтардан алыстаған)  $\beta^3 = f(A)$  құрылымның бірінші тобымен сипатталатын байланыс зонасында орналасуы, және, керісінше, диапирлік эрозияланған қатпарлардың базистік объектілерінің жекелеген шоғырлары (ӨҚ және КаС қабаттарының Гюргяны-теңіз а. және Жилой к., Балаханы-Сабунчи Раманинский кен орнының ҚҚ және ӨҚ) басым түрде шайылмаған көтерілімдерді қамтитын аймақта аталған көмірсутек шоғырларын осы топтың барлық шоғырларын қалыптастыру мен сақтаудың жалпы жолы бойынша пайда болған ретінде сипаттайды (бұл, бірінші қарағанда, аномальды құбылыстың табиғаты өнімді қалыңдықтың кесіндісінің базистік және олардан алыстатылған араларындағы тетіктердің төменде қаралған ерекшеліктерімен байланысты). Екінші жағынан, аталған фактілер жанама түрде Апшерон мұнай-газ аймағының бастапқы сингенетациясының химиялық құрамы ондағы көмірсутектерді шоғырландыру басталғанға дейін айтарлықтай ыдырамағанын және кейіннен жалпы бүкіл өңірдің қимасына тән әр түрлі түрдегі сулардың ығысуының жалпы заңдылықтарына сәйкес өзгергені дәлелденді (Рачинский, 1970 ж.; Рачинский, Кулиев, 1984 ж.).

Апшерон мұнай-газ аймағының өнімді қалыңдығының төменгі бөлімінің жер асты суларының бастапқы сілтілік коэффициенттері мен су араластырғыш аралықтардың өткізгіштігі ( $R_{np}/m, d/cП$ ) арасында корреляция жүргізілді (8.2-сурет).

Нақты деректерді статистикалық өңдеу келесі параметрлерде көрсетілген салыстырмалы айнымалылардың арасындағы тәуелділікті сипаттайды: 0,312 сызықтық корреляция коэффициенті; 0,785 корреляциялық қатынасы, 0,997-0,165 ықтималдығымен корреляциялық қатынас қатесі. Есептеу нәтижелерінен корреляцияланатын көрсеткіштер арасында дала сипаты бар сенімді байланыс бар-коллекторлардың өткізгіштігінің ұлғаюымен жер асты суларының бастапқы сілтілік коэффициенттері асимптотикалық өседі (8.2-сурет).

8.2-суретте үш тәуелділік аймағы анық көрінеді  $A = f(R_{np}/M)$ : бірінші, сілтілік өзгеруінің диапазонымен шектелген 17%-экв дейін және 7.2-суреттегі әрбір жеке құрылымдар тобы бойынша шоғырлардың меншікті мұнайға қанықтығының негізінен кіші мәндеріне сәйкес келеді; екінші, бастапқы сілтілік құрылымдарымен бақыланатын 17-43%-экв, тәуелділіктің жоғары учаскесіне жауап беретін  $\beta_i^3 = f(A)$ ; және үшіншісі, сілтілік мәндерінің 45%-дан-экв-дан жоғары аралығын қамтитын, үлес қанықтығының төмендейтін (ауыртпалықтан кейінгі) шамаларының басым бөлігін сипаттайды.



**8.2-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Жер асты суларының бастапқы сілтілігі коэффициенттерінің шамалары мен сыйымды коллекторлардың өткізгіштігі арасындағы тәуелділік. Шартты белгілер 8.1-суретте келтірілген.

Сипатталған тәуелділіктің функционалдық сипаты (8.1, 8.2-суреттерін қараңыз) және олардың объективті өзара байланысы қарастырылған шоғырлардың қазіргі заманғы гидрохимиялық жағдайын және олардың көмірсутекті сулануының сандық жағын негіздейтін негізгі факторларды анықтауға мүмкіндік береді.

Сілтілі сулардың генетикалық шөгуін өнімді қалыңдықтың ығыстыратын аралығын мойындай отырып, келесі қорытындыға келеміз:

- Бірінші тәуелді аймақта орналасқан шоғырлар  $A = f(R_{np}/M)$ :

a. тектоникалық бұзылыстар мен жарықшақтылық аймақтары мен инъекцияланатын сулар мен көмірсутектердің қысымын жоғалту себебінен өзінің шоғырлану мүмкіндіктерін толық көлемде іске асырмаған;

b. коллекторлардың салыстырмалы түрде жоғары өткізгіштігінің салдарынан жеткілікті дәрежеде ондай болмайды. Сол және басқа жағдайларда, осы шоғырлардан тұратын қима аралығына келіп түскен және сингенетикалық қатты тұздықтармен араласқан сілтілі сулардың көлемі аз болған жоқ;

- екінші аймақта орналасқан шоғырлар қоршаған су ортасымен динамикалық тепе-теңдік жағдайында болады және олармен байланысатын қабаттық қоспалардың сілтілігі және тиісінше меншікті мұнай қанықтығы енгізілген сұйықтықтардың арын қимасы бойынша таралу динамикасымен және сыйымды жыныстардың сыйымды қасиеттерімен анықталады;

- үшінші аймақтың кен орындарында су мен көмірсутектердің түсуі арасындағы теңгерім су пайдасына бұзылған. Бұл құбылыс көмірсутектерді тұтқыштардан енгізілген сілтілі сулармен жуу үдерістерімен және осы себеппен ішінара шоғырлардың бұзылуымен түсіндірілуі мүмкін.

- осы аймақтың шоғырының үлестік мұнай қанықтығының жоғары абсолюттік мәндері диссипацияның салыстырмалы ерте сатысында тұр деп пайымдауға негіз береді<sup>31</sup>;

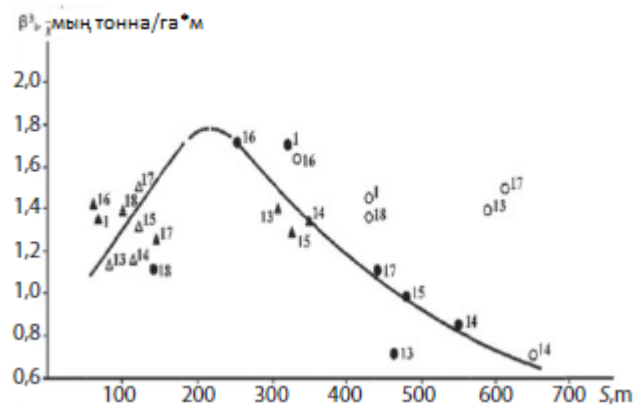
- шоғырлардың бұзылуы (қайта қалыптау) болатын өткізгіштігі мәндерінің кең диапазоны, бұл үдеріс жоғары өткізбейтін коллекторларда жер асты суларының белсенді айналымымен ғана емес, сонымен қатар едәуір шамада, әсіресе аз өткізбейтін объектілерде, төсейтін шөгінділерден сұйықтықтарды енгізу болатын қысымның жоғары градиенттерімен анықталады – күшті арын барлық ықтималдығы бойынша тұтқыштардағы көмірсутектерді шоғырландыру мен ұстап қалуға ықпал етпейді.

Соңғы мән-жайдың реті 7.4-суретте орындалған. Орталық Апшеронның кен орындары бойынша шоғырлардың меншікті мұнаймен қанығуы мен олардың өнімді қалыңдықтың табанынан жоғары арақашықтығы арасындағы корреляцияны береді.

8.3-суретке сәйкес, өнімді қалыңдықтың табанына тікелей жақын орналасқан шоғырлар, яғни енгізілетін сұйықтықтардың жоғары арын саласында коллекторлардың сыйымдылық қасиеттеріне қарамастан, меншікті мұнайға қанығудың салыстырмалы төмен абсолюттік мәндерімен сипатталады. Табаннан өнімді қалыңдықтың қимасы бойынша жоғары қарай алып тасталуына қарай және осы параметрдің кейбір шекті мәніне жеткенге дейін – 200-250 м шоғырлардың мұнай кетуі артады, содан кейін бірқалыпты азай бастайды, сол арқылы қорек көздерінен алып тастау бағытында Тегеуріннің құлауының жалпы заңдылықтарын көрсетеді.

---

<sup>31</sup> Бұл аймақтың барлық шоғыры заңға сәйкес аймақтардағы жоғары көрінетін кедергілермен сипатталады. Зерттеулер көрсеткендей, өнімді қалыңдық деңгейжиегінің мұнай құламасының сұлбаларынан жоғары қарсыласу осы аймақтарда байланысты мұнайдың белгілі бір мөлшерінің болуымен байланысты. Керн үлгілерін зертханалық зерттеу өнімді қалыңдықтың жоғарғы бөлігінде мұнай белгілерінің толық болмауымен сипатталатынын көрсетті. Каротаж бойынша бұл аралықтар төмен мәндермен берілген ҚҚ (1-2 Ом-м дейін). Олардан өнімдік қалыңдықтағы базистік деңгейжиектердің сұлбаларына қарағанда ҚҚ мәндерін 15-25 Ом-м дейін арттыратын қалдық мұнайдың едәуір мөлшері (кеуек көлемінің орташа 10-15%) анықталды. Көрсетілген құбылыстың табиғаты нақты геологиялық себептерге байланысты бір жағдайда мұнайдың шоғырлардың сұлбаларынан тыс болуы көші-қон іздері ретінде түсіндіріледі; екіншісінде – ішінара бұзылу белгісі ретінде – кесіктің жоғарғы қабаттарына резервуарішілік ағындардың есебінен анағұрлым маңызды палеозалеулер мөлшерінің қысқаруы. Өнімді қалыңдықтың жоғарғы бөлімі шоғырының сұлбаларынан тыс қалған мұнайдың басқа белгілі геологиялық фактілермен үйлескен кез келген белгілерінің болмауы, айтпақшы, қиманың жоғарғы бөлігінде көмірсутектер жиналуының сингенетикалық сипаты туралы тұжырымдармен келіспейді (Али-Заде, Путкарадзе және Салаев, 1968 ж.).



**8.3-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Шоғырдың меншікті мұнаймен қанығуы мен олардың орташа бағалы өнім табанынан алыстауы арасындағы тәуелділік. Шартты белгілер 7.2-суретте келтірілген

Бұл базиске тән өнімді қалыңдықтың интервалында-төселетін шөгінділермен байланыс аймағында барлық жерде палеоген-миоцен мен мезозойдың қуатты сазды түзілімдерінің тығыздалу құбылыстарына генетикалық байланысты аномальды жоғары қабаттық қысымдардың қарқынды белгілері байқалады. Қолда бар деректер аясында аталған мән-жай қоныс аударатын сұйықтықтардың қысымының жоғарылатылған градиенттерін негіздейді және оларды өнімді қалыңдықтың төменгі объектілерінің ұстағыштарында ұстап тұруға кедергі келтіреді деп пайымдаудың барлық негіздері бар.

8.2-суреттер келтірілген мәліметтерді қарастырған кезде әрбір бөлінген аймаққа тәуелділіктің мән-жайы  $A = f(R_{np}/m)$  өзіне назар аударады шоғырдың белгілі бір тобына сәйкес келеді<sup>32</sup>.

Бірінші аймақта көп жағдайда төменгі бөлім қимасының стратиграфиялық аралығына – МӨҚ қабатына және олардың сыйымды коллекторларының төмен өткізгіштігімен (ҚҚ және КаС қабаттары) немесе дизъюнктивтердің жеткіліксіз ұңғылығымен не сол сиямен және басқалармен жиынтықта сипатталатын объектілердің шоғыры – өнімді қалыңдығының табанынан неғұрлым алыс орналасқан шоғырлар басым болады. Бұл аймақтың шоғырлары үшін жалпы олардың төсеніштік аралықтарында көмірсутегінің едәуір абсолютті қорларын жинақтаған өнімді қалыңдық – базистік коллекторлардың болуы болып табылады.

$A = f(R_{np}/m)$  тәуелділігінің екінші аймағы өнімді қалыңдықтың және «үзіліс» қабатының төменгі бөлімінің барлық стратиграфиялық бөлімшелерінде орналасқан. Әрбір жекелеген жағдайда олардың нәтиже беретін қисыққа қатысты жағдайын анықтайтын көрсеткіштердің шамалары жоғарыда аталған жергілікті себептер кешенінің жиынтық әсерімен байланысты. Аймақтағы ең жоғары бастапқы сілтілік мәндеріне жауап беретін тәуелділік учаскесінде әдетте өнімді қалыңдықтың базистік аралықтарында орналасқан шоғырлар топтастырылады – КаС және ӨҚ қабаттарында немесе жоғарыда жатқан стратиграфиялық бөлімшелерде (Батыс Апшеронның МӨҚ қабаттары мен «үзілістері»).

<sup>32</sup> Бұл корреляция негізінен өнімді қалыңдықтың төменгі бөлігі шоғырларының материалдары бойынша орындалған. Осы аудан үшін бұл аралық көмірсутектерді шоғырландыру тұрғысынан базистік болып табылатын Батыс Апшерон аудандары үшін ғана тартылған, мұнда ӨҚ, ҚҚ және МӨҚ Шығыс және Орталық Апшеронда шөгінділер рөлін атқарады.

Кен шоғырларының осы аймақта орналасуының міндетті шарты алдыңғы жағдайға қарағанда, олардың төселетін бөлігінде сәнді мұнай қаныққан объектілердің өнімді қалыңдығының болмауы болып табылады. Басқаша айтқанда, бұл аймақтың тұтқыштары бірінші кезекте қоныс аударатын сұйықтықтармен қаныққан. Қаралған аймақ шегінде шоғырлардың меншікті мұнайға қанықтылығының ең аз мәні және, тиісінше, жер асты суларының сілтілігі кирмакин қабатының өнімді қалыңдығының табанынан аз өткізуші және алыстатылған тобына тән.

Үшінші аймақ әр түрлі стратиграфиялық жағдайға ие шоғырларды қамтиды. Мұнда топтастыру белгілері біріншіден, көмірсутек шоғырларының табанға жақын өнімді қалыңдықтың коллекторлық байламдарына тұрақты ұштасуы және екіншіден, жер асты суларының серпінділігіне ықпал ететін жоғары өткізгіштігі болып табылады. 8.3-суретте көрсетілген Шоғырлардан басқа, соңғы фактордың теріс рөлі әсіресе Орталық Апшеронда су тұтқыш «үзіліс» қабатында және 1000 мД асатын өткізгіштігі бар коллекторлармен қалыптасқан Балахан қадасының төменгі жағында айқын көрінеді.

Жоғарыда атап өткендей, жер асты суларының бастапқы сілтінің шамасы тең болған кезде денудаланған диапирлік қатпарлар тобындағы шоғырдың меншікті мұнаймен қанықтығы әлсіз эрозияланған конседиментациялық көтерілімдер шоғырына қарағанда едәуір көп (8.1-сурет). Мұның себептері, Біздің пікірімізше, аталған морфологиялық топтардың әрқайсысында шоғырлардың қалыптасуының ерекше жағдайларында жатыр.

Аталған құбылыстың механизмін белгілеуде өнімді қалыңдықта жер асты суларының бастапқы сілтілігі – келген сілтілі ингредиенттің су қабаты қоспаларына үлестік қатысу көрсеткіші (Рачинский, 1970 ж.) – басқа да тең жағдайларда тұтқыштардың түріне қарамастан ортаның негізгі өткізгіш қасиеттерімен анықталады, шоғырдың меншікті мұнайға қанықтығы айтарлықтай шамада жергілікті құрылымдық нысандардың сипатымен де бақыланады. ( $A = f(R_{np}/M)$  тәуелділігі) (8.2-сурет)  $\beta_i^3 = f(A)$  байланысына қарағанда (8.1-сурет) морфологиялық түрлері бойынша сараланған емес, екі топ үшін де ортақ).

Қарастырылып отырған өңір кен орындарының геологиясы және мұнай-газдылығы жөніндегі нақты материалдар жер асты суларының бейнесі, көмірсутекті артықшылық сипаты мен коллекторлардың өткізгіштігі арасындағы белгіленген функционалдық байланыстармен үйлескен кезде Апшерон мұнай-газ саласының барлық көтерілімдерінде енгізілген сілтілі сулармен тасымалдау нәтижесінде өнімді қалыңдықтың төменгі бөлімінің шоғырына келіп түскен көмірсутектер саны бастапқыда тек бір рет қана болуы мүмкін. Басқаша айтқанда, шоғырларды қалыптастыру кезінде сілтілі сулар көлемінің бірлігі көмірсутектердің неғұрлым немесе аз белгілі бір бөлігін алып жүрді және осы арақатынастың ұлғаю бағытындағы кез келген күрт бұзылуы төселетін шөгінділердегі оның жиналуынан сұйық мұнайдың қалыптасқан Қосымша мөлшерінің түсуіне күәлік ретінде түсіндірілуі мүмкін<sup>33</sup>. Бірінші схема бойынша шоғырлар негізінен бөлінбеген конседиментациялық көтерілімдер қалыптасты; екінші механизм өнімді палеоген-миоцендік түзілімдердің орналасу орнына енгізумен асқынған терең эрозияланған құрылымның шоғырларына тән.

33 Кері түсініктеме – бастапқыда қарастырылып отырған аймақтың барлық шоғыры қазір бірінші көтеру тобын қамтитын тәуелді аймақта топтастырылған  $\beta_i^3 = f(A)$ , содан кейін олардың қатарында мұнайдың бір бөлігі қиманың жоғарғы аралығына айналды, бұл құрылымның морфологиялық типтері бойынша салыстырмалы қанықтылықтың жоғарыда сипатталған саралануына себеп болды. Бір қарағанда, мұндай түсінік, егер мұнай меносен қалыңдығының құрылымдарында және жоғарғы бөлігінде, ал бірінші топта ол көп жағдайда шайылып кететінін ескерсе, әбден негізді болып көрінеді. Алайда бұл механизмді мойындауға қарсы, дәл сол екінші қатпарлардың тобында геометрия мен мұнай тығыздығы арасындағы нақты тәуелділіктің болуы фактісінің дәлелі, бұл сұйық фазаның ағуы кезінде орын ала алмайды.

Мұндай қалыңдықтың қорытындысы төменде келтірілген:

- түзілген шоғырда сұйық мұнайда онымен түйісетін су қабаттық қоспалардан іріктеп кетуді тек сілтілі компоненттер сақтай отырып, объективті мүмкін еместігі;
- бірінші топта объектілердің гипсометриялық жағдайы мен мұнай тығыздығы арасындағы екінші нақты тәуелділікке қарағанда көтерілімдердің болмауы, бұл өнімді қалыңдықта көмірсутектерді шоғырландырудың ерекше жағдайларында ерте қалыптасқан шоғырларға қосымша түсу немесе сұйық мұнай ағындарының салдары ретінде ғана мүмкін;
- МӨҚ шоғырларының орналасуымен бірінші топтағы қоймалардың арасында өнімді қалыңдықтың базистік аралықтарынан сұйық мұнай ағындарының салдарынан пайда болған екінші құрылым тобының қабаттары (жоғарыда келтірілген) сұйық мұнайдың «бос» тұтқыштары.
- бірінші топ қатпарларының арасында өнімді қалыңдықтың базистік аралықтарынан сұйық мұнай ағындарының салдарынан пайда болған шайылған құрылымдардың геологиялық құрылымының ерекшеліктері (жоғарыда келтірілген);

Шоғырларды қалыптастыру схемалары бойынша саралау қарастырылатын аймақта қасбеттердің тік көшуінің әр түрлі механизмдерінің көрініс табуының нәтижесі болып табылады. Бірінші схема бойынша шоғырларды қалыптастыру кезінде шөгінді кешендердің өнімді қалыңдығынан бір фазалы-ретроградты көмірсутектердің және сілтілі сулардың формааралық тік көші-қоны басым рөл атқарды. Көмірсутектердің тұтқышқа түсуі олармен бірге және аз минералданған сілтілі сулардың бір мезгілде келіп түсуіне байланысты болды (Мехтиев, Рачинский, 1967 ж.). Егер тұтқыштағы газ фазасы сақталса, онда оған енгізілген сілтілі сулардың жалпы саны оның орнында бастапқы бір реттік қоспаның тұзағы арқылы ұзақ және көп кезеңді өту нәтижесінде қалыптасқан сұйық фазаның жиналуына қарағанда едәуір аз болады. Осыған сәйкес бір жағынан газ бен конденсаттың жиналуымен және екінші жағынан мұнаймен жанасатын қабаттық сулардың құрамы да әр түрлі болады. Келіп түскен сілтілі сулардың аз мөлшері аз тұщылануға және кермек сулардың жоғары минералданған сингенетикалық қимасының түрленуіне және керісінше әкеледі. Бұл механизмнің салдары болып Оңтүстік Каспий ойпатының Батыс бүйірінің өнімді қалыңдығында мұнай кендерімен байланысатын сулармен салыстырғанда газ конденсатты жинақтарды жуып, әрдайым минералданған және аз сілтілі болып табылады. (Мехтиев, Рачинский және Полаудин, 1970 ж.; Мехтиев, Ахундов, Рачинский, 1970 ж.). Екінші механизм, негізінен, бұрын қалыптасқан шоғырларға сұйық мұнайдың формаішілік ағындарымен байланысты, жоғарыда баяндалғанның жоспарында, негізінен шоғырларды қайта қалыптастыру үдерістері кезінде әсер ететін бағыныштыларға ұсынылады.

Келтірілгеннің қисынды салдары көтерілімдердің бірінші тобында шоғырлардың қалыптасуы мынадай жолмен жүргізілгендігі туралы қорытынды болып табылады: бастапқы жинақталу – көмірсутектер сілті сулармен бірге тұтқышқа түседі, екіншілік – қиманың төменгі жатқан аралықтарындағы шоғырланулардан оның ағындары есебінен сұйық мұнайдың қосымша көлемінің түсуі.

Осы сұлба бойынша шоғырларды қалыптастырудың басты мүмкіндігі жоғарыда атап өтілген МӨҚ шоғырлары қатпарларының бірінші тобында төселетін деңгейжиектерден сұйық мұнай ағындары және қабат арқылы белгілі бір дәрежеде пайда болған құрылымдардың екінші тобының қабатының болуымен расталады.

Бұл ережелерді суреттейтін айқын мысал 8.1-кестеде келтірілген материалдар, мұнда қарастырылып отырған өңір үшін типтік Бузовна-Маштаги және Кала кен орындары бойынша тиімді қуаттың құмдардың жалпы қуатына қатынасу шамасының өнімдік қалыңдықтың әр түрлі стратиграфиялық аралықтарынан қимасы бойынша соңғы табаннан жоғары ара қашықтық функциясына өзгеруі туралы деректер келтірілген.



8.1-кестеде көрсетілгендей, қимадағы қаныққан және өнімсіз коллекторлар арасындағы арақатынасты салыстырудың таңдалған деңгейінен жоғары алып тастау шамасына қарай, яғни коллекторлық қораптардың көмірсутекті қанығу дәрежесі жалпы заңды түрде азаяды, сол арқылы төсейтін шөгінділерден сұйықтықтардың тік түсуінің өнімді қалыңдығының шоғырларын қалыптастырудағы басым рөлді объективті көрсете отырып. Қала ауданы қимасының (сабунчи және ӨҚ қабаттары) ең құмдақ аралықтарында байқалатын, осы жалпы тәуелділіктің кейбір жеке ауытқулары оны әмбебап сипатта жоққа шығармайды, ал артық рет қиманың төменгі аралықтарында тұтқыштан көмірсутектерді жуу және оларды кейіннен жоғары шоғырландыру үдерістерінде литологиялық және гидравликалық факторлардың елеулі рөлі туралы жоғарыда айтылған жағдайды растайды.

Жер асты суларының және, тиісінше, көмірсутектердің қарастырылатын аймақтың орташа көп бағалы шөгінділерінің коллектор – қабаттарына түсуінің негізгі жолдары тектоникалық бұзылулар, лайлы жанартаулардың эруптивті аппараттары, диапирді енгізулердің қоршаған жыныстармен түйісетін аймақтары, көрсетілген стратиграфиялық кешенді неғұрлым терең жатқан шөгінділермен байланыстыратын жоғары жарықтық және т.б. учаскелер болып табылады. Сондықтан мұнай-газдылықтың гидрохимиямен сипатталған функционалдық-тергеу байланысы шеңберінде плиоцен мен оның төсейтін аралықтары арасындағы гидрогеологиялық (гидродинамикалық) байланыс анықталады.

Жергілікті құрылымдар қималарының сілтілі сулармен және көмірсутектермен қанығуының әр түрлі дәрежесі әрбір нақты жағдайда геологиялық жағдайлардың ерекшелігімен және әрбір ауданның тектоникалық ерекшеліктерімен реттеледі. Олардың қатарына, бірінші кезекте, олардың геометриялық көлемдерімен, морфологиясы мен дизъюнктивтердің санымен, ығыстырғыш жыныстардың өткізгіш және сыйымдылық қасиеттерімен, мұнай-газ өндіруші аймақтарға қатысты ұстағыштардың кеңістіктік орналасуымен және т.б. анықталатын ұстағыштардың түрлі шоғырлану мүмкіндіктері жатады.

**8.1-кесте.** Шығыс Апшеронның стратиграфиялық қимасы бойынша коллекторлардың жалпы қуатына тиімді қуаттың қатынас шамаларының өзгеруі.

Қабат	Бузовны-Маштаги						
	Жалпы қуаттылығы, м	Құм қуаттылығы, $h_{пМ}$	Тиімді қуаттылығы, $h_{эф,М}$	$h_n / h_{эф}$	ӨҚ табанынан арақашықтығы, м	$S_2, \%$ -экв	A, %-экв
Сурахан	305	128	—	—	450	22	—
Сабунчи	260	130	—	—	1000	20	—
Балахан	410	374	7	0,02	660	14	—
МКГ	90	40	9	0,21	390	—	2
МӨҚ	35	23	7	0,28	330	—	18
ҚҚ	230	127	46	0,37	250	—	35
ӨҚ	60	45	18	0,40	55	—	40
Кас	—	—	—	—	—	—	—

#### 8.1-кестенің жалғасы

Кала							
Сурахан	440	154	33	0,21	1670	18	—
Сабунчи	250	187	83	0,44	1290	12	—
Балахан	410	370	48	0,13	1050	8	—
МКГ	102	36	18	0,50	690	—	2
МӨҚ	42	31	18	0,52	600	—	4
ҚҚ	242	97	63	0,65	440	—	27
ӨҚК	115	92	43	0,47	140	—	35
КаС	60	27	21	0,78	160	—	40

Су ортасының химиялығы арқылы көмірсутекті қанықтырудың функционалды (генетикалық) байланыстары туралы келтірілген деректер қарастырылып отырған өңірде шоғырларды қалыптастыру кезінде негізгі тасымалдаушы көмірсутектерді агент тек төсейтін шөгінді кешендерінің соңғысының қимасына енгізілген аз минералданған сілтілі сулар ғана бөгде өнімді қалыңдықта болуы мүмкін екендігін көрсетеді. Бұл, өз кезегінде, Оңтүстік Каспий ойпатының орташа құнды шөгінділерінде мұнай мен газдың жиналуы өзінің сипаты бойынша сұйықтықтардың формааралық тік көші-қоны нәтижесінде қалыптасқан аллохтонды болып табылады деп есептеуге мүмкіндік береді.

Альпілік қатпарлықтың басқа аймақтары бойынша материалдарды қорыту және талдау генетикалық түрлер арасындағы байланыстардың сапалық жағынан ұқсас сипатын, жер асты суларының серпінділік өлшемі мен мұнай-газдылықты белгілейді, бұл аталған механизмнің үстемдігін объективті растайды. Бұл қорытындының заңдылығы туралы барлық альпілік геосинклиналдық аймақтардағы көмірсутектердің негізгі өнеркәсіптік қорларының учаскелері мен терең генерацияның қарама-қарсы оң және теріс гидрохимиялық аномалияларының көріну аралықтары бар қауымдастығы және соңғылардың дизъюнктивті Тектониканың қарқынды даму аймақтарымен алаңдық ұштасуы, коллекторлардың жарылуы, балшықты вулканизм, диапиризм және т.б. куәландырады.

Көмірсутектер мен терең сулардың кеңістіктік өзара байланысының неғұрлым жарқын нысанының мысалы Вена ойпаты болуы мүмкін, онда қимасы бойынша жоғары қарай оның мұнайға қанығуы айтарлықтай төмендейді және неогендегі қорлардың ең көп тығыздығы аз минералданған гидрокарбонатты-натрийлі су ортасының жалпы фонында шоғырланған әлсіз күшті "ауыспалы" және ең аз сілтілі сулардың оқшаулау аймақтары мен учаскелеріне ұштастырылған. Бұл мән-жайдың аталған аралықта анық сүзілген мұнай қабатының бар болуымен, оларда хлорлы кальцийлі тұздықтардың таралуымен сипатталатын төсеніш шөгінділермен генетикалық байланысты болады (Высоцкий және Файнгерш, 1969; Калинин, 1961 ж.) (2-тарауды қараңыз), неогендік емес серия коллекторларындағы көмірсутектердің анық қайталануын анықтайды. Аталған үйлесімділіктің иллюстрациясы өңірдегі ең үлкен тығыздықтарға және қорлардың абсолюттік мәніне ие кен орындары тобы болып табылады: Матцен-Бокфлис – Бонфлис-Тиф – Шонкирхен-Шонкирхен-Тио-Шонкирхен-Убертиф. Мұнда неогенді емес шөгінділерде, сілтілі сулардың басымдылығы бар басқа да мұнай қанықпаған алаңдардың көпшілігіне қарағанда негізінен концентрацияланған хлоркальцийлі және хлормагнийлі қабаттық ерітінділер (Коэлбл, 1958 ж.; Schrocfcenfuchs, 1975 ж.) өз құрамында айқын көрінетін (қайталама тұздану коэффициенті – 0,2-4,7%-экв) және әр түрлі типті сулардың араласу механизмімен шарттасу белгілері кең таралған. Есептерге сәйкес аталған кен орындарының неогенді емес шоғырларын жиектейтін су қабаттық қоспаларындағы хлоркальцийлі ингредиенттің құрамы 25%-ға дейін құрайды.

Маракаиб ойпатында осыған ұқсас жағдай байқалады, онда жекелеген кен орындары шегінде мұнай қанықпаған учаскелердегі (кесектердегі) өңірлік гидрохимиялық фонның суларынан күрт ерекшеленетін неғұрлым сілтілі су қоспалары таралған, ал кен орындары бойынша тұтастай алғанда кайнозой коллекторларындағы қорлар тығыздығының айқын тікелей корреляциясы байқалады, олардың разрездеріне қатты минералданған хлорлы-кальцийлі су мезозой генерациясы – қорлардың төменгі сулардың инъекциялары ең жоғары тығыздығы бар (Лама, Ламар, Ла-Пас) алқаптар аса елеулі масштабтармен сипатталады (Боргер, 1952 ж.; Смес, 1931 ж.; Сютер, 1947 ж.).

Осындай жағдай басқа аймақтарда да байқалады: Лос-Анджелес ойпатында – Лонг-Бич, Санта-Фе-Спрингс, Инглвуд кен орындарында, онда қорлар тығыздығының ауданында басқа аз қаныққан алаңдарда фондық көлеммен салыстырғанда жоғары жер асты суларының қаттылығы мен минералдануы сәйкес келеді; Карпат алды иістің ішкі аймағында-көмірсутектердің бай өнеркәсіптік шоғырлануы кеңістіктегі оң гидрохимиялық аномалиялармен жанасатын, өнімді объектілерге олигоценнің енуіне байланысты мезозойдың тұздықтарының төменгі метаморфталған хлорлы-кальцийлі тұздықтарымен араласатын, мезозойдың фондық тұщыланған сілтілі айырмаларымен араласатын, мезозойдың тұздықтарының оң гидрохимиялық аномалиялармен жанасатын құрылымдар, Биткілер алқабы, Солтүстік алқап, тайт, Тынява кен орындарының мұнай қанығуымен сипатталатын, көмірсутектердің бай өнеркәсіптік шоғырлануымен сипатталады (Бабинец және Мальская, 1975 ж.; Колодий, 1983 ж.; Лозинский және Банковский, 1972 ж.); меотиялық қабаттың IV горизонтының ең ірі газ-мұнай шоғыры аз минералданған (100 мг – экв-30 г/л дейін) гидрокарбонатты-натрийлі сулар, қатпарлаудың диапироляцияланған ядросы және жерленген жерленген жер асты сулары (200 мг-экв-57 г/л дейін) жалпы фондында байланыста болады (Шаулов, 1968 ж.; Шаулов және Федотова, 1975 ж.); Мошкаревская, Куйбышевская, Владиславовская Керчен-Таман аймағының басқа да аудандары, мұнда неогенді емес объектілерден алынған көмірсутектердің жартылай өнеркәсіптік ағындары қатты қабаттық су ортасында сілтілі төменгі сулардың спорадиялық болу аралықтарымен ғана байланыстырылады; Терск-Каспий иілімінде – Старогрозненск, Октябрьск, Андреевск және Загрос алды – Ага-Джари, Марун, Бина кен орындары, мұнда қорлар тығыздығының ең үлкен қималарымен сипатталатын мұнай шоғырымен байланыста фондық сулардан да, басқа аз өнімді құрылымдардағы қабаттық сулардан да анық ерекшеленетін қатты сингенетикалық және тіккен тұздықтардың неғұрлым минералдандырылған хлоркальцийлі қоспалары бар (Волобуев, 1986 ж.).

Гидрохимиялық ауытқулармен мұнай-газдылық қауымдастығы жекелеген кен орындарын тұтастай алғанда ғана емес, сонымен қатар олардың жекелеген учаскелерін, блоктарын және тектоникалық өрістерін салыстырған кезде ғана қадағаланады. Бұл тұрғыда аса айқын мысал ретінде, жоғарғы борлы кешенде қорларының барынша тығыздығымен сипатталатын, Қарабұлақ-Ачалуки кен орнының батыс периклиналі, Эльдарово, Хаян-Корттық құрылымның батыс бөлігі және Малгобек-Вознесен қатпасының Шығыс аяқталуы бар Орлин аудандарының сынықтары бойынша топтасу аймағы, сол құрылымның Батыс периклиналі кеңістіктік оң гидрохимиялық ауытқуларға жауап береді, олардың шегінде жер асты суларының жалпы минералдануы 30-140 мг-экв-дан асатын фондық мөндерді құрайды (Волобуев, 1986 ж.; Киссин, 1964 ж.; Никаноров, Волобуев, Барцев, 1975 ж.; Никаноров және Мирошников, 1970 ж.).

Келесі жағдаят та өте симптомды болып табылады: Октябрь және Старогрозненское кен орындарының қараған және шөкрак шөгінділері, аталған аралықтарда қорлардың тығыздығының осы аймақта жоғары болуымен сипатталатын, коллекторлардың мұнайға қанығуы және олардың өнімділігі төмен басқа алаңдармен салыстырғанда неғұрлым минералдандырылған және кермек сулар бар. Сондай-ақ, үшінші кешендерде шоғырлардың болуы және олардың тұрақты және міндетті түрде оң гидрохимиялық ауытқулары бар ассоциацияның барлық жағдайларында неогендік қабаттың өнеркәсіптік мұнайлығының басқа

қажетті шарты төселетін мезозойдағы көмірсутектердің ірі шоғырлануының облигациясы болып табылады. Басқаша айтқанда, бор мен юра шөгінділерінде мұнайдың ірі өнеркәсіптік қорлары бар құрылымдарда ғана мұнайға қанықпаған неогенді емес объектілер және керісінше, үшінші шөгінділерде мезозойы бойынша «бос» мұнай шөгінділері құрамында жоқ.

Альпілік жылжымалы белдеулердің барлық алаптарында сипатталған заңдылықтарды бекіту олардың географиясына, геотектониялық тиіс қимасына, қималардың литошөгінділік келбетіне, стратиграфиялық жасына және шөгінді орындау көлеміне және басқа да ерекше белгілерге тәуелді, оларды қалыптастыратын механизмнің бірлігі мен облигаттығын – қиманың терең аймақтарынан жоғары шоғырландыратын табиғи резервуарларға сұйықтықтардың тік форматаралық миграциясын анықтайды.

## **8.2. Жергілікті құрылымдарға тән тектоникалық ерекшеліктердің жер асты сулары динамикасымен және мұнайгаздылықпен байланысының сандық көрсеткіштері**

Алдыңғы тарауларда өнімді тұтқыштарға қоныс аудару және альпілік геосинклиналдық аймақтарда шоғырлардың қалыптасу үдерістері негізінен динамикалық жағдайлармен, дизъюнктивтік тектоника элементтері, жоғары жарықшақтылық аймақтары, гидрогеологиялық «терезелер» және т.б. жер асты суларының және оларға ілеспе көмірсутектердің теңгерімімен, шөгінді қабының төменгі аралықтарының мұнай-газ өңдеуші аймақтарымен генерацияланатын шөгінді қабының төменгі аралықтарының төменгі аралықтарының мұнай-газ өңдеуші аймақтарымен генерацияланған.

Келтірілген мәліметтерден жергілікті құрылымдар мен мұнай-газ жиналуының аймақтық аймақтарының геосұйықтық динамикалық жағдайын анықтайтын негізгі фактор болып табылады және соның салдарынан көмірсутектерді шоғырландыру және өнеркәсіптік шоғырлардың қалыптасу жағдайлары тұтастай алғанда өңірдің орналасу сипаты болып табылады және оны орындайтын жекелеген табиғи резервуарлардың (ұстағыштардың, көтермелердің) дизъюнктивтерінің бұзылу дәрежесі болып табылады. Сонымен қатар тектониканың әрбір нақты жағдайда әсері бір мәнді емес екенін ескеру қажет: оның екі аспектісі бар – оң, жыныстар тұтастығының бұзылуы шоғырларды қалыптастыру кезінде жасампаз рөл атқаратын және теріс – олар бұрын қалыптасқан жинақтардың диссипациясы жолдары болған кезде орындалады.

Аталғандарға байланысты тектоникалық бұзылыстардың жұмыс істеуінің белгілі бір аспектісі басым болып табылатын шекаралық жағдайларды анықтау қажет болып табылады. Бұл мәселені шешу бір жағынан шоғырланған сұйықтықтардың саны мен олардың әрқайсысының екінші жағынан орналасу қарқындылығы арасындағы байланыстарды (олар болған жағдайда) анықтау және талдау жолымен алынуы мүмкін.

Жергілікті құрылымдардың тектоникалық жағдайлары меншікті бөлінушілік ( $d_i$ ) және қатпарлылық қарқындылығы ( $K_{ин}$ ) (5-тарауды қараңыз) параметрлерімен, төменгі су ұстағыштармен шоғырландырылған көлем  $h_a$  және ұз  $p$  (Оңтүстік Каспий ойпаты) (3.4-тарауды қараңыз) көрсеткіштері:  $M$  параметрі (%) – мұнай-газға қаныққан қосынды қуаттың жеке кен орнының өнімді қимасының жалпы қуатына қатынасы, мұнай-газға қаныққан қосынды қуаттың жекелеген кен орнының өнімді қимасының жалпы қуатына қатынасы, мұнай-газ кен орнының құрылымы ( $Q_{млн. т/км^2}$ ).

8.2-кестеде модель сапасында қаралатын Оңтүстік Каспий ойпатының мұнай-газ аудандарының негізгі кен орындары бойынша аталған көрсеткіштердің барлық мәндері

келтірілген. Кестелік деректер әр ауданда корреляция параметрлерінің нақты генетикалық (функционалдық) байланыстарының бар екендігін көрсетеді.

8.4-суретте өңірдің жергілікті құрылымдарының қарқындылығы ( $K_{ин}$ ), меншікті бөлшектілігі ( $d_i$ ), төменгі сілтілі сулардың олардың қималарында болу шарасымен ( $h_a, H_{3п}$ ),  $M$  параметрімен және көмірсутектер қорының тығыздығы ( $Q_i$ ) арасындағы тәуелділіктер көрсетілген. Суретте көрініп тұрғандай, барлық мұнай-газ облыстары және тәуелділік аудандары бойынша  $Q_i = f(d_i)$ ,  $Q_i = f(K_{ин})$ ,  $Q_i = f(h_a)$ ,  $Q_i = f(h_a, H_{3п})$ ,  $M = f(d_i)$ ,  $M = f(h_a)$  максимум айқын көрінетін экстремалды сипатқа ие. Корреляция ғана сапалы қасиетке ие болады  $h_a = f(d_i)$ , және  $H_{3п} = f(h_a)$  8.4-сурет е, ж).

8.4-суретте келтірілген мәліметтер келесілерді тұрақтандыруға мүмкіндік береді:

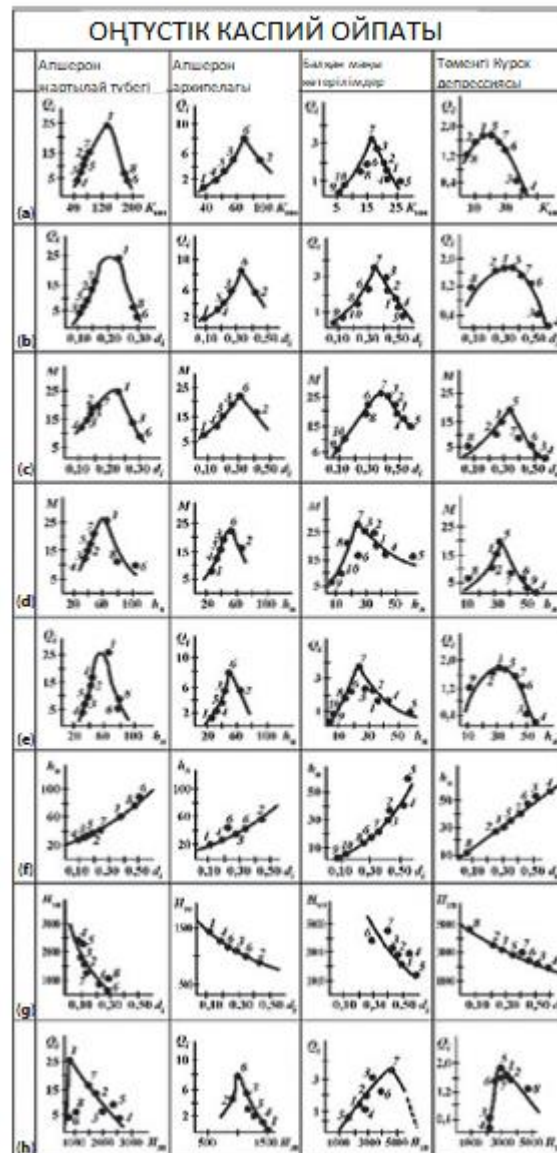
- әрбір мұнай-газ саласы (ауданы) үшін анықталған олардың мәндеріне дейін құрылымдардың қарқындылығы мен меншікті бөлінуінің өсуімен қималардың қанықтығы және көмірсутек қорларының тығыздығы ұлғаяды:
- Оңтүстік Каспий ойпатының орташа плиоценінің нақты жағдайларында көмірсутектер қорының ең үлкен тығыздығы аудан бойынша шамамен орташа меншікті ыдырау шамаларымен сипатталатын жергілікті көтермелерге ұштастырылған (мұнай-газды сала). Көрсетілген параметрдің оңтайлы мәні – 0,20-0,40;
- құрылымның меншікті бөлінуінің өсуімен қималардың төменгі сулармен қанығу дәрежесі ( $h_a$ ) прогрессивті артады.

**8.2-кесте.** Оңтүстік Каспий ойпатындағы жер асты суларының тектоникалық ерекшеліктері, жергілікті құрылымдардың термобарлық режимі, көмірсутекті қанығу сипаты және динамикасы.

Мұнай-газды сала	Аудан	Кен орны	$d_j, \text{км}^2/\text{км}^2$	$K_{\text{ИН}}, \text{м}/\text{км}^2$	$\Gamma, \text{°C}/100 \text{ м}$	$K_{\text{ан}}$	$M, \%$	$Q_j, \text{млн. т}/\text{км}^2$	$H_3 \text{ п, м}$	$h_a, \%$
Апшерон	Апшерон түбегі	Балахан-Сабунчи-Раман	0.23	127.0	1.70	1.01	26	25.6	750	60
		Сурахан	0.14	70.0	2.20	1.05	19	14.0	1600	38
		Карачухур	0.12	56.0	2.40	1.08	15	7.4	1950	33
		Зых	0.10	45.0	2.53	1.10	13	5.1	2400	30
		Құмды к.	0.13	60.0	2.27	1.06	16	9.5	2250	35
		Бинагады	0.30	180.0	1.55	1.00	9	4.5	600	85
		Локбатан- Пута	0.15	78.0	2.11	1.04	20	16.5	1350	40
		Кала	0.28	144.0	1.58	1.00	12	6.2	1000	76
	Апшерон топаралы	Дарвин а.	0.07	15.0	3.29	1.25	8	1.5	1450	22
		Артем к.	0.41	90.0	2.15	1.06	16	5.0	900	60
		Гюргяны-теңіз	0.26	54.0	2.50	1.17	20	5.6	1130	38
		Жилой к.	0.17	32.0	2.85	1.22	12	2.7	1250	30
		Сазды шоқы	0.20	40.0	2.70	1.20	15	3.4	1200	33
		Мұнайлы тас	0.31	70.0	2.35	1.12	23	8.1	1000	48
Балқан маңы	Балхан маңыая илімдер аймағы	Ливанов-Шығыс а.	0.48	21.5	1.88	1.20	20	1.6	2300	35
		ЛАМ а.	0.44	20.5	1.92	1.22	25	2.2	2800	32
		Жданов а.	0.42	19.5	1.95	1.23	26	3.0	3300	25
		Челекен	0.51	22.0	1.95	1.17	18	1.4	2000	40
		Небитдаг	0.57	26.0	1.80	1.15	16	0.8	1500	62
		Котур-Тепе	0.29	14.5	2.12	1.31	23	2.2	4000	17
		Барсакелмес	0.39	18.5	1.98	1.24	29	3.7	4500	21
		Бурун	0.27	13.0	2.16	1.32	21	1.8	–	14
		Қызылқұм	0.08	5.5	2.57	1.46	7	0.3	–	3
		Қумдаг	0.12	7.1	2.44	1.43	10	0.7	–	4

## 8.2-кестенің жалғасы

Төменгі Курин	Кюровдаг	0.29	15.0	2.05	1.39	14	1.7	3430	30
	Карабаглы	0.24	10.0	2.11	1.43	10	1.6	3804	27
	Хилы	0.53	37.0	1.83	1.20	1.5	0.4	2225	50
	Бабазанан	0.59	43.0	1.81	1.16	0.5	0.05	2047	55
	Нефтечала	0.35	20.0	1.98	1.34	19	1.9	2904	34
	Мишовдаг	0.46	30.0	1.87	1.24	5	1.3	2541	45
	Калмас	0.41	25.0	1.91	1.28	8	1.55	3100	41
	Кюрсангя	0.06	4.0	2.37	1.57	6	1.2	4840	12



**8.4-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Жергілікті құрылымдардың геотектоникалық параметрлері, олардың қималарындағы жер асты суларының тік қозғалу өлшемі мен мұнай мен газдың барланған қорларының тығыздығы арасындағы тәуелділік: а –  $Q_i = f(K_{\min})$ ; ә –  $Q_i = f(d_i)$ ; б –  $M = f(d_i)$ ; в –  $M = f(h_a)$ ; г –  $Q_i = f(h_a)$ ; ғ –  $h_a = f(d_i)$ ; д –  $H_{3n} = f(h_a)$ ; е –  $Q_i = f(h_a, H_{3n})$ .

Апшерон түбегінің кен орындары: 1 – Балахан-Сабунчи-Раман, 2 – Сурахан, 3 – Карачухур, 4 – Зых, 5 – Құмды к., 6 – Бинагады, 7 – Локбатан-Пуца, 8 – Ката; Апшерон топаралы – кен орындары: 1 – Дарвин а., 2 – Артем к., 3 – Гюргяны-теңіз, 4 – Жилой к., 5 – Сазды шоқы, 6 – Мұнайлы тас; Апшерон-Балқан маңы көтерілімдер аймағының кен орындары: 1 – Ливанов а. (шығыс), 2 – ЛАМ а., 3 – Жданов а., 4 – Челекен, 5 – Небитдаг, 6 – Котуртепе, 7 – Барсакелмек, 8 – Егурун, 9 – Қызылқұм, 10 – Кумдаг; Төменгі Курин депрессиясы – кен орындары: 1 – Кюровдаг, 2 – Карабаглы, 3 Хиллы, 4 – Бабазанан, 5 – Нефтечала, 6 – Мишовлаг, 7 – Калмас, 8 – Кюрсангя.

На және  $H_{3n}$  мәндерінің тұрақты өсуі ұлғаю шамасына қарай (8.4-сурет, е, ж), белгілі бір мәннен бастап, қималардың қанықтығы мен қорлар тығыздығының қатар азаюымен қатар жүретін (8.4-сурет, г, д, з) аймақтағы төменгі сілтілі сулардың қос функциясының – өнеркәсіптік жинақтардың қалыптасуына ықпал ететін бір құрылымдық-тектоникалық жағдайларда, басқаларында – оларды бұзатын жағдайларда-құрылымдық-тектоникалық жағдайларда екендігін куәландырады.



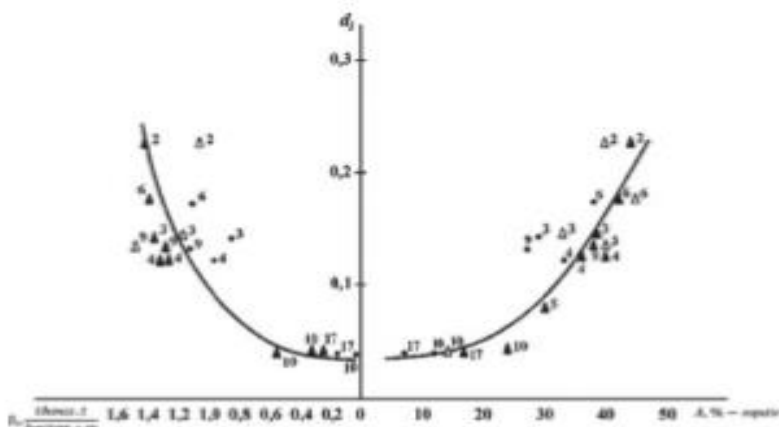
$Q_i=f(h_a)$  и  $M=f(h_a)$  байланысының талдауы көрсеткендей (8.4-сурет, г, д),  $h_a$  мәндерінің 30-50%-ға дейін өсуі өнімділікке,  $h_a$  мәндеріне оң әсер етеді, көрсетілген шамадан жоғары мұнай-газдылығының күрт төмендеуіне әкеп соғады, бұл жағдайды қоныс аударатын көмірсутектер мен сулар арасындағы баланстың соңғылардың пайдасына бұзылуын сипаттайды және сол арқылы шоғырдың бұзылуына ықпал ететін геосұйықтық динамикалық жағдайлардың артық белсенділігін айқындайды. Қор тығыздығының ең жоғары мәніне сәйкес келетін 30-50% оптимумын анықтау керек.

Барлық графикалық деректерді жиынтық қарау (8.4-сурет) көмірсутектермен генетикалық байланысты сілтілі сулардың болуына және олардың тұтқыштар қималарының қанығу дәрежесінің ұлғаюын айқындайтын оның өсуіне себепші болатын жергілікті көтермелердің орналасу орындылығы тек белгілі бір шекке дейін шоғырлануға оң әсер етеді, одан кейін тектоникалық бұзылудың одан әрі өсуі, демек жер асты суларының қозғалуы резервуарларда көмірсутектердің шоғырлануы үшін жағдайларды жоюға немесе қалыптасқан шоғырлардың бұзылуына әкеп соғады..

Жоғарыда айтылған ұғымдармен үйлесімде белгіленген тәуелділіктің сипаты Оңтүстік Каспий ойпатының орташа бағаланған шөгінділерінде көмірсутек шоғырларының қалыптасу немесе диссипациялау мүмкіндігі төсейтін кешендерден сұйықтықтарды енгізу жағдайларымен тығыз байланыста болады деп есептеуге мүмкіндік береді. Бұл ретте маңызды рөл жергілікті көтермелердің тектоникалық жағдайларымен және бірінші кезекте тектоникалық кереғарлықтардың гидроөткізгіштігімен (ұңғылығымен) функционалдық байланысты сілтілі жер асты суларының серпінділігі болып табылады.

Аймақтың көптеген кен орындарының пайда болған тәуелділіктерінің тармақтарына ұштасуы орташа плиоценнің жергілікті құрылымдарының тектоникалық құрылымы, олардың қарқынды тітіркендірушілігімен байланысты жағымсыз сипаттамасына қарамастан, шоғырлардың қалыптасу үдерістерін ынталандырады деп есептеуге бұл жағдайда алаңды біріктіруге көмірсутектердің ең жоғары қорларымен сипатталатын Апшерон облысының көтерілуі қолайлы болып табылады. Екінші жағынан, анықталған тәуелділіктер Оңтүстік Каспий ойпатында шоғырларды қалыптастыру кезінде төселетін шөгінділердің мұнай-газ өндіруші аймақтарынан сұйықтықтардың тік көшуінің рөлі басым болды деп пайымдауға жеткілікті сенімді негіз береді.

Соңғы әрекеттің мәні барлық мазмұндалғандармен қатар, 8.5-суретте орындалған Апшерон облысындағы өнімді қалыңдықтағы кен орындары қимасының базистік қабаттарына мұнай жинақталуымен және олардың үлестік бөлінуімен және мұнайға қанықтығымен байланысты жер асты суларының бастапқы сілтілік коэффициенттерінің корреляциясымен ( $\beta_i^3$ ) анықталады.



**8.5-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Шоғырлардың мұнайға қанықтырылуының, олармен байланысатын жер асты суларының бастапқы сілтілік коэффициенттерінің жергілікті құрылымдардың меншікті бөлінуінен тәуелділігі. Шартты белгілер 7.2-суретте келтірілген.

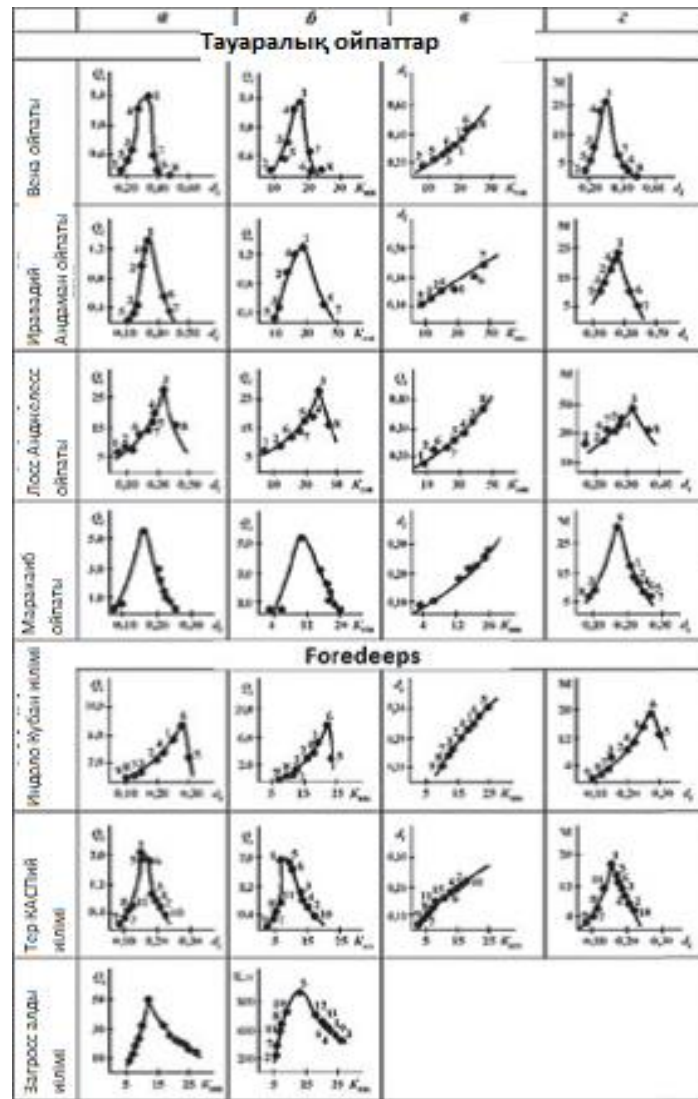
8.5-суретте көрсетілгендей, барлық алаңдарда жер асты суларының сілтілігі және шоғырлардың меншікті мұнайға қанықтығы қатпарлардың меншікті бөлінуінің ұлғаюына қарай біртіндеп өсуде, сол арқылы өнімді қалыңдықтың төсейтін аралықтармен тік гидравликалық байланысының оның жер асты суларын қанықтыратын химиялық құрамының қалыптасуында және олардың қабатаралық ағындары үшін сондай-ақ көмірсутектерді шоғырландыруда жанама түрде (жоғарыда қара) айқындай отырып, жағдайлардың басым рөлін атқарады.

Басқа альпілік геосинклиналды аймақтар бойынша материалдарды талдаумен тауаралық ойпаттар және тау бөктеріндегі иістер бойынша сапалық тұрғыдан ұқсас көрініс (8.2, 8.3-кесте; 8.6-сурет) тік сұйықты тасымалдағыштың механизмін басым деп санауға мүмкіндік береді.

Келтірілген ақпараттық массивті статистикалық өңдеу (8.1-8.3 кесте) аргументтерді топтық есепке алу әдісімен (ГУА) көмірсутектер қорының тығыздығын жергілікті құрылымдардың орналасу параметрлерімен және су ортасының серпінділігін байланыстыратын бу аналитикалық тәуелділіктерді шығару мүмкіндігін анықтады (8.4-8.8 кесте). Корреляциялық қатынастардың жоғары мәндері – 0,831-0999 – көрсетілген теңдеулерге қажетті реттілік береді және оларды болжамдық инженерлік есептеулер кезінде пайдалануға ұсынуға мүмкіндік береді.

**8.3-кесте.** Жергілікті құрылымдардың тектоникалық ерекшеліктері, термобарлық режимі, көмірсутекті қанығу сипаты және альпілік тау бөктеріндегі шөгінді қималардағы жер асты суларының динамикасы.

Иілі М	Кен орны, алаң	$d_j$ км <sup>2</sup> /км <sup>2</sup>	$K_{ин}$ , м/км <sup>2</sup>	$\Gamma$ , °С/100 м	$K_{ан}$	$M$ ,%	$Q_j$ млн. т/км <sup>2</sup>
Индоло-Кубан	Зыбза-Глубокий Яр	0.25	20.0	2.89	1.32	15	5.69
	Абино-Украинское	0.20	16.0	3.19	1.40	8	3.41
	Ахтырско-Бугундырское	0.15	12.0	3.70	1.55	5	0.93
	Ново-Дмитриевское	0.22	17.0	3.10	1.38	10	3.62
	Анастасиевско-Троицкое	0.30	23.0	2.35	1.22	13	2.90
	Сев.-Западно-Афипское	0.27	21.5	2.65	1.28	18	7.84
	Курчанское	0.13	10.5	3.85	1.63	3	0.41
	Западно-Анастасиевское	0.12	10.0	3.90	1.70	2	0.27
	Мошкаревское	0.10	9.0	3.97	1.75	1	0.01
Терск-Каспий	Малюгбек-Вознесенское	0.15	8.0	3.70	1.37	18	1.87
	Эльаровское	0.21	14.0	3.05	1.28	8	0.68
	Брагунское	0.18	12.5	3.15	1.32	12	0.90
	Карабулак-Ачалукское	0.19	13.0	3.10	1.29	10	0.80
	Старопрозиненское	0.16	10.5	3.40	1.34	16	1.74
	Октябрьское	0.17	11.5	3.35	1.33	14	1.68
	Заманкульское	0.09	4.5	4.37	1.55	4	0.29
	Хаки-Кортское	0.11	5.5	4.20	1.50	6	0.50
Загрос алды	Месджид-и-Сулеймам	-	23.5	2.03	1.04	590	17.60
	Карандж		5.5	2.97	1.42	280	7.80
	Нафт-Сафид		26.0	1.85	1.00	500	13,40
	Хафт-Кел		22.5	2.10	1.06	600	20.60
	Ага-Джари		13.0	2.65	1,26	1180	50,30
	Гачсаран		21.5	2.15	1.08	620	21.90
	Лали		6.0	2.95	1.40	400	9,25
	Ахваз		8.0	2.85	1,35	700	20,60
	Мансури		23.5	2.00	1.03	580	16.80
	Марун		9.0	2.80	1.32	840	32.50
	Биби-Хакиме		7.5	2.92	1.37	600	19.10
	Бинак		18.5	2.35	1.14	780	31,80
	Раг-и -Сафид		19.5	2.30	1.12	720	26,20



**8.6-сурет.** Альпілік геосинклиналдық аймақтардың жергілікті құрылымдарының геотектоникалық параметрлері мен мұнай мен газдың барланған қорларының тығыздығы арасындағы тәуелділік: а –  $Q_i = f(d_i)$ ; б –  $d_i = f(K_{ин})$ ; в –  $Q_i = f(K_{ин})$ ; г –  $M = f(d_i)$ ; Вена ойпаты – месторождения: 1 – Матцеи, 2 – Цверндорф, 3 – Адерклаа, 4 – Шоикирхен, 5 – Санкт-Ульрих-Хаускирхен, 6 – Гейзельберг, 7 – Мюльберг, 8 – Гбелы; Иравади-Андаман ойпаты: 1 – Чаук-Ланива, 2 – Енангъяунг, 3 – Минбу-Паланнон, 4 – Рантау, 5 – Енангъят, 6 – Джедонгдонг, 7 – Джулу-Раджеу; Лос-Анджелес ойпаты: 1 – Уилмингтон, 2 – Хантингтон-Бич, 3 – Лонг-Бич, 4 – Санта-Фе-Спрингс, 5 – Инглвуд, 6 – Домингес, 7 – Сил-Бич, 8 – Вест-Койот; Маракаиб ойпаты: 1 – Ламар, 2 – Ла-Пас, 3 – Ла-Консепсьен, 4 – Мене-Гранде, 5 – Боскан, 6 – Лос-Кларос, 7 – Урданетта, 8 – Мара, 9 – Лама; Индоло-Кубан иілімі: 1 -Зыбза-Глубокий Яр, 2 – Абино-Украинское, 3 – Ахтыро-Бугундырское, 4 – Ново-Дмитриевское, 5 – Анастасиевско-Троицкое, 6 – Северско-Западно-Афинское, 7 -Курчанское, 8 – Западно-Анастасиевское, 9 – Мошкаревское; Терск-Каспий иілімі: 1 – Малгобек-Вознесенское, 2 – Эльдаровское, 3 – Брагунское, 4 – Карабулак-Ачалукское, 5 – Старогрознеиское, 6 – Октябрьское, 7 – Заманкульское, 8 – Хаян-Кортовское, 9 – Андреевское, 10 – Минеральное, 11 – Гудермесское; Загрос алды иілімі: 1 – Месджи-и-Сулейман, 2 – Карандж, 3 – Нефт-Сафид, 4 – Хафт-Кел, 5 – Ага-Джари, 6 – Гачсаран, 7 – Лали, 8 – Ахваз, 9 – Мансури, 10 – Марун, 11 – Биби-Биби-Хакиме, 12 – Бинак, 13 – Раги-Сафид.

**8.4-кесте.** Көмірсутектер қоры тығыздығының корреляциялық байланыс теңдеуі және жергілікті құрылымдардың меншікті бөліну коэффициенті.

Аймақ	Аудан	Корреляциялық қатынас	$Q_F = f(d_i)$ тәуелділіктің аналитикалық көрінісі
Оңтүстік Каспий ойпаты на	Апшерон түбегі	0.993	$Q_i = \frac{7.08}{ d_i - 0.20 } (d_i  d_i - 0.10  \cdot  d_i - 0.30 ^2)^{0.25}$
	Апшерон топаралы	0.996	$Q_i = 4.77 \left( \frac{d_i^2}{ d_i - 0.30 } \right)^{0.25} - 0.11 \left( \frac{ d_i - 0.30 }{d_i^2 \cdot  d_i - 0.20 } \right)^{0.25} + 0.53( d_i - 0.20  \cdot  d_i - 0.30  \cdot  d_i - 0.40 )^{0.25}$
	Көтерілімнің Балқан маңы аймағы	0.836	$Q_i = 1.65 \left( \frac{d_i \cdot  d_i - 0.17 }{ d_i - 0.32 ^2} \right)^{0.25} + 0.80 \left( \frac{ d_i - 0.32 ^2}{d_i^2 \cdot} \right)^{0.25} - 2.50  d_i - 0.47 ^{0.25}$
	Төменгі Курин депрессиясы	0.932	$Q_i = \frac{0.02}{(d_i \cdot  d_i - 0.20 ^2 \cdot  d_i - 0.35  \cdot  d_i - 0.50 )^{0.25}} - 9.77 \cdot (d_i \cdot  d_i - 0.20 ^2 \cdot  d_i - 0.35  \cdot  d_i - 0.50 )^{0.25} + 1.96$
Вена ойпаты		0.993	$Q_i = 5.15 d_i \left( \frac{d_i \cdot  d_i - 0.50 ^5}{ d_i - 0.30 ^2} \right)^{0.25}$
Иравади-Андаман ойпаты		0.986	$Q_i = 0.19 \left( \frac{d_i^2 \cdot}{ d_i - 0.20  \cdot  d_i - 0.25 ^2} \right)^{0.25} - \frac{0.05}{(d_i \cdot  d_i - 0.25 ^2)^{0.25}} + 0.02 \left( \frac{ d_i - 0.25 }{ d_i - 0.30 } \right)^{0.25}$
Лос-Анджелес ойпаты		0.878	$Q_i = 52.07 d_i \left( \frac{ d_i - 0.25 }{ d_i - 0.30 } \right)^{0.25}$

## 8.4-кестенің жалғасы

Маракаиб ойпаты	0.993	$Q_i = \frac{0.03}{ d_i - 0.15 } \left( \frac{ d_i - 0.10 ^2}{ d_i - 0.15  \cdot  d_i - 0.20 ^2} \right)^{0.25} - 5.30  d_i - 0.15  \left( \frac{ d_i - 0.20 }{d_i} \right)^{0.25} + \frac{0.03}{( d_i - 0.15  \cdot  d_i - 0.20 )^{0.25}}$
Индоло- Кубан иілімі	0.874	$Q_i = 20.45 \left( \frac{ d_i - 0.10 ^3 \cdot  d_i - 0.15 }{ d_i - 0.20 } \right)^{0.25} - \frac{0.03}{( d_i - 0.10 ^2 \cdot  d_i - 0.15  \cdot  d_i - 0.20 )^{0.25}} + \frac{0.08}{( d_i - 0.10  \cdot  d_i - 0.15 ^2 \cdot  d_i - 0.20 )^{0.25}} - 6.37 ( d_i - 0.10  \cdot  d_i - 0.15 ^2)^{0.25}$
Терск-Каспий иілімі	0.961	$Q_i = 20.45 \left( \frac{ d_i - 0.10 ^3 \cdot  d_i - 0.15 }{ d_i - 0.20 } \right)^{0.25} - \frac{0.17}{d_i} ( d_i - 0.15 ^3)^{0.25} + 0.11 \left( \frac{d_i \cdot  d_i - 0.10 }{ d_i - 0.15 ^2} \right)^{0.25} + 0.75 ( d_i - 0.15 ^2 \cdot  d_i - 0.25 )^{0.25}$

**8.5-кесте.** Көмірсутектер қоры тығыздығының корреляциялық байланысы және жергілікті құрылымдардың қарқындылық коэффициентінің теңдеуі.

Аймақ	Аудан	Корреляциялық қатынас	$Q_F = f(K_{ИН})$ тәуелділіктің аналитикалық көрінісі
Оңтүстік Каспий ойпаты	Апшерон түбегі	0.946	$Q_i = 0.21 K_{ИН} - 180  \left( \frac{K_{ИН}}{ K_{ИН} - 120 ^3} \right)^{0.25} - 1,16 \left( \frac{ K_{ИН} - 60  \cdot  K_{ИН} - 180 }{K_{ИН} \cdot  K_{ИН} - 120 } \right)^{0.25}$
	Апшерон топаралы	0.999	$Q_i = 1,30 \left( \frac{K_{ИН}^2 \cdot  K_{ИН} - 50 }{ K_{ИН} - 60 ^2} \right)^{0.25} - 0,01 \cdot (K_{ИН} \cdot  K_{ИН} - 60  \cdot  K_{ИН} - 60 ^2 \cdot  K_{ИН} - 70 )^{0.25} + 0,09 ( K_{ИН} - 60  \cdot  K_{ИН} - 70 )^{0.25}$
	Көтерілудің Балқан маңы аймағы	0.864	$Q_i = 1,10 \left( \frac{K_{ИН}^2}{ K_{ИН} - 16 ^2} \right)^{0.25} - 0,28 K_{ИН} - 21 ^{0.25}$
	Төменгі Курин депрессиясы	0.832	$Q_i = 0,35 \left( \frac{ K_{ИН} - 5  \cdot  K_{ИН} - 35 ^2}{K_{ИН}} \right)^{0.25}$
Вена ойпаты		0.902	$Q_i = \frac{1,78}{ K_{ИН} - 15 } \left( \frac{ K_{ИН} - 10 }{ K_{ИН} - 5 } \right)^{0.25}$
Иравади-Андаман ойпаты		0.993	$Q_i = \frac{2,29}{( K_{ИН} - 25 ^2 \cdot  K_{ИН} - 30 )^{0.25}} + 0,50 \left( \frac{K_{ИН}}{ K_{ИН} - 25 ^2 \cdot  K_{ИН} - 20  \cdot  K_{ИН} - 30 } \right)^{0.25} + 0,04(K_{ИН} \cdot  K_{ИН} - 25 ^2 \cdot  K_{ИН} - 30 )^{0.25} - 0,03 \cdot  K_{ИН} - 30 ^{0.25}$
Лос-Анджелес ойпаты		0.958	$Q_i = 7,22 \left( \frac{K_{ИН}^2}{ K_{ИН} - 20  \cdot  K_{ИН} - 40 } \right)^{0.25} + \frac{0,24K_{ИН}}{( K_{ИН} - 20  \cdot  K_{ИН} - 40 )^{0.25}} + \frac{17,98}{(K_{ИН}^2  K_{ИН} - 20 ^2 \cdot  K_{ИН} - 30 )^{0.25}}$

## 8.5-кестенің жалғасы

Маракаиб ойпаты	0.997	$Q_i = 0,05K_{ин}^2 \left( \frac{ K_{ин} - 20 ^3}{ K_{ин} - 10 ^3} \right)^{0,25} + 0,24K_{ин} \left( \frac{K_{ин}^2  K_{ин} - 20 ^2}{ K_{ин} - 10 ^3} \right)^{0,25} + \frac{0,15}{ K_{ин} - 15 ^{0,25}} + \frac{0,46}{ K_{ин} - 10 } + 0,23$
Индо-Кубан иілімі	0.875	$Q_i = 0,74 \frac{ K_{ин} - 10 }{( K_{ин} - 15 )^{0,25}} + 0,42( K_{ин} - 15  \cdot  K_{ин} - 20 )^{0,25} + \frac{0,12}{( K_{ин} - 10 ^2)^{0,25}} - 0,50( K_{ин} - 15 ^2 \cdot  K_{ин} - 20 )^{0,25}$
Терск-Каспий иілімі	0.921	$Q_i = 0,31 \left( \frac{K_{ин}^2 \cdot  K_{ин} - 15 ^2 \cdot  K_{ин} - 5 }{ K_{ин} - 10 } \right)^{0,25} - \frac{6,41}{(K_{ин}^2 \cdot  K_{ин} - 10 ^2 \cdot  K_{ин} - 15 )^{0,25}} - \left( \frac{ K_{ин} - 10 ^2}{K_{ин}^2 \cdot  K_{ин} - 15 } \right)^{0,25}$
Загрос алды иілімі	0.995	$Q_i = 12,22 \left( \frac{K_{ин}^3}{ K_{ин} - 10 ^2 \cdot  K_{ин} - 15 ^2} \right)^{0,25} + 10,44 \left( \frac{K_{ин}^2}{ K_{ин} - 10  \cdot  K_{ин} - 15 ^3} \right)^{0,25} + 2,67 K_{ин} - 20 ^{0,25} + 3,77$



**8.6-кесте.** Көмірсутектер қоры тығыздығының корреляциялық байланысы теңдеуі және жергілікті құрылымдар қимасының көмірсутекті қанығу параметрі

Аймақ	Аудан	Корреляциялық қатынас	$Q_F = f(M)$ , $Q_F = f(H_{3T})$ тәуелділіктің аналитикалық көрінісі
Оңтүстік Каспий ойпаты	Апшерон түбегі	0.989	$Q_i = \frac{1,02M}{ M - 25 ^{0,25}} - \frac{0,22}{M}  M - 25 ^{0,25}$
	Апшерон топаралы	0.975	$Q_i = 0,17M \cdot  M - 10 ^{0,25}$
	Көтерілімнің Балқан маңы аймағы	0.986	$Q_i = 0,01M \cdot (M \cdot  M - 10 ^2)^{0,25} + \frac{0,67}{(M \cdot  M - 10 ^2)^{0,25}}$
	Төменгі Курин депрессиясы	0.996	$Q_i = 0,02 \cdot (M^2 \cdot  M - 35 ^3)^{0,25} + 0,20  M - 35 ^{0,25} + 0,13 (M^2 \cdot  M - 35 ^3)^{0,25}$
Вена ойпаты		0.982	$Q_i = 0,12(M^3)^{0,25}$
Иравади-Андаман ойпаты		0.990	$Q_i = 0,05 + \left( \frac{M^3  M - 15 ^2}{ M - 20 } \right)^{0,25} + \frac{0,68}{( M - 20  \cdot  M - 25 ^2)^{0,25}}$
Лос-Анджелес ойпаты		0.984	$Q_i = 0,27 M \cdot  M - 25 ^{0,25}$

## 8.6-кестенің жалғасы

Аймақ	Аудан	Корреляциялық қатынас	$Q_F = f(M), Q_F = f(H_{3T})$ тәуелділіктің аналитикалық көрінісі
Маракаиб ойпаты		0.982	$Q_i = 0,16 M \cdot \left( \frac{ M - 10 }{ M - 20 } \right)^{0,25} + 0,01 \left( \frac{ M - 15 }{M \cdot  M - 10 ^4} \right)^{0,25}$
Индоло-Кубан иілімі		0.960	$Q_i = 0,21 M \cdot M^{0,25} - \frac{0,44}{(M^2 \cdot  M - 5 )^{0,25}} + \frac{0,10}{ M - 10 ^{0,25}} - 0,06 (M^2 \cdot  M - 5 ^2)^{0,25}$
Терск-Каспий иілімі		0.988	$Q_i = \frac{0,16 M}{ M - 15 ^{0,25}} + 2,01 M  M - 5 ^{0,25} - 0,38 \left( \frac{ M - 5 ^2}{ M - 15 } \right)^{0,25}$
Загрос алды иілімі		0.987	$Q_i = 60,19 (H_{3T}^3 \cdot  H_{3T} - 0,50 )^{0,25} - 25,55  H_{3T} - 0,50 ^{0,25} + 11,85 H_{3T}^{0,25}$

**8.7 кесте.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Көмірсутектер қоры тығыздығының корреляциялық байланысы теңдеулері және жергілікті құрылымдар қималарын сілтілі сулармен қанықтыру шаралары.

Аудан	Корреляциялық қатынас	$Q_F = f(H_3, n)$ тәуелділіктің аналитикалық көрінісі
Апшерон түбегі	0.990	$Q_i = \frac{134,40}{ h_a - 54 } \left( \frac{ h_a - 68 }{ h_a - 54 } \right)^{0,25} + \frac{10,11}{( h_a - 40  \cdot  h_a - 68 ^2)^{0,25}}$
Апшерон топаралы	0.994	$Q_i = \frac{215,22}{(h_a^2  h_a - 36 ^3 \cdot  h_a - 48  \cdot  h_a - 60 )^{0,25}} + \frac{6,95}{h_a} \left( \frac{ h_a - 48 }{ h_a - 60 } \right)^{0,25}$
Көтерілімнің Балқан маңы аймағы	0.986	$Q_i = 0,01 \left( \frac{h_a^2}{ h_a - 36 ^2} \right)^{0,25} + \frac{3,95}{ h_a - 22 ^{0,25}} - 0,64 \left( \frac{ h_a - 22 ^2}{h_a^2} \right)^{0,25}$
Төменгі Курин депрессиясы	0.831	$Q_i = \frac{7,05}{( h_a - 20 ^2 \cdot  h_a - 35 )^{0,25}}$

**8.8-кесте.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Көмірсутектер қоры тығыздығының корреляциялық байланыс теңдеуі және жер асты суларының гидрохимиялық типтері өту аймағының орналасу тереңдігі.

Аудан	Корреляциялық қатынас	$Q_i = f(H_{3\Pi})$ тәуелділіктің аналитикалық көрінісі
Апшерон түбегі	0.857	$Q_i = 4.75 \left( \frac{H_{3\Pi}^2}{( H_{3\Pi} - 0,85  \cdot  H_{3\Pi} - 1,00 )^{0,25}} \right)^{0,25}$
Апшерон топаралы	0.940	$Q_i = \frac{2,81}{H_{3\Pi}  H_{3\Pi} - 1,00 ^{0,25}} - \frac{0,05}{( H_{3\Pi} - 0,80  \cdot  H_{3\Pi} - 1,00 ^2)^{0,25}}$
Көтерілімнің Балқан маңы аймағы	0.990	$Q_i = 1,08H_{3\Pi} - \frac{0,55}{ H_{3\Pi} - 4,00 ^{0,25}} - \frac{0,34}{H_{3\Pi} \cdot H_{3\Pi}^{0,25}} - 0,26( H_{3\Pi} - 2,00  \cdot  H_{3\Pi} - 3,00 )^{0,25}$
Төменгі Курин депрессиясы	0.964	$Q_i = 0,20 \left( \frac{H_{3\Pi}^2 \cdot  H_{3\Pi} - 2,90 }{ H_{3\Pi} - 2,90  \cdot  H_{3\Pi} - 3,80 ^2} \right)^{0,25} + 5,58 \left( \frac{ H_{3\Pi} - 2,00 }{H_{3\Pi}^2 \cdot  H_{3\Pi} - 3,80 } \right)^{0,25} - 1,80 \left( \frac{H_{3\Pi}}{ H_{3\Pi} - 3,80 } \right)^{0,25} + 0,06 \left( \frac{ H_{3\Pi} - 3,80 }{H_{3\Pi} \cdot  H_{3\Pi} - 2,00 } \right)^{0,25}$

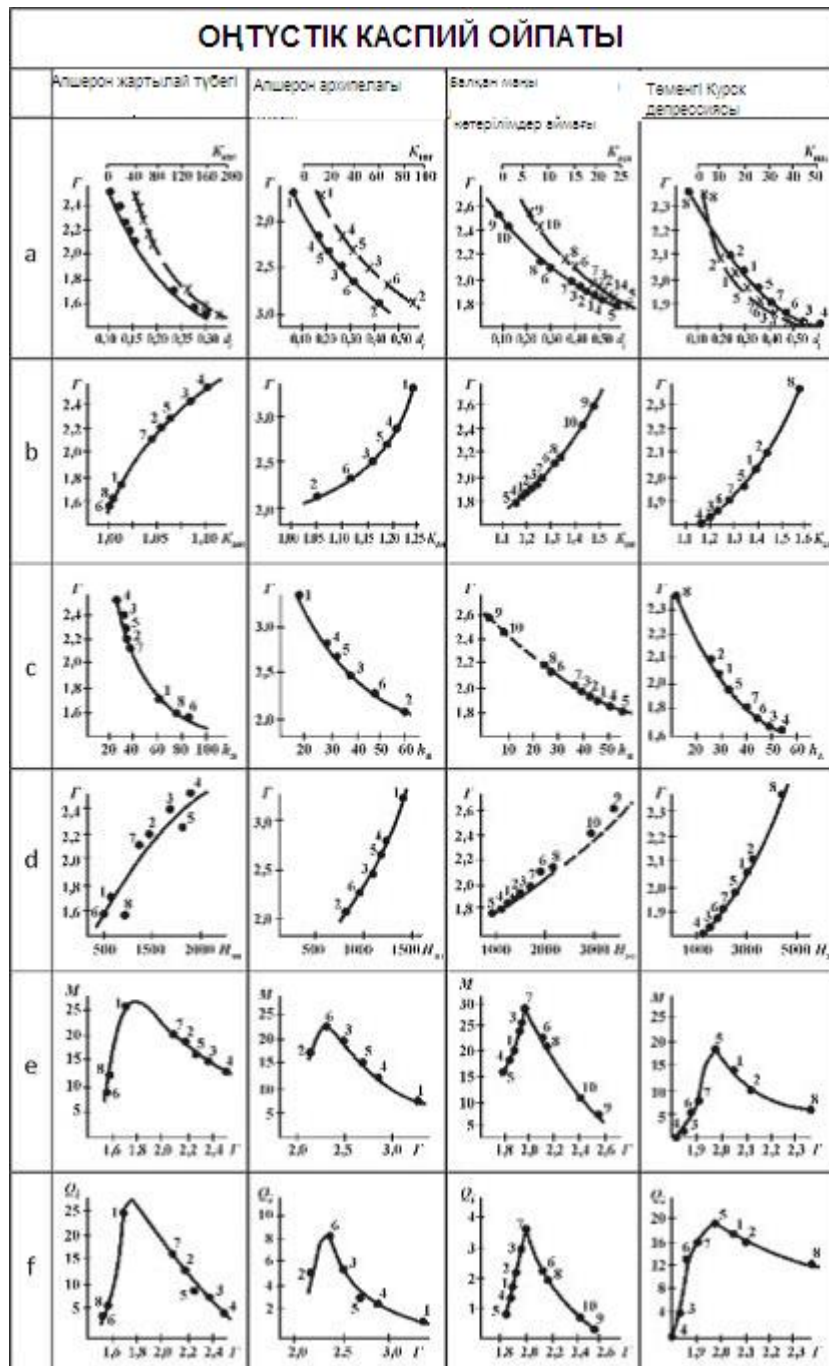
### 8.3. Көмірсутекті қанықпалар мен жергілікті құрылымдардың термобарлық режимі арасындағы сандық байланыстар

Альпілік жылжымалы белдіктер алаптарында 4,5-тараулардың материалдары арқылы жер қойнауының термобарлық режимінің жер асты суларының динамикасымен нақты функционалдық байланысы анықталды. Соңғысына тікелей байланысты жоғарыда көрсетілгеніндей, тұтқыштардағы көмірсутектер қоры жергілікті көтерілімдердің температуралық және барикалық параметрлерімен сутегі қанығудың сандық көрсеткіштерінің ( $M$ ,  $Q_i$ ) болуын, түрін және байланыс сипатын анықтау маңызды болып табылады.

Аталған көрсеткіштерді Оңтүстік Каспий ойпатының және басқа да альпілік геосинклиналдық аймақтардың орташа орынсыздығымен  $\Gamma$  геотемпературалық градиенттерінің және қаттық қысымның ( $K_{ан}$ ) ауытқушылығы коэффициенттерінің мәндерімен салыстыру кезінде (8.1-8.3 кестелерін, 8.7-8.10-суреттерін қараңыз) (Рачинский, 1987 ж., 1989 ж.) мынадай заңдылық белгіленеді:  $\Gamma$  және  $K_{ан}$  мәндерінің белгілі шамаларына дейін өсуімен барлық аудандарда құрылымдардың мұнай-газға қанықтығы артады; олардың одан әрі өсуі  $M$  және  $Q_i$  төмендеуіне әкеледі.

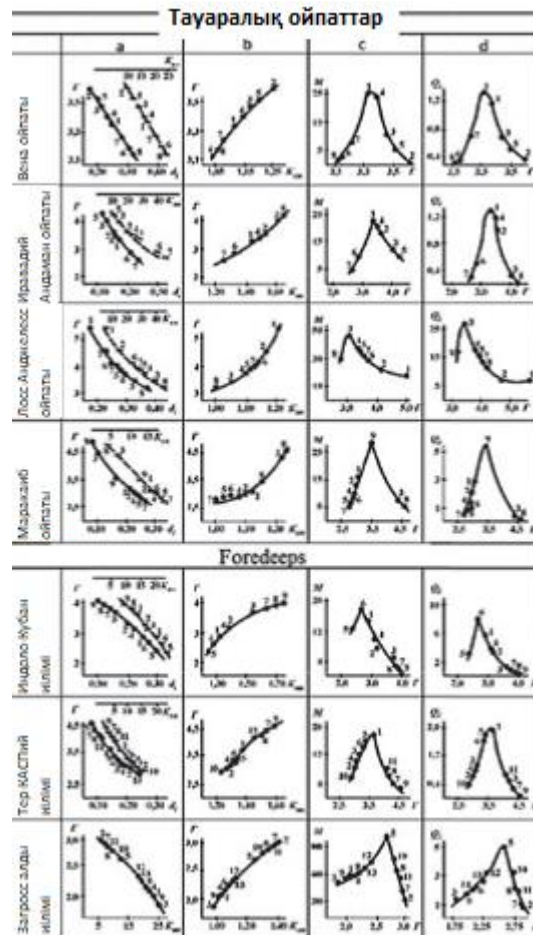
ГУА әдісімен есептелген аналитикалық,  $Q_i=f(\Gamma)$ ,  $Q_i=f(K_{ан})$  функциялардың өрнектері (8.9, 8.10-кестелер) корреляциялық қатынастардың аса жоғары мәндерін көрсетеді – 0,829-0,995, бұл анықталған тәуелділікке оларды жергілікті көтерілген мұнай-газға қанықтылығының болжамдық бағалаулары кезінде пайдалануға мүмкіндік беретін жеткілікті шынайылық дәрежесін береді.

Термобарлық параметрлердің мұнай-газдылығымен байланыстарының экстремалды сипаты болып табылады және, тиісінше, әрбір өңірде үдерістің басталуы мен аяқталмағандығы (жалғасуы), оның қалыптасуы, шоғырларының сақталуы және көмірсутек шоғырларының диссипациясы жағдайын орнату мүмкіндігі. 8.7-8.10 сурет бойынша бірінші жағдайда ең жоғары және жоғары температура градиенттері мен ауытқушылық коэффициенттері саласындағы нүктелердің геометриялық орындары ( $M=f(\Gamma)$ ,  $Q_i=f(\Gamma)$ ,  $M=f(K_{ан})$ ,  $Q_i=f(K_{ан})$ ,  $Q_i=f(K_{ан})$ , көмірсутектердің түсуін шектейтін су алмасумен немесе болмауымен сипатталатын термобар жабылған құрылымдар); үшінші – градиенттер мен ауытқушылық коэффициенттерінің төмен және ең аз мәндері саласында (сол функциялардың тармақтары) шоғырлардың бүлінуін (қайта қалыптасуын) туындататын табиғи геосұйықтық динамикалық жүйелердің еркін су алмасуы мен қарқынды дренажы аймақтарында орналасқан термобарлық ашық көтерілу.



**8.7-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты. Жергілікті құрылымдардың температуралық жағдайлары арасындағы резервуарлардың тектоникалық бұзылу дәрежесі, олардың батырлық режимі, мұнай мен газдың барланған қорлары тығыздықтағы қима жер асты суларының тік қозғалу өлшемі арасындағы тәуелділік: а –  $\Gamma = f(d_i, K_{кин})$ ; ә –  $\Gamma = f(K_{ан})$ ; б –  $\Gamma = f(h_a)$ ; в –  $\Gamma = f(H_{зп})$ ; г –  $M = f(\Gamma)$ ; ф –  $Q_i = f(\Gamma)$ . Шартты белгілер 7.5-суретте келтірілген.

Бұл тәуелділіктердің экстраполяциясы мұнай мен газ шоғыры ешқашан жоқ құрылымдарда жылу және бариялық өрістердің кернеулігі өнімді алаңдарға қарағанда айтарлықтай жоғары болатынын көрсетеді; көмірсутегінің диссипирленген шоғырлануы бар тұтқыштардағы геотемпературалық градиенттер және ауытқушылық коэффициенттері ең аз екенін көрсетеді.



8.8-сурет. Альпілік геосинклиналдық аймақтардың жергілікті құрылымдарының геотемпературалық жағдайлары, резервуарлардың тектоникалық бұзылу дәрежесі, олардың геобарлық режимі және мұнай мен газдың барланған қорларының тығыздығы арасындағы тәуелділік: а –  $G = f(d_i, K_{ин})$ ; ә –  $G = f(K_{ан})$ ; б –  $G = f(h_a)$ ; в –  $G = f(H_{з,п})$ ; г –  $M = f(\Gamma)$ ;  $f - Q_i = f(\Gamma)$ . Шартты белгілер 7.7-суретте келтірілген.

Оңтүстік Каспий өңірінде газ бен конденсаттың жиналуын қамтитын қатпарларға 500-2000 м тереңдік интервалындағы орташа геотемпературалық градиенттердің неғұрлым жоғары мәндерінің ұштастырылу фактісі (Карадаг – 2,36, Зыря – 2,04, Южная – 2,46°C/100 м) негізінен мұнаймен қаныққан көрші тұтқыштармен салыстырғанда (тиісінше, Кушхана – 2,26, Кала – 1,58, Гюргяны-теңіз – 2,22°C/100 м) тән болып табылады. Бұл құбылыстың себептері қарастырылып отырған аудандардың плитоценында мұнай шоғырларын қалыптастыру механизмінің ерекшеліктерінде жатыр, ол мұнай жиналу үдерістеріне қарағанда мұнайды шоғырландыруда термальды төменгі сілтілі сулардың тұтқыштарына айтарлықтай көп түсуден тұрады (Мехтиев және Рачинский, 1967 ж.; Мехтиев, Цатурянц және Рачинский, 1968 ж.), бұл олардың қималарында қабаттық температуралардың тегістелуіне және орташа градиенттердің мәндерінің азаюына әкеледі.

Нақты материал көрсеткендей, көмірсутекті қанықтыру жер қойнауының термиялық режимімен байланысы әр түрлі температуралық жағдайлармен сипатталатын жекелеген көтерілімдерді салыстыру кезінде ғана емес, сонымен қатар Оңтүстік Каспий ойпатының бүкіл Батыс бүйірінің ауқымында да байқалады. 8.11-кестесіндегі деректеріне қарағанда, барлық аудандарда бір гипсометриялық деңгейде қабаттық температуралардың үлкен абсолюттік мәніне көмірсутектердің үлкен қоры жауап береді. Әсіресе бұл тәуелділік 500-1500 м тереңдік

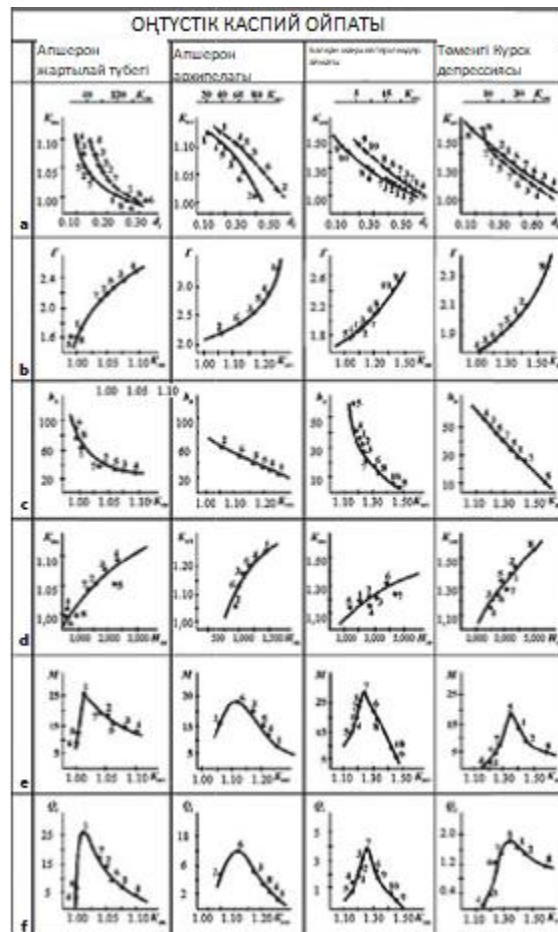
интервалында айқын көрсетілген, онда аймақтың плиоцен қорының негізгі бөлігі – 40% астам шоғырланған.

Баяндалғанның аясында Оңтүстік Каспийдің барлық аудандарының көпшілігінде байқалған қиманың қанықпаған аралықтарынан өнімді аралыққа өту кезіндегі температуралық секіріс симптоматикалық көрінеді. Мысалы, Шығыс Апшерон шегінде 0-500 м өнімсіз аралықтан мұнайға қанықпаған аралыққа өту  $12^{\circ}\text{C}$  температураның өсуімен сипатталады, ал келесі аралықта көмірсутектердің шамамен тең мөлшерін құрайтын мұндай өсім  $9,3^{\circ}\text{C}$  құрайды (8.11-кестені қараңыз), геотемпературалық градиенттердің мәндерінде де көрсетіледі.

Жоғарыда сипатталған көмірсутекті қанықтандырудың сандық параметрлерінің табиғи резервуарлардың барикалық режимінің су алмасу сипатына байланысты функционалдық байланысты тәуелділігі тек жекелеген аудандар мен өңірлер шеңберінде ғана емес (8.9, 8.10-суреттерін қараңыз), бірақ кең масштабы бар 8.11-суретте орындалған альпілік қатпарлықтың барлық аймағы шегінде белгіленеді. Аудан бірлігіне ( $Q_s$ , мың т/км<sup>2</sup>) және шөгінді орындау көлеміне ( $Q_v$ , мың т/км<sup>2</sup>) келетін көмірсутектердің барланған қорлары шамаларының корреляциялары геосұйықтық динамикалық жүйелердің ( $K_{ан}$ ) кернеулігі параметрінің барлық аумағы бойынша орташа мәндері бар өңірлердің мұнай-газдылығының нақты өсуін олардың түсірілуін оңтайландыруға қарай бейнелейді.

Осылайша, негізгі заңдылығы ретінде келтірілген барлық материалды талдау барлық ірі кен орындарының оң геотемпературалық және гидродинамикалық аномалиялары бар альпілік геосинклиналдық белдеу шегінде тұрақты кеңістіктік ұштасушылық туралы ережені негіздеуге мүмкіндік береді; өз кезегінде, қарқынды орналасқан жергілікті құрылымдық нысандардағы дренажбен шартталған.

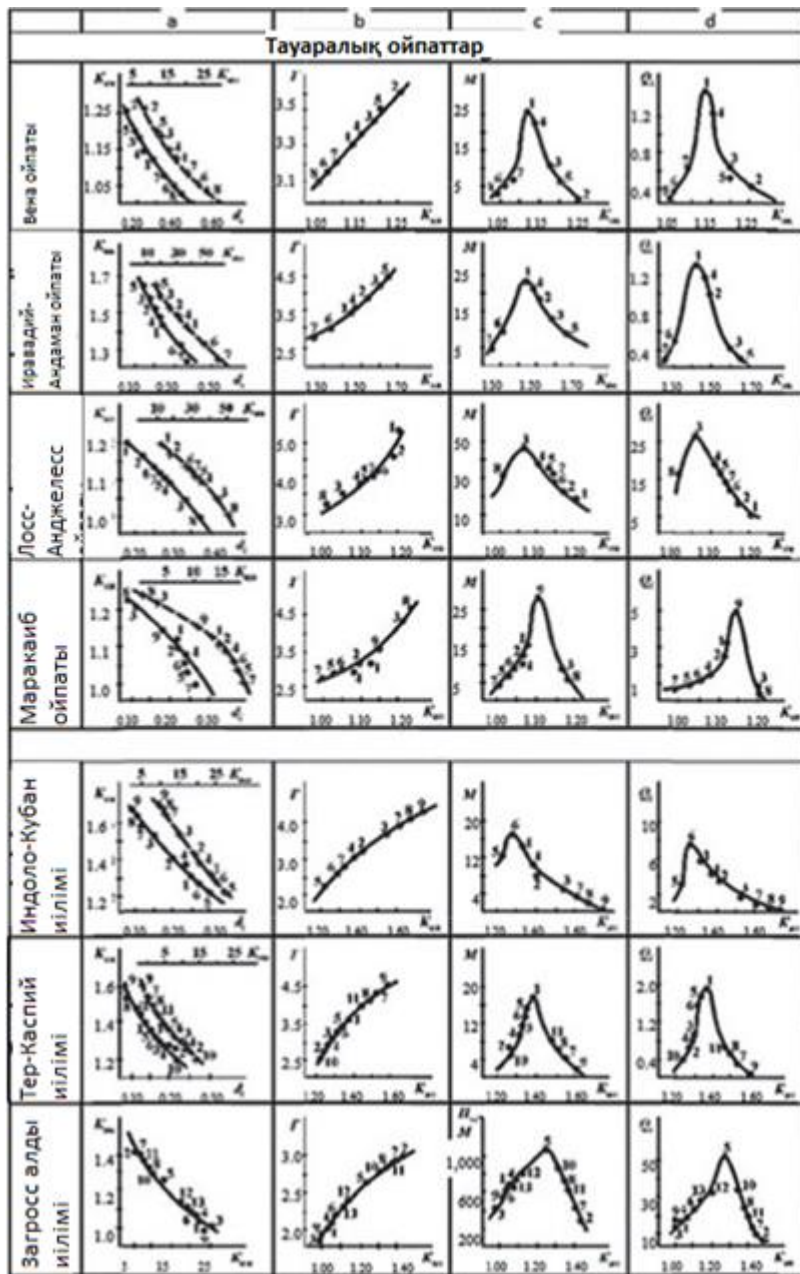
2, 3, 4-тараулардың материалдарымен үйлесімде қаралған корреляцияларды бір жағдайларда оң және теріс концентрациялық гидрохимиялық ауытқулардың пьезоминимумдардың жергілікті аймақтарына және оларда геотемпературалық градиенттердің төмен мәндерінің учаскелеріне сәйкестігін белгілейді, яғни термоградиенттердің жоғары мәндерімен сипатталатын термобаралық ашық тұтқыштарға; басқа-пьезомаксимумдарға, термобарлық жабық резервуарларға қатысты қолданылады.



8.9-сурет. Оңтүстік Каспий ойпаты. Жергілікті құрылымдардың геометриялық жағдайлары арасындағы тәуелділік, олардың тектоникалық бұзылу дәрежесі, геотемпературалық көрсеткіштер, қималардағы жер асты суларының тік қозғалу өлшемі және мұнай мен газдың барланған қорларының тығыздығы: а –  $\Gamma = f(d_i, K_{ин})$ ; ә –  $\Gamma = f(K_{ан})$ ; б –  $\Gamma = f(h_a)$ ; в –  $\Gamma = f(H_{эп})$ ; г –  $M = f(\Gamma)$ ; е –  $Q_i = f(\Gamma)$ . Шартты белгілер 7.5-суретте келтірілген.

Бірінші текті байланыс қорлардың тығыздығы бойынша ірі және тіпті кен орны гидродинамикалық жүйелерінің қарқынды дренажы есебінен ішінара орналасқан: Оңтүстік Каспий ойпаты – Балахандар-Сабунчи-Раман, Сурахан, Кала, Бибиэйбат және т.б. жоғары минералданған хлоркальцийлі аймақтық фонның инверсиялық гидрохимиялық ұйытқулары тұщыланған жоғары термальді тереңдік сілтілі сулардың түсіру ошақтарымен генетикалық байланысты; Терск-Каспий иілімі – Карабулак-Ачалуки, Малгобек-Вознесенское, Орлиное, Эльдарово, Хаян-Корт, жоғарғы бор резервуарының су ортасындағы оң концентрациялық аномалиялар төменгі бор және юра кешендерінің қарқынды дренаждау учаскелеріне, Вена ойпатының Мацен-Бокфлис-Шонкирхен аймағына кеңістіктік сәйкес келеді және т.б.





**8.10-сурет.** Жергілікті құрылымдардың геометриялық жағдайлары арасындағы тәуелділік, олардың тектоникалық бұзылу дәрежесі, геотемпературалық көрсеткіштері мен мұнай мен газдың барланған қорларының тығыздығы: а –  $\Gamma = f(d_i, K_{ин})$ ; ә –  $\Gamma = f(K_{ан})$ ; б –  $\Gamma = f(h_a)$ ; в –  $\Gamma = f(H_{зп})$ ; г –  $M = f(\Gamma)$ ; д –  $Q_i = f(\Gamma)$ . Шартты белгілер 7.7-суретте келтірілген.

**8.9-кесте.** Көмірсутектер қоры тығыздығының корреляциялық байланысы және жергілікті құрылымдардың температуралық градиенті теңдеуі.

Аудан	Кен орны	Корреляциялық қатынас	$Q_i = f(\Gamma)$ функциясына арналған теңдеу
Оңтүстік Каспий	Апшерон түбегі	0.995	$Q_i = 4,45 \left( \frac{\Gamma  \Gamma - 1,40 ^2}{ \Gamma - 1,65  \cdot  \Gamma - 1,90 ^6} \right)^{0,25} + 0,92 \left( \frac{\Gamma^2}{ \Gamma - 1,90 ^8} \right)^{0,25} - 3,30  \Gamma - 1,90 ^2$
	Апшерон топаралы	0.989	$Q_i = \frac{28,43}{\Gamma^2 ( \Gamma - 2,90 )^{0,25}} + 0,91 (\Gamma^2  \Gamma - 2,90 )^{0,25} - 1,90 (\Gamma^2  \Gamma - 2,50 )^{0,25} - 1,04 (\Gamma \cdot  \Gamma - 2,90 )^{0,25}$
	Көтерілімнің Балқан маңы аймағы	0.973	$Q_i = \frac{0,68}{\Gamma (\Gamma \cdot  \Gamma - 2,00 ^2 \cdot  \Gamma - 2,00 )^{0,25}} + \frac{3,70}{\Gamma^2} \left( \frac{ \Gamma - 1,80 }{\Gamma^3 \cdot  \Gamma - 2,00 } \right)^{0,25} + 0,01 \left( \frac{\Gamma^2}{ \Gamma - 2,00 ^2 \cdot  \Gamma - 2,20 } \right)^{0,25}$
	Төменгі Курин депрессиясы	0.829	$Q_i = \frac{0,68}{\Gamma (\Gamma \cdot  \Gamma - 2,00 ^2 \cdot  \Gamma - 2,00 )^{0,25}} + \frac{3,70}{\Gamma^2} \left( \frac{ \Gamma - 1,80 }{\Gamma^3 \cdot  \Gamma - 2,00 } \right)^{0,25} + 0,01 \left( \frac{\Gamma^2}{ \Gamma - 2,00 ^2 \cdot  \Gamma - 2,20 } \right)^{0,25}$
Вена ойпаты	0.991	$Q_i = 0,09 \Gamma^2 \left( \frac{\Gamma^3}{ \Gamma - 3,40  \cdot  \Gamma - 3,30 ^4 \cdot  \Gamma - 3,50 } \right)^{0,25} - 0,02 \left( \frac{\Gamma \cdot  \Gamma - 3,50 }{ \Gamma - 3,40 ^2} \right)^{0,25}$	
Иравади-Андаман ойпаты	0.977	$Q_i = \frac{0,04}{\Gamma (\Gamma^2 \cdot  \Gamma - 3,30 ^2 \cdot  \Gamma - 3,60 )^{0,25}} + 0,34 \left( \frac{\Gamma^2}{ \Gamma - 3,30 } \right)^{0,25} - 1,32 \left( \frac{ \Gamma - 3,30 ^2 \cdot  \Gamma - 3,00  \cdot  \Gamma - 3,60 }{\Gamma^2} \right)^{0,25} + 0,004 \left( \frac{\Gamma^3  \Gamma - 3,30 }{ \Gamma - 3,00 } \right)^{0,25} + \frac{0,11}{ \Gamma - 3,60 ^{0,25}}$	

## 8.9-кестенің жалғасы

Аудан	Кен орны	Корреляциялық қатынас	$Q_f = f(\Gamma)$ функциясына арналған теңдеу
Лос-Анджелес ойпаты	0,932		$Q_i = \frac{141,56}{\Gamma^2 \cdot  \Gamma - 3,70 ^{0,25}} + 9,78 \left( \frac{ \Gamma - 4,20 }{\Gamma^3 \cdot  \Gamma - 3,70 ^2} \right)^{0,25}$
Маракаиб ойпаты	0,916		$Q_i = 0,11\Gamma \left( \frac{\Gamma^3}{ \Gamma - 3,00 ^2 \cdot  \Gamma - 3,50 ^2} \right)^{0,25} - \frac{0,99}{(\Gamma \cdot  \Gamma - 3,00  \cdot  \Gamma - 3,50 ^2)^{0,25}} + \frac{0,23}{(\Gamma \cdot  \Gamma - 3,50 )^{0,25}}$
Индо-Кубан иілімі	0,987		$Q_i = 2,94 \left( \frac{\Gamma}{ \Gamma - 3,00 ^2 \cdot  \Gamma - 2,50 ^2} \right)^{0,25} - 5,38 \left( \frac{ \Gamma - 3,50 }{\Gamma \cdot  \Gamma - 2,50 ^2 \cdot  \Gamma - 3,00 ^2} \right)^{0,25} - 0,70  \Gamma - 3,50 ^{0,25}$
Терск-Каспий иілімі	0,961		$Q_i = \frac{4,80}{(\Gamma^2 \cdot  \Gamma - 3,50 ^3 \cdot  \Gamma - 4,00 ^2)^{0,25}} - \frac{0,78}{(\Gamma \cdot  \Gamma - 3,50 ^3 \cdot  \Gamma - 4,00 )^{0,25}} + \frac{0,02}{( \Gamma - 3,00  \cdot  \Gamma - 3,50 ^3 \cdot  \Gamma - 4,00 ^2)^{0,25}}$
Загрос алды иілімі	0,936		$Q_i = 1,69 \left( \frac{\Gamma^3  \Gamma - 3,00 }{ \Gamma - 2,50 ^3} \right)^{0,25} - \frac{35,26}{ \Gamma - 3,00 ^{0,25}} - 68,06  \Gamma - 3,00 ^{0,25} + 101,10$

**8.10-кесте.** Көмірсутектер қоры тығыздығының корреляциялық байланысы және жергілікті құрылымдардың температуралық градиенті теңдеуі.

Аудан	Кен орны	Корреляциялық қатынас	$Q_F = f(K_{ан})$ функциясына арналған теңдеу
Оңтүстік Каспий ойпаты	Апшерон түбегі	0.937	$Q_i = \frac{0,005}{ K_{ан} - 1,02 ( K_{ан} - 1,02  \cdot  K_{ан} - 1,04 ^2 \cdot  K_{ан} - 1,06 )^{0,25}}$
	Апшерон топаралы	0.989	$Q_i = \frac{58,81}{K_{ан}} \left( \frac{ K_{ан} - 1,05  \cdot  K_{ан} - 1,25 ^3}{ K_{ан} - 1,15 } \right)^{0,25} - 3,21 \left( \frac{ K_{ан} - 1,25 ^2}{K_{ан} \cdot  K_{ан} - 1,15 ^2} \right)^{0,25} + 0,86 \left( \frac{K_{ан}^5 \cdot  K_{ан} - 1,15 ^2}{ K_{ан} - 1,30 } \right)^{0,25}$
	Көтерілімнің Балқан маңы аймағы	0.836	$Q_i = 0,24 \left( \frac{K_{ан}^3}{ K_{ан} - 1,25 ^2 \cdot  K_{ан} - 1,30 } \right)^{0,25} - 0,18 \left( \frac{ K_{ан} - 1,30 }{K_{ан} \cdot  K_{ан} - 1,40 } \right)^{0,25} + 0,43 \left( \frac{K \cdot  K_{ан} - 1,40 }{ K_{ан} - 1,30 } \right)^{0,25}$
	Төменгі Курин депрессиясы	0.836	$Q_i = 0,25 K_{ан} \left( \frac{K_{ан}}{ K_{ан} - 1,34  \cdot  K_{ан} - 1,48 } \right)^{0,25}$
Вена ойпаты		0.969	$Q_i = 0,011 K_{ан}^3 \left( \frac{K_{ан}}{ K_{ан} - 1,10 ^2 \cdot  K_{ан} - 1,15 ^2} \right)^{0,25} + 0,002 \left( \frac{K_{ан}^3}{ K_{ан} - 1,10 ^3 \cdot  K_{ан} - 1,15 ^2 \cdot  K_{ан} - 1,20 } \right)^{0,25}$

## 8.10-кестенің жалғасы

Аудан	Кен орны	Корреляциялық қатынас	$Q_i = f(K_{ан})$ функциясына арналған теңдеу
Иравади-Андаман ойпаты	0.975		$Q_i = \frac{4,91}{K_{ан}} \left( \frac{ K_{ан} - 1,30 ^2 \cdot  K_{ан} - 1,60 }{K_{ан} \cdot  K_{ан} - 1,45 } \right)^{0,25} - 11,30 \left( \frac{ K_{ан} - 1,30  \cdot  K_{ан} - 1,45 ^2 \cdot  K_{ан} - 1,60 }{K_{ан}} \right)^{0,25}$ $- \frac{0,16}{(K_{ан}^2 \cdot  K_{ан} - 1,45 ^2 \cdot  K_{ан} - 1,60 )^{0,25}} + 1,47$
Лос-Анджелес ойпаты	0.981		$Q_i = 0,79 \left( \frac{K_{ан}^2}{ K_{ан} - 1,05 ^2 \cdot  K_{ан} - 1,10 } \right)^{0,25} + \frac{4,22}{K_{ан} (K_{ан}^2 \cdot  K_{ан} - 1,05 )^{0,25}}$ $- 3,06 K_{ан}^2 (K_{ан} \cdot  K_{ан} - 1,05  \cdot  K_{ан} - 1,10  \cdot  K_{ан} - 1,15 )^{0,25}$
Маракаиб ойпаты	0.995		$Q_i = \frac{0,41}{K_{ан}^2} \left( \frac{ K_{ан} - 1,20 }{K_{ан}^3 \cdot  K_{ан} - 1,10  \cdot  K_{ан} - 1,15 ^4} \right)^{0,25} - \frac{0,42}{ K_{ан} - 1,15 } \left( \frac{K_{ан} \cdot  K_{ан} - 1,20 ^2}{ K_{ан} - 1,10 } \right)^{0,25}$ $- 0,10 \left( \frac{K_{ан} \cdot  K_{ан} - 1,20 }{ K_{ан} - 1,15 ^3} \right)^{0,25}$
Индо-Кубан иілімі	0.959		$Q_i = 67,89  K_{ан} - 1,60  \left( \frac{ K_{ан} - 1,60 }{K_{ан}^2 \cdot  K_{ан} - 1,40 } \right)^{0,25} - 10,31 \left( \frac{ K_{ан} - 1,60 ^2}{K_{ан} \cdot  K_{ан} - 1,20  \cdot  K_{ан} - 1,40 } \right)^{0,25} + \frac{2,66}{ K_{ан} - 1,60 ^{0,25}}$ $- 4,19$
Терск-Каспий иілімі	0.895		$Q_i = \frac{0,03}{K_{ан} \cdot  K_{ан} - 1,40  \cdot (K_{ан} \cdot  K_{ан} - 1,30 )^{0,25}} + \frac{0,12}{K_{ан}} \left( \frac{ K_{ан} - 1,50 }{K_{ан} \cdot  K_{ан} - 1,40 ^3} \right)^{0,25} + 0,03 \left( \frac{K_{ан}^2 \cdot  K_{ан} - 1,40 ^3}{ K_{ан} - 1,50 } \right)^{0,25}$
Загрос алды иілімі	0.961		$Q_i = \frac{2,04}{K_{ан}^3 \cdot (K_{ан} \cdot  K_{ан} - 1,15  \cdot  K_{ан} - 1,25 ^2 \cdot  K_{ан} - 1,35 )^{0,25}} + \frac{8,35}{K_{ан} \cdot  K_{ан} - 1,25 ^{0,25}}$ $- \frac{16,90}{(K_{ан}^2 \cdot  K_{ан} - 1,15  \cdot  K_{ан} - 1,25 ^2)^{0,25}}$

**8.11-кесте.** Оңтүстік Каспий ойпатындағы батыс бүйір жер қойнауының температуралық жағдайлары мен олардың көмірсутекті қанығу сипаты арасындағы тәуелділік.

Тереңдіктер, м	Шығыс Апшерон			Орталық Апшерон			Батыс Апшерон		
	Г, °C/100 м	t °C	Мұнай қоры,%	Г, °C/100 м	t °C	Мұнай қоры,%	Г, °C/100 м	t °C	Мұнай қоры,%
500	2.77	27.3	–	3.22	35.7	12.8	3.27	30.1	5.2 4
1,000	2.07	39.3	0.70	2.20	48.8	6.7	2.39	43.6	7.9 5
1,500	1.70	48.6	0.73	1.76	58.6	4.2	1.99	54.5	2.8 0
2,000	1.49	56.6	3.93	1.51	66.8	1.3	1.75	63.8	1.2 0
2,500	1.34	63.6	1.05	1.33	73.9	2.5	1.58	72.1	1.4 0
3,000	1.23	70.0	–	1.21	80.2	2.9	1.45	79.7	0.6
3,500	1.14	75.9	–	1.11	86.0	1.36	1.36	86.7	0.3 8
4,000	1.07	81.4	0.003	1.03	91.3	0.24	1.28	93.3	0.3 9
4,500	1.01	86.6	0.012	0.96	96.3	1.6	1.21	99.5	0.4 4
5,000	0.96	91.6	0.175	0.91	100.9	–	1.15	105.4	–
Орташа	1.49		6.60	1.52		33.6	1.74		20.4
	Апшерон түбегі (құрлық)			Апшерон топаралы			Апшерон аумағы		
500	3.11	30.9	18.04	3.36	31.2	0.09	3.15	31.2	18.13
1000	2.20	43.8	15.35	2.44	45.3	8.73	2.24	44.3	24.08

## 8.11-кестенің жалғасы

Тереңдіктер, м	Шығыс Апшерон			Орталық Апшерон			Батыс Апшерон		
	Г, °С/100 м	t °С	Мұнай қоры,%	Г, °С/100 м	t °С	Мұнай қоры, В%	Г, °С/100 м	t °С	Мұнай қоры,%
1500	1.80	53.7	7.73	2.03	56.4	8.84	1.83	54.3	16.57
2000	1.56	62.1	6.43	1.77	65.9	1.6	1.59	62.9	8.03
2500	1.40	69.5	4.95	1.60	74.3	0.74	1.42	70.4	5.69
3000	1.28	76.1	3.50	1.47	82.0	–	1.30	77.1	3.50
3500	1.18	82.3	1.74	1.37	89.1	–	1.20	83.4	1.74
4000	1.11	88.0	0.633	1.29	95.7	–	1.13	89.2	0.633
4500	1.04	93.4	2.052	1.22	102.0	–	1.06	94.7	2.053
5000	0.99	98.4	0.175	–	–	–	1.01	99.8	0.175
Орташа	1.57		60.6	1.84		20.0	1.60		80.6
	Төменгі Курин депрессиясы			Баку топаралы			Ока батыс бүйірі		
500	2.81	25.7	0.12	2.91	27.4	–	3.06	29.6	18.25
1000	2.06	37.6	0.53	2.10	39.6	–	2.19	42.3	24.61
1500	1.71	46.9	1.70	1.73	49.1	–	1.80	52.2	18.27
2000	1.50	54.9	1.80	1.51	57.2	–	1.57	60.6	9.83
2500	1.36	62.0	5.40	1.36	64.4	–	1.41	68.0	11.09
3000	1.25	68.5	1.75	1.25	70.3	2.0	1.29	74.8	7.25
3500	1.16	74.6	1.70	1.16	76.9	1.40	1.20	81.0	4.54
4000	1.10	80.2	0.47	1.09	82.6	1.20	1.12	86.8	2.31
4500	1.04	85.6	0.11	1.03	87.9	0.7	1.06	92.3	2.76
5000	0.99	90.6	0.22	0.98	92.9	0.3	1.01	97.4	0.70
Орташа	1.50		13.8	1.57		5.60	1.58		100.0



8.11-сурет. Көмірсутектердің үлестік барланған геологиялық қорлары тығыздығының аймақтар бойынша орташа қабаттық қысымдар коэффициенттеріне тәуелділігі: ООк – Оңтүстік Каспий ойпаты, По – Падан ойпаты, Во – Вена ойпаты, ИрАо -Иравади-Андаван ойпаты, Мо – Маракаиб ойпаты, ЛАо – Лос-Анджелес ойпаты, ИКи – Индало-Кубан иілімі, ТКи – Терск-Каспий иілімі, Заи – Загрос алды иілімі.

Екінші түрдің тәуелділігі әдетте көбіне немесе толығымен өнімсіз гидравликалық тұйық тұтқыштар, инъекцияланған көмірсутектерді және оларға ілеспе жер асты суларын шоғырландыру мүмкіндігінен көп жағдайда немесе толық айырылған сипаттайды. Бұл жерде ең қарама-қарсы мысал ретінде ішкі аймағының II және III құрылымдық қабаттарының Карпат алды иілімінің тектоникалық оқшауланған қосымша қозғаушы қатпарлары бола алады (Старунь, Оболонь, Төменгі Струтынская, Ольховка, Дзвиняч, Бухтовец, Пнив аудандары), мұнда олигоцендік менилит сериясына жоғары қысымды мезозой хлорлы-кальцийлі тұздықты енгізу ауқымы ежелгі сүзгілейтін сілтілік сулармен қаныққан табиғи резервуардың гидродинамикалық жабдығымен айтарлықтай шектелді, бұл жоғары термоградиентті пьезомаксимумдардың қалыптасуына алып келді.

Келтірілген материалдарды жүйелендіру, сондай-ақ барлық альпілік аймақтарда көмірсутек шоғырларының пайда болуы мен сақталуы үшін оңтайлы диапазонда геотемпературалық градиенттер мәндерінің және кен орнының қаттық қысымының ауытқушылығы коэффициенттерінің көп қабатты сипаты және оларда мұнай-газдылығының қабатының неғұрлым жоғары екендігін белгілеуге мүмкіндік береді.

Термоградиенттер мен каналдардың ең аз мәндерінің диапазонында көмірсутек шоғырларының қирау жағдайына сәйкес сақталған кен орындары олардың тозуынан және шөгінді қабатының төменгі қабаттарынан енгізілген жер асты суларымен шайылуынан қиманың жоғарғы аралықтарындағы шоғырлардан жиі айырылған. Көмірсутектердің жоқ болу немесе күрт шектелген шоғырлануы жағдайына жауап беретін аталған көрсеткіштердің ең жоғары мәндерінің диапазонында олардың шоғырлануы негізінен аз қабатты қанығуға ие болады (8.7, 8.10-суреттерін қараңыз).

Бірінші нұсқаның диагностикалық белгісі ірі масштабты мұнай-газ өсуімен ұштасатын минерализацияның кеңістікте таралуының, жер асты суларының құрамдас құрамы мен типтерінің мозаикалығы; екінші – базистік деңгейжиектерде барлық жерде даму және жер асты суларының үстіңгі аралықтарында жоғары термальды төменгі минералдандырылған қатты немесе тұщыланған сілтілік сулар кен орындары қимасының жоғары аралықтарында кең көрініс табуы; үшінші – табиғи резервуарда мұнай-газға қанықпаған немесе кездейсоқ болмаған



жағдайда сингенетикалық жер асты суларының толық немесе едәуір ішінара сақталуы болып табылады.

Көмірсутекті қанығу сипаты мен дәрежесі, тектоникалық жағдайлар мен термобарлық режим арасындағы анықталған өзара байланыс кездейсоқ емес, ол әбден заңды және барлық өңірлерде осындай тәуелділіктің бірыңғай алғашқы себептеріне – жоғары қабаттық температура мен аномальды қысым аймақтарынан дизъюнктивтер жүйесі бойынша сұйықтықтардың тік миграциясын көрсетеді.

Зерттеу тарауында орындалған қорытынды келесі қорытындыларды тұжырымдауға мүмкіндік береді:

1) барлық аудандарда жергілікті құрылымдар мен мұнай-газға қанығу аймақтарының тектоникалық көрсеткіштері, химизм және су ортасының тік ұтқырлық өлшемі, көмірсутектер қорының көтерілу термобарлық параметрлері мен тығыздығы арасында нақты сандық тәуелділік белгіленеді;

2) ақпараттық құндылықты, барлау/бағалау үдерісінің тиімділігі мен ұзақтығын түбегейлі жақсарту үшін тұжырымдамалық жаңа мүмкіндіктер ашылуда. Олар егжей-тегжейлі сейсмикалық және бастапқы сирек барлау және бағалау ұңғымаларының негізінде қосымша сәйкестендірілген жаңа құрылымдарда мұнай мен газ қорларын анықтау және алдын ала сандық бағалау үшін болжамдау міндеттері кешенінің қажетті сенімділік деңгейінде шешу үшін пайдаланылуы мүмкін. Бұл жаңа мүмкіндіктер шоғырлану мен кен орындарын қалыптастыратын көлденең ағын/айдамалау тетігіне негізделген мұнай мен газдың белгіленген коммерциялық шоғырларының аймақтарында жергілікті мұнай-газға қанықтырылуын концептуалды/имитациялық модельдеу нәтижесінде алынды. Модельдеу белгілі жекелеген өнімді құрылымдардың көмірсутегі қорының тығыздығы мен олардың геотектоникалық, геогидродинамикалық және геотермобарлық параметрлері арасындағы бу және көп нұсқалы корреляция арқылы жүзеге асырылды.

## 9 Альпілік жылжымалы белдеулер алаптарындағы мұнай-газ жиынтығының геологиялық-математикалық модельдері

### 9.1. Жергілікті құрылымдардағы көмірсутегі қорларын болжау мен бағалаудың әдістемелік тәсілдері

Барлық альпілік аймақтардағы массалық алмасудың бүрку/көлденең ағынының механизмі келесі параметрлерді бөлудің нақты сұлбаларына сәйкес келеді:

- жергілікті құрылымдардың тектоникалық бұзылу параметрлерін бөлу ( $d_i$ ,  $K_{ин}$ );
- жер асты суларының тік ұтқырлық көрсеткіштері ( $h_a$ ,  $H_{зп}$ );
- геотемпературалық градиенттер ( $\Gamma$ ),
- қыртыстық қысым ауытқушылығының коэффициенттері ( $K_{ан}$ ),
- М және табиғи резервуарлардың мұнай-газдылық параметрлері ( $Q_i$ ) (Дурмишян, Рачинский және Макышев, 1971 ж.; Рачинский, 1987 ж., 1989 ж. қараңыз).

Көмірсутектер қорларын алдын ала бағалау, жаңа перспективаларды нақтылау және ескі алаңдарды толық барлау бағыттарын таңдау үшін алдыңғы тарауларда қарастырылған жұп корреляцияларды қолдануға мүмкіндік береді (8.4, 8.6-8.10 суреттері мен 8.4-8.10 кестелерін қараңыз), яғни көрсетілген тәуелділіктер мәні бойынша объективті іздестіру критерийлерінің сипатына ие болады.

Белгіленген мақсаттарда графикалық деректерді қолданудың әдістемелік тәсілі аймақ бойынша белгілі  $Q_i$  – қисық жуықтау функцияларына қатысты ауданның басқа кен орындары, құрылымдардың, өрістердің және т.б. нақты тіркелген позицияларына сәйкес келетін нүктелердің геометриялық орналасуын анықтау болып табылады. Көмірсутектер қоры тығыздығының нақты анықталған тектоникалық, гидродинамикалық, геотемпературалық және ауыр қысымды (барикалық) көрсеткіштермен (нақты нүктелер қисық аудан, аймақ үшін эталоннан күрт ауытқиды) немесе соңғысының жақын мәндерінде, бірақ қорлар тығыздығының елеулі түрде ыдырайтын шамаларында (функцияның экстремумдық аймағы корреляция параметрлерінің орташа мәндерінің өзгеруінің тар диапазонымен шектелген) күрт сәйкес келмеген жағдайларда, өнеркәсіптік қорлардың өсуі не расталмаған баланстан шығару арқылы осы алаңдарды толық барлауды ұсыну қажет. Аталған екі нұсқада қорлар тығыздығының шамаларын түзету нақты нүктелердің проекцияларын эталондық аймақтық (аудандық) тәуелділікке шығару арқылы жүзеге асырылуы мүмкін.

Жоғарыда сипатталған параметрлердің үлестірілуі қалыпты, логикалық немесе оларға өте жақын сипатын белгілейтін жұп тәуелділіктердің математикалық талдауы (8.4, 8.6-8.10 суреттерін қараңыз), геологиялық аспектіде альпілік аймақтардың нақты табиғи жағдайында мұнай-газдылықты қалыптастырудың инъекциялық механизмі басым деп пайымдауға мүмкіндік береді.

## 9.2 Альпілік жылжымалы белдеулер алаптарындағы мұнайгаздылықтың аймақтық және өңірлік геологиялық-математикалық модельдері

Жоғарыда аталған параметрлердің көптеген корреляциясы тік сұйық массалық көшірудің басым рөлін ескеретін тұжырымдамалық-имитациялық тәсіл шеңберінде аталған көрсеткіштердің жиынтығы ретінде жергілікті құрылымдардың мұнай-газға қанығуын геологиялық-математикалық модельдеуді іске асыруға, сонымен қатар  $Q_i = f(d_i, K_{ин}, h_a, H_{з.п.}, \Gamma, K_{ан}, M)$  анықтауға мүмкіндік береді.

9.1-кестеде дәлелдерді топтық есепке алу әдісі (ГУА) бойынша тиісті есептеулердің нәтижелері келтірілген. Көптеген корреляция коэффициенттерінің жоғары мәндері – 0,830-0,998 – сейсмосбарлау (көтеру алаңын анықтау) және барлық немесе қажетті параметрлердің бір бөлігі жиынтығымен сипатталған алғашқы іздестіру және барлау ұңғымаларының деректері бойынша нақты жергілікті құрылымдардың қорларын алдын ала бағалау кезінде ұсынылған модельдердің жеткілікті түрде дұрыстығы мен оларды іс жүзінде қолдану мүмкіндігі туралы айғақтайды.

Зерттеулер тарауында орындалған жалпылама келесі қорытынды жасауға мүмкіндік береді: көмірсутектер қоры тығыздығының жиынтығында альпілік тауаралық ойпаттар және тау бөктеріндегі көлбеулер бойынша жеке геотектоникалық, гидродинамикалық, термобарлық көрсеткіштер кешенінен көптеген тәуелділігінің болуы (корреляциялық қатынастар, сәйкесінше, 0,815 және 0,788) оларды анықтайтын механизмнің – тік сұйықты массалық көшірудің болуын, іске асырылуын және ортақтығын объективті түрде ғана емес, аталған геокұрылымдық элементтердің әрқайсысының шегінде, сондай-ақ жалпы жағдайда оның тектоникалық түрлерін орындайтын түріне қарамастан бүкіл альпілік геосинклиналдық аймақта мұнай-газдылықты қалыптастыруда басым рөлді белгілейді.

**9.1-кесте.** Аймақтық мұнай-газ жиналуының геологиялық-статистикалық модельдері. Жергілікті құрылымдардың геотектоникалық, гидродинамикалық, геотемпературалық және геобарлық параметрлерімен көмірсутектер қоры тығыздығының көптеген корреляциясы теңдеулері.

Аймақ	Аудан	Корреляциялық қатынас	Корреляция теңдеулері $Q_i = f(K_{ИН}, d_i, M, \Gamma, K_{АН}, h_a, H_{3\Pi})$
Оңтүстік Каспий ойпаты	Апшерон түбегі	0.996	$Q_i = 0.003M \left( \frac{h_a \cdot M^3}{K_{2H}^2} \right)^{0.25} - \frac{181.25}{M} \left( \frac{K_{АН}^3 \cdot h_a \cdot H_{3\Pi}^2}{M^2 \cdot \Gamma} \right)^{0.25} + \frac{59,14}{M^{0,25}} - 19,56$
		0.995	$Q_i = \frac{2570.50}{(\Gamma^2 \cdot K_{АН} \cdot H_{3\Pi} \cdot h_a^2)^{0.25}} - 124.16 \left( \frac{\Gamma^2}{H_{3\Pi}} \right)^{0.25} - 47,87 \left( \frac{K_{АН}}{h_a} \right)^{0.25} - 1.79 K_{ИН}^{0,25} - 0.03 \left( \frac{\Gamma \cdot K_{АН}^3 \cdot h_a^2}{K_{ИН}} \right)^{0.25} - 0,008 \left( \frac{K_{ИН}}{K_{АН} \cdot h_a} \right)^{0.25} - 9.98$
	Апшерон топаралы	0.998	$Q_i = 0.004M \left( \frac{h_a \cdot M^2 \cdot \Gamma^2}{K_{АН} \cdot H_{3\Pi}} \right)^{0.25} - 0,02 M(M^2 \cdot K_{ИН})^{0,25}$
		0.811	$Q_i = 12,33 \left( \frac{K_{ИН}^2}{\Gamma \cdot h_a} \right)^{0.25} - 3.40(K_{ИН} \cdot h_a)^{0,25}$
	Балқан көтерілім аймағы	0.983	$Q_i = 0.007M^2 \left( \frac{\Gamma}{K_{ИН} \cdot K_{АН}^2} \right)^{0.25}$
		0.907	$Q_i = 32,97 \left( \frac{d_i \cdot K_{ИН}}{\Gamma \cdot h_a} \right)^{0.25} - 66.75 \left( \frac{d_i}{K_{ИН}} \right)^{0,25} + 4.00 \left( \frac{K_{ИН}^2}{h_a} \right)^{0,25} - 1,22 \left( \frac{d_i \cdot K_{АН}}{K_{ИН}} \right)^{0,25}$

## 9.1-кестенің жалғасы

Аймақ	Аудан	Корреляциялық қатынас	Корреляция теңдеулері $Q_i = f(K_{\text{ИН}}, d_i, M, \Gamma, K_{\text{АН}}, h_a, H_{3\text{П}})$
	Төменгі Курин депрессиясы	0.989	$Q_i = 0,06 (H_{3\text{П}}^2 \cdot h_a \cdot M^2)^{0,25} - \frac{1,46}{(H_{3\text{П}}^2 \cdot h_a \cdot M^2)^{0,25}} + \frac{0,55}{(\Gamma \cdot M)^{0,25}}$
		0.950	$Q_i = 24,91 - 3,78 (H_{3\text{П}}^2 \cdot d_i \cdot K_{\text{АН}} \cdot \Gamma)^{0,25} - \frac{29,18}{(H_{3\text{П}}^2 \cdot d_i \cdot K_{\text{АН}} \cdot \Gamma)^{0,25}}$
	Жалпы	0.813	$Q_i = \frac{3,33}{K_{\text{АН}}^2} \left( \frac{K_{\text{ИН}}^3}{d_i^2 \cdot K_{\text{АН}}^2 \cdot h_a} \right)^{0,25} - \frac{1,02}{K_{\text{АН}}^2} \left( \frac{h_a \cdot K_{\text{ИН}}^2}{d_i^3 \cdot K_{\text{АН}} \cdot \Gamma} \right)^{0,25} + 20,74 K_{\text{АН}}^2 \left( \frac{d_i^2 \cdot K_{\text{АН}}^3 \cdot h_a}{K_{\text{ИН}}^3} \right) - 89,86 \left( \frac{d_i^2}{K_{\text{ИН}}^3} \right)^{0,25}$
Вена ойпаты	0.956	$Q_i = 0,33 \left( \frac{M^3}{K_{\text{ИН}} \cdot \Gamma} \right)^{0,25}$	
	0.836	$Q_i = 10,20 \Gamma (K_{\text{АН}}^2)^{0,25} - 15,33 \left( \frac{\Gamma^2}{K_{\text{АН}} \cdot d_i} \right)^{0,25}$	
Иравади-Андаман ойпаты	0.986	$Q_i = 0,03M(d_i \cdot M \cdot K_{\text{АН}}^3 \cdot K_{\text{ИН}})^{0,25} - 0,33M^{0,25} - 0,10 \left( \frac{d_i \Gamma}{K_{\text{АН}} \cdot K_{\text{ИН}} \cdot M} \right)^{0,25} + 0,48$	
	0.909	$Q_i = 2,30K_{\text{АН}} \left( \frac{K_{\text{АН}}^3 \cdot K_{\text{ИН}}}{\Gamma} \right)^{0,25} - \frac{32,12}{(K_{\text{АН}}^2 \cdot K_{\text{ИН}} \cdot \Gamma^2)^{0,25}}$	
Лос-Анджелес ойпаты	0.999	$Q_i = 0,11M \left( \frac{M \cdot K_{\text{ИН}}}{K_{\text{АН}}} \right)^{0,25} + \frac{952,88}{M} \left( \frac{d_i}{\Gamma \cdot K_{\text{ИН}}} \right)^{0,25} - 18,33 \left( \frac{d_i}{K_{\text{ИН}}} \right)^{0,25}$	
	0.840	$Q_i = 1,13 (K_{\text{АН}} \cdot K_{\text{ИН}}^3)^{0,25} + \frac{2,54}{(K_{\text{АН}} \cdot K_{\text{ИН}}^3)^{0,25}} + 0,56 (K_{\text{АН}} \cdot K_{\text{ИН}})^{0,25}$	

## 9.1-кестенің жалғасы

Маракаиб ойпаты		0.994	$Q_i = 0,06M \left( \frac{K_{ИН}}{K_{аН} \cdot d_i} \right)^{0,25} - 1,85 \left( \frac{K_{аН}^3}{\Gamma \cdot M} \right)^{0,25}$
		0.794	$Q_i = 0,62 K_{аН}^4 \Gamma (K_{аН} \cdot \Gamma \cdot d_i \cdot K_{ИН}^3)^{0,25} + 0,45 K_{аН}^2 \Gamma (K_{аН}^3 \cdot \Gamma \cdot K_{ИН}^3)^{0,25} + \left( \frac{d_i}{K_{ИН} \cdot \Gamma \cdot K_{аН}^2} \right)^{0,25}$
Ойпаттар бойынша барлығы		0,815	$Q_i = \frac{0,02\Gamma^2 \cdot K_{ИН}}{K_{аН}^3} \left( \frac{\Gamma^3 \cdot K_{ИН}}{d_i \cdot K_{аН}} \right)^{0,25} - \frac{0,07\Gamma^2 \cdot K_{ИН}}{K_{аН}^3 (d_i \cdot K_{аН})^{0,25}} + \frac{2,54}{K_{ИН}^{0,25}}$
Аймақ	Аудан	Корреляциялық қатынас	Корреляция теңдеулері $Q_i = f(K_{ИН}, d_i, M, \Gamma, K_{аН}, h_a, H_3 \text{ п})$
Индо-Кубан иілімі		0.992	$Q_i = 0,008M \cdot \Gamma \left( \frac{M^3 \Gamma^2}{d_i} \right)^{0,25}$
		0.905	$Q_i = 50,25 \left( \frac{d_i}{\Gamma} \right)^{0,25} - \frac{127,48}{(K_{аН} \cdot \Gamma \cdot K_{ИН})^{0,25}} + 13,33 (K_{аН}^2 \cdot \Gamma)^{0,25}$
Терск-Каспий иілімі		0.994	$Q_i = 0,11M (M \cdot \Gamma^3 \cdot K_{ИН})^{0,25} - 0,43M(M)^{0,25}$
		0.812	$Q_i = 8,58 \left( \frac{K_{ИН}^2}{d_i} \right)^{0,25} - 44,54 \left( \frac{K_{аН} \cdot K_{ИН}}{\Gamma} \right)^{0,25} + \frac{30,44}{K_{аН} \cdot K_{аН}^{0,25}} + 0,06(\Gamma \cdot d_i \cdot K_{ИН})^{0,25}$
Загрос алды иілімі		0.993	$Q_i = 14,59 H_{эТ} H_{эТ} (K_{ИН} \cdot \Gamma^3 \cdot H_{эТ})^{0,25} - 11,57 H_{эТ} \left( \frac{\Gamma}{K_{аН}^2} \right)^{0,25}$
		0.893	$Q_i = 0,005 (K_{аН} \cdot \Gamma \cdot K_{ИН})^{0,25} + \frac{0,01}{(K_{аН} \cdot \Gamma \cdot K_{ИН})^{0,25}} + 0,005 K_{аН}^{0,25} + \frac{0,0002}{(\Gamma \cdot K_{ИН})^{0,25}} + 50,30$
Иілім бойынша барлығы		0.788	$Q_i = \frac{240,94}{\Gamma^3} \left( \frac{K_{аН}^2}{\Gamma^3 \cdot K_{ИН}^3} \right)^{0,25} - 0,04\Gamma^3 \left( \frac{\Gamma^3 \cdot K_{ИН}^3}{K_{аН}} \right) + 23,64$

# 10 Жергілікті құрылымдардың мұнайгаздылығы мен мұнай-газ жиынтығы басым аймақтардың геосұйықтық динамикалық көрсеткіштері

## 10.1. Оңтүстік Каспий ойпаты

Аймақта өнеркәсіптік қорларды ұлғайту және мұнай мен газ өндіру жөніндегі міндеттер іздеу және барлау жұмыстарының тиімділігін едәуір арттыруды талап етеді. Осы іс-шараларға қажетті бірқатар маңызды рөл сенімді теориялық негіздемеден тұратын және сол арқылы болжамдардың шынайылығының жеткілікті жоғары деңгейін қамтамасыз ететін мұнай-газдылығының гидродинамикалық және гидрогеохимиялық өлшемдерін әзірлеуге байланысты болуы мүмкін.

Жүргізілген зерттеулер көрсеткендей, аймақтың мезокайнозой қимасындағы көмірсутектер шоғырларының кеңістіктік орналасуының нақты заңдылықтарымен үйлескен ерекше гидродинамикалық және гидрогеохимиялық жағдай мұнай мен газдың бар-жоғын ғана емес, сондай-ақ шоғырлардың ықтимал түрі мен олардың қорларының көлемі туралы толық негізделген тұжырымдамалар үшін геосұйықтық динамикалық көрсеткіштер бойынша болжауға жеткілікті алғышарттар жасайды.

Оңтүстік Каспий ойпаты шегінде мұнай-газдылық геосұйықтық динамикалық көрсеткіштерін пайдалану мүмкіндігінің теориялық негізі – мезокайнозой қимасының коллекторларындағы көмірсутектік қанығуымен түсіндірілетін көмірсутектерді тасымалдайтын қанығу тұнба қимасының терең аралықтарының аз минералданған сілтілік суларды бөгде ығыстырғыш шөгінділерге енгізілуіне қатысты жоғарыда негізделген ережесі болып табылады. Мұнай-газдылық геосұйықтық динамикалық көрсеткіштерінің қолданылуына себепші болатын басқа негізгі жағдай көмірсутек шоғырлары типтерімен байланыста болатын жер асты суларының динамикалық, химиялық сипатын және құрамын қамтитын нақты материалдармен белгіленген ассоциативті байланысы болып табылады.

Жүргізілген зерттеулер аясында шоғырлардың, кен орындарының және көмірсутекті қанықтырудың аймақтық қалыптасу мүмкіндігін анықтайтын негізгі геосұйықтық динамикалық факторы көмірсутекті тасымалдайтын жат гидрокарбонатты-натрийлі судың коллекторлық резервуарларына инъекцияның геологиялық жағдайлары мен механизмдерінің жиынтығымен және тиісінше жер асты суларының сингенетикалық қимасының эмиграциясымен қамтамасыз ету болып табылады. Былайша айтқанда, көмірсутектерді өнеркәсіптік шоғырларға шоғырландыру геосұйықтық динамикалық жүйені жеңілдетуге ықпал ететін геологиялық жағдайда ғана жүзеге асырылуы мүмкін.

Көмірсутекті қанықтыруды анықтаудың жалпы алғышарттары:

- терең гидрокарбонатты-натрийлі суларды түсіру аймағының болуы;
- бір қатпарлау шегінде әр түрлі минералданатын судың бірнеше түрін бірлесіп анықтау. Мұнайдың ірі жиналуы үшін аз минералданған сілтілі сулардың кең таралуы қажет;
- хлорлы кальцийлі тұздықтардың жалпы фонында жергілікті көтерілімдерде аз минералданған гидрокарбонатты-натрийлі дақтарының болуы;

- шоғырлар үстіндегі сазды қақпақтарда эпигенетикалық АЖКҚ-ның тіршілік етуі («басып кіру ореолдары»).

Аймақтың орташа плиоценінің өнімді тұсында парохимияның (жер асты суларының түрі мен минералдануы) мұнай-газдылығымен байланысы мынадай мысалдардан анық көрінеді. Балахан-Сабунчи-Раман, Сурахан, Карачухур, Зых, Құмды о., Зыря, Локбатан, Мұнайлы тас, Оңтүстік және басқа алаңдардың қималарында қатты және сілтілі суларды бөлетін шекаралардың гипсометриялық жағдайы мен олардың қорлары тығыздығының шамасы арасындағы нақты байланыс бар – аталған бөлім өте жоғары гипсометриялық жағдайға ие болатын аудандарда, яғни қиманың көп бөлігінде сілтілі сулардан тұрады, көмірсутектер қорының тығыздығы ең жоғары көрсеткішке ие (8.4, 2, а, 3-суретін қараңыз).

Бір қабаттың немесе горизонттың шегінде ең көп қаныққан аймақтардағы сілтілі<sup>34</sup> ортада (немесе қатты ортада қайталама тұздану коэффициентінің аз мәндеріне сәйкес) судың стратиграфиялық интервалында өте аз минералдану байқалады. Мұндай Апшерон мұнай-газ аймағындағы көрініс негізгі қанығуы Солтүстік қыратқа орайластырылған Балахан-Сабунчи-Раман кен орнында байқалады; құнарлы қабаттың төменгі бөлігінде қорлар Оңтүстік қанаттардың басым қанатымен сипатталатын Локбатан, Бинагадалар мен Бузовна, Маштагалардағы Шығыс қанаттарға шоғырланған; Төменгі Курин мұнай-газ саласында-Кюровдаг және Калмас алаңдарында, бірінші жағдайда тек оңтүстік-батыс қанаты өнімді, ал екінші жағдайда Сангачаль-теңіз антиклинал аймағындағы солтүстік-батыс тектоникалық кесек – Булла к. (Баку топаралы), мұнда жасырын шоғырлар осы құрылымдық желінің барлық көтерілген солтүстік-шығыс қанаттарында орналасқан. ӨҚ және КаС базистік қабаттың шөгінділерінде Апшерон суы 3-5%-экв тең бастапқы сілтілік коэффициенті (немесе қайталама тұздану) мұнайдың ірі қорынан тұратын Жилой к., Мұнайлы тас, Дарвин б., Артем к. сияқты көрші құрылымдардағы бір аттас өнімді аралықтармен салыстыру бойынша екі немесе одан да көп есе төмен. Өнімсіз және әлсіз қаныққан объектілерде судың таралуы мүлдем қарама-қарсы.

Көбінесе бұл аралықтар стратиграфиялық тиіс қимасына қарамастан хлоркальцийлі түрдегі қатты жоғары концентрацияланған тұздықтардың таралуымен сипатталады. Осыған ұқсас құбылыстың мысалы ретінде Зыря кен орындарындағы – кирмакин қабаттарына дейінгі өнімді қалыңдықтың барлық қимасы, Оңтүстік Сурахан және Сабучан қабаты, Құмды к. – Сурахан және Сабучин, Бинагады қабаттары – өнімді қалыңдықтың жоғарғы бөлігі, Карачухур мен Кала-Сурахан қабаты және т.б. келтіруге болады (Ахундов, Мехтиев, Рачинский, 1976 ж.; Минский, 1975 ж.).

<sup>34</sup> Жекелеген жағдайларда (төменде қараңыз) осыған ұқсас құбылыс гидродинамикалық фактор бұзылған жиынтықтарда туындауы мүмкін.

Осылайша, келтірілген деректер арқылы жеке көтерілген көмірсутекті қанығу дәрежесі мен су ортасының химиялық қаптамасы арасындағы нақты байланыс белгіленеді. Бұл тәуелділіктің



кең өңірлік сипатын айқын растау ретінде жалпы Апшерон мұнай-газ саласы бойынша көмірсутектер қорының 90%-дан астамы сілтілі компоненті өте үлкен болатын сілтілі сулармен немесе қатты қыртыстық қоспалармен байланыста болуы мүмкін («ауыспалы» сулар деп аталады) (Рачинский, 1970 ж.).

Белгіленген жағдай 10.1-кестеде келтірілген материалдармен дәйектеледі, онда Апшерон түбегінің кен орындары бойынша жергілікті құрылымдардың қимасында мұнай қорларын сілтілі сулармен қанығу деңгейімен салыстыруда кеңістіктік бөлу туралы мәліметтер келтірілген.

10.1-кестесінен көрініп тұрғандай, жеке алаңдардың қимасында көмірсутектердің негізгі массасы гидрокарбонатты-натрийлі<sup>35</sup> судың таралуымен сипатталатын және көптеген аудандарда мұнай қабатының қуаттарының жартысынан азын құрайтын проактивті қалыңдықтың 500 метрлік базистік аралығына ұштастырылған объектілерде шоғырланады. Көрсетілген интервалдағы қорлардың үлесі салыстырмалы түрде төмен болса (Балахан-Сабунчи-Раман, Сурахан, Бибиэлбат), яғни қорлар қима бойынша біркелкі бөлінген, осы алаңдардағы кермек сулардың сілтілі суларға өту шекарасы көбінесе ең жоғары стратиграфиялық және гипсометриялық жағдайға ие болады – қиманың басым бөлігі сілтілі сулармен қамтылған, сол арқылы барлық басқа жағдайлардағы сияқты мұнаймен қанығудың жер асты суларының химикалық жалпы заңды байланысын көрсетеді.

Сондай-ақ сілтілі сулармен айналысатын аралық қуатының (мұнай қабатының қуатынан %) ұлғаю тенденциясы, сәйкесінше, ондағы мұнай қорларында қатпарлықтың аймақтық жүктелу бағытындағы қатынасы өзіне назар аудартады. Мұндай көрініс, атап айтқанда, Балахан – Құмды және Бузовна, Зырянның антиклинальды аймақтарында байқалады, онда Сурахан, Карачухур және Кала алаңдарында қатты қыртыстық қоспалармен қаныққан қималар аралықтарында көмірсутектердің едәуір қоры топтастырылған. Аталған байланысты негізінен осы алаңдарда сұйық мұнайдың күшті тік ағындарының салдары ретінде түсіндіреміз.

---

<sup>35</sup> Сілтілі құраушысы жеткілікті түрде үлкен болатын өнімді қалыңдық ҚҚ қорының 90% сілтілі сулармен немесе қыртыстық толқындық қоспалармен байланысы туралы ереже 7.1-кестеде келтірілген деректерге қайшы келмейді, өйткені оны қарау кезінде екі жағынан бір ғана белгілі бір шығу тегінен тұратын шекарада – седиментогенді сингенетикалық өнімді қалыңдықта немесе төменгі жағынан енгізілген сілтілі судың болуын ескеру қажет. Басқаша айтқанда, оның мұнайға қанығуы жағдайында өнімді қалыңдықтағы барлық сулар сингенетикалық және келген агенттердің қандай да бір арақатынасындағы қоспалар болып табылады әрі осы мағынада өту шегін жоғарыда сілтілі сулардың болуы таза химиялық себептермен қиманың осы аралықтарында жатқан қыртыстық қоспалардың гидрохимиялық типінің өзгеруіне әкелдірмейтін аймақ ретінде қарастыру керек.

**10.1-кесте.** Көмірсутектердің концентрациясы арқылы кен орындарының тік қимасындағы сілтілі сулардың жылжу жағдайларын салыстыру.

Алаң	Мұнайлы қабат, м	Кермек сулардың сілтілі суларға өту шекарасының тереңдігі, м	Өнімді қалыңдықтың табанынан өту шегінің қашықтығы, м	Сілтілі суларға толыққан аралық қуатының мұнай қабатының қуатына қатынасы, %	Кен орнының жалпы қорларынан алғанда сілтілі сулармен қаныққан қима аралығындағы мұнай қоры, %	Өнімді қалыңдықтың табанына қатысты қуаты 500 мвт аралықтағы мұнай қоры, кен орны жалпы қорының %	Мұнай қабатының қуатынан 500 м аралықтың үлесі, %
Балахан-Сабунчи-Раман	1,700	750	1125	66	65	35	30
Сурахан	1,800	1,600	980	54	55	33	28
Карачухур	1,700	1,950	960	57	64	55	30
Зых	1,400	2,400	1,028	73	94	82	36
Құмды о.	1700	2,250	1,211	71	73	41	30
Бузовны-Маштаги	800	1,500	550	69	98	98	63
Кала	1,800	1,000	1,200	67	65	46	28
Зыря	950	4,100	900	95	96	90	52
Бибизейбат	1,900	1,050	996	52	55	27	26
Локбатан	1,000	1,350	900	90	68	75	50

**10.2-кесте.** Апшерон түбегі мен Апшерон топаралы кен орындарының газконденсатты және мұнай кен орындарының жер асты сулары сипаттамаларын салыстыру.

Аймақ	Кен орны	Қабат	Газконденсатты шоғырлар				Мұнай шоғырлары			
			A, %- экв.	S <sub>2</sub> , %- экв.	$\Sigma_{a+k}$ мг – экв.	RCOO', % жалпы сілтілікке қатысты	A, %- экв.	S <sub>2</sub> , %- экв.	$\Sigma_{a+k}$ мг – экв.	RCOO', % жалпы сілтілікке қатысты
Шығыс Апшерон	Зыря	МКГ ҚҚ ӨҚ	- 11.8	10.8	359.8	- 15.0				
			24.6	-	91.6	20.0				
	Кала	МКГ ҚҚ ӨҚ					- 39.1	1.5	198.9	12.0
							41.8	-	61.4	3.3
									50.5	3.2
Оңтүстік-батыс Апшерон	Карадаг	«үзіліс» қабаты МӨҚ ӨҚ	9.4	-	45.4	30.0				
			5.1	-	81.8	55.0				
			19.0	-	71.4	57.7				
	Локбатан (оңтүстік қанаты)	ӨҚ	13.2	-	48.4	47.0				
	Локбатан-Пута	«үзіліс» қабаты МӨҚ ПК					45.2	-	70.2	6.4
							36.4	-	57.0	5.6
							23.3	-	63.0	14.5
Апшерон топаралы	Оңтүстік	«үзіліс» қабаты МӨҚ ҚҚ ӨҚ	3.5	3.0	233.0	33.0				
			7.0	-	160.0	30.0				
	Мұнайлы тас	«үзіліс» қабаты МӨҚ ҚҚ ӨҚ	17.0	-	120.0	25.0				
					48.8	18.0				
						11.9	-	114.2	11.0	
						14.4	-	46.8	10.0	
						25.1	-	52.2	2.0	
						32.4	-	48.0	7.2	

Аймақтық жүктелу бойынша гипсометриялық төмен орналасқан құрылымдарда мұнайдың тік ағындарының ең жақсы жабылуына және аз орналасуына байланысты және, тиісінше, бұл үдерістің шоғырларды қалыптастырудағы рөлі айтарлықтай аз болды, бұл сілтілі сулармен мұнайдың басым ассоциациялық негізгі қорларын анықтады.

Келтірілген мысалдар қиманың мұнай-газға қанықтығының сілтілі сулардан тұратын функциясы мен салдары болып табылады. Бұл ерекшелік жергілікті құрылымдардың қималарындағы сілтілі сулардың болуын таза күйінде де, қатты қыртыстық қоспалардың құрамында да, ықтимал көмірсутекті қанығу индикаторлары ретінде де қарастыруға мүмкіндік береді.

Жоғарыда қарастырылған факторлар өнімді қалыңдықтың жергілікті құрылымдары қималарының көмірсутекті қанығуының сапалық (жанама) белгілері ретінде пайдалануға болады. Болжанатын шоғырлардың түрін ескере отырып, көмірсутектердің шоғырлануының болуын болжауға мүмкіндік беретін неғұрлым нақты (сандық) гидрохимиялық көрсеткіштерді өндіру үшін мұнай, газ (газ конденсаты) шоғырлары мен өнімсіз аралықтар суларының ерекше белгілерін алдын ала анықтау керек.

Мұнай және газконденсатты шоғырлардың химиялық қыртыстық суларының салыстырмалы нәтижелері бойынша аймақтың өнімді қалыңдығының құрамы мынадай көрініс (Мехтиев, Рачинский, Палаудин, 1970 ж.) береді: көбінесе мұнай шоғырларынан тұратын көрші алаңдардағы бір аттас жиектердің суларымен салыстырғанда газконденсатты шоғырлардың қыртыстық сұлбалы сулары минералдандырылған және төмен сілтілігімен (немесе кермек су ортасындағы екінші тұздылық коэффициенттерінің аса жоғары мәндерімен) сипатталады (10.2-10.4-кесте). Мысалы, Апшерон мұнай-газды салада (10.2-кесте) Зыря а. ҚҚ және ӨҚ қабаттарының газконденсатты шоғырларының сұлбалық суларының жалпы минералдануы тиісінше 91,6 және 58,6 мг-экв, ал бастапқы сілтілік коэффициенттері – 5-12 және 16-24, 6%-экв құрайды. Жақын орналасқан Кала а. ҚҚ және ӨҚ қабаттарында мұнай шоғыры бар және қыртыстық сулардың минералдануы орташа алғанда, 39 және 42%-экв бірінші жібектілік коэффициенттеріне қатысты тиісінше 61,4 және 50,5 мт. экв құрайды.

**10.3-кесте.** Жер асты суларының жергілікті көтерілімдерді базалық қанықтыру сипатындағы минералдануы (Батыс Апшерон, Джейранкечмес депрессиясы, Баку топаралы, Төменгі Курин депрессияның солтүстік-шығыс бөлігі).

Шоғыр түрі	Минералдану, мг-экв			
	V гор.	VII тау.	VIII тау. (НКП <sub>св</sub> )	ӨҚ қабаты
Мұнай	35.8	35.3	–	–
Газконденсатты	60.3	73.0	52.4	51.4
Өнімсіз	65.0	83.2	–	68.9

Осыған ұқсас көрініс Карадаг а. МӨҚ газконденсатты шоғырының қыртыстық суларын (жалпы минералдануы 81,8 мг-экв, бастапқы сілтілік коэффициенті 5,1%-экв) және жақын орналасқан Локбатан алаңында аттас объектінің мұнай шоғырын салыстыруда байқалады, мұнда осы көрсеткіштер 50,0 мг-экв және 36%-экв (10.2-кестені қараңыз) құрайды. Аталған ауданда Локбатан а. ӨҚ қабатының газконденсат шоғыры (Оңтүстік Қанат) 48,4 м-экв минералдануы және бастапқы сілтілік коэффициенті 13,2%-экв, ал көрші алаңда Ясамаль алқабындағы

мұнайға қаныққан ӨҚ қабаты бойынша судың минералдануы 63,0 мг-экв, бастапқы сілтілік коэффициенті 23%-экв. құрайды.

ӨҚ қабаттары бойынша Апшерон топаралында газконденсатты шоғыр сұлбалы суларының Оңтүстік минералдануы орташа 48,8 мг-экв, ал бастапқы сілтілік 17%-экв құрайды. Мұнайлы тас аталған ӨҚ қабатында мұнай шоғырынан тұратын және қабаттық сулардың минералдануы (50,0 мг-экв) кезінде бастапқы сілтілік 32%-экв құрайды.

Батыс Апшерон, Оңтүстік-Шығыс Қобыстан (Джейранкечмес депрессиясы), Баку топаралының және Төменгі Курин депрессиясының солтүстік-шығыс бөлігінің аудандары бойынша нақты деректер газконденсатты шоғырлардың және осы аудандардың қыртыстық сулары сол ерекше белгілермен сипатталатынын көрсетеді (10.3-кестені қараңыз).

10.3-кестеде осы аудандардағы тұтқыштардың фазалық қанығу сипатындағы қыртыстық сулардың минералдануы туралы мәліметтер келтірілген (орташа мәндер). Кестеден көрініп тұрғандай, қиманың барлық стратиграфиялық аралықтарында газ бен конденсаттың жиналуына ілеспе қыртыстық сулар аттас нысандардың мұнай шоғырымен жанасатын сулармен салыстырғанда анағұрлым минералдандырылған, ал өнімсіз тұтқыштардың сулары жалпы минералдану шамасы бойынша газконденсатты шоғырлардың суларынан асып түседі.

Зоконденсатты шоғырлардың суларымен салыстырғанда өнімсіз тұтқыштардың суы аз сілтілі, бірқатар жағдайларда олардың минералдану дәрежесі қатаң сипатқа ие (V горизонты Дксанный-теңіз, VII горизонты Аляты-теңіз) және жоғары болып келеді (10.4-кесте).

Көмірсутекті қанығу болмаған шарттарда қыртыстық сулардың сілтілігі мен минералдануының күрт төмендеуі ерекше маңызды болып табылады, өйткені жоғарыда сипатталған мұнай-газдылық жер асты суларының динамикасымен байланысының механизмін растайды.

Көмірсутек шоғырларының болжамды типтерінің гидрохимиялық көрсеткіштері бойынша айырмашылықтар қыртыстық сулардың сілтілік шамаларымен және жалпы минералдануымен қатар таралуы мұнай және газ кендерімен байланысатын суларда әр түрлі болып келетін органикалық қышқылдардың еритін тұздарына жатады (10.5-кесте).

1964 жылы Зыря газконденсатты кен орнының қыртыстық суларын зерттеу кезінде органикалық қышқылдардың (Мехтиев, Ахундов, Рачинский, 1970 ж.) еритін тұздарының жоғары құрамы анықталды. Бұл мәселені одан әрі зерттеу аталған сипаттың Өзірбайжанның барлық газконденсат кен орындарының қыртыстық суларына тән болып табылатынын көрсетті. Газ бен конденсатқа ілеспе сулардағы органикалық қышқылдардың құрамы (жалпы сілтілікке қатысты%) көп жағдайда 25%-дан асып, жеке жағдайларда 70%-ға жетеді, ал мұнай шоғырларының суларында ол үнемі 15%-дан кем екені анықталды. Сипатталған құбылыс газконденсатты шоғырлардың айрықша ерекшелігі болып табылады және іздеу белгілерінің бірі бола алады.

Соңғы онжылдықта үлкен тереңдіктегі мұнай мен газдың бірқатар ірі өнеркәсіптік жиындары ашылды және олардан сульфаттардың тұрақты мөлшерін құрайтын су ағыны алынды. Бұл оларды көмірсутек қанығуының әрекетін сипаттайтын терең жер қойнауының объективті гидрохимиялық параметрінің сапасын қарастыру мүмкіндігін анықтайды (Рачинский, 1973 ж.; Рачинский және Алиев, 1973 ж.).

Анықтау критерийі ретінде сульфат-ион негізінен көмірсутектерді ілестіріп жүрген сілтілі суларды енгізу үдерісіне қатысты (1973 ж.) бұрын орын алған жерде өзінің қатысуын көрсететін көрсеткіш ретінде пайдаланылуы мүмкін. Басқаша айтқанда, қыртыстық суларда сульфаттардың анықталуы геологиялық жағдайды көмірсутектерді шоғырландыру және мұнай мен газ шоғырларын қалыптастыру үшін қолайлы жағдай ретінде сипаттайды.

10.4-кесте. Жергілікті көтерілім бойынша фазалық қанығу функциясындағы жер асты суларының сипаттамасы.

Горизонт, қабат	Алаң	Ұңғыма нөмірі	Шоғыр түрі	Бастапқы сілтілік коэффициенті (А), %-экв		Минер алдану, мг-экв.	RCOO	
				Талда нғаны	Орташа		мг – экв.	% жалпы сілтілік
V	Дксанный-құрлық	43	газконденсатты	11.0	6.2	80.0	1.3	23.6
	Дашгиль	47	»	1.4	–	40.6	0.3	30.0
	Карадаг	41	мұнай	27.4	–	35.8	0.3	5.7
	Дксанный-теңіз	12	өнімсіз	2.7	–	65.0	–	–
VII	Карадаг	215	газконденсатты	6.8		46.4	0.8	36.3
	Пирсагат	84	»	12.8		63.8	1.8	41.0
	Дксанный -құрлық	63	»	14.2	11.3	84.0	1.3	20.0
	Дашгиль	28	мұнай	22.4		50.0	0.2	3.3
	Дксанный теңіз	30	»	15.1		54.2	0.3	7.3
	Сангачалы-теңіз	7	»	3.9	18.7	70.6	0.2	10.5
	Дксанный-теңіз	3	өнімсіз	5.8		77.6	0.2	6.4
	Дашгиль	43	»	7.0		71.0	0.2	6.9
	Аляты-теңіз	4	»	0.4	4.3	113.4	0.2	11.1
ӨҚ	Карадаг	300	газконденсатты	8.1	–	51.4	4.4	97.7
	Котурдаг	57	өнімсіз	2.2	–	112.0	–	–

**10.5-кесте.** Мұнай және газконденсатты кен шоғырларының жер асты суларында органикалық қышқылдардың еритін тұздарын бөлу.

Кен орны	Горизонт, қабат	Шоғыр түрі	RCOO <sup>-</sup> , мг-экв		HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> + CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> + RCOO <sup>-</sup> + NH <sub>4</sub> O <sub>7</sub> <sup>-</sup>		RCOO <sup>-</sup> , % RCOO <sup>-</sup> , % Жалпы сілтілікке қатысты	
			басы	аяғы	басы	аяғы	басы	аяғы
Балахан-	ӨҚ <sub>в</sub>	Мұнай	0.6	2.4	13.9	17.8	4.3	13.4
Сабунчи-Раман	ӨҚ <sub>н</sub>	»	0.1	1.9	10.6	16.9	0.9	11.3
Сурахан	ӨҚ <sub>1</sub>	»	0.1	2.5	9.7	16.8	1.0	15.0
Зых	ӨҚ <sub>4</sub>	»	–	0.1	6.5	6.6	–	1.5
Кала	ӨҚ	»	–	0.4	13.0	11.9	–	3.4
Бузовны	ӨҚ	»	–	0.7	10.4	8.0		8.7
Маштаги	ӨҚ	»	0.3	0.8	9.2	10.3	3.2	7.7
Чахнагляр	ӨҚ	»	–	1.9	3.1	10.3	1.2	9.7
Сулутепе	ӨҚ	»	0.3	0.9	8.6	7.2	3.5	12.5
Құмды к.	ӨҚ <sub>в</sub>	»	0.2	0.4	7.7	7.0	2.6	5.7
Зыря	ӨҚ <sub>в</sub> ӨҚ <sub>н</sub>	Газ конденсатты	0.8	1.6	7.2	5.6	11.1	28.5
			0.5	1.3	6.5	6.6	7.7	23.2
Локбатан (оңтүстік қанаты)	ӨҚ	»	0.6	3.9	8.7	6.7	16.0	58.0
Карадаг	ӨҚ	»	1.8	2.2	3.9	3.8	46.1	57.9
Дксанный	V	»	0.5	1.3	4.2	3.4	12.0	38.0
Дашгиль	VII	»	0.4	0.7	2.6	3.4	15.4	20.6
Карадаг	VII	»	0.3	1.5	21.2	3.6	14.3	41.0
Калмас	I	»	0.1	0.8	0.4	1.1	25.0	72.7

*Ескерту.* min HCO<sub>3</sub> + CO<sub>3</sub> + RCOO + NH<sub>4</sub>O<sub>7</sub> графасында аталған талдау бойынша min RCOO сәйкес мөндер келтірілген.

Өнімді қалыңдықтағы қыртыстық қоспалардағы SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> құрамы сілтілі компоненттердің үлестік қатысуымен анықталады (өзге де тең жағдайларда), онда судың сульфаттылығы мен мұнай-газдылығының арасындағы байланыс су ортасының сілтілік шамасымен реттелетін жанама сипатқа ие. Бұл тұрғыда Баку топаралының ауданы өте көрнекі. Мысалы, Сангачалы-теңіз кен орнының оңтүстік-батыс қанатында VII горизонтта шоғыр жоқ және 2081-3058 м тереңдіктен (7 ұңғ.) құрамында бірінші сілтілік коэффициенті 3,9%-экв болатын 0,3 мг-экв SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> тұрады. VII горизонтта мұнай шоғырынан тұратын осы алаңның солтүстік-шығыс қанатында сулардағы сульфат-ион концентрациясы сілтілігі шамамен 15%- экв болатын 3200-3300 м 3,0-3,2 мг-экв тереңдікке жетеді.

Оңтүстік-шығысқа қарай көршілес Дксанный-теңіз алаңдарында өнімсіз оңтүстік-батыс Қанаттың горизонтына сульфаттардың мөлшері 0,1 мг-экв құрайды, ал сілтілік 5,8%-экв (3 ұңғ.)

мұнайға қаныққан басқа қанатта бұл көрсеткіштер тиісінше 2,2 мг-экв және 15,1%-экв тең (30 ұңғ.) және т.с.с.

Сонымен қатар мұнай шоғырын жуатын сулармен және сол гипсометриялық белгілерде жатқан өнімсіз аралықтардың суларымен салыстырғанда, газ конденсатты жинақтармен жанасатын сулардағы сульфаттар құрамының жоғарылау тенденциясының болуы да өте тән. Сонымен, Карадаг алаңының VII горизонтының газконденсатты шоғырында сұлбалы аймақтың қыртыстық суларындағы  $SO_4^{2-}$  құрамы орташа 4,1 мг-экв, ал сол горизонтта Дксанный-теңіз құрамында мұнай шоғырынан тұратын сульфаттардың концентрациясы шамамен 2 есе аз және 2,2 мг-экв және т.б. құрайды.

Мұнай-газға қанығу шарттары бойынша салыстырмалы түрде ұқсас сипатталатын жеке антиклиналдық аймақтарға қатысты – сілтілі сулардың қоспасына енгізілген кеңістіктік көлем бірлігіндегі көмірсутектер қорларының шамамен әрбір алаңда бірдей шамасымен, өңірлік жоспарда таза сапалық сипатынан тұратын қыртыстық сулардағы сульфаттардың құрамы мен мұнай-газдылығының арасындағы өзара байланысты сандық бағалауға мүмкіндік береді. Бұл Баку топаралының аудандары бойынша жоғарыда келтірілген деректерге сәйкес болуы керек. Бұл нақты жағдайда қыртыстық сулардағы  $SO_4^{2-}$  концентрацияларындағы 1,0 мг-экв-дан аз мөлшерде бастапқы сілтілік коэффициенті 8-10%-экв-ға дейін көрсеткішті беретін аталған нысандарды өнімсіз деп бағалауға негіз береді.

Жоғарыда келтірілген мәліметтерді ескере отырып, судың сульфаттылығы мен олардың сілтілігі және мұнай-газға қанықтығы арасындағы өзара байланыс тұтқыштарда көмірсутектердің болмау себептерін анықтауға мүмкіндік береді. Егер қыртыстық сулар құрамында сульфаттар болмаса немесе олардың осы тереңдіктегі құрамы 2.12-суретте келтірілген деректерден едәуір аз болса, онда бұл шарт судың аз сілтілігі (А) немесе судың кермектілік сипатына сәйкес геологиялық тұрғыда аталған тұтқыштың ешқашан көмірсутектермен қанықпағанын айғақтайды.

Өзге жағдайда су ортасында гидравликалық фактормен бұзылған көмірсутектің шоғырлануы байқалады. Көбінесе мұндай тұтқыштардағы қыртыстық сулар сульфаттармен байытылған, олардың сілтілігі өзінің шоғырларын сақтап қалған көршілес алаңдарға қарағанда біршама жоғары (екінші ретті тұздылығы кермек су ортасында айтарлықтай төмен). Мұндай құбылыс шоғырларды қалыптастыру кезінде тұтқышқа түсетін көмірсутектер саны жер асты суларын тасымалдайтын көлемдермен өлшенбейтіндігімен және судың пайдасына қатысты динамикалық тепе-теңдіктің бұзылуы мұнайдың тұтқыштан шайылуына әкеп соқтыруымен түсіндіріледі.

Сақталмаған шоғырлардың мысалы ретінде Дашгиль ауданының солтүстік қанатының VII горизонтын, ӨҚ қабатының Оңтүстік-шығыс периклинали мен Котурдаг ауданының оңтүстік-батыс қанатын және т.б. келтіруге болады. Осыған ұқсас жағдай Апшерон мұнай-газ саласында Фатьмаи-Зых антиклиналды аймақ құрылымдары оңтүстік-батыс қанаттарындағы өнімді қалыңдықтың төменгі бөлігінде байқалады, онда жоғары кедергілер осындай өнімді нысандар деңгейінде болатын қыртыстық сулардың жоғары сілтілігімен үйлеседі. Бұл жерде судың құрамында сульфаттар жоқ, бірақ бұл олардың сақталу мүмкіндігін қамтамасыз ететін жағдайлардың болмауымен түсіндіріледі: негізінен салыстырмалы түрде аз тереңдіктермен және биогенді сульфат редукцияның қарқынды жүрісімен сипатталады.

2.12-суретте көрсетілгендей, кейде өнімді емес нысандардың және тектоникалық кесектердің қыртыстық суларының сульфаттылығы өте жоғары болады, сонымен қатар мұнай жиналуымен, газ бен конденсат тыңайған жерлерімен байланысатын судың сульфаттылық деңгейіне жетеді. Бірінші жағдайда  $SO_4^{2-}$  жоғары құрамы жоғары сілтілікпен және қыртыстық сулардың аз минералдануымен қатар жүреді, бұл көмірсутекті жинақтаудың гидравликалық факторының әсерінен бұзылуы болып саналады. Екінші жағдайда судың аз сілтілігімен (кермектілігімен)



және салыстырмалы шоғырлануымен ұштасқан жоғары сульфаттылығы – сульфаттан тұратын сілтілі сулардың және көмірсутектердің аз түсуімен және осы себеппен шоғырдың қалыптасу үдерістерінің аяқталмауымен түсіндіріледі. Көбінесе бұл жағдайда сыналған нысандар жоғарыда көрсетілгеніндей (өзге де ұқсас жағдайларда), су ортасында  $SO_4^{2-}$  консервациялауды негіздейтін өте шектеулі (өнеркәсіптік емес) газға қанығумен сипатталады.

Жоғарыда келтірілгендердің негізінде барлау кезінде қолайлы көрсеткіш ретінде қыртыстық суларда сульфаттардың жоқтығы туралы бұрын болған түсініктерді қайта қарау және іздеудің оң критерийі ретінде су ортасының құрамында  $SO_4$  ионының пайда болуын қарастыру қажеттігі айқындалады. Басқа шарттар  $SO_4$  ионының максималды құрамы басым газ жиналудың аймақтарына тән орындалады.

Өнімді қалыңдығы бойынша қыртыстық сулардың сипаттамасына сәйкес материалдарды жалпылау нәтижелері келесі қорытындыларға негіз береді:

- өнімді қалыңдық бойынша көмірсутекті қанықтыру әрдайым таза күйдегі гидрокарбонатты-натрийлі сулардың немесе олардың қатты қоспаларының болуына байланысты;
- көбінесе мұнай шоғырларының жиынтығымен салыстырғанда газконденсатты шоғырлардың қыртыстық сулары минералдандырылған, төмен сілтілігі бойынша (немесе кермек су ортасында екінші тұздылықтың жоғары мәндері бойынша) органикалық қышқылдар мен сульфаттардың еритін тұздарының жоғары болуымен сипатталады;
- газконденсатты кен шоғырларының қыртыстық суларымен салыстырғанда өнімсіз нысандардың суы анағұрлым минералдандырылған, бастапқы төмен сілтілікке қатысты сульфаттар мен органикалық компоненттердің болмауымен сипатталады;
- құрамында газ конденсаты бар және гидрокарбонатты-натрийлі сулармен қаныққан өнімді қалыңдықтың қимасы бөлігінде бастапқы сілтілік коэффициенттері көбінесе 23%-эkv аспайды, мұнай шоғыры осы көрсеткіштің шамамен 25%-эkv және одан жоғары мәндерімен сипатталады. Өнімсіз нысандардың сулары бастапқы сілтіліктің ең төменгі мәніне (3-5%-эkv) ие болады, ал бірқатар жағдайларда бұл аралықтар тіпті кермек сулармен қанықтырылады;
- көбінесе бастапқы сілтілік ең жоғары мәнге (40-50%-эkv) ие болатын су мұнай шоғырына ілесе алады;
- газконденсатты шоғырлардың суларында жалпы сілтілік құрамындағы органикалық қышқылдардың еритін тұздарындағы пайыздық құрамы әрдайым 25%-дан жоғары, ал мұнайда ол айтарлықтай аз (3-10%) мәнге ие болады.

Аталған ерекшеліктер аймақтық сипатқа ие және нақты деректер көрсеткендей, Батыс Түрікменстанның қызыл түсті қабатындағы шөгінділерде кездеседі (Курбанмурадов, 1963 ж.).

Жоғарыда қарастырылған критерийлерді салыстыру әдісін пайдалану кезінде нақты құрылымдардың геологиялық жағдайларында қолдану неғұрлым тиімді. Бұл әдісте барлау және оған жақын антиклиналдық аймақтың шегінде аймақтық көтерілу бойынша жоғары орналасқан, белгіленген өнеркәсіптік мұнай-газдылықтан тұратын құрылымдардың гидрохимиялық қималары салыстырылады. Егер барлау құрылымының бір аттас горизонттарында қыртыстық сулардың минералдануы жоғары және сілтілік (а) көршілес мұнайға қаныққан тұздылықта (екінші реттік тұздылық 5-10%-эkv жоғары) 1,5-2 есе аз болса, онда суда еритін тұздардың органикалық қышқылдардың (жалпы сілтіліктен 25% жоғары) және сульфаттардың жоғары болуы жағдайында ашылған аралықта газ бен конденсаттың жиналуын болжауға барлық негіздер бар. Гидрокарбонатты-натрийлі су ортасында бастапқы сілтілік коэффициентінің мәні осы нысанда мұнай шоғырларының болуы ықтималдығын көрсетеді.

Жеке жергілікті көтерілімдер шегінде шоғырлардың түрін болжаумен байланысты жағдайды атап өтуге болады. Өңірлік аймақтарды бөлудің гидрогеологиялық және гидрохимиялық

критерийлерін басым түрде мұнай және газ жинақтауды қарастыру аса маңызды болып табылады.

Сапалық тұрғыда өңірлік аймақтарға қатысты көрсетілген өлшемдер жергілікті құрылымдардағы сияқты сипатқа ие болады, яғни басым газ жиналу аймақтары жалпы қыртыстық сулардың минералдануымен және сілтілік құрамдас су қабаттық қоспаларына қатысудың төмен үлесімен сипатталады (Мұнай жиналуының басым аймақтарында көрініс сәйкесінше кері болады). Осы аймақтардың жергілікті өнеркәсіптік қаныққан құрылымдары шегінде қыртыстық сулар жоғары сульфаттылықпен және органикалық қышқылдардың (нафтендік) елеулі мөлшерінің болуымен сипатталатын болады.

Гидрогеологиялық тұрғыдан басым газ жиналу аймағының жергілікті құрылымдардың тік бөлінісінде сілтілі сулардың әлсіз қозғалуына себепші болатын іркілген гидродинамикалық жағдайлармен салыстырмалы түрде сипатталуы тиіс. Қажетті алғышарттар жыныстардың дислокациялануы, сұйықтықтардың тік жүктемесіне арналған ошақтарды тудыратын елеулі дизъюнктивтік бұзылыстардың болмауы, газконденсатты жинақтарды сақтау үшін жағдай жасайды.

Аталған критерийлерді өнімді қалыңдықта практикалық қолдану мүмкіндігінің нақты дәлелі оның қыртыстық сулардың минералдануын аймақтық жүктеу бағытындағы өсуі, олардың сілтілігін азайту, органикалық (нафтенді) қышқылдар мен иондардың еритін тұздары құрамының  $SO_4$  ұлғаюы болып табылады, бұл негізгі заңдылықпен – мұнай шоғырларының аталған бағытта газ-мұнай шоғырларына және одан әрі газконденсатты газға ауысуын негіздейтін газға қанықтығының ұлғаюымен сәйкес келеді.

Жоғарыда қарастырылған көмірсутек шоғырларының болуын және шоғырлардың түрлерін болжауға, сонымен бірге гидрохимиялық критерийлермен қатар жүргізілген зерттеулер аясында құрылымдық тұтқыштармен жинақталған көмірсутектердің көлемін (қорларын) сандық бағалауға мүмкіндік беретін іздеу жұмыстары практикасына және гидрогеологиялық (гидродинамикалық) көрсеткіштер кешенін енгізуді ұсынуға болады. Мұндай бағалаулардың негізіне алтыншы тарауда сипатталған көмірсутектер қорының тығыздығы, құрылымдардың тектоникалық құрылымы ерекшеліктерінің көрсеткіштері –  $d_i$ ,  $K_{ин}$  және жер асты суларының серпінділік параметрлері – масштабтың индикаторлары арасындағы корреляциялық байланыстар алынуы мүмкін –  $h_a, \Gamma, K_{ан}$  және т.б. жергілікті көтерілген қималарда сілтілік суларды енгізу (8.4, 8.7, 8.9-суреттерін қараңыз). Бастапқы барлау ұңғымаларының деректері бойынша анықталатын көрсетілген параметрлердің мәндері қатпарлардың мөлшерін сипаттайтын геофизикалық материалдарды есепке ала отырып, оларда шоғырланған көмірсутектердің көлемі туралы түсінік бере алады.

Оңтүстік Каспий ойпатының өнімді қызыл түсті қалыңдығы бойынша көмірсутекті қанығудың гидрогеологиялық және гидрохимиялық критерийлерінің кешені 11.3-кестеде келтірілген.

Осыған байланысты қазіргі уақытта палеоген-миоценды және мезозой кешендерінде табиғи газдың өнеркәсіптік жиналуы анықталған жоқ, бұл кезеңде осындай түрдегі шоғырмен байланысатын жер асты суларының ерекшелігін нақты анықтау мүмкін емес. Сондықтан төменде қарастырылатын гидрогеологиялық және гидрохимиялық критерийлерді көрсетілген стратиграфиялық аралықтар үшін белгілі шамада болжамды деп санаған жөн.

Солтүстік және оңтүстік-батыс Қобыстанның палеоген-миоценды шөгінділерінде, стратиграфиялық бөлімшелердің жоғары ажыратылуымен, интенсивті лайлы жанартаулық қызметтің жергілікті құрылымдарының айтарлықтай тектоникалық бұзылуымен сипатталатын, табиғи газдың ірі жиналуының болу ықтималдығы төмен. Алайда аталған кешеннің оңтүстік-шығыс Қобыстанда және Батыс Апшеронда терең енген аймақтарда газ және газконденсатты шоғырларының болуы мүмкіндігін жоққа шығармайды.

Орташа плиоценде (өнімді қалыңдықта) және палеоген-миоцен шөгінділерінде көмірсутектер шоғырларын қалыптастыру механизмдерінің генетикалық бірлігін ескере отырып, газға қатысты

қолайлы алғышарттар – сұйықтықтарды ұзақ түсіру және гидрокарбонатты-натрийлі немесе сульфатнатрийлі кендерді үстіңгі қабаттан толық оқшаулау жағдайындағы жер асты суларының салыстырмалы аз динамикасы болып табылады. Бірінші жағдайда бастапқы сілтілік коэффициентінің оңтайлы мәндері 1-7%-экв және минералдануы шамамен 60-70 мг-экв минералдануы, екіншісінде 4%--экв дейінгі қайталама тұздану коэффициенті және 70-90 мг-экв минералдануы оңтайлы мәндер болып есептеледі. Бастапқы сілтіліктің өте жоғары мәндері мұнай артатын нысандарды, хлоркальцийлі және хлормагнийлі типтерді, тиісінше өнімсіз және әлсіз газға қанықпаған аралықтарды сипаттайды. Тұтастай алғанда, палеоген-миоценды шөгінділердегі газ жиналу аймақтарын іздестіру кезінде газға қанығудың ықтимал дәлелдері ретінде сілтілі судың таралу аймақтық учаскелерін анықтауға ерекше назар аудару керек.

Мезозой бойынша критерийлердің жеткіліксіз зерттелуі салдары бағалау сипатына ие болады. Алдыңғы тарауларда келтірілгендердің ішінен, көмірсутектер көріністерімен байланысты аз минералданған сілтілі сулардың кең таралуына қарамастан, Ұлы Кавказ мегантиклинорийі Оңтүстік-шығыс жүктеуі бойынша мезозой шөгінділері, өзге де тең жағдайларда, Апшерон және Қобыстан мұнай-газ салаларындағы, сондай-ақ Төменгі Курин ойпатының гравитациялық максимум аймағындағы аттас аралықтарға қарағанда мұнай мен газға салыстырмалы түрде өндіріс келешегі осалдау. Бұл тұжырым аталған аймақтардың біріншісінде өте белсенді гидродинамикалық режиммен және оның жергілікті құрылымдарының жоғары тектоникалық бұзылуымен негізделеді. Осы екі фактор да аймақтың нақты геологиялық жағдайларында шоғырларды сақтауға қабілетсіздігі салдарынан оң нәтиже бермейді. Аталған ауданға қайшы келетін Апшеронның мезозой шөгінділері, Қобыстан және Төменгі Курин ойпаттары үлкен тереңдікте жатыр, төмен орналасқан және жер асты суларының аз ұтқырлығымен анықталған неғұрлым қолайлы гидрогеологиялық жағдайда болады. Бұл мән-жайлар көмірсутек жинақтарын газсыздандырудан және қозғалатын сулардың бұзылуынан оң нәтижелі сақтауды қамтамасыз етеді.

Сілтілі сулардың таралу аймақтарына мұнай-газдылығының генетикалық ұқсастығын ескере отырып, соңғы үш ауданның орташа юра шөгінділері аймақтық тұрғыда тиімді болып саналады.

Аталғанға қайшы жалпы геологиялық алғышарттар кешеніне сәйкес газдылықтың қарастырылған гидрогеологиялық және гидрохимиялық өлшемдерінің есебі келтіріледі, олардың ішіндегі аса маңыздылары (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1972 ж.):

- көмірсутектерді өндіру және тасымалдау үдерістерінің ұзақтығы;
- тұтқыштардың газ ығыстырғыш қабілетін тектоникалық тереңдікке батуына қарай арттыру;
- сұйықтықтардың фазалық айналуының термодинамикалық ерекшеліктері;
- мұнай мен газдың бірыңғай газ фазасында көшу мүмкіндігі;
- газсыздандыру мен бұзылудан шоғырларды қалыптастыру және сақтау бойынша жабатын қақпақтардың рөлі, қатпарлықты аймақтық жүктеу бағытында қақпақ қуаттарының артуы;
- аймақтың тектоникалық даму ерекшеліктері және Оңтүстік Каспий ойпатының сыртқы жиектері мен тиелген учаскелері аймағының тектоникалық құрылымының ерекшеліктері;
- жер қойнауында олардың үлкен қорларының бар екендігін айғақтайтын көмірсутегі газдарының елеулі көлемінің бөлінуін қоса алғандағы лайлы жанартаулыққұбылыстарының кең дамуы;
- қатпарлы дизъюнктивтік дислокацияның әлсіреуі;
- газды (газконденсатты) жинақтардың енгізілген тұтқыштарға заңды ұштасуы және өнімді қабаттардың газға қанығуын аймақтық жүктеу бағытында дәйекті ыңғайластырылуы;

- газды (газконденсатты) жинақтардың таралу аудандарымен аномальды жоғары қабаттық қысымның даму аймақтарының генетикалық байланысы Оңтүстік Каспий ойпатының Батыс бүйірінің мезокайнозой қимасында қондыру алдындағы газ жинақтаудың келесі ықтимал аймақтарын бөліп көрсетуге мүмкіндік береді:



**10.1-сурет.** Оңтүстік Каспий ойпаты (батыс бүйірі), басым газды жинаудың перспективалы аймақтары картасы: 1 – игерудегі мұнай кен орындары; 2 – игерудегі газ-мұнай кен орындары; 3 – игерудегі газ кен орындары; 4 – ЗПГ ӨҚ бойынша; 5 – ЗПГ МЗ бойынша; 6 – ЗПГ Рg-Мп бойынша.

- өнімді қалыңдық бойынша: Оңтүстік Апшерон (Карадаг, Локбатан-теңіз, Бахар, Зыря, Шахдениз, Зевина-Петрова-Апшерон б. құрылымдары) және Баку топаралы (Қобыстан-Курин) (Булла-теңіз, Андреев а., Хамамдаг-теңіз, Свиной к., Персианин а., Камень Игнатия а., Корнилов-Павлов а. (Сабаил), Обливной к., , Кумани а., Погорелая Плита а., Головачев а., Карагедов а., Борисов а., Курин тасы-1, Курин тасы-2, Оңтүстік Курин құрылымдары);

- палеоген-миоцендік шөгінділер бойынша: Оңтүстік-шығыс Қобыстан мен Баку топаралы (Дксанный-құрлық, Дксанный-теңіз құрылымдары) және Курин маңы (Каламалын, Б. Харам, Падар мен стратиграфиялық типтегі шоғырларды анықтауға болатын Төменгі Курин ойпатының гравитациялық максимумы бойынша бүйірлік аймақтары);

- мезозой шөгінділері бойынша: Ұлы Кавказ мегантиклинорийінің Оңтүстік-шығыс жүктемесі (Куркачидагская, Шығыс-Кабандагская, Насоснинская және т.б. құрылымдары) және Қобыстан (Шейтануд көтерілуінен оңтүстікке қарай бағытындағы құрылымдық аймақ) (10.1-сурет) (Дурмишян, Мурадян және Рачинский, 1972 ж.).

## 10.2. Альпілік қатпарлықтың өзге өңірлері

Гидрогеологиялық көрсеткіштерді жинақтау және жүйелеу. Өзге геосинклиналды аймақтар бойынша өнеркәсіптік сутегі молықтыру функциясы ретінде іздестіру барлау тәжірибесіне шоғырлардың фазалық әрекеті бойынша бөлек болжауды жүзеге асыруға мүмкіндік беретін жергілікті құрылымдардың мұнай-газдылығының және мұнай мен газ жиналу аймақтарын бөлу критерийлерінің кешенін ұсынуға (10.6-кесте) және олардың қорларын сандық бағалауға (8.6, 8.8, 8.10-суреттерін қараңыз) мүмкіндік береді.

Тарауда келтірілген материалдар қажетті және жеткілікті фактілер кешені болған жағдайда альпілік геосинклиналды аймақтардың шөгінді қималарында сутегі қанығуын анықтау ықтималдығының объективті жалпы алғышарттары ретінде қарастырылады:

- әлеуетті өнімді резервуарларға сингенетикалық орналасқан седиментогенді жер асты суларын түсіру аймағының міндетті болуы;
- мұнай-газ, жер асты сулары және минералдану, ионды-тұз құрамы және стратиграфиялық тиістілігі бойынша ыдырайтын қоспалары ретінде бағаланатын коллекторлық қалыңдықтар шегінде бірлесіп анықтау;
- төменгі гидрогеологиялық қабаттың жер асты суларының ену ареалдарының тиімділік ықтималдығы жоғары жергілікті көтерілу қимасының жоғарғы аралықтарында болуы;
- көмірсутектердің ықтимал шоғырының үстіндегі сазды жабындарда эпигенетикалық АЖҚҚ болуы («басып кіру ореолдары»).

**10.6-кесте.** Жергілікті құрылымдардың альпілік жылжымалы белдеулер алаптарының мұнай-газдылық гидрогеологиялық көрсеткіштерінің кешені.

Тектоникалық мегаэлемент	Алап	Кен орындарының типтері							
		Мұнай				Газды (газконденсатты)			
		$K_{ин}$	$d_j$	$\Gamma$	$K_{ан}$	$K_{ин}$	$d_j$	$\Gamma$	$K_{ан}$
Тауаралық ойпаттар	Вена	10–22	0.20–0.40	3.20–3.50	1.07–1.20	3–10	0.10–0.20	3.50–3.60	1.20–1.25
	Иравади- Андаман	15–45	0.15–0.40	2.70–4.00	1.30–1.60	10–15	0.10–0.15	4.00–4.50	1.60–1.70
	Лос-Анджелес	5–45	0.17–0.35	3.00–5.50	1.00–1.20	2–5	0.10–0.15	5.50–6.00	1.25–1.30
	Маракаиб	5–18	0.10–0.25	2.75–4.25	1.00–1.20	2–5	0.07–0.10	4.25–4.60	1.20–1.25
	Индоло-Кубан	10–22	0.12–0.30	2.30–3.75	1.22–1.55	5–10	0.05–0.10	3.75–4.00	1.55–1.65
Тау бөктерлі иілімдер	Терск-Каспий	5–17	0.08–0.22	2.75–4.50	1.25–1.55	2–5	0.05–0.08	4.50–5.00	1.55–1.60
	Загрос алды	5–25	–	1.80–3.00	1.00–1.42	2–5	–	3.00–3.25	1.40–1.50

## 10.7-кестенің жалғасы

Тектоникалық мегаэлемент	Алап	Өнімсіз тұтқыштар			
		$K_{ин}$	$d_j$	$\Gamma$	$K_{ан}$
Тауаралық ойпаттар	Вена	<5 и >25	<0.10 и >0.40	<3.15 и >3.60	<1.05 и >1.30
	Иравади-Андаман	<10 и >45	<0.10 и >0.40	<2.70 и >4.50	<1.30 и >1.70
	Лос-Анджелес	<2 и >50	<0.10 и >0.40	<3.00 и >6.00	>1.30
	Маракаиб	<2 и >18	<0.07 и >0.25	<2.70 и >4.60	>1.30
Тау бөктерлі иілімдер	Индоло-Кубан	<5 и >25	<0.05 и >0.30	<2.25 и >4.00	<1.20 и >1.65
	Терск-Каспий	<2 и >17	<0.05 и >0.25	<2.70 и >5.00	<1.20 и >1.65
	Загрос алды	<2 и >30	–	<1.75 и >3.50	>1.50

## **11 Геологиялық барлау жұмыстарын жоспарлау мен жүргізу барысында өңірлік жағдаяттық талдау, ресурстарды концептуалды бағалау және стратегиялық шешімдер қабылдау тәжірибесі (Оңтүстік Каспий алабының мысалында)**

Соңғы жылдары ОҚа-да мұнайдың, газдың және конденсаттың жекелеген ірі кен орындарының ашылуына байланысты әлемдік отын-энергетикалық баланстағы дамушы рөлі біліне бастады. Кейбір зерттеушілердің Парсы шығанағының жетекші өндіруші елдеріне баламасы ретінде геосаяси мұнай-газ аймағына қатысты белгілі бір көзқарастарының жеткілікті негіздемесі болған жоқ. Осыған байланысты оның көмірсутектік әлеуетін объективті бағалау, оның өңірлік және жаһандық ауқымдағы рөлін, орны мен маңызын айқындау, геологиялық барлау үдерісін оңтайландыру қажет.

Аймақтың геологиялық сипаттамасы 1-тарауда келтірілген.

01.01.2006 ж. жағдай бойынша геологиялық-геофизикалық және бұрғылау жұмыстарының әркелкі түрлерімен белгіленген ӨҚ (ҚҚ) ОҚа жергілікті құрылымдар қоры 531 көтерілу, оның ішінде теңізде 274, құрлықта 257 құрайды. Оның ішінде барлауға қатысты – 206; теңізде – 86, құрлықта – 120. 113 кен орындары мен 42 қарқындылығы әр түрлі ҚҚ тармақтарынан тұратын аудандар, оның ішінде теңізде сәйкесінше – 41 және 25, құрлықта – 72 және 17. Ағымдық уақытқа сәйкес теңіз бойынша барлаумен табыстылық коэффициенттері 0,314 және 0,477 құрайды, құрлық бойынша – 0,467 және 0,600, тұтас алап бойынша – 0,388 бен 0,548. Аймақ бойынша барланбаған құрылымдардың жалпы саны – 325 (61,2%), теңізде – 188 (68,6%), құрлықта – 137 (53,3%). Алаптың жеке мемлекеттері бойынша барлау коэффициенті: теңізге қатысты Өзірбайжан – 0,456, Түрікменстан – 0,173, Иран – 0,100, құрлыққа қатысты, тиісінше 0,930; 0,468; 0,042 құрайды. Келтірілген сандардан көрініп тұрғандай, жалпы алғанда ОҚа-да ең аз зерттелген оның акваториялық бөлігі болып табылады, дәл осы жерде мұнай, газ және конденсатты жаңа кен орындардың ашылуын жоспарлауға болады.

1850 ж. ортасынан бастап 2006 ж. дейінгі мерзім бойынша ӨҚ (ҚҚ) аймағынан (Өзірбайжан және Түрікменстан; алаптың ирандық бөлігіндебарлау өндірілмейді) мұнай эквивалентіне (м.э.) қатысты 2,63 млрд.т көмірсутек өндірілді, оның ішінде 1,87 млрд.т мұнай, 40,4 млн. т конденсат, 719,19 млрд.м<sup>3</sup> бос және мұнай («ілеспе») газы (Бұл сандар Өзірбайжанмен Түрікменстанға қатысты; алаптың ирандық бөлігінде барлау жүргізілмейді).

ОҚа мемлекеттері – Өзірбайжан, Түрікменстан, Иран және мұнда жұмыс істейтін ұлттық мұнай компаниялары мен халықаралық мұнай-газ корпорациялары жақын және орта мерзімді перспективада өңірде әлемдік маңызы бар мұнай-газ өндіру саласын кеңейтуді жоспарлауда. 2010 жылдың өзінде Өзірбайжанда жылдық мұнай өндіру шамамен 50-55 млн. т, газ 30 млрд.м, Түрікменстанда 48 млн. және 20 млрд м<sup>3</sup> көлемінде болжанып отыр. Иранда қорларды бекіту шартымен ел бойынша орташа жылдық іріктеу қарқынына сүйене отырып, өндірілетін қорлардың шамамен 1,2-1,4%, біздің бағалауымызша, 10 млн.т 9 млрд.м<sup>3</sup> құрауы мүмкін. Жалпы алғанда алап бойынша жылына 120 млн.т және 60 млрд.м<sup>3</sup> құрайды (11.4-кесте).



Өндірудің көрсетілген деңгейлерін іске асыру оларға сәйкес нақты шикізат базасының болуын және дайындығын болжайды, бұл өз кезегінде дәлелденген (барланған) қорларды –  $A+B+C_1$  және  $C_2$  санаттарын, перспективалы (ықтимал) қорларды –  $C_3$  санатын және болжамды (ықтимал) қорларды –  $D_1$  санатын объективті бағалауды талап етеді. Алап әлеуетінің қолданыстағы ҚҚ (дәлелденген қорлардың, алынатын перспективалы және болжамды ресурстардың сомасы –  $A+B+C_1+C_2+C_3+D_1$  санаты) бағалаулары бір мәнді емес және жекелеген жағдайларда ерекшеленуі мүмкін. Соңғы уақытта мұндай жағдай аймақтағы геологиялық барлау жұмыстарының (ГРР) өте төмен табыстылығын және геологиялық қауіптердің жоғары деңгейін едәуір дәрежеде айқындайды.

11.1-кестеде мемлекеттер және алаптар бойынша, тұтас алғанда уақытқа қатысты динамикасына сәйкес ҚҚ өнеркәсіптік әлеуетін сараптамалық бағалауы келтірілген. Барлық сарапшылар ҚҚ құрамында мұнайға қарағанда газ құраушысының екі еседен астам басымдылығы анықталды. Бағалаудың өте кең диапазоны Әзірбайжанға тән – 2,76-30,00; Түрікменстан – 1,23-16,50; Иран – 1,00-3,09, тұтас алап бойынша – 6,66-49,59 млрд.т м.э. Қолданыстағы геологиялық ақпараттың толықтырылуына қарай олардың уақыт бойынша төмендеуінің нақты үрдісі байқалады.

Кейбір әзірбайжан, түрікмен, иран геологтарының – Багир-заде, Керимов және т.б., 1987 ж.; Багир-заде, Нариманов, 1988 ж.; Керимов, Гаджиев, Гасанов, 1999 ж. және жеке батыс, ресей сарапшыларының (Адамс, 2000 ж.; Глумов және т.б., 2004 ж.) көзқарастары бойынша, Оңтүстік Каспийдің зерттелмеген терең сулы аймағы (Оңтүстік Апшерон иілімінің қатпарланған аудандары, Баку топаралының орталық және оңтүстік бөліктері, Абиха, Сары білігі, Ленкорано-Горган иілімі құрылымының Чикшляр белдеуі) және Түрікмен құрылымдық террасасы әлеуетті кен орындары болып табылады, соңғы жылдардағы ГРР нәтижелері көрсеткендей, жекелеген елдердің ҚҚ және тұтастай алғанда алаптың әлеуетінің дұрыс жеткізілмеуіне алып келді (11.1-кестені қараңыз), мұнда Иракта ҚҚ расталған қоры – 18,92, БАӘ – 19,47, Кувейт – 15,84 және Иран – 43,65, Сауд Аравиясы – 43,40 млрд.тн.з. [Official Energy statistic from US Government, 2005].

Мемлекеттер бойынша әлеуеттің ең жоғары шамалары негізінен олардың мемлекеттік құрылымдары (ГНКАР-SOCAR, «Түркменнефть» МК, ИРИ Мұнай министрлігі), олардың тапсырысы бойынша жұмыс істейтін шетелдік фирмалары (US Westegn Geophysical), АҚШ-тың үкіметтік қызметтері (US Depagtment of Energy, US Department of State), Еуропалық Одақтың сарапшылары (INOGATE Programme European Commission), негізінен бастапқы кезеңде жұмыс істейтін шетелдік фирмалар арқылы мәлімдеген бұрынғы кеңестік елдер тәуелсіздігінің қалыптасуы кезеңінде (1992-1995 жж.) мемлекеттік органдармен келісім-шарттарға байланысты емес ең төменгі тәуелсіз сарапшылар арқылы келтірілген. 1990-2005 жж. аймақта жүргізілген ГРР-дың салыстырмалы аз ауқымының салдарынан көрсетілген алшақтықтар сараптаманың қандай да бір күніне оның барлану дәрежесімен айтарлықтай сәйкес келмегендіктен, мүдделі елдердің негізгі мемлекеттік құрылымдары мәлімдеген кейбір саяси (геосаяси) компоненттердің (Адамс, 2000 ж.) алап әлеуетінің ең жоғары шамаларына тиісті болуы мүмкін деп пайымдауға жол беріледі.

**11.1-кесте.** Оңтүстік Каспий мұнай-газ алабының көмірсутек әлеуетін сараптамалық бағалау (дәлелденген қорлар + алынатын перспективалық) және болжамды ресурстар.

Сарапшы ұйым	Сараптама жүргізілген жыл	Өзiрбайжан	Түрiкменстан	Иран	ОҚа
		ҚҚ, млрд. т н.ә.			
Иран ұлттық мұнай компаниясы (НИОС), ИРИ мұнай министрлігі	2001			1.91	
Түрiкменстанның мемлекеттік резервтік балансы	1998		12.35		
«Түрiкменстандағы мұнай мен газ» аналитикалық шолу. TIOGE	1999		12.21		
SIBNET.tm интернет-басылымы	2001	3.00	6.30–7.30	1.20–1.30	10.50–11.60
RusEnergy.com интернет-басылымы	2003	10.00			
2010 жылға дейінгі Түрiкменстандағы әлеуметтік-экономикалық өзгерістер стратегиясы	2001		16.50		
Өзiрбайжан Халықаралық Операциялық Компаниясы (АМОК)	2004	5.06			
«Environmentol Solutions International» БҚҰ	2006	4.52	1.23	1.80	7.54
Есептік диапазон	1988–2006	2.76–30.0	1.23–16.50	1.00–3.09	6.66–49.59

Екінші жағынан, келтірілген үлкен сандардың, сондай-ақ үлкен геологиялық күтімдердің пайда болуы ГРП 60-80 жж. оң нәтижелердің болашағына қатысты жеткілікті негізді экстраполяцияның әсері ретінде қарастырылуы мүмкін. Бұл іздеу ұңғымаларының шектеулі санымен ашылған және құрылымдарды бұрғылауға аса әлсіз геофизикалық дайындаудағы (негізінен МОВ және КМПВ әдістерінің әр түрлі модификацияларымен) Оңтүстік Каспийдің Сангачалы-Дксанный-теңіз, Булла к., Булла-теңіз, Құмды, Бахар, Мұнайлы тас, Гюнешли, Чираг, Азери, Кязаз, Ливанов-Шығыс а., Баринов а., Жданов а., Губкина а., ЛАМ а. сияқты ең ірі кен орындары ашылған кезде жүзеге асырылады.

1995-2006 ж. ГРП қорытындылары толық оптимистік болжамдарға негіз бермейді. Осы кезеңде теңіздегі жұмыстар Өзiрбайжан (15) және Түрiкменстан (3) үкіметтері шетелдік компаниялармен өнімді бөлу (PSA) бойынша жасасқан 18 келісім-шарт негізінде жүргізілгені белгілі. 2006 жылғы 1 қаңтардағы мәлімет бойынша, Өзiрбайжанда олардың үшеуі жұмыс істеді, алаңдардың тиесілігі туралы Иранмен аумақтық дау реттелмегендіктен, екеуі тоқтатылды; жобалау нысандарын теріс сынау нәтижелері бойынша 10 келісім-шарт жойылды; Түрiкменстанда барлығы үш келісім-шарт әрекет етуші болып табылады (11.2-кесте).

Бұл жағдайда келісімдерге қол қою кезінде жобалардың барлық операторлары аймақтағы ГРП-ның көптеген жылдар бойы жинақталған геологиялық құжаттаманың толық пакетіне ие болғанын атап өту қажет және терең бұрғылауды қойғанға дейін барлық келісімшарттық кесектер мен алаңдар алап қимасының ерекшелігін ескере отырып, табиғи резервуарлар-тұтқыштарды жеткілікті сенімді модельдеу мен жер қойнауының жергілікті көтерілу учаскелерінде жер қыртысының шоғырлануын анықтау мүмкіндігі тұрғысынан оңтайлы деңгейде алғашқы іздестіру және барлау ұңғымаларын салуға мүмкіндік береді.

Әзірбайжан мемлекетінің бөлігі бойынша аталған кезеңде акваторияның терең бұрғылауы 15 құрылымда жүргізілді және тек біреуі ғана – Шахдениз-British Petroleum (BP) бірінші озық барлау ұңғымасымен (SDA-01) шамамен 1,2 трлн.м<sup>3</sup> газ қоры бар ірі газ және конденсат кен орны анықталды (Осы алаңда іздестіру бұрғылауы 80-ші жылдары Әзірбайжан ұйымдары мен жергілікті геологтардың барлау қажеттілігін негіздеген жұмыстарының басталғанын ерекше атап өткен жөн, бұл көтерудің газдылығының жоғары перспективаларына күмән тудырмады. Сол уақытта теңіз тереңдігі үлкен учаскелерде бұрғылау жұмыстарын жүргізудің техникалық мүмкіндіктерінің жоқтығы ғана оларға кен орнын өз бетінше ашуға мүмкіндік бермеді). Қалған 14 алаңда 3840-7087 м тереңдіктегі 16 ұңғыма бұрғыланды, оның 7-еуі – сыналған нысандар (Ашрафи а., Дан Улдузу, Карабах, Нахчыванлы-Апшерон топаралы Солтүстік Апшерон көтерілім аймағының шығыс бөлігі, Зафар-Баку топаралы қатпарлығының оңтүстік бөлігі – терең су ойпатының солтүстігі), олардан ҚҚ тармағын алуға қарамастан жоба операторлары ГРП өндіру күні бар энергия тасымалдағыштарға әлемдік бағаларды ескере отырып, қажетті инфрақұрылымның және анықталған қорлар көлемінің болмауы коммерциялық тиімсіз деп танылды: 9 ұңғыма ҚҚ қатысуын сынау кезінде орнатылған жоқ (Атешгях а., Янан Тава, Кюрдаши, Араз-теңіз, Баку топаралының Талыш-теңіз-батыс бөлігі, Нахчыван а. – терең су ойпатының солтүстігі, Огуз-Апшерон-Балқан маңы а. шегі, Апшерон-Оңтүстік Апшерон иілімі а.).

Аталған кезеңдегі ГРП нәтижелері бойынша 4,33 млрд.т. м.э. көлемінде, оның ішінде 930 млн.т мұнай және 3,4 трлн.м<sup>3</sup> газ болжанған ҚҚ ресурстары расталмады. Операторлар компаниялардың жалпы шығындары шамамен \$1 млрд.құрайды, оның ішінде геофизикалық жұмыстарға – шамамен \$110 млн, бұрғылауға шамамен 55 мың п.м. – жобамен \$830 млн. құрайды (11.2-кестені қараңыз).

2005 ж. Түрікмен бөлігінің акваториясында терең іздеу бұрғылауы жүргізілген жоқ, бұл жерде жұмыс істеп тұрған «Petgonas Chagigali» және «Dgagon Oil» компаниялары бұрын анықталған Апшерон-Балқан маңы көтерілім аймағының кен орындарында жете барлауды ғана жүзеге асырды. 2005 жылдың ортасында «Maersk Oil» дат компаниясы Гардашлыг а. жобалық тереңдігі 5000 м болатын бірінші іздестіру ұңғымасын бұрғылауға кірісті (Солтүстік Апшерон көтеру аймағының шығыс бөлігі), ол сынау кезінде ҚҚ-ның болу белгілерін анықтай алмай, теріс нәтижелер берді, бұл белгілі бір дәрежеде теңіздегі Әзірбайжан секторының орналасқан құрылымдарынан Батыс перспективаларын шектейді (Вургун а., Уфуг және т.б.).

Ирандық акватория секторында 90-шы жылдардың ортасында 6 терең іздеу ұңғымасы, кейін тағы да бірқатары бұрғыланды (барлығы 12). Олардың көпшілігі сынау кезінде елеулі оң нәтиже берген жоқ – ҚҚ тармағы жоқ немесе коммерциялық пайдасыз деп танылған. Иран бойынша ақпарат іс жүзінде жабық сипатқа ие және ГРП Оңтүстік Каспийдің бөлігінде британдық «Lasmo» фирмасының және ағылшын-голланд «Royal Dutch/Shell» фирмасының, сондай-ақ «LUKoil Ovegseas-Nogsk Hydgo» (Анаран кесегі) консорциумының қатысуымен ИННК (НИОС) ирандық ұлттық мұнай компаниясы жүргізген. Бірнеше ұңғымаларды сынаудың алынған теріс нәтижелеріне қарамастан Мұнай және газ министрлігінің Каспий теңізі Мұнай және газ жөніндегі департаментінің бас директоры М.М. Хагхани мен ИННК басшысының орынбасары М. Мирмоези «соңғы жылдары Оңтүстік Каспийдің ирандық аумақтық суларында алаң 10 мың км<sup>2</sup>-ді қамтыған ГРП барысында геологиялық қорлары 10 млрд.баррель мұнайға (1,35 млрд.т) және 560 млрд.м<sup>3</sup> газға бағаланатын бай мұнай және газ кен орындары табылды» деп мәлімдеме жасады [Интернет-басылым. IRAN-ги,2005]. Осы аудан бойынша толық мәліметтер келтірілмейді және аталған сандар қосымша растауды қажет етеді.

Соңғы жылдары теңіздің Әзірбайжан секторындағы жобалар операторларының бұрын жарияланған әлеуетінің шамасына күмән келтірген, ГРП-ны жалғастырудың орындылығы және тұтастай өңірге инвестициялық қызығушылықтың біршама төмендеуін анықтаған геологиялық және оларға негізделген экономикалық сәтсіздіктердің себептері іздестіру бұрғылауының, сынамалаудың және нақты құрылымды алдын ала түпкілікті теріс бағалаудың салыстырмалы

аз көлемінде ғана емес, шамасы, бірінші жүргізілген ұңғыманы тестілеу нәтижелері бойынша нақты құрылымды мерзімінен бұрын түпкілікті теріс бағалауда болып отыр (Апшерон а., Нахчыван, Зафар-Машал, Талыш-теңіз, Кюрдаши және т.б.), жергілікті геологтардың тұжырымы бойынша, сейсмикалық және каротаждық зерттеулердің және осы ұңғымалардың кәсіптік сынақтарының жоғары сапасы және олардың құрылымдардағы неғұрлым қолайлы жағдайы – негізінен су астындағы және жоғары қанаттарының аймақтарда – геологиялық консалтингтің тәсілдері мен жүйелі стратегиялық есептерінде және басқа алаптарда ГРП жүргізу тәжірибесіне сүйене отырып, ЖКБ-ның геологиялық бірегейлігін тиісті шамада ескермейтін, оның жекелеген келісімшарттық блоктары мен алаңдарының санаттарын белгілеген және аймақтық заңдылықтардың қолданыстағы материалдарын жүйелі талдау мен синтездеуге тиісті назар аудармаған жобалар операторы – компаниялардың тиісті қызметтерінің креативтілігі, сонымен қатар алаптың жалпы ауқымында, бұрын жүргізілген іздестіру жұмыстарының тәжірибесі мен нәтижелеріне, сондай-ақ PSA лицензиялық келісімдерін дайындау сатысында жергілікті мемлекеттік ұйымдар ұсынған геологиялық ақпараттың сапасына, объективті қимасына және сенімділігіне сыни көзқарастың болмауымен анықталады.

60-80 жж. аралығында Төменгі Курин депрессиясының жағалау жолағында (Кызылагач а.) және Каспийдің Әзірбайжан акваториясының батыс бөлігінде – Баку топаралының орталық және оңтүстік антиклиналдық аймақтарында және Оңтүстік Апшерон қайраңының батысында (Оңтүстік Апшерон иілімі) 14 алаңдағы жергілікті ұйымдар (Хамамдаг-теңіз, Гарасу, Санги-Мугань, Ульфат, Аран-теңіз, Дашлы, Сабаил, Бяндован-теңіз, Янан Тава, Атештях-теңіз, Гил адасы, Умид, Сейяр, Локбатан-теңіз) 20-дан астам терең (6755 м-ге дейін) іздестіру және барлау ұңғымаларын қазды, оның мақсаты «үзіліс» (жергілікті номенклатура бойынша VII горизонт) қабатындағы және аймақтық мұнай-газ Балахан қабатының төменгі жағында нысандарды ашу мен сынау болып табылады. Бір ғана сынау кезінде Гарасу алаңында (25 ұңғ.) ауыр мұнайдың салыстырмалы түрде қысқа мерзімді тұрақты ағыны алынды, мұнда жартылай бүлінген шоғырдың барлық жағынан төменгі тектоникалық экрандылығы анықталды.

Осы аймақтың 13 ауданындағы қалған барлық ұңғымалар іс жүзінде теріс нәтиже берді. Бұл орайда ірі ҚҚ жиыны табылмаған ГРП және Солтүстік Апшерон көтерілу аймағының тиімділігі аз болып шықты (Агбурун-теңіз а., Гошадаш, Мардакян-теңіз, Гарби Апшерон, Шимали Апшерон, Шарги Апшерон, Хари, Гилавар). Дәл осындай нәтижелермен түрікмен қайраңының үш құрылымындағы алаптың шығыс және оңтүстік бөліктеріндегі іздестіру жұмыстары аяқталды (Огурчинская а., Батыс Эрдекли, Ферсман ат.), барлық 7 ұңғыма (тереңдігі 5732 м жететін) өнімсіз болды, бұл сол кезеңдегі ирандық сектордың (Энзели-теңіз а.) бұрғыланған Хазар-1 (тереңдігі – 5570 м) ұңғымасына сәйкес келді.

Сонымен, 1980 жылдардың соңына қарай бірқатар факторлардың тек қажетті, бірақ өнеркәсіптік мұнай-газдылықты қалыптастыру үшін жеткіліксіз факторлардың үйлесімі болып табылатындығы туралы түсінік қалыптасты. Бұл факторларға келесілер жатады:

**11.2-кесте. Оңтүстік Каспий алабының кен орындарын барлауға және игеруге арналған келісім-шарттардың жағдайы.**

№ р/с	Келісім- шарттық блок (құрылым)	Консорциум (компания, фирма)	Келісім- шарт қолданылуы ның басталуы, жылы	Келісім- шарттың күші жойылған күні, келісім- шарттың жылы/жағдайы	Жобадағы болжамды инвестиция лар, млрд.долл.	Мұнай- конденсаттың декларацияланған алынатын ресурстары (млн. т) / газ (млрд.м <sup>3</sup> )	Келісім-шарттың күшін жою себебі	Шығындар, млн.долл.	Теңіз тереңдігі, м
1	Ашрафи-Дан Улдузу	NAOK (BP; Unocal; Itochu; Delta Hess; SOCAR)	1997	2000	2,0-2,5	20-40/-	Коммерциялық қорлардың болмауы	110,0	160-180
2	Карабах	CIPCO (I.ukAgip; Pennzoil-Devon; Lu- koil; Agip; SOCAR)	1996	1999	2,0	40/-	Бірдей	140,0	180
3	Нахчыван	SOCAR	1992	1993		30/10	Бірдей		100
4	Умид	Occidental Petro- Icum;SOCAR	1995	1997	2,5	-/215	Бірдей	7,5	50-200
5	Ленкаран-теңіз- Талыш-теңіз	Total FinaElf; OIEK; Wintershall; SOCAR	1997	2003	2,0-4,0	110/-	ҚҚ қанығудың болмауы	40,0	50-100
6	Кюрдашн- Аран-теңіз	Agip; Mitsui; TP AO; Repsol; SOCAR	1998	2003	2,0	140/-	Бірдей	10,0	25
7	Огуз	ExxonMobil; SOCAR	1997	2002	2,0	120/-	Бірдей	5,5	50-100
8	Апшерон	COPAL (Chevron; TotalFinaElf; SO- CAR)	1997	2003	3,5-4,0	120/2000	Бірдей	126,5	250-650
9	Атешгях - Янан-Тава - Атешгях – Муган-теңіз	JAOC (SOCAR; Japex; Inpex; Itochu; Teikoku)	1999	2004	2,0	75-90/-	Бірдей	35,5	5-75
10	Нахчыван	ExxonMobil; SOCAR	1997	2006	2,0	120/170	Бірдей же	98,0	200-300
	Зафар- Машал	EAOC (ExxonMobil; ConocoPhillips; SO-CAR)	2000	2006	2,0	140/1000	Коммерциялық қорлардың болмауы	142,0	450-950
Барлығы: 17		11			235	915-950/3395		715,0	

## 11.2-кестенің жалғасы

12	Инам	BP; Shell; SOCAR, KNOС	1998	Қолданыста	1,7- 2,0	90-100/100		65,0	30-200
13	Алов-Шарг- Араз	BP-Statoil; Exxon Mobil; SOCAR; TPAO; Alberta Energy	1999	Тоқтатылған	9,0	300/-			450-700
14	Савалан- Далга-Лерик- теңіз-Джануб	BP; SOCAR	1999	Тоқтатылған	2,0	120/-			250-400
15	Шахдениз	BP; Statoil; Total- FinaElf; SOCAR; OIEC; TPAO; LU KOIL	1996	Қолданыста	4,0	390/1600			50-650
16	Азери- Чираг- Гюнсшли	AIOC (BP; Chevron; Inhex; SOCAR; Statoil; ExxonMobil; TPAO и др.)	1994	Қолданыста	14.5	950/95			100-150
17	Гарадашлы г	Maersk Oil; Turkmenneft;	2002	Қолданыста	1,0	120/150			100-150
18	ЛАМ а.- Жданов .а	Dragon Oil PLC; Turkmenneft	1995	Қолданыста	1.5	250/200			3-30
19	Ливанов а.- б.-Баринов а.- Губкин а.	Petronas Charigali, Turkmenneft	1996	Қолданыста	2,0	300/200- 1000			15-100
	Барлығы: 20	8			35,8	2520-2530/ 2345-3145			
	Барлығы: 37	19			59,3	3435-3480/ 5740-6540		1000,0	

- қандай да бір қабаттар немесе ӨҚ (ҚҚ) горизонтының аймақтық мұнай-газға қанығуы;
- айқын құрылымдық тұтқыштардың болуы;
- тиімді және қанағаттанарлық коллекторлардың болуы (VII горизонтты сынамау кезінде ұңғымалар қатарында қат суының дебиті Баку топаралында 570-1500 м<sup>3</sup>/тәулікке дейін жетті – Аран-теңіз а., Сабаил),
- жеткілікті қуаты бар сазды қақпақтар.

Бұл жерде ең бастысы жалпы геологиялық сапалық көрсеткіштер емес – ҚҚ болуының гипопетикалық ықтималдығын ғана сипаттайтын тұтқыш, экран, коллектор, «аналық» жыныстар, ал әрбір мұнай-газды аудан үшін қатаң, жеке, тектоно-құрылымдық, геотермобарлық, гидродинамикалық, табиғи резервуарлардың сүзу-сыйымдылық және гидрогеохимиялық параметрлерінің мұнай және/немесе газбен толтырудың нақты мүмкіндігін айқындайтын сандық өзара қатынасы болып табылады. (Рачинский, 1972 ж.; 1990 ж.; 1996 ж.; 2008 ж.).

Жүргізілген жұмыстардың нәтижелерін ескере отырып, 90-шы жылдардың басында Оңтүстік Каспий алабының ӨҚ (ҚҚ) әлеуетін өте жоғары бағалауға сыни және үлкен сақтықпен қарау керек еді. Сол кезде келесі айқын геологиялық актілерге ең басты назар аудару қажет болды (кем дегенде эмпирикалық деңгейде):

- аймақтағы сұйық көмірсутектердің негізгі көлемі тереңдігі 5 км-ге дейінгі аралыққа ұштастырылған, одан төмен газ бен конденсаттың жиналуы басым таралған;
- қатпарлықтың аймақтық ену бағытында мұнай және мұнай-газ кен шоғырларының газ-мұнай мен газ конденсатты әрі стратиграфиялық және гипсометриялық тереңдігімен қиманың газға қанықтығының жалпы ұлғаюы орын алады;
- аймақтың өнеркәсіптік мұнай-газдылығы негізінен акваторияның терең су аймағының сыртқы периметрінің артында орналасқан, конфигурациясы бойынша алаптың бүйірлік жиектерінің овшорлық аймағын және тікелей жапсарлас қайраңды қамтитын ені 20-50 км (Шахдениз а. оған кірмейді – төменде қараңыз) құрайды (1.1-суретін қараңыз);
- алаптың барлық мұнай-газ аудандарында кен орындары көбінесе жақын арадағы екі параллель созылып жатқан өңірлік тереңдік сынықтар арасында орналасқан, оның аумағының жеткілікті шектелген учаскелерінде оқшауланады. Батыста (Төменгі Курин депрессиясы) Батыс Каспий және Шығыс Әзірбайжан жарылыстары арасындағы сегмент болып табылады, солтүстікте (Қобыстан, Джейранкечмес депрессиясы, Баку топаралының солтүстік алқабы, Апшерон түбегі және Оңтүстік Апшерон қайраңы) – Алжикабул-Мардакян және Сангачал-Огурчин жарылыстары арасындағы белдік, солтүстік-шығыста (Апшерон-Балқан маңы шегі)-Апшерон-Балқан маңы және Сангачал-Огурчин жалғасы арасындағы, шығыста (Гонрадаг-Чикишляр ауданы) – Аладаг-Мессериан арасында және Батыс Түрікмен, оңтүстікте (Мазандаран иілімі мен іргелес қайраңы) – Кіші Кавказ алды және Эльбрус алды жарылыстары арасындағы белдік болып табылады;
- Баку топаралының Солтүстік Апшерон, орталық және оңтүстік бөліктері, Оңтүстік Апшерон, Түрікмен және Иран қайраңдарының батыс бөлігі көтерілімінің Солтүстік Апшерон аймағының жергілікті құрылымдары өз коллекторларында көптеген өнеркәсіптік тиімді қорларын таппады;
- аталған аймақтардың барланған «бос» құрылымдары Солтүстік Апшерон ойпаты мен Оңтүстік Каспийдің орталық ваннасын ішкі периметрі бойынша жиектейді;
- Баку топаралы қатпарлығының орталық және оңтүстік бөліктерінде және Оңтүстік Апшерон қайраңында солтүстікке, оңтүстікке және алаптың ортасына қарай ӨҚ қимасының күрт саздануы және коллекторлар сапасының нашарлауы орын алады;

- Сары-Чикишляр және Ленкорано-Горган құрылымдық белдеулерінің шегінде терриген материалын (Талыш, Эльбург, Копетдаг тау құрылыстары) бұзудың жергілікті көздері рөлінің өсуіне байланысты ӨҚ (ҚҚ) және балшық, сүзу-сыйымдылық көрсеткіштерінің нашарлауына қатысты литошөгінділік келбетін осы жерде ерекше Талыш, Эльбрус алды, Горган, Атрек шөгінділерінің дамуымен, жауын-шашынның әлсіз сорттануымен, олардың қуатының күрт қысқаруымен, оның өте жоғары болуымен сипатталатын айтарлықтай теріс трансформациялардан тұрады;

- алаптың бүйірлік жиектелуінен оның орталық терең су бөлігіне қарай жергілікті құрылымдардың ҚҚ бастапқы геологиялық қорлары тығыздығының ( $Q_d$  млн. т. м. э./км<sup>2</sup>) бағытында көмірсутекті қанығудың іс жүзінде толық болмауына дейін біртіндеп азаяды;

- Аджабул-Мардакян, Апшерон-Балқан маңы, Сангачал-Огурчинский субендігінен оңтүстікке қарай және субмеридионалды Батыс Түрікмен тереңдік сынықтардан батысқа қарай орналасқан аумақтардың жергілікті құрылымдары ірі масштабты өнеркәсіптік көмірсутек жинақтары жоқ;

- алаптың акваториялық бөлігінде 1700-1750 м асатын тереңдікте көтерілген ӨҚ (ҚҚ) шатыры жоқ бірде-бір кен орны анықталмады (Жалғыз ерекшелік – көтерілудің ӨҚ шатырының шөгү тереңдігі 1875 м болатын Шахдениз а., оның себептері төменде келтірілген).

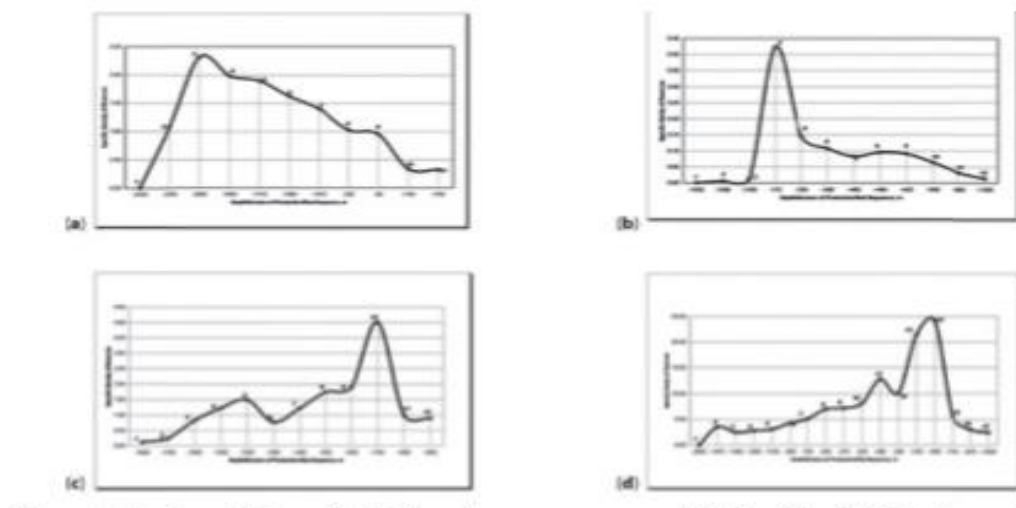
Осы айқын сәттерді уақтылы есепке алу оператор-компанияларға Әзірбайжан Республикасының мемлекеттік мұнай компаниясымен (ГНКАР-SOCAR) Баку топаралының батыс және оңтүстік бөліктерін барлау және өнімсіз көтерілімдерді өзірлеуге арналған келісім-шарттардың теріс нәтижелерін алу себебі бойынша қазір жойылған келісім-шарттардың геологиялық және қаржылық шығындарын болдырмауға мүмкіндік берер еді: 1997 ж. Лянкяран-теңіз блогы – Талыш-теңіз (Total-Fina Elf, OIEK, Wintershall), Нахчыван а. (ExxonMobil); 1998 ж. Кюрдаши-Араз-теңіз блогы (Agip, Mitsui, ТРАО); 1999 ж. Атештяг б.- Янан Тава-Мугантеңіз (JAOC-жапон компанияларының консорциумы Japex, Inpex, Itochu, Teikoku); 2000 ж. Зафар – Машал блогы (EAOC – ExxonMobil, ConocoPhillips компанияларының консорциумы).

ГРР барысында аталған барлық алаңдарда 1,77 млрд. т м.э. көлемінде болжанған ресурстар расталмаған болып шықты, оның ішінде мұнай – 600 млн. т, газ – 1,17 трлн. м<sup>3</sup>. Алынған нәтижелер 90-100 млн. т болжанатын мұнай қорлары бар көрші Инам а. (BP, Shell) бойынша қолданыстағы келісім-шартқа және сол оңтүстік бөлігінде орналасқан Савалан-Далга-Лерик-теңіз-Джануб (BP) алаңдарының блогы бойынша тоқтатылған келісім-шартқа қатысты да үлкен оң нәтижені білдірмейді, онда мұнай қорының күтілетін өсімі шамамен 120 млн. т және газ 100 млрд. м<sup>3</sup> құрайтыны мәлімделген. Огуз Апшерон-Балқан маңы шегінің а. (ExxonMobil) 1-ұңғымасында күтпеген және теріс нәтиже болмады, мұнда бұрыннан белгілі тұйықталған құрылымдық тұтқыштың болмауы себебінен 120 млн. тоннаға дейін мұнай болуы болжанған. Бұл жерде «Coral» консорциумы «Chevgon» және «TotalFina-Elf» фирмаларының құрамындағы 6700 м тереңдіктегі «құрғақ» ұңғыманы бұрғылап, 120 млн. т мұнай және 2 трлн. м<sup>3</sup> газ қорына есептелген (11.2-кестесін қараңыз).

Соңғы жағдай геологиялық тұрғыдан ерекше симптоматикалық болып табылады – Апшерон алаңында ҚҚ ірі жинақталуын қалыптастыру үшін қажетті жағдайлардың барлық кешені бар: анық айқындалған, қарама-қарсы ірі және салыстырмалы түрде әлсіз бұзылған брахиантиклиналды көтерілім, шығу және кейінгі дамуы бойынша көршілес өнімді құрылымдармен синхронды; коллектордың толық қанағаттанарлық сапасы; Еділ палеодельтасының таралу аймағына салыстырмалы жақын болуы; қиманың жоғарғы бөлігінде қуатты сазды жапқыштардың болуы; ҚҚ өндірудің болжамды аймағы – алаптың орталық бөлігі бағытындағы құрылымның ашылуы; Шахдениз алыбы – газконденсатты кен орны мен ірі мұнай-газ кен орындары тобы арасындағы Мұнайлы тас-Гюнешли-Чираг-Азери.



Дегенмен ұңғыманы тексерілген тестілеу ашылған қимада өнеркәсіптік ҚҚ-ның болуын көрсетпеді. Осыған ұқсас геологиялық жағдай Умид, Сейяр, Нахчыван, Зафар-Машал, Гурчинская атындағы алаңдарда орын алды. Ферсмана, Батыс Эрдеклин, Энзели-теңіз. Аталған өнімсіз көтерілімдерді өңірдің басқа да мұнай-газ құрылымдарымен салыстыру, олардың арасында бір жалпы басты айырмашылықты анықтайды – барлық осы өнімсіз алаңдарда ӨҚ (ҚҚ) беті 1800 м-ден астам тереңдікте (Нахчыван а. – 2000 м, Зафар-Машал – 3200 м, Сейяр – 2980 м, Апшерон – 2400 м, Огурчинская – 3200 м, Батыс Эрдеклин – 2800 м, Ферсмана – 3000 м, Энзели-теңіз – 2400 м) жатыр. Құрамында мұнай мен газ шоғыры бар барлық көтермелерде ол әрдайым көрсетілген шамадан кем.



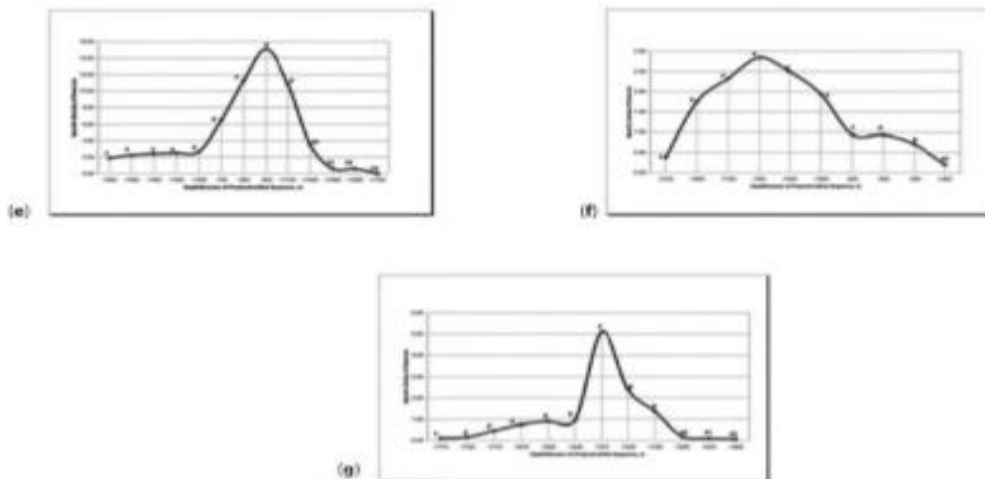
**11.1-сурет.** Жергілікті жерде бастапқы ресурстардың үлестік тығыздығын корреляциялау (мұнай эквивалентінің миллион тоннасы) ↔ ӨҚ (ҚҚ) тереңдігі / эрозиясы (теріс сандар – тереңдігі PS / RS; оң сандар – эрозия саны PS / RS). а) Төменгі Курин депрессиясы (1 – Падар; 2 – Кюрсангья; 3 – Кюровдаг; 4 – Карабаглы; 5 – Мишовдаг; 6 – Калмас; 7 – Нефтехала; 8 – Хилли; 9 – Агзебир-Бяндован; 10 – Каламадин; 11 – Бабазанан); ә) Баку топаралының орталық, оңтүстік аудандары және іргелес аумақтар (1 – Сабаиль; 2 – Бяндован-Теңіз; 3 – Дашлы; 4 – Пирсагат; 5 – Гарасу; 6 – Санги-Мугань; 7 – Аташкях-Теңіз; 8 – Аран Теңіз; 9 – Янан Тава; 10 – Инам; 11 – Хамамдаг-Теңіз; 12 – Котурдаг); б) Баку топаралының солтүстік және іргелес ауданы (1 – Умид; 2 – Булла-Теңіз-2; 3 – Булла-Теңіз; 4 – Дксанный-Теңіз-2; 5 – Булла аралы; 6 – Алят-Теңіз; 7 – Кянизадаг; 8 – Дксанный-құрлық; 9 – Дашгиль; 10 – Дксанный-Теңіз; 11- Сангачал-Теңіз; 12 – Карадаг); в) Апшерон түбегі және Оңтүстік Апшерон қайраңы (1 – Сеяр; 2 – Шах-Теңіз; 3 – Бахар; 4 – Зыря; 5 – Джануб-1; 6 – Гусан; 7 – Гум-адасы; 8 – Гала; 9 – Зых; 10 – Гарачухур; 11 – Сурахан; 12 – Бузовна-Маштага; 13 – Бибейбат; 14 – Балахан-Сабунчи-Раман; 15 – Локбатан-Пута; 16 – Бинагады-Чахнаглияр; 17 – Сулутепе).

ӨҚ (ҚҚ) (МӨҚ (ҚҚ)-м) бетінің гипсометриялық жағдайы факторларының және оның су шайылу (эрозия) деңгейінің (hӨҚ (ҚҚ)-м) мұнай-газдылығына әсерін анықтау мақсатында осы параметрлердің  $A+B+C_1$  ( $Q_d$  млн.т. м.э/км<sup>2</sup>) санатының геологиялық қорларынан аймақтың барлық аудандары бойынша жеке көтерілімдерде корреляциясы жүргізілді, бір жағынан, бұл кешен жабынының шөгу тереңдігінің өсуімен қорлардың тығыздығы олардың коммерциялық тиімділігінің салыстырмалы төмендеу интервалы арқылы біртіндеп (мысалы, ӨҚ төбесінің Умид а. – 1700 м, Булла-теңіз-2 – 1750 м, мүмкін, Бабек а. – 1800 м.) нөлдік мәндерге дейін газ және конденсат шоғырының мұнай-газ және газ-мұнай шоғырларының параллельдік ауысуымен төмендейді; екінші жағынан, қорлардың тығыздығы барынша жоғары аудандарда әлсіз эрозияға

ұшыраған және ӨҚ (ҚҚ) бойынша терең жүктелмеген құрылымдарда ҚҚ шоғырлану жағдайлары оңтайландырылады (11.1-суретін қараңыз).

Бұл корреляцияның геологиялық мәні келесіден тұрады: минималды баланстық бастапқы тығыздықтағы эрозияға ұшыраған қоймалардағы жинақтардың ҚҚ диссипация жағдайын, терең жүктелген – оларды қалыптастырудың аса қиын жағдайларын көрсетеді; тиісінше, осы көрсеткіштің ең көп шамасы шоғырлар мен кен орындарын қалыптастырудың оңтайлы шарттарын сипаттайды.

Көрсетілген байланыстар ареалдары әдетте мұнай-газкумуляция іске асырылатын олардың геогидродинамикалық жүйелерінің дренаж (босату) жағдайлары мен жергілікті құрылымдардың қанығуының себеп-салдарлық ұштасуын жанама түрде белгілейді (Дюнин және т.б., 2005 ж.; Рачинский, 1989 ж.; 1990 ж.; 1996 ж.). Осы сәтті есепке алу (терригендік материалды бұзу облыстарынан ауданның барынша алыстығы салдарынан ӨҚ (ҚҚ) қимасын өткір сазданула аясында) ӨҚ (ҚҚ) бетінің терең жүктелуімен (1800 м-ден астам), тек жоғары гидростатикалық иілімді және геостатикалық кеуекті қысымға жақын және, тиісінше, өте тоқырау сұйықтық алмасу немесе оның болмауымен сипатталатын алаптың орталық жүктелген аймағын көтерудің көпшілігі өзінің тиімділік ықтималдылығына қатысты оң нәтижені бермейді деген қорытындыға алып келеді.



**11.1-сурет (жалғасы).** г) Апшерон-Балхан көтерілімінің Апшерон кіші тармағы (1 – Кязаз; 2 – Машрыков (Ливанов-батыс); 3 – Эйвазов Аллаторзи (Ливанов-орталық); 4 – Диярбекир (Баринов); 5 – Магтымгулы (Ливанов-шығыс); 6 – Азери; 7 – Гюнешли; 8 – Чираг; 9 – Нефт Дашлары; 10 – Пальчих тапяси; 11 – Ази Асланов адасы; 12 – Чилев адасы; 13 – Хали); ғ) Апшерон-Балқан көтерілімінің Балқан кіші тармағы (1 – Овал-товал (Комсомольское); 2 – Бурун; 3 – Барсагельмес; 4 – Готурдепе; 5 – Небитдаг; 6 – Джейтун (ЛАМ); 7 – Челекенянгуммес (Купол); 8 – Джигалыбег (Жданов); 9 – Гарагель-Теңіз (Губкин); 10 – Челекен); д) Гогерендаг-Чиқишляр аймағы (1 – Чиқишляр; 2 – Экизак; 3 – Ордекли; 4 – Гамышильджа-шығыс; 5 – Бугдайли; 6 – Бугдайли-оңтүстік; 7 – Керпедже; 8 – Гамышильджасут; 9 – Кеймир; 10 – Гогерендаг; 11 – Окарем; 12 – Гамышильджа).

Мұндай аймақтарға ӨҚ жабыны 2800 м савалан және гипсометриядан тұратын бірқатар көрші көтерілімдер жатқызылуы мүмкін.

Бұл тұжырымдама шеңберінде сол уақытта терең су аймағында табиғи резервуарларды дренаждаудың қажетті деңгейін қамтамасыз ететін ірі өңірлік сынықтарға гидродинамикалық байланған және ӨҚ (ҚҚ) бетінің гипсометрия факторының теріс әсерін өтейтін қатты орналасқан дизъюнктивтермен жеткілікті дәрежеде ұштастырылған жекелеген газ конденсатты кен

орындарының болу мүмкіндігін жоққа шығармау керек. Мұның айқын дәлелі аймақтық Шахово-Азизбек кен орны болып табылады, онда ӨҚ жабыны 1875 м тереңдікте жатыр. Бірінші кезектегі зерттеулерді орнату үшін тартылатын дислокацияға, сондай-ақ Орталық Каспий, Сефидруд-Қарабогаз, Батыс Түрікмен, меридиандық және Сангачал-Огурчинск, Мильск-Чижишляр, Кіші Кавказ алды субендігінің сынықтарына, әсіресе олардың қиылысу учаскелеріне тікелей тартылатын жекелеген жолақ тәрізді бағытталған көтерілімдер ұсынылады. Мұндай құрылымдарға көбінесе мыналар жатады: Абиха білігінің қатпарлы аймағында – Азизбеков ат. а. (D-6), Д. Мамедкулизаде ат. а. (D-8), Дж. Джабарлы ат. а. (D-17), Мушвига ат. а. (D-31), мұнда ӨҚ жабынының тереңдігі 3000-3400 м құрайды; Сары-Чижишляр қатпарлығының аймағында – Батыс-Чижишляр және Ханлар ат. а. (ҚҚ жабынының тереңдігі 3000 және 4400 м) (1.1-суретті қараңыз).

Мүмкін болатын газконденсат ондылығына қатысты Абиха білігінің диагональды сынығымен жанасқан және Алов (D-15) – Шарг (D-13) – Араз (D-19) келісім-шарттық блогы ауданының ірі амплитудалық көлденең ажырауларымен бөлінген неғұрлым қолайлы болып табылады, онда ӨҚ жабыны 2200-3200 м тереңдікте жатыр. Шамамен 7 км және одан да көп болжанатын өнімді объектілердің шөгу тереңдіктерімен, жағалаудан едәуір алыстығымен, қажетті инфрақұрылымның жоқтығымен сипатталатын түбінің батиметриясы 700 м-ге дейінгі теңіз учаскелерінде орналасқан барлық аталған ұғымдарды барлауға енгізу, негізінен ҚҚ-ға ұзақ мерзімді фьючерстік бағаға тәуелді жобалардың тиімділік деңгейімен анықталуы тиіс. Сондай-ақ, осы барлық алаңдардың басымдықты газ жиналу аймағында орналасқанын және оларға жақын болашақта ГРП қою мақсаттылығының маңызды мәселесі газ көлігін қамтамасыз ету және оның тұтынушыларының болуы болып табылатынын ескеру қажет.

Алап мұнай-газдылығының нақты геологиялық болашағын бағалау, оңтайлы бағыттарды таңдау және терең бұрғылаудың тиімділігін арттыру үшін ГРП аймағында жүргізілген тәжірибе мен нәтижелер акваторияның сатылы-кесектік салынған терең су аймағын периметрі бойынша жиектейтін және оның орталығына неғұрлым жақын орналасқан өңірдің барланған «бос» құрылымының аса маңызды сәтін міндетті түрде есепке алуды талап етеді (1.1-сурет), ӨҚ (ҚҚ) генерациясын жүзеге асыру индикаторлары және кейінгі миграция-шоғырландыру үдерістерін іске асыру тетіктері объективті болып табылады. Осы ұстанымдардан бастап тектоникалық, стратиграфиялық және литологиялық кереғарлықтар арқылы алаптың бүйірлік жиектемелерімен және жекелеген зерттеушілердің аймақтағы мұнай-газ генерациясының негізгі ошағы және қабаттардың көтерілісі бойынша сұйықтықтардың жоғары қарай латеральды қоныс аударуының негізгі ошағы ретінде реттейтін Оңтүстік Каспий орталық ваннасының рөлі (Али-заде, 2005 ж.; Бабаян, Семенович, 1996 ж.; Багир-заде, Керимов және т.б., 1987 ж.; Керимов және т.б., 1999 ж.), мұнай мен газ ірі шоғырларының барлық ең көп тиелген тұтқыштарын анықтау болашағын, сондай-ақ олардың орын ауыстыратын шөгінділерге ҚҚ автохтондылық тұжырымдамасы шеңберінде жоғары орналасқан көтерілімдерде шоғырлануы мен оларды дифференциалды ұстау сұлбасы бойынша резервуаршілік механизмнің басымдығын айқындау перспективаларына қатысты жеткілікті түрде шектеулі болып көрінеді.

Соңғысының растамасы бүйірлік жиектеу аймақтарынан ӨҚ (ҚҚ) гидродинамикалық жүйесінің кернеулігі алаптың орталық терең бөлігіне қарай бағытта жүйелі өсу және онда кульминациялық аса гидростатикалық қыртыстық (АЖҚҚ) және геостатикалық кеуекті (АЖКҚ) қысымның дамуымен анықталатын көшу үдерістерін шектеу болып табылады. ӨҚ (ҚҚ) қимасының көмірсутекті қанығуы өңірлік жоспарда шөгінді қабының тереңдік сынықтарымен бақыланатындықтан, ал оның ауданы бойынша бөлінуі мезозой-палеоген-миоценнің мұнай-газ өндіруші кешендерінің және плиоценнің аралықтарын шоғырландыратын мұнай-газ өндіру кешендерінің көшу қатынасын қамтамасыз ететін олардың даму аймақтарына сәйкес келеді, өңірлік, аймақтық және жергілікті мұнай-газдылықты қалыптастырудағы ірі масштабты тік

форматаралық сұйықты массалық тасымалдау алабында басым рөлді геологиялық барлау үдерісіне түзетулерді енгізуді талап етеді.

Оңтүстік Каспийдің терең су ортасындағы ӨҚ (ҚҚ) мұнай мен газдың маңызды ресурстарының 7-9 км тереңдік аралығына ұштасуы және олардың осы тереңдіктерде жиналуын іздестіру қажеттігі туралы кейбір әзірбайжандық геологтардың пікірін ерекше атап өткен жөн. Оларды игеру туралы ұсыныстар қазір таңда немесе жақын болашақта осындай жобалардың тиімділігі тұрғысынан толығырақ талдауды талап етеді. Осы ұсыныстарды қарау кезінде соңғы жылдары акваторияның ұсынылатын ауданын шектейтін алаңдарда бірнеше аз тереңдікте алынған өңірдегі ГРП-ның теріс нәтижелері міндетті түрде талдануы және ескерілуі тиіс (жоғарыда келтірілген).

Өңірдің ӨҚ (ҚҚ)-да көмірсутекті қанығудың палеорек арналық және дельталық жүйелерінің даму ареалдарымен байланысының міндеттілігін болжайтын зерттеушілердің пікіріне де түсініктеме қажет. Бұл жерде ГРП-дың жергілікті таралу учаскелерінде жүргізілген нәтижелері бойынша: палео-Қуры және палео-Пирсагат-құрылымдар, тиісінше, Баку топаралының оңтүстік және Орталық антиклиналды аймақтары; палео-Еділ-Солтүстік Апшерон көтеру аймағы және Оңтүстік-Апшерон иілімінің шеткі шығыс бөлігі; палео-Әмудария-Қызылқұм иілімінің құрлық пен теңіз құрылымы ірі масштабты мұнай-газға қанығуы іс жүзінде орын алмайды. Осы тұжырымдама шеңберінде Оңтүстік Каспийдің орталық терең су ваннасы өз болашағына қатысты қызығушылық таныта алмайды, өйткені алаптағы палеодельта жүйелері көп жағдайда жағалаулық қайраң белдеуі мен құрлықтық беткейден тыс шықпайды.

Қоныс аударатын жерлерді шоғырландыруға қабілетті бос кеуекті кеңістіктерді құруды қамтамасыз ететін резервуарлардың гидродинамикалық дренаж үдерістерінің үстем әсерінің жоғарыда сипатталған моделі бойынша шоғырлар мен кен орындары пайда болды. Көбінесе ҚҚ негізгі жоғарғы плиоцен-антропогендік төсеніш кешендеріндегі ошақтар мен олардың генерация аймақтарынан ӨҚ (ҚҚ) келіп түсу фазасы пайда болғанға дейін ерте түпкілікті құрылымдық безендіруге қатысты жергілікті көтерілімдерде ғана іске асырылуы мүмкін. Осы тұжырымдама шеңберінде неғұрлым кеш шөгудің құрылымына қатысты мұнай мен газдың факторлардың жинақталуына қарамастан ОҚа сыртқы бүйірлік жиектелуінен оның орталық жүктелген бөлігіне қарай ӨҚ (ҚҚ) жергілікті қатпарлығының жасы дәйекті түрде «жасарады», онда акваторияның осы бөлігінің келешегі шектеулі болып табылады.

Алап шикізат базасының қазіргі жағдайын сандық бағалауға ауыстыра отырып, мынадай жағдайды ескеру қажет. Соңғы уақытқа дейін өңірде оның жоғары дәрежеде зерделенуіне байланысты перспективалы және болжамды ресурстарды сандық бағалаудың негізгі тәсілдері көлемді әдістің әр түрлі модификациялары, атап айтқанда, оның салыстырмалы геологиялық ұқсастықтары алаң бірлігіне немесе жыныстар көлеміне және «орташаланған құрылымға» келетін қорлардың орташаланған тығыздықтарына жатады. Екі жағдайда да есептік учаскенің бағаланатын алаңдарына белгіленген мұнай-газдылығынан тұратын ең жақын эталондық құрылым параметрлері әр түрлі түзету коэффициенттерімен байланысты болды. Бұл орайда белгіленген мұнай-газдылығы бар, сондай-ақ онымен көршілес бағаланған ауданның барлығының игерілмеген көтерілімдері де ҚҚ шоғырын қамтуы тиіс деп қабылданды.

Мұндай тәсіл шеңберінде «бос» құрылымның формальды геологиялық белгілері бойынша оған ұқсас ҚҚ ірі шоғырлануының жанында болу мүмкіндігі априорлы түрде жоққа шығарылды. Мұндай жағдай автоматты түрде есептік учаскелердің барлық көтерілуін әлеуетті өнімді деп атады, бұл алаптың алынатын әлеуетінің 12-16 млрд. т. м. э. және одан да көп деңгейінде айқын жоғары бағалауының пайда болуына әкелді. Бұл сарапшылардың «бос» және өнімді құрылымдарға нақты саралау критерийлеріне ие болмағандықтан, олардың уақыт бойынша потенциал шамаларын түзету, көбінесе есептік учаскелердегі көтеру санының өзгеруі есебінен емес, ресурстарды есептеудің көлемді әдісінің формуласына кіретін көрсеткіштер мәндерін өзгерту жолымен жүргізілді.

Мұндай тәсілдің айқын орынсыздығы ҚҚ көшуінің ерекшеліктерін, олардың жинақталуын, фазалық жағдайын, шоғырлар мен кен орындарын консервациялау және диссипациялау шарттарын ескеретін көмірсутекті қанықтырудың сапалық өлшемдері мен сандық көрсеткіштерінің дұрыс кешенін әзірлеу және енгізу қажеттілігін болжайды.

*ҚҚ қанығудың сапалық критерийлері.* Жоғарыда келтірілген барлық материалдарды жүйелеу және жалпылау (7, 8-тараулар) басқа да қажетті және жеткілікті факторлар болған кезде алдын ала тексеру (бағалау) сатысында ӨҚ-ҚҚ ОҚа құрылымдарының өнеркәсіптік мұнай-газдылығының ықтималдығының жалпы геосұйықтық динамикалық алғышарттарына қорытынды жасауға мүмкіндік береді, алдын ала іздеу сатылары төменде келтірілген:

- мұнай-газды қанықпаған, минералдануы, компоненттік құрамы, стратиграфиялық тиістілігі және олардың әр түрлі тұздылық қоспалары бойынша айтарлықтай ерекшеленетін жер асты сулары ретінде бағаланатын коллекторлық қыртыстар мен байламдардағы жергілікті көтермелердің бірлескен өрнектердің болуы;

- жоғарғы аралықтарда ионды-тұздық құрамы және гидрокарбонатты-натрийлі төменгі гидрогеологиялық қабаттың жер асты суларының минералдануы бойынша күрт ерекшеленетін гидрогеохимиялық ауытқуларды енгізу ареалдарының болжамды құрылымының ӨҚ-ҚҚ қатты жоғары минералданған қимасының болуы;

- аймақтық су ортасының болуы аясында қатпарлардың шеткі учаскелерінің компонентті және тік бойынша тұрақты қатты хлорлы кальцийлі тұзды сулар мен тұздықтардың минералдануы бойынша жергілікті көтермелердің сулы аймақтарының қималарындағы гидрогеохимиялық бейіннің инверсиялық сипаты, тереңдігімен минералдануды азайту және су типтерін қатты сілтіге қатар ауыстыру;

- төмен термоградиенттердің салыстырмалы жоғары температураларда және ауытқуы жоғары (АЖҚҚ) және ішкі (АЖҚҚ) қабаттық қысымдарда, тиісті өрістердің гидрогеохимиялық, изотоптық, палинологиялық ұйытқыштарымен ұштасқан және гидродинамикалық қосалқы жүйелердің дренажының әр түрлі қарқынды жергілікті ошақтарына жауап беретін жергілікті бароминимумдар мен термомаксимумдардың фондық бөлінуімен сипатталатын жекелеген ірі бытыраңқы аймақтық (жиі өзара қиылысатын) сынықтар шегінде гидравликалық оқшауланған гидротектон кесектерінің (сатылардың) болуы. Тығыздалған жоғары кеуекті су қанықпаған балшықты жабындарда – үлкен биіктіктегі «басып кіру ореолдарының» ҚҚ ықтимал қабаттық жиынтық шоғырының үстіндегі экрандарда АЖҚҚ дамыту;

- жұмыс аумағында (аймақта, ауданда, өңірде) гидрогеологиялық өрісінің төменгі термальды сілтілі сулардың және сингенетикалық қатты хлорлы кальцийлі тұзды сулар мен өнімді резервуарлар ретінде болжанатын тұздықтардың болуы;

- жұмыс аумағында лайлы жанартаулықты, беттік және субмаринді мұнай, газ, битум көріністерін тарату.

Гидродинамикалық әсердің басым ықпалынан ӨҚ (ҚҚ) мұнай-газдылығының қалыптасу фактісіне қатысты *сандық көрсеткіштері* алдыңғы тарауларда қарастырылған параметрлердің функциялары ретінде жекелеген аудандар мен алаңдарда ҚҚ қорларын, ресурстарын және фазалық жағдайын сандық бағалау үшін мүмкіндіктерді береді (7, 8, 9-тарауларды қараңыз). Мұндай тәсілді іске асырудың әдіснамалық негізі мұнай, газ және конденсат кен орындарын қалыптастыру мүмкіндіктерін немесе қанықтырудың болмауын анықтайтын геологиялық ортаның шекаралық көрсеткіштерін ықтимал-статистикалық бекіту болып табылады.

$A+B+C_1(Q)$  санатының бастапқы геологиялық қорларының бекітілген  $GK_3$  тығыздығы параметрінің бу және көп өлшемді корреляциясы жолымен орындалған литошөгінділік аймақтар мен кіші зоналар, олардың қималарының тектонқұрылымды, литофациалды, сүзусыйымдылық, гидрогеохимиялық, гидродинамикалық, геотемпературалық, геобарлық

жағдайын сипаттайтын жергілікті құрылымдардың 33 геологиялық-физикалық көрсеткішіне қатысты барлық тектоникалық белдіктерді қамтитын 90 кен орны және өңірдің өнімсіз 25 көтерілімі материалдарды талдау, түсіндіру және синтездеу (Рачинский, 2007 ж.; 2008 ж.) көшу жағдайын, ҚҚ шоғырлануын, олардың шоғырлануын консервациялау мен диссипациялауды белгілеуге және симуляциялауға мүмкіндік береді. Тиімді барланған көтерілімдер қорының тығыздық параметрінің трендтік интерполяциясы олардың А+В+С<sub>1</sub> санатындағы ҚҚ қорын анықтауға, Оңтүстік Каспийдің аз зерттелген және іздестірілмеген құрылымдарының экстраполяциясы перспективалы немесе болжамды ресурстар санаттары шеңберінде нөлдік мұнай-газдылығының бөлектеу алабындағы кеңістіктік жағдайды графикалық позициялауға ӨҚ (ҚҚ) бағалауға мүмкіндік берді (11.4-кестені қараңыз).

Осындай тәсілмен орындалған бағалау өзінің идеологиясы бойынша минималды болып табылады. Аймақтың жақсы зерттелген аудандары мен аумақтарындағы осындай тәсілді тестілеу қолданылған әдістің дұрыстығын 95% түзету деңгейінде көрсетті.

11.3-кестеде ГРП бастапқы сатысындағы репрезентативті вариация диапазонын сипатталады және тектонқұрылымдық, литофизикалық, гидродинамикалық, гидрогеохимиялық, геотемпературалық, геобарлық және сүзу-сыйымдылық көрсеткіштері, мұнай, газ және конденсаттың әр түрлі фазалық жинақтарын қалыптастыру мен орналастыру жағдайларына, сондай-ақ ҚҚ қанығу мүлдем орын болмайтын жағдайларға жауап береді.

Беттік қабат пен табанның гипсометриясы, қалыңдығы, шайылу шамасы – ӨҚ (ҚҚ) эрозиясы, қатпарлардың тіктігі мен меншікті бөлінуі екі және үш өлшемді сейсмика деректері бойынша жеткілікті түрде анықталады; қиманың саздылығы, қабаттық және кеуектік қысымдардың ауытқушылық коэффициенттері, олардың даму аймағы төбелерінің тереңдігі, АЖҚҚ және АЖКҚ аймағы қалыңдығының ӨҚ (ҚҚ) қуаттылығына қатынасы, ӨҚ (ҚҚ) бетіндегі кеуектік қысымның градиенті бірінші ұңғымалардың каротажы бойынша анықталады;

Резервуардың гидродинамикалық, геотемпературалық, гидрогеохимиялық, сүзу-сыйымдылық параметрлері ұңғымалар мен нысандарды мұқият және толық тестілеу нәтижелері бойынша белгіленеді.

Өнімді серияның жабынын терең жүктеу арқылы жалпы қалыңдықтың 90-95%-ға дейін қимадағы саздың жоғары болуымен, шарықтау шегіндегі қарқындылықтың АЖҚҚ және АЖКҚ дамуымен сипатталатын Оңтүстік Каспий орталық ваннасының барланбаған көтерілімін бағалау мұнай мен газға қатысты олардың басым бөлігінің перспективалылығына айтарлықтай күмән келтіреді. Екінші жағынан, 11.3-кестеде келтірілген мәліметтер қатпарлар параметрлерінің (геологиялық «терезе», «қоршау») мәндерінің аралығын белгілейді, оның ішінде олардың түрлі сұйықтықтармен қанығуы барынша ықтимал мәнге ие болады.

Жоғарыда аталғандардың барлығын есепке алу өңірлік, аймақтық және жергілікті мұнай-газдылық болжамының жоғары сенімділігін, оның тиімділігі мен геологиялық және экономикалық қауіптері барынша азайтуды қамтамасыз ететін өңірдегі іздеу-барлау үдерісінің қазіргі қолданыстағы алгоритмінен ерекшеленетін алгоритмін әзірлеуге мүмкіндік береді. .

**11.3-кесте.** Жиынтық есепке алу кезінде өнеркәсіптік көмірсутекті қанықтырудың (өнімділіктің геологиялық «терезесі» және «қоршауы») болуын және болмауын айқындайтын Оңтүстік Каспий алабы жергілікті құрылымдарының геологиялық параметрлерінің шекті мәндері.

Критерийлер	Параметрлер	Өлшемділігі	Белгісі	Кен орындарының типі						
				Мұнай, мұнай-газ, газ-мұнай						
				Төменгі Курин депрессиясы	Оңтүстік-шығыс Қобыстан, Джейранкечмес депрессиясы, Алят тізбегі, Баку топаралы		Апшерон түбегі және Оңтүстік Апшерон қайраңы	Апшерон-Балқан маңы шегі		Гограньдаг-Чикишляр қатпарлы аймағы
Солтүстік аймақ	орталық + оңтүстік аймақтары	Апшерон аймағы (теңіз)	Балқан маңы аймағы (теңіз және құрлық)							
Тектоно-құрылымдық	ӨҚ (ҚҚ) бетінің шөгу тереңдігі	м	$T_{PS(RS)}$	0–2080	0	0	0–850	0	0–2200	1050–1400
	ӨҚ (ҚҚ) табанның шөгу тереңдігі	м	$B_{PS(RS)}$	2,790–5,600	3,400–3,475	3,550–4,500	940–3,700	1,675–2,400	2,700–5,900	3,800–4,000
	ӨҚ (ҚҚ) қалыңдығы	м	$h_{PS(RS)}$	2,790–4,130	3,400–3,475	3,550–4,500	940–2,850	1,675–2,400	2,750–3,700	2,600–2,725
	Экрандаушы ӨҚ (ҚҚ) ақчағыл қабатының қалыңдығы	м	$h_{AK}$	0–110	0	0	21–60	0	0–135	200–250
	ӨҚ (ҚҚ) эрозиялық шаюдың қуаты	м	$E_{PS(RS)}$	700–750	300–950	250–1,350	0–1,050	1,125–1,680	0–600	0

## 11.3-кестенің жалғасы

	Құрылым биіктігінің оның ауданына қатынасы – тік	$m/km^2$	$K_i$	13.9–28.0	58.1–58.8	61.7–79.6	25.0–134.3	50.6–59.9	3.0–8.0	6.0–7.5
	Көтерудің меншікті сынуы	$km^2/km^2$	$d_i$	0.365–0.775	0.205–0.230	0.160–0.215	0.150–0.235	0.16–0.262	0.180–0.360	0.090–0.100
Литофизикалық	ӨҚ (ҚҚ) қимасының орташа кеуектілігі	%	$P_{PS(RS)}$	21.6–25.4	22.5–22.7	16.0–19.2	20.0–24.5	23.7–25.5	17.8–24.5	20.5–22.8
	ӨҚ (ҚҚ) қимасының орташа өткізгіштігі	$10^{-6} m^2$	$K_{PS(RS)}$	0.102–0.180	0.320–0.330	0.085–0.107	0.156–0.257	0.201–0.255	0.095–0.205	0.068–0.092
	ӨҚ (ҚҚ) қимасының саздылығы	%	$C_{PS(RS)}$	58.9–65.8	60.5–70.2	72.5–80.2	31.5–55.0	31.7–46.0	53.0–74.0	54.0–64.0
	ӨҚ (ҚҚ) қиманың құмдылығы	%	$S_{PS(RS)}$	34.2–41.1	29.8–30.5	19.8–7.5	45.0–68.5	54.0–68.3	26.0–47.0	36.0–46.0
Гидро-геохимиялық	ӨҚ (ҚҚ) жер асты суларының жалпы минералдану диапазоны	$g/l$	$\Sigma_{a+k}$	9.0–157.5	16.7–43.6	19.0–94.3	15.0–141.5	71.3–106.7	15.0–295.0	20.7–224.4
	ӨҚ (ҚҚ) жер асты суларының метаморфизация коэффициенті	өлшеу сіз	$rNa/rCl$	0.680–1.481	0.705–1.126	0.190–1.375	0.700–3.237	0.830–1.640	0.940–1.465	0.885–1.211
	Судың бастапқы сілтілік коэффициенті (Палмер бойынша)	%-экв	$A_1$	0–15	0–20	0–10	0–45	0–20	0–20	0–20
	Екінші тұздану коэффициенті (Палмер бойынша)	%-экв	$S_2$	0–12	0–20	0–25	0–20	0–15	0–20	0–15
	Жер асты суларындағы сульфат-ионның құрамы	мг-экв/100 г	$rSO_4^{2-}$	0.10–3.00	0.50–4.00	0.20–7.50	0.20–5.50	0.10–4.00	0.20–6.00	0.40–10.00



## 11.3-кестенің жалғасы

	Жер асты суларының метаморфизм градиенті	%	$r\text{RCOO}^-$	0–15.0	5.0–10.0	5.0–10.0	5.0–15.0	5.0–15.0	2.0–10.0	2.0–5.0
Гидро-геодинамикалық	Жер асты сулары типтерінің өту аймағы тереңдігі	м	$H_{tz}$	350–3600	2530–2615	2550–3830	50–3250	420–1560	1000–5100	3100–3500
	Су типтерінің табаннан өту аймағының қашықтығы	м	$D_{tz}$	2000–2440	860–870	670–1000	450–890	840–1260	750–1350	500–700
	Сілтілі суларға қатысты қима аралығының қуатының ӨҚ (ҚҚ)жалпы қалыңдығына қатынасы	%	$h_A$	35.7–87.4	24.7–25.7	14.9–28.2	12.2–94.7	35.0–75.0	12.0–47.0	12.5–18.0
	Жер асты суларының шоғырлану градиенті	г/л/км	$\Sigma_{a+}$ $k/h_{PS(RS)}$ $r\text{Na}/r\text{Cl}$ $h_{PS(RS)}$	19.5–38.5	7.9–8.2	13.7–16.8	36.0–72.9	33.1–38.2	53.0–74.0	58.0–75.0
	Жер асты суларының метаморфизм градиенті	1/км		0.085–0.165	0.105–0.121	0.084–0.118	0.550–0.892	0.19–0.237	0.085–0.210	0.050–0.130
Геотермальді	1000 м. қимасындағы температура	°C	$t_{1000}$	33.0–43.0	33.0–47.0	37.0–45.0	37.0–59.0	55.5–59.5	45.0–55.0	51.0–54.5
	Орташа геотерпературалық градиент	°C/км	$G$	15.35–17.12	13.30–13.50	11.90–13.00	11.40–17.15	13.78–14.27	14.40–16.70	15.50–16.70
	ӨҚ (ҚҚ) табанына келтірілген температура	°C/км	$t_{PS(RS)}$	19.0–23.2	19.8–24.7	22.0–25.0	24.0–63.0	30.0–43.0	19.4–29.7	25.5–26.5
	ӨҚ (ҚҚ) табанына келтірілген жылу ағыны	$10^{-8}$ к ал/ $\text{см}^2 \cdot \text{C}/\text{к}$ м	$q_{PS(RS)}$	65.8–76.0	21.0–21.5	12.0–18.5	24.0–110.0	17.2–28.1	28.0–47.0	29.2–32.2

## 11.3-кестенің жалғасы

Геобарлық	Қыртыстық қысымның жоғары гидростатикалық коэффициенті	МПа/МПа	$P_{ADP}$	1.210–1.425	1.165–1.180	1.260–1.310	1.030–1.140	1.08–1.111	1.320–1.540	1.480–1.600
	АЖҚҚ аймағы бетінің тереңдігі	м	$D_{ADP}$	950–2100	980–1225	900–1180	875–935	1250–1350	640–860	1450–1600
	ӨҚ (ҚҚ) қалыңдығына қатысты АЖҚҚ аймағы қалыңдығының қатынасы	%	$M_{ADP}$	20.0–83.0	62.0–77.0	67.0–81.5	1.5–75.0	20.0–60.0	68.0–89.0	58.0–64.0
	Бірінші қысымның ауытқу коэффициенті (АЖҚҚ)	МПа/МПа	$P_{APP}$	1.310–1.770	1.630–1.640	1.718–1.785	1.210–1.555	1.15–1.320	1.720–2.000	1.550–1.850
	АЖҚҚ аймағы бетінің тереңдігі	м	$D_{APP}$	880–1595	1020–1035	850–1025	855–925	1050–1240	590–740	950–1100
	ӨҚ (ҚҚ) қалыңдығына қатысты АЖҚҚ аймағы қалыңдығының қатынасы	%	$M_{APP}$	42.9–84.3	69.6–70.6	71.1–81.1	1.6–76.9	26.0–56.2	72.0–90.0	75.0–77.0
	ӨҚ (ҚҚ) беттік қысым градиенті	МПа/МПа	$G_{APP}$	0.012–0.1510	0.0143–0.0145	0.0135–0.0140	0.0112–0.0162	0.0108–0.0119	0.0145–0.0205	0.0190–0.0200

## 11.3-кестенің жалғасы

Кен орындарының типі											
Мұнай, мұнай-газ, газ-мұнай											
Критерийлер	Параметрлер	Өлшемділігі	Белгісі	Төменгі Курин депрессиясы	Оңтүстік-шығыс Қобыстан, Джейранкечмес депрессиясы, Алят тізбегі, Баку топаралы		Апшерон түбегі және Оңтүстік Апшерон қайраңы	Апшерон-Балқан маңы шегі		Гограндаг-Чижишляр қатпарлы аймағы	
					Солтүстік аймақ	орталық + оңтүстік аймақтары		Апшерон аймағы (теңіз)	Балқан маңы аймағы (теңіз және құрлық)		
Тектоно-құрылымдық	ӨҚ (ҚҚ) бетінің шөгу тереңдігі	м	$T_{PS}(RS)$	90–2890	0–1800	175–1100	1150–1800	600–1600	600–2150	1400–1800	
	ӨҚ (ҚҚ)табанның шөгу тереңдігі	м	$B_{PS}(RS)$	4260–6010	3450–7300	4875–6400	4500–6250	3600–4950	3500–5000	4000–4250	
	ӨҚ (ҚҚ)қалыңдығы	м	$h_{PS}(RS)$	3000–4170	3450–4800	4700–5300	3350–4375	2750–3350	2950–3700	2450–2600	
	Экрандаушы ӨҚ (ҚҚ) акчагыл қабатының қалыңдығы	м	$h_{AK}$	75–130	60–75	40–60	60–95	50–65	65–135	250–300	
	ӨҚ (ҚҚ)эрозиялық шаюдың қуаты	м	$E_{PS}(RS)$	0	0–960	0	0	0	0	0	0
	Құрылым биіктігінің оның ауданына қатынасы – тік	м/км <sup>2</sup>	$K_j$	9.05–22.1	5.1–58.8	27.4–46.1	12.9–19.0	7.0–34.4	3.0–6.5	3.5–6.0	

## 11.3-кестенің жалғасы

	Көтерудің меншікті сынуы	км <sup>2</sup> /км <sup>2</sup>	$d_j$	0.270–0.620	0.090–0.205	0.065–0.160	0.100–0.150	0.070–0.160	0.180–0.350	0.060–0.090
Литофизикалық	ӨҚ (ҚҚ) қимасының орташа кеуектілігі	%	$P_{PS(RS)}$	20.0–24.0	15.1–22.6	13.4–15.6	16.2–18.6	17.5–21.4	18.5–24.5	18.8–20.5
	ӨҚ (ҚҚ) қимасының орташа өткізгіштігі	10 <sup>-6</sup> м <sup>2</sup>	$K_{PS(RS)}$	0.075–0.150	0.030–0.325	0.033–0.053	0.108–0.140	0.077–0.155	0.105–0.205	0.036–0.068
	ӨҚ (ҚҚ) қимасының саздылығы	%	$C_{PS(RS)}$	61.6–67.0	69.7–98.0	82.5–90.0	62.0–73.0	63.5–78.8	53.0–73.0	64.0–72.0
	ӨҚ (ҚҚ) қиманың құмдылығы	%	$S_{PS(RS)}$	33.0–38.4	2.0–30.3	10.0–17.5	27.0–38.0	21.2–63.5	28.0–47.0	28.0–36.0
Гидро-геохимиялық	ӨҚ (ҚҚ) жер асты суларының жалпы минералдану диапазоны	г/г	$\Sigma_{a+k}$	6.0–159.1	14.9–119.4	19.9–147.5	15.7–352.9	21.2–195.7	15.0–295.0	15.4–246.1
	ӨҚ (ҚҚ) жер асты суларының метаморфизация коэффициенті	өлшеу сіз	$r_{Na/rCl}$	0.870–0.890	0.630–2.080	0.660–1.770	0.650–4.820	0.700–1.815	0.715–1.465	0.880–1.343
	Судың бастапқы сілтілік коэффициенті (Палмер бойынша)	%-экв	$A_1$	0–5	0–10	0–3.5	0–20	0–15	0–10	0–20

## 11.3-кестенің жалғасы

	Екінші тұздылық коэффициенті (Палмер бойынша)	%-экв	$S_2$	0–15	0–25	0–30	0–25	0–20	0–25	0–20
	Жер асты суларындағы сульфат-ионның құрамы	мг-экв/ 100 г	$rSO_4^{2-}$	1.00–7.00	1.00–10.00	0.50–12.00	0.80–12.00	0.20–10.00	1.50–9.00	0.40–15.00
	Жалпы сілтілік органикалық қышқылдардың көлемі	%	$rRCOO^-$	20.0–25.0	15.0–20.0	15.0–20.0	20.0–25.0	15.0–20.0	15.0–20.0	5.0–15.0
Гидро-геодинамикалық	Жер асты сулары типтері өту аймағының тереңдігі	м	$H_{tz}$	1940–4310	2585–6820	4100–5925	4090–5910	2500–4360	2630–5100	3500–3850
	Су типтерінің табаннан өту аймағының қашықтығы	м	$D_{tz}$	1700–2320	480–865	475–600	340–410	580–770	750–1050	400–500
	Сілтілі суларға қатысты қима аралығықуатының ӨҚ (ҚҚ) жалпы қалыңдығына қатынасы	%	$h_A$	28.3–54.5	6.6–25.1	7.4–12.3	5.4–9.5	11.7–23.0	12.0–30.0	9.0–12.5

## 11.3-кестенің жалғасы

	Жер асты суларының шоғырлану градиенті	г/л/км	$\Sigma_{a+k}/h_{PS(RS)}$	34.5–40.5	8.1–14.4	18.8–21.8	73.5–74.2	40.5–47.5	57.0–74.0	75.0–90.0
	Жер асты суларының метаморфизм градиенті	1/км	$r_{Na}/r_{Cl}/h_{PS(RS)}$	0.134–0.187	0.112–0.259	0.141–0.210	0.871–0.885	265–0.331	0.095–0.210	0.130–0.180
Геотемпературалық	1000 м. қимасындағы температура	°C	$t_{1000}$	29.7–39.5	27.0–33.0	27.0–37.0	32.0–37.0	1.5–55.5	32.0–52.0	41.5–51.0
	Орташа геотемпературалық градиент	°C/км	G	15.70–18.40	13.30–18.00	13.80–16.30	18.90–19.20	8.95–19.20	14.70–16.70	16.70–19.00
	ӨҚ (ҚҚ)табанына келтірілген температура	°C/км	$t_{PS(RS)}$	18.7–21.0	18.0–23.0	18.1–21.0	19.0–24.0	6.0–30.0	19.4–26.0	24.0–25.5
Геобарлық	Қыртыстық қысымның жоғары гидростатикалық коэффициенті	МПа/МПа	$P_{ADP}$	1.290–1.500	1.175–1.630	1.350–1.530	1.155–1.170	270–1.485	1.350–1.540	1.600–1.775
	АЖҚҚ аймағы бетінің тереңдігі	м	$D_{ADP}$	750–1400	790–1000	675–900	855–875	75–1150	640–825	1300–1450
	ӨҚ (ҚҚ) қалыңдығына қатысты АЖҚҚ аймағы қалыңдығының қатынасы	%	$M_{ADP}$	67.0–86.5	85.0–89.0	78.2–88.4	80.0–87.0	70.0–90.0	76.0–89.0	64.0–69.0

## 11.3-кестенің жалғасы

	Бірінші қысымның ауытқу коэффициенті (АЖКҚ)	МПа/ МПа	$P_{APP}$	1.485–1.935	1.635–2.060	1.890–2.070	1.610–1.710	1.450–1.600	1.775–2.000	1.850–2.050
	АЖКҚ аймағы бетінің тереңдігі	м	$D_{APP}$	750–1235	725–1025	675–825	830–845	700–960	590–740	825–950
	ӨҚ (ҚҚ) қалыңдығына қатысты АЖКҚ аймағы қалыңдығының қатынасы	%	$M_{APP}$	71.0–87.5	70.3–90.1	83.1–89.4	81.2–86.7	71.3–85.8	80.0–90.0	77.0–81.0
	ӨҚ (ҚҚ) беттік қысым градиенті	МПа/ МПа	$G_{APP}$	0.0133–0.0162	0.0144–0.0179	0.0147–0.0178	0.0169–0.0179	0.0122–0.0141	0.0155–0.0205	0.0200–0.0210

## 11.3-кестенің жалғасы

Төмен әлеуетті және өнімсіз құрылымдар										
Критерийлер	Параметрлер	Өлшем ділігі	Белгісі	Төменгі Курин депрессиясы	ГП Қобыстан, Джейранкечмес ойпаты, Алят тау тізбегі жотасы, Баку топаралы		Апшерон түбегі мен Оңтүстік Апшерон қайраңы	Апшероно-Балқанский Силл		Гограньдаг-Чижишляр қатпарлы аймағы
					Солтүстік зона	Орталық + Оңтүстік зона		Апшеронкіші аймағы (теңіз)	Балқан кіші аймағы (теңіз+құрлық)	
Тектоно-құрылымдық	ӨҚ (ҚҚ) бетінің шөгу тереңдігі	м	$TPS(RS)$	>2900	>1700	>1300	>1800	>1750	>2150	<1050 и >1800
	ӨҚ (ҚҚ) табанның шөгу тереңдігі	м	$BPS(RS)$	<1900 және >6200	<2800 және >7300	<3550 және >6850	<850 және >7500	<1675 және >5375	<2700 және >5900	<3800 және >4250
	ӨҚ (ҚҚ) қалыңдығы	м	$hPS(RS)$	<2800 и >4700	<3000 и >5500	<3550 и >5550	<850 и >5250	<1675 и >3525	<2750 и >3700	<2450 и >2725
	Экрандаушы ӨҚ (ҚҚ) ақчағыл қабатының қалыңдығы	м	$h_{AK}$	>260	>75	>70	>120	>65	>135	<200 и >300
	ӨҚ (ҚҚ) эрозиялық шайудың қуаты	м	$EPS(RS)$	>1000	>1000	>1350	>1250	>1700	>600	–
	Құрылым биіктігінің оның ауданына қатынасы – тік	м/к м <sup>2</sup>	$K_j$	<3.0 и >36.0	<4.0 и >84.0	<25.0 и >80.0	<7.0 и >175.0	<5.0 и >60.0	<3.0 и >8.0	<3.5 и >7.5
	Көтерілімнің меншікті сынуы	км <sup>2</sup> / км <sup>2</sup>	$d_j$	<0.125 и >0.800	<0.090 и >0.230	<0.065 и >0.215	<0.100 и >0.235	<0.070 и >0.262	<0.180 и >0.360	<0.060 и >0.100



## 11.3-кестенің жалғасы

Литофизикалық	ӨҚ (ҚҚ) қимасының орташа кеуектілігі	%	$P_{PS}(RS)$	<17.5 и >26.0	<15.0 и >23.0	<13.3 и >19.2	<16.2 и >24.7	<16.5 и >25.5	<17.8 и >24.5	<18.8 и >22.8
	ӨҚ (ҚҚ) қимасының орташа өткізгіштігі	10 –6 м <sup>2</sup>	$K_{PS}(RS)$	<0.050 и >0.190	<0.030 и >0.355	<0.032 и >0.107	<0.103 и >0.265	<0.062 и >0.255	<0.095 и >0.205	<0,036 и >0,092
	ӨҚ (ҚҚ) қимасының саздылығы	%	$C_{PS}(RS)$	<58.0 и >68.0	<67.0 и >98.0	<72.5 и >92.5	<31.0 и >75.0	<31.7 и >80.0	<53.0 и >74.0	<54,0 и >72,0
	ӨҚ (ҚҚ) қиманың құмдылығы	%	$S_{PS}(RS)$	<32.0 и >42.0	<2.0 и >33.0	<7.5 и >27.5	<25.0 и >69.0	<20.0 и >68.3	<26.0 и >47.0	<28,0 и >46,0
Гидрогеохимиялық	ӨҚ (ҚҚ) жер асты суларының жалпы минералдану диапазоны	г/л	$\Sigma_{a+k}$	< 6.0 и >160.0	<10.0 и >120.0	<15.0 и >150.0	<15.0 и >350.0	<20.0 и >200.0	<15.0 и >295.0	<15,0 и >250,0
	ӨҚ (ҚҚ) жер асты суларының метаморфизация коэффициенті	ше ксіз	$rNa/rCl$	<0.680 и >1.520	<0.660 и >2.080	<0.620 и >1.840	<0.620 и >5.730	<0.700 и >1.815	<0.715 и >1.465	<0,885 и >1,345
	Судың бастапқы сілтілік коэффициенті (Палмер бойынша)	%- экв	$A_1$	>15.0	>20.0	>10.0	>45.0	>20.0	>20.0	>20,0
	Екінші тұздылық коэффициенті (Палмер бойынша)	%- экв	$S_2$	>15.0	>25.0	>30.0	>25.0	>20.0	>25.0	>20,0

## 11.3-кестенің жалғасы

	Жер асты суларындағы сульфат-ионның құрамы	мг-экв/ 100 г	$rSO_4^{2-}$	<0.05 и >10.00	<0.01 и >15.00	<0.01 и >12.00	<0.01 и >12.00	<0.01 и >10.00	<0.01 и >10.00	<0,01 и >15,00
	Жалпы сілтілік органикалық қышқылдардың көлемі	%	$rRCOO^-$	<0.05 и >25.00	<0.05 и >25.00	<0.05 и >20.00	<0..10 и >25.00	<0.10 и >20.00	<0.10 и >20.00	<0,05 и >15,00
Гидро-геодинамикалық	Жер асты сулары типтерінің өту аймағы тереңдігі	м	$H_{tz}$	<200 и >5400	<2100 и >6800	<2550 и >6425	<100 и >6500	<400 и >1660	<1000 и >5100	<3100 и >3850
	Су типтерінің табаннан өту аймағының қашықтығы	м	$D_{tz}$	<400 и >2500	<480 и >950	<425 и >1000	<340 и >920	<560 и >1250	<750 и >1350	<400 и >700
	Сілтілі суларға қатысты қима аралығы қуатының ӨҚ (ҚҚ) жалпы қалыңдығына қатынасы	%	$h_A$	<6.0 и >95.0	<6.5 и >30.0	<6.2 и >28.2	<5.0 и >97.5	<11.0 и >75.0	<12.0 и >47.0	<9,0 и >18,0
	Жер асты суларының шоғырлану градиенті	г /л /к м	$\Sigma_{a+k}/h_{PS(RS)}$	<15.0 и >45.0	<4.0 и >15.0	<10.8 и >21.9	<30.0 и >74.0	<33.5 и >48.7	<53.0 и >74.0	<58,0 и >90,0
	Жер асты суларының метаморфизм градиенті	1 /к м	$rNa/rCl/h_{PS(RS)}$	<0.060 и >0.200	<0.050 и >0.260	<0.084 и >0.219	<0.525 и >0.890	<0.195 и >0.352	<0.085 и >0.210	<0,050 и >0,180

## 11.3-кестенің жалғасы

Геотемпературалық	1000 м. қимасындағы температура	°C	$t_{-1000}$	<29.5 и >43.0	<27.0 и >47.0	<27.0 и >45.0	<32.0 и >59.0	<51.0 и >59.5	<32.0 и >55.0	<41,0 и >55,0
	Орташа геотемпературалық градиент	°C/км	$G$	<15.00 и >18.40	<12.50 и >18.00	<11.90 и >16.70	<14.50 и >18.40	<13.80 и >23.00	<14.40 и >16.70	<15,50 и >19,00
	ӨҚ (ҚҚ) табанына келтірілген температура	°C/км	$t_{PS(RS)}$	<18.5 и >23.3	<18.0 и >25.0	<16.5 и >23.0	<19.0 и >63.0	<26.0 и >43.0	<19.4 и >29.7	<24,0 и >26,5
	ӨҚ (ҚҚ) табанына келтірілген жылу ағыны	$10^{-8}$ кал/ см <sup>2</sup> -с/км	$q_{PS(RS)}$	<11.0 и >26.0	<12.7 и >22.8	<9.5 и >18.5	<17.0 и >110.0	<24.0 и >47.0	<10.8 и >39.6	<26,5 и >32,2
Геобарлық	Қыртыстық қысымның жоғары гидростатикалық коэффициенті	МПа/ МПа	$P_{ADP}$	<1.200 и >1.580	<1.130 и >1.630	<1.260 и >1.540	<1.025 и >1.173	<1.085 и >1.490	<1.320 и >1.540	<1,480 и >1,775
	АЖҚҚ аймағы бетінің тереңдігі	м	$D_{ADP}$	<750 и >2100	<790 и >1225	<730 и >1080	<855 и >935	<875 и >1350	<640 и >860	<1300 и >1600
	ӨҚ (ҚҚ) қалыңдығына қатысты АЖҚҚ аймағы қалыңдығының қатынасы	%	$M_{ADP}$	<58.0 и >68.0	<67.0 и >98.0	<72.5 и >92.5	<31.0 и >75.0	<31.7 и >80.0	<530.0 и >74.0	<54.0 и >72.0
	Бірінші қысымның ауытқу коэффициенті (АЖҚҚ)	МПа/ МПа	$P_{APP}$	<1300 и >2050	<1620 и >2060	<1720 и >2090	<1200 и >1750	<1150 и >1630	<1720 и >2000	<1550 и >2050

## 11.3-кестенің жалғасы

	АЖҚҚ аймағы бетінің тереңдігі	м	$D_{APP}$	<710 и >1770	<725 и >1100	<665 и >1025	<825 и >965	<650 и >1240	<590 и >740	<825 и >1100
	ӨҚ (ҚҚ) қалыңдығына қатысты АЖҚҚ аймағы қалыңдығының қатынасы	%	$M_{APP}$	<30,0 и >88,0	<67,0 и >90,0	<71,0 и >90,5	и >88,0 <0,0100 и	<26,0 и >88,0	<72,0 и >90,0	<75,0 и >81,0
	ӨҚ (ҚҚ) беттік қысым градиенті	МПа/ МПа	$G_{APP}$	<0,0120 >0,0180	<0,0141 и >0,0179	<0,0135 и >0,0179	>0,0180	<0,0108 и >0,0143	<0,0145 и >0,0205	<0,0190 и >0,0210

Бірінші кезеңде олардың параметрлігін сандық бағалауға мүмкіндік беретін нақты аудандар мен аймақтардың табиғи резервуарларының тектоникалық құрылымдық жағдайы бойынша барлық жинақталған ақпаратты талдау және кейіннен синтездеу жүзеге асырылады;

Екінші кезеңде гидрогеохимиялық, гидродинамикалық, геобарлық, геотемпературалық, литошөгінділік өрістер параметрлерінің кеңістіктік флукуацияларының сандық бекітуімен жобаланатын жұмыс нысандарының және болжам аумағының геосұйықтық динамикалық жағдайы толығырақ зерттеледі;

Үшінші кезеңде тұтқыштар архитектурасының параметрлері мен олардың геологиялық-физикалық өрістерінің сипаттамаларының жиынтығы арасында сапалық байланыстар мен сандық корреляция белгіленеді.

Төртінші кезеңде белгілі кен орындарына нақты құрылымдар қорлар тығыздығының (Qd) параметрін бағалай отырып, мұнай-газдылықтың алаңдық таралуының жалпы заңдылықтары анықталады;

Бесінші кезеңде бу және көптеген корреляция аппаратын пайдалана отырып, функциялардың бұрын анықталған барлық дәлелдерімен байланысы белгіленеді және нақты өнімділіктің белгілі шекараларында интерполяция (барланған қорларды нақтылау) мен әлсіз зерттелген аумақтарға рұқсат етілген экстраполяциялар (қорларды ықтимал бағалау) үшін аз зерттелген аумақтарға мұнай-газға қанықтырылудың болмауын оқшаулаудың кеңістіктік жағдайын орната отырып, рұқсат етілген экстраполяциялар (қорларды ықтимал бағалау) үшін төзімділікті беретін мұнай-газдылығының картографиялық геоматематикалық моделі құрастырылады.

Жұмыстардың ұсынылып отырған дәйектілігі ГРП бірінші кезекте қою үшін неғұрлым перспективалы жергілікті көтерілімдерді визуализациялауға және әлсіз, өте әлсіз және геологиялық кутулердің болмауы аудандарын сенімді түрде бөлуге мүмкіндік береді.

Әдістің айқын артықшылығы, сондай-ақ оның шеңберінде ең бірінші (тірек, рекогносциялайтын, алдын ала іздеу, озық) ұңғымаларды тестілеу нәтижелерін және жергілікті құрылымдар құрылысының ерекшеліктерін параметрлейтін 2D және 3D міндетті сейсмика деректерін пайдалану мүмкіндігі болып табылады, яғни, мұнай-газдылықты болжаудың және іздестіру үдерісінің кезектілігі мен ерекшелігін жоспарлаудың бастапқы сатысында-елеулі шектелген геологиялық ақпарат жағдайында қажетті геологиялық қамтамасыз ету.

2006 жылғы 1 қаңтардағы жағдай бойынша сипатталған әдіснаманы қолдана отырып, бастапқы геологиялық қорлардан бассейнде ашылған 107 кен орны және мұнай, газ және конденсат бар айқын белгілері бар 42 барланған алаң бойынша ҚҚ ағымдағы дәлелденген қорының қайта есептелуі бағаланды. Жалпы өңір бойынша ӨҚ (ҚҚ) А+В+С<sub>1</sub> санатындағы қорлар гипсометриялық тереңдігінің барлық интервалында 0-8, 5 км құрайды: мұнай – 872,53 млн.т, конденсат – 195,13 млн.т, газ – 2145,44 млрд.м<sup>3</sup>, көмірсутек – 3213,1 млн.т м.э.; С<sub>2</sub> санатының қорлары, сәйкесінше – 1020,38 және 208,62 млн., 2028,29 млрд.м<sup>3</sup> және 3257,29 млн.т м.э.

Қолданылған есептеу әдісі шеңберінде соңғы градация қорлары өзінің нақтылық дәрежесі бойынша С<sub>1</sub> санатына жеткілікті жақын болғандықтан, бұдан әрі елдер мен алаптардың дәлелденген қорларын барлық санаттардың сомасы-А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> ретінде қарастыруға болады.

Өзірбайжанда, Иранда белгіленген көлемнің негізгі бөлігі теңізге шоғырланған – 95,45% және 83,5%, Түрікменстанда құрылғақ шоғырланған -67,4%.

Көмірсутек өнімдерінің жекелеген түрлері бойынша елдерге қатысты жағдай келесідей көрінеді: Өзірбайжанда мұнайдың жиынтық категориялық қоры 946,74 млн.т құрайды, конденсат – 348,23 млн. т, газ-2632,87 млрд.м, ҚҚ-3927,83 млн. т м.э.; Түрікменстанда сәйкесінше – 272,77 және 40,61 млн. т, 752,87 млрд. м<sup>3</sup>, 1066,25 млн. т м.э.; Иранда-673,4 және 14,91 млн. т, 788 млрд.м<sup>3</sup>, 1476,31 млн. т м.э.; тұтас алап бойынша: мұнай – 1892,91 және 403,75 млн. т, 4173,73 млрд.м<sup>3</sup>, 6470,39 млн. т м.э.(11.4-кесте).

01.01.2006 ж. жағдай бойынша алынатын «мұнай + конденсат» және газ қорларын өндіру коэффициенттері (ағымдағы алынатын қорлардың бастапқы қорлардың қатынасы) құрлық және теңіз бойынша, тиісінше: Әзірбайжан-0,952 және 0,527, 0,291 және 0,122; Түрікменстан-0,710 және 0,294, 0,044 және 0,035 (9.4-кестесін қараңыз). Келтірілген сандардан көрініп отырғандай, екі елде ҚҚ өндіруді арттыру үшін олардың теңіз секторлары үлкен перспективалардан тұрады.

Құрлықтың өте сарқылған кен орындарында мұнай мен конденсаттың алынатын қорлары өсімінің айтарлықтай елеулі резерві өнімді қабаттарды пайдаланудың екінші және үшінші әдістерін кеңінен енгізу есебінен олардың мұнай және конденсат қайтарылу коэффициенттерін арттыру болып табылуы мүмкін.

Қорлардың мемлекеттік балансына сәйкес Әзірбайжанда сұйық ҚҚ алудың орташа коэффициенті шамамен 35%, Түрікменстанда 41% қабылданды. Олардың мәндерінің 1%-ға ұлғаюы бірінші жағдайда ағымдағы қалдық қорлардың шамамен 30-ға, екіншісінде 5 млн. т. өсуіне сәйкес келеді. Әзірбайжанның және Түрікменстанның теңіз алаңдарында өнеркәсіптік санаттағы мұнай мен газ қорларының өсуі жақын болашақта, ең алдымен, Азери, Чираг, Гюнешли, Кяпаз, Шахдениз кен орындарының ӨҚ қимасының төменгі бөлігін және белгіленген мұнай-газдылығынан тұратын Ашрафи, Арабах, Дан Улдузу, Нахчывани алаңдарын жете барлау есебінен қамтамасыз етілуі мүмкін. 1 және 11 келісім-шарттық блоктарды көтеру жөніндегі іс-шаралар жүргізілуі керек. Құрлықта бұл тұрғыда Төменгі Курин депрессиясының (Әзірбайжан) және Гограньдар-Чикишляр көтеру аймағының (батыс Түрікменстан) толығымен барланған құрылымдарынан оң нәтижелер күтіледі.

Орындалған бағалау келесі тұжырым жасауға мүмкіндік береді, ӨҚ (ҚҚ) бойынша Әзірбайжанда шығарылатын перспективті (С<sub>3</sub>) және болжамды (Д<sub>1</sub>) ҚҚ ресурстары сомасы бойынша 589,17 құрайды, Түрікменстанда -159,94, Иранда -324,69; тұтас алап бойынша – 1073,80 млн. т. м.э. құрайды. Оның ішінде акваторияда шоғырланғаны: Әзірбайжанда – 95,7%, Түрікменстанда – 32,6%, Иранда – 88,1%, аймақ бойынша барлығы -82,8% құрайды (9.4-кестені қараңыз).

Бұл жағдайда Әзірбайжандағы газ бен конденсаттың болжамды ресурстарының басым бөлігі Абиха білігінің жекелеген теңіз көтерілімдерінде (Алов-Шарг-Араз блогы) – шамамен 330 млрд.м<sup>3</sup> және 50 млн.т; мұнайдың перспективалық ресурстары – Төменгі Курин депрессиясының құрлығында 25,5 млн.т және Апшерон топаралының Солтүстік Апшерон көтерілім аймағының игерілмеген алаңдарында 185 млн.т деп болжанады (Арзу а., Айнара, Хамдем, Севиндж және т.б.) (Құрлықтан алыстатылған соңғы ауданның көтерілулері негізінен олардың әрқайсысында абсолюттік мәнде бағаланған аз мөлшерде екенін ескеру қажет. Осы себептер бойынша қазіргі уақытта ҚҚ-ға әлемдік бағаларына қатысты жақын перспективада игерудің коммерциялық рентабельділігі тұрғысынан жеткілікті тартымды болып көрінбейді, бұл энергия тасымалдаушылармен әлемдік жағдайды қайта қалпына келтіру бойынша оларды өнеркәсіптік пайдаланудың мүмкін болатын орындылығын жоққа шығармайды).

Түрікменстанда перспективті ресурстармен шамамен 110 млн. т м.э. ҚҚ жаңа шоғырларын ашу негізінен Гограньдаг-Чикишляр зонасының құрылымдарын барлауда және болжамды ресурстармен Сары-Чикишляр қатпарлы белдеуінің жеке теңіз көтерілімдерінде болжамданады – шамамен 50 млрд.м<sup>3</sup>, Иранда – Ленкорано-Горган иілімінің акваториясында – 185 млн.т.м.э. дәйектілік дәрежесі бойынша олар перспективалы және болжамды ресурстардың санаттары арасында аралық болып табылады.

**Кесте 11.4** Оңтүстік Каспий мұнай-газ алабы бойынша көмірсутегі көлемдерінің құрылымы

Мемлекет	Аймақ	01.0.2006 ж. ішінде жиналған өнім			А+В+С <sub>1</sub> +С <sub>2</sub> санатының қорлары						Бастапқы алынатын қорларды өндіру коэффициенті		
		Мұнай(М) +конденсат (К) млн.т.	Газ Млрд. м <sup>3</sup>	ҚҚ, млн.т. м.э.	М+К, млн.т.		Газ Млрд.м <sup>3</sup>		ҚҚ, млн.т.м.э.		Н+К	Газ	ҚҚ
Әзірбайжан	Құрлық	961.21	136.22	1097.43	2,901.34	0.60	269.40	18.31	3,170.74	25.47	0.952	0.527	0.866
					47.74		122.08		169.82				
	Теңіз	511.94	349.01	860.95	3,974.96	178.64	3,007.53	1,289.20	6,982.49	2,034.47	0.291	0.122	0.186
					1,247.23		2,510.78		3,758.01				
	Барлығы	1473.15	485.23	1958.38	6,876.30	179.24	3,276.93	1,307.51	10,153.23	2,059.94	0.532	0.156	0.333
					1,294.97		2,632.86		3,927.83				
Түрікменстан	Құрлық	427.24	226.43	653.67	1,465.96	5.25	802.24	126.28	2,268.20	171.85	0.710	0.294	0.476
					174.49		544.60		719.09				
	Теңіз	6.47	7.53	14	424.24	12.95	226.35	143.50	650.59	226.62	0.044	0.035	0.034
					138.89		208.27		347.16				
	Барлығы	433.71	233.96	667.67	1,890.20	18.20	1,028.59	269.78	2,918.79	398.47	0.580	0.237	0.385
					313.38		752.87		1,066.25				

## 11.4-кестенің жалғасы

Иран	Құрлық	Өндіріс жоқ			36.00	240.0 0	228.00	276.00	242.91	0.000	0.00 0	0.00 0	
					14.91	11.18		171.00		182.18			
	Теңіз				1,346.80		589.47	280.00	1,936.27	616.70	0.00 0	0.00 0	0.00 0
					673.40		560.00		1,233.40				
	Барлығы				1,382.80	11.18	829.47	451.00	2,212.27	798.88	0.00 0	0.00 0	0.00 0
688.31			788.00		1,476.31								
ОҚа	Құрлық	1388.45	362.65	1751.1	4,403.30	17.03	1,311.6 4	315.59	5,714.94	379.50	0.85 4	0.28 8	0.60 7
					237.14		894.68		1,131.82				
	Теңіз	518.41	356.54	874.95	5,746.00	191.5 9	3,823.3 5	1,712.7 0	9,569.35	2,977.7 9	0.20 1	0.09 8	0.14 1
					2,059.52		3,279.0 5		5,338.57				
	Барлығы	1906.86	719.19	2626.05	2,296.66	208.6 2	4,173.7 3	2,028.2 9	6,470.39	3,257.2 9	0.45 4	0.14 7	0.28 9
				10,149.30		5,134.9 9		15,284.2 9					
% әлемдік алынатын қорларға байланысты				1.38		2.44		1.91					
Ескерту. 1-ші қатар – бастапқы саны, ресурстар, әлеует; 2-ші қатар – 01.01.2006 жыл ішінде алынған қорлар, ресурстар, әлеует.													



## 1.4-кестенің жалғасы

Мемлекет	Аймақ	Сз + Д <sub>1</sub> санатының ресурстары			А- В+С <sub>1</sub> +С <sub>2</sub> +С <sub>3</sub> +Д <sub>1</sub> әлеуеті			2010 ж. өндіріс деңгейі		Қамсыздандырылу	
		н + к, млн. т	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	ҚҚ, млн.т. н.э.	н + К, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	ҚҚ, млн.т. м.э.	Н + К, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Н + К	Газ
										жыл	
Әзірбайжан	Құрлық	20,63	26,81	47,44	2921,97	296,21	3218,18	4	3	14	47
		7,16	18,31	25,47	54,90	140,39	195,29				
	Теңіз	428,10	593,37	1021,47	4403,06	3600,90	8003,96	59	27	24	107
		187,08	376,62	563,70	1434,31	2887,40	4321,71				
	Барлығы	448,73	620,18	1068,91	7325,03	3897,11	11222,14	63	30	24	101
194,24		394,93	589,17	1489,21	3027,79	4517,00					
Түрікменстан	Құрлық	64,63	113,54	178,17	1530,59	915,78	2446,37	28	15	7	42
		26,17	81,69	107,86	200,66	626,29	826,95				
	Теңіз	61,17	54,82	115,99	485,41	281,17	766,58	20	10	8	24
		20,83	31,25	52,08	159,72	239,52	399,24				
Барлығы	125,80	168,36	294,16	2016,00	1196,95	3212,95	48	25	8	35	
	47,00	112,94	159,94	360,38	865,81	1226,19					
Иран	Құрлық	4,50	38,36	42,86	40,50	278,36	318,86	1	3	17	88
		2,24	36,44	38,68	17,15	264,44	281,59				
	Теңіз	202,93	194,75	397,68	1549,73	784,22	2333,95	9	6	86	124
		101,01	185,00	286,01	774,41	745,00	1519,41				
	Барлығы	207,43	233,11	440,54	1590,23	1062,58	2652,81	10	9	83	112
103,25		221,44	324,69	791,56	1009,44	1801,00					
Ока	Құрлық	89,76	178,71	268,47	4493,06	1490,35	5983,41	33	21	8	49
		35,57	136,44	172,01	272,71	1031,12	1303,83				
	Теңіз	692,20	842,94	1535,14	6438,20	4666,29	11104,49	88	43	27	90
		308,92	592,87	901,79	2368,44	3871,92	6240,36				
	Барлығы	781,96	1021,65	1803,31	10931,26	6156,64	17087,90	121	64	22	77
344,49		729,31	1073,80	2641,15	4903,04	7544,19					

Барлық аталғандарды ескере отырып, ОКа бастапқы геологиялық потенциалы 17,09 млрд. т м.э. бағалануы мүмкін (11-кестені қараңыз). Өзірбайжан үлесіне 11,22 (65,7%) тиеді, оның ішінде теңізде – 8,00; Түрікменстанда – 3,21 (18,8%), теңізде – 0,77; Иранда – 2,65 (15,5%), теңізде – 2,33 млрд.т.м.э. Жалпы көлемде оның әлеуетті сұйық фазасы (мұнай + конденсат) 10,93 млрд.т, газ тәрізді – 6,15 трлн.м<sup>3</sup>; алап мемлекеттері бойынша сәйкесінше: Өзірбайжан – 7,32 және 3,90 (теңіз – 4,40 және 3,60); Түрікменстан – 2,02 және 1,19 (теңіз – 0,49 және 0,28); Иран – 1,59 және 1,06 (теңіз – 1,55 және 0,78).

Шөгү тереңдігінің барлық диапазонындағы ӨҚ (ҚҚ) аймағының жалпы алынатын ҚҚ потенциалы – 01.01.2006 ж. бойынша 0-8,5 км, ал біздің бағалауымыз бойынша: Өзірбайжан – 4,52 (59,9%), Түрікменстан – 1,23 (16,3%), Иран – 1,80 (23,8%), тұтас ОКа 7,54 млрд.т.м.э. құрайды. Осылайша, акваториялық бөлігі: Өзірбайжан – 4,32 (69,2%), Түрікменстан – 0,40 (6,4%), Иран – 1,52 (24,4%), тұтас алап бойынша – 6,24 млрд.т. м.э (82,8%). Өңірдің жекелеген елдері бойынша оларға тиесілі теңіз секторларында шоғырланғаны: сәйкес потенциалға қатысты Өзірбайжан – 95,6%, Түрікменстан – 32,5%, Иран – 84,3%.

Алынатын қорлар мен ресурстардың 100% расталған және 2010 жылға жоспарланған өндіру деңгейіне қол жеткізілген жағдайда, олардың Өзірбайжан бойынша қамтамасыз етілуі келесідей: мұнай + конденсат – 24, газ – 101 жыл; Түрікменстан, сәйкесінше – 8 және 35 жыл, Иран – 83 және 112 жыл. Аса шиеленіскен жағдай кен орындарындағы құрлыққа қатысты орын алып отыр, яғни Өзірбайжанда – 14 жыл және Түрікменстанда 7 жыл (9.4-кестені қараңыз), бұл жерде жаңа ірі кен орындарын ашу мүмкіндігі аз болған жағдайда, жоғарыда атап өткендей, кен шоғырларының ұңғымаларын пайдалану техникасы мен технологиясын жетілдіру, қабаттардың мұнай беруін арттыру іс-шараларының кең кешенін енгізуді қолдау талап етіледі.

А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> санаты бойынша әлемдік дәлелденген қорлардағы өңірлік үлесі: мұнай және конденсат – 1,38%, газ – 2,44%, ҚҚ – 1.91% (11.4-кесте). Оңтүстік Каспий әлеуетінің ҚҚ көлемі бойынша (2,2%) Солтүстік теңіздің алабымен салыстыруға болады, мұнда оның көлемі 6,87 млрд.т.м.э. немесе шамамен әлемдік теңіздің 2%-ын құрайды.

Орындалған зерттеу Оңтүстік Каспий алабының алатын ресурстарының деңгейі және өндіру перспективалары бойынша еуропалық көмірсутек нарығында айтарлықтай өңірлік агент ретінде әрекет ете алады деп айтуға мүмкіндік береді.

Қазіргі геосұйықтық динамика тұрғысынан бағалау кезінде мыналарды ескеру қажет: Оңтүстік Каспий алабының ең терең бөлігіндегі жергілікті құрылымдардың әлеуеті. Мұнда ӨҚ (ҚҚ) беті 2000-нан 4500 м-ге дейінгі тереңдікте орналасқан 250 м-ден 1000 м-ге дейінгі тереңдіктегі құрылысы алынады. Сатылы кесектің терең су бөлігінде орналасқан және оның орталығына жақын орналасқан барлық «өнімсіз» құрылымдар өнімді ӨҚ (ҚҚ) шеңберінде ҚҚ генерациялау үдерістерін және кейінгі көшу мен жинақтау үдерістерін іске асыруға объективті нұсқау болып табылатынын есте сақтау маңызды. Оңтүстік Каспийдің орталық бөлігі сынық материалының шыққан аймақтарынан алынып тасталған, сондықтан ӨҚ (ҚҚ) бөлімінде саздың көп мөлшері бар. Ол жоғары амплитудалық бүйірлік кесектердің тектоникалық, стратиграфиялық және литошөгінділік сәйкессіздіктері көмегімен алаптың бүйірлік жақтауларымен қосылады. Бұл мағынада терең орталық алаптың рөлі шектеулі. Осылайша, бұл мұнай / газдың неғұрлым әлсіреген тұтқыштарында көп жиналу ықтималдығын шектейді. Бұл сондай-ақ дифференциалды ұстау моделінде көзделгендей, жоғары тұрған құрылымдардағы мұнай/газ жиналуының орын алу мүмкіндігін шектейді.

Соңғы бекіту алаптың бүйірлерінен ӨҚ (ҚҚ) гидродинамикалық жүйенің қарқындылық орталығына үздіксіз ұлғаюымен расталады. Бұл көшу үдерістерін шектеуден және ӨҚ (ҚҚ) экстремалды АЖҚҚ және дерлік геостатикалық АЖҚҚ дамуында көрінеді (Керимов және Рачинский, 2010 ж.).

Барлық көрсетілген мән-жай үйлесімі терең су аудандарында көптеген жергілікті құрылымдар әлеуетіне қатысты оң нәтиже үшін негіз бола алмайды. Сонымен бірге

құрылымдық тұтқыштармен, қатты бұзылған және деформацияланған лайлы жанартаулықпен және ірі өңірлік сынықтармен гидродинамикалық байланысты газконденсатты кен орындары пайда болады. Бұл ақаулар ӨҚ (ҚҚ) бетіне дейін үлкен тереңдіктің теріс әсерін өтеу арқылы қабат табиғи дренажының қажетті деңгейін қамтамасыз етеді.

Осы позициялардан бірінші кезектегі іздестірулерді қою үшін неғұрлым тартымды болып аталған дислокацияға да, Орталық Каспий, Сефидруд-Қарабогаз, Батыс Түрікмен меридиандық және Сангачал-Огурчинский, Мильск-Чижишлярск, Кіші Кавказ алды субендік сынықтарына, әсіресе олардың қиылысатын учаскелеріне тікелей тартылатын жекелеген жолаққа бағытталған көтерілімдер ұсынылады. Мұндай құрылымдарға көбінесе келесілер жатады: Абиха білігінің қатпарлы аймағында – Азизбеков ат. а. (D-6), Шафах (D-8), Азиман (D-10), Дж. Джабарлы ат. а. (D-17), Мушвига ат. а. (0-31), мұнда ӨҚ төбесінің тереңдігі 3000-3400 м құрайды; Сары-Чижишляр қатпарлы аймағында – Батыс Чижишляр және Ханлар ат.а. (ҚҚ төбесінің тереңдігі 3000 және 4400).

Мүмкін болатын газконденсаттылыққа қатысты Абиха білігінің диагональды сынығымен ұштасқан және Алов келісімшарттық кесегінің ауданы (0-15) – Шарх (B-13) – Араз (B-19) ірі амплитудалық көлденең ажыраулармен бөлінген барынша қолайлы болып табылады, мұнда төбе 2200-3200 м тереңдікте және ылғалдылықтың тереңдігі 450-700 м тереңдікте жатыр.

Құрамына Савалан (D-23), Далга (D-44), Лерик-Теңіз (D-74) және Джануб (D-43) құрылымдары кіретін Баку топаралының оңтүстігіндегі келісімшарттық кесек литошөгінділер мен қабат параметрлерінің күрт нашарлауына байланысты аса оңтайлы емес. ӨҚ шыңы минус 1 600-2 800 м сәйкес жазылған, ал ылғалдылық тереңдігі 250–400 м құрайды.

Жоғарыда аталғандар Оңтүстік Каспийдің ең терең аймағындағы ӨҚ (ҚҚ) мұнай-газ әлеуеті туралы скептикалық түсінік болып табылады. Егер көмірсутегімен қанығу болжамында тұтқыштар мен жинақтар пайда болуының уақытша шеңберіне мүлдем өзгеше көзқарас қабылданса, ол орташа оң нәтижеге дейін жоғарылауы мүмкін.

Осы көзқарасқа сәйкес, ОКа орталық бөлігіндегі терең су басқан табиғи резервуарлар пессимистік бағалануы міндетті емес және көмірсутектермен толтырылған болуы мүмкін. Жоғарғы Апшерон-андреген қатарының көшкін шөгіндісі болған кезде жинақтау аймақтың белсенді шөгуіне дейін орын алуы қажетті шарт болып табылады. Тізбектілік ғылыми құрылымында 2,55 км қалыңдыққа дейін жетеді, 2,978 км Сеярде, 3,5 км Мушвигте (D-31), 3,8 км Туркменабатта, 5,6 км Абидта (D-29), 6,0 км Натаванда (D-22), 6,4 км Сананида (D-28) және т.б. Бұл ӨҚ (ҚҚ) шыңы 1700-1800 м тереңдікте болуын білдіреді, сұйық массаның тиімді дренажын қамтамасыз етеді (жоғарыда келтірілген).

Геологиялық ортаның осы түрінің қажетті элементі аймақтың (кесек, сатының) тектоникалық жоспарын аяқтау және жергілікті максимумдарда сынықтардың түпкілікті құрылымы мен орналасуы болып табылады. Уақыт бойынша мұның бәрі плиоцен стратиграфиялық аралығынында болған барлық ОКа-да (акчагил-Төменгі Апшерон) ҚҚ көшуінің негізгі фазасымен синхронды болып келеді. Бұл ретте 8,5–9 км тереңдіктегі әлеуетті өнімді аралықтардың қанағаттанарлық коллекторлық қасиеттері (Буряковский, Чилингар және т.б., 2001)<sup>1</sup> және ҚҚ шоғырлануын сақтайтын жоғарыда жатқан қалың шөгінді серияның сенімді герметикалаушы қасиеттері көмектесе алады.

Ұсынылған үлгі шеңберінде гипотетикалық мүмкін болатын нұсқа мынадай геологиялық жағдай болып табылады. ҚҚ көшуінің негізгі және соңғы кезеңі басталғанға дейін тұтқыш құрылымы әлі толық табиғи резервуар ретінде қалыптаспады деп болжаймыз. Осылайша, көшетін сұйықтықтар оны шеттік құлауға дейін кідіртпей айналып кетті. Әрине, басқа да қажетті және жеткілікті факторлар бар болса да, бұл жағдайда тұтқыш бос болады.

Сондай-ақ, тұтқыштың айтарлықтай тереңдікке қираған жағдайы да анық, сондықтан оның жинақтары толығымен тозған болып есептеледі (Гирмаку, Тафмай, Хамамдаг-Теңіз, Гарасу, Санги-Муган, Ульфат және т.б. кен орындары).

Қазіргі білім деңгейіне сәйкес Оңтүстік Каспий алабы терең су бөлігінің қорларын, ресурстарын және геологиялық әлеуетін неғұрлым немесе одан да кем сенімді сандық бағалау уақытынан бұрын беріледі. Бұл көптеген инвазивті зерттеулер жүргізуді талап етеді. Бұл зерттеулер аймақтық жерсеріктік рекогносцировкалық түсірілімдердің толық жиынтығын; өңірлік фонда жергілікті ауытқуларды көрсете отырып, толық функционалды теңіз газы және геохимиялық түсірілімдерді; геологиялық орталар мен жылу массасының тереңдік аймақтарын сенімді сәйкестендіру және картографиялау; су асты лайлы жанартауларын кешенді зерттеуді; стратиграфиялық ұңғымалар мен жоғары шешімді өңірлік геофизикалық зерттеулерді қамтуы тиіс. Бұл палеотектоникалық, палеоқұрылымдық және палинспастикалық қайта жаңартуларды алаптың мұнай-газ геологиясының сандық моделіне біріктіруге мүмкіндік берер еді. Аталған модель жоғарыда аталған гидродинамика тұжырымдамаларының негізінде өзгертілуі және қалыптастырылуы (бағдарламалау әдістерін пайдалана отырып) тиіс. Оң нәтиже болған жағдайда, ОКа мұнай-газ әлеуеті айтарлықтай артуы мүмкін.

Жоғарыда айтылғандарды ескере отырып, ОКа-да ӨҚ (ҚҚ) екі кезеңді сатылы үдеріс барысында көмірсутектермен қанықтырылғанын болжау қисынды. Алаптың бүйірлік құрылымдарында жоғары көтерілетін көмірсутектермен қанығудың басым нысаны ағымдағы көшу болып табылады. ӨҚ (ҚҚ) коллекторлары 7-ден 9 км-ге дейінгі тереңдікте орналасқан алаптың шомған терең су бөлігінде, олардың негізгі мұнай-газы қанығу постплиоцендік серияның көшкін шөгуі кезінде, яғни Ақшағыл-ерте Апшерон уақытында аяқталды. Сондықтан өңірдегі алдын ала (бағалау) барлаудың бірінші кезектегі міндеттері қолданыстағы құрылымның орталық алап жоспарының анықталуы және жергілікті құрылымдары неғұрлым қарқынды ерте Апшерон седиментогенез кезеңіне дейін құрылымдық жағынан аяқталған жекелеген антиклиналдық белдеулер, аймақта, кесектер мен аумақтарды картографиялау болуы тиіс.

## ҚОРЫТЫНДЫ

Жоғарыда келтірілген тараулар мен бөлімдердің материалдары арқылы ҚҚ көшуіне қатысты геосұйықтық динамикалық үдерістердің, олардың шоғырлары мен кен орындарының қалыптасуындағы, мұнай, газ және конденсат жинақтарын консервациялау мен диссипациялаудағы басым рөлі дәлелденген. Альпілік жылжымалы белдіктер алаптарының күрделі салынған әр түрлі тектонотиптері бойынша геоақпараттық массивтің көлемі бойынша аса маңызды жүргізілген талдау мен синтезі олардың геологиялық-физикалық алаңдарының (гидрогеохимиялық, геобарлық, геотемпературалық, гидродинамикалық, литошөгінділік, көмірсутекті) параметрлерін, бірыңғай кеңістіктік-уақыттық континуумда ауытқуды сандық бағалауға, функционалдық айнымалылар өзара байланысының себеп-салдарлық сипатын анықтауға, әр түрлі геологиялық жағдайлардағы көмірсутекті қанықтырудың сапалық көрсеткіштері мен сандық параметрлерінің кешенін әзірлеуге, өңірлік болжамның шынайылығын арттырудың нақты мүмкіндігін анықтауға мүмкіндік берді.

Аталмыш жұмыстың негізгі қорытындылары төменде келтірілген:

1. Альпілік геосинклинальды тауаралық ойпаттар мен алдыңғы қатарлы иілімдер күрделі сатылы-кесектік құрылыммен; жекелеген кесектерді шеткері жерден центриклиналдарына біртіндеп түсірумен; қиманың әр түрлі стратиграфиялық құрамдастары мен литологиялық айырмашылықтарын ажырататын сынықтар бойынша түйісумен; негізінен сазды шөгінді арқылы (90-95%-ға дейін) түзілумен; аймақтық жүйесіздігімен, кеңістіктік біртектікпен, линзалық құрылыммен, коллекторлардың шөгінділік және фильтрлік өзгеруімен; қиманың жекелеген стратиграфиялық құрамдастары қатпарлығының өңірлік көтерілімі бойынша сыналуды; тектоникалық бұзылыстардың, жарықшақтылық аймақтарының, диапиризм мен лай қарқындылы жанартаулықтың дамуымен сипатталады.

2. Альпілік геосинклинальды аймақтардың гидрогеохимиялық өрісі айқын өрнектелген мозаикалық сипатқа ие, елеулі кеңістіктік-уақыттық біртектілігімен ерекшеленеді, шөгінді қабының сатылы-кесектік құрылымын бейнелейді, тектоникалық белсенділіктің синхронды кезеңдерінің басым әсерімен және сұйықтықтар қуатты пішінаралық ағындарының неотектогенез фазаларымен әр түрлі стратиграфиялық тиесіліктегі жер асты суларының ыдырайтын үлестік қатынасында араласу үдерістерін іске асыру нәтижесі ретінде қалыптасады.

3. Альпілік аймақтардың геобарлық алаңы өте шиеленіскен жағдаймен – полигонды табиғаттың аномальды жоғары кеуекті және қыртыстық қысымының барлық жерде кеңістікте дамуымен сипатталады. Олар көбінесе жергілікті көтерілімдер коллекторларында шөгінді қиманың базистік аралықтарынан және тұйық-серпімді табиғи резервуарлардың геотектоникалық қысуынан жоғары қысымды сұйықтықтардың гидравликалық оқшауланған көлеміне тігінен ену салдары ретінде; қуатты сазды қалыңдықтарда, кеуекті сұйықтықтар мен дегидратациялық катагенетикалық үдерістердің шектеулі ағуы кезінде бос фазаға қосымша көлемдерінің бөлінуімен ілесе жүретін литостатикалық және тектонокүйзелістік тығыздалуының нәтижесі ретінде қалыптасады, бұл көмірсутектер шоғырының үстіндегі сазды жапқыштарда артық қысым бойынша соңғы сұйықтықтар арқылы нақты ену есебінен орындалады.

4. Геологиялық тарихына сәйкес қуатты енгізілетін сазды қалыңдықтар фильтрациялық және диффузиялық шоғырлану мен катагенетикалық дегидратациялық тығыздалу сатыларынан өтеді. Реляциялық сұлба бойынша геогидродинамикалық жүйелердің жұмыс істеуінің әзірленген моделі шеңберінде сазды аралықтарды тығыздаудың фильтрациялық сатысында ғана орындалуы мүмкін.

5. Қыртыстық және порттық қысымдағы ауытқу коэффициенттерін кеңістікте бөлу, олардың градиенттерінің бағдарлануы мен іске асырылу дәрежесі, басқа да қажеттілік пен жеткілікті жағдайларын есепке алғанда, табиғи сұйықтықтардың көшу бағытын трассалайды, көмірсутекті

қанықтыруды болжау, оның сапалық және сандық жақтарын бағалау критерийлері ретінде қолданылуы мүмкін.

6. АЖКҚ-тан тұратын қуатты әр текті шоғырландырылмаған тығыз емес тұтқыр иілімді сазды сериялар серпімді қуатының кумулятивті релаксациясы – өңірлік және жергілікті қатпарлықтың, дизъюнктивтік дислокацияның, бүркеме-шарьяжды тектониканың, әлеуетті және әлеуетті емес қалыңдықтар құрылымдық жоспарларының, диапиризм мен лайлы жанартаулықтың маңызды факторы болып табылады.

7. Альпілік өңірлердің геотемпературалық өрісі мен жылу режимі олардың геотектоникалық даму тарихының белгісі, седиментация жылдамдығы және шөгінді құрамының қалыңдығы – геосинклинальдары бар аумақтар, қазіргі шөгінді жинақтаудың ең аз қарқыны және шөгінді қабының қалыңдығы бойынша нақты сараланады. Сонымен қатар қазіргі орны толтырылған седиментогенез үлкен жылдамдығының миогеосинклиналды аудандарымен әрі шөгінді жыныстардың қуатымен салыстырғанда гипсометриялық қималардың айтарлықтай жоғары жылу ағындарымен және температураларымен сипатталады.

8. Жергілікті құрылымдардың жиынтық жылу ағынында оның конвективті компоненттер үлесі 7-20% құрайды әрі сұйықтық өткізгіш каналдардың ұңғымалық параметрлерімен, қиманың төменгі аралықтарының жер асты термальды суларының айналымы және түсіру шарттарымен анықталады. Конвективті құраушының әсері дизъюнктивтік орналасу шарасының функциясы ретінде жылу өрісінің өңірлік және жергілікті біртектілігі мен жекелеген кесектер, сатылар, антиклинальды аймақтардың және бірлі-жарым көтерілімдердің тектоникалық ерекшеліктеріне жауап беретін қыртыстық температуралардың кеңістікте таралуының өрнектік сипатын қалыптастырады.

9. Альпілік алаптардағы инфильтрациялық су алмасу ауқымы бойынша өте елеусіз, аумағының шамалы бөлігін қамтиды, жергілікті көрінісі бар, шектес тау-кен түзілімдеріне жапсарлас шеткері жиектердің тар аймақтары мен жолақтарында және аудан бойынша шағын учаскелерде денудациялық қатпарлар шегінде ажыратылған коллекторларда дамыған.

10. Коллекторлардағы элизиялық су алмасу аралас тығыздалатын сазды қалыңдықтардан кеуекті сұйықтықтардың ағу функциясы ретінде іске асырылуы тиіс және шамамен 2000 м дейінгі тереңдік диапазонында болуы мүмкін; неғұрлым терең аралықтарда жыныстар көлемі мен уақыт бірлігінен ағатын сұйықтықтардың көлемі ойпаттардың орталық бөліктерінен және олардың шеттеріне иілу бағытында үздіксіз латеральды ағындарды қамтамасыз ете алмайды.

11. Альпілік жылжымалы белдеулер алаптарының шөгінді қималарында жер асты сулары мен олармен облигациялық байланысайтын көмірсутектер қозғалысының басым нысаны өткізуші дизъюнктивтердің жазықтықтары бойынша пульсациялық-инъекциялық субвертикальды көшу, жоғары жарықтық аймақтар, диапирлік енгізулердің түйісулері, лайлы жанартаулардың эруптивтері, литошөгінді және жыныстар тұтастығының басқа да бұзылыстары болып табылады.

12. Альпілік алаптардағы сұйық масса тасымалдауыштың ерекше сипаты табиғи геосұйықтық динамикалық ағын-инъекциялық жүйелердің жаңа түріне байланысты тіршілігінің объективті нақтылығын анықтайды, басым шектелген латеральды қозғалыс аясында жоғары қысымды жер асты гидротермаларының өтпелі орын ауыстыруымен сипатталады. Сұйық масса тасымалдауыштың мұндай түрі стратисфераның терең қойнауына тән. Жекелеген аймақтардың шөгінді қималары бірыңғай геогидродинамикалық жүйелер, оларды гидравликалық түрде хабарлайтын жер үсті аралықтары – түсіру аймақтарынан тұратын қоректендірудің базистік аймақтары болып табылады.

13. Альпілік аймақтар жер қойнауының көмірсутекті қанығуы негізінен қайталама сипатқа ие, ағын-инъекциялық геосұйықтық динамикалық жүйелердің жұмыс істеу салдары ретінде жүзеге асырылады және жыныстар тұтастығының сұйықтық өткізгіш бұзылыстарының даму учаскелерімен жанасқан су қысымды кешендерін түсіру аймақтары мен аралықтарына

ұштастырылған. Соңғылардың болуы өнеркәсіптік мұнай-газдылықты қалыптастырудың қажетті шарты болып табылады.

14. Альпілік алаптардың терең горизонттарында мұнай-газдылығының кеңістіктік таралуы негізінен коллекторлық резервуарларға шөгінді қималардың базистік аралықтарының көмірсутек өну аймақтарынан жоғары қысымды термиялық сұйықтықтардың кең ауқымды өнуін қамтамасыз ететін, дизъюнктивтік тектониканың даму дәрежесімен бақыланатын жергілікті сипатқа ие.

15. Қарастырылған өңірлер шегінде мұнай және газ жинаудың басым аймақтары, сондай-ақ жекелеген кен орындары кеңістіктік түрде геогидрохимиялық, пьезометриялық, геотемпературалық, изотоптық, палинологиялық және тиісті алқаптардың өзге де ауытқулары ретінде көрінетін терең жер асты суларын түсірудің жергілікті учаскелеріне ұштастырылған.

16. Геологиялық жағдай қимаға терең сұйықтықтарды қарқынды енгізуге және шоғырланатын резервуарлардың синенетикалық суларының бетіне көшуге ықпал ететін аймақтарда, учаскелер мен аудандарда көбінесе басым мұнай жинақталу аймақтарын қалыптастыратын мұнай кен орындары топтастырылады; инъекциялар мен көшу қиын болған жағдайда басым газ жинақталу аймақтары қалыптасады.

17. Ағын-инъекциялық геогидродинамикалық жүйелердің жұмыс істеу механизміне жауап беретін әрі геогидрохимиялық, пьезометриялық, гидравликалық, геотемпературалық және басқа да көрсеткіштер базасында әзірленген мұнай-газ жинақталуының концептуалды геологиялық-статистикалық симуляциясы жеткілікті сенімділік дәрежесімен жергілікті көтерілімдер мен өңірлік аймақтар көмірсутектерінің даму болашағын және қорларын бағалаудың болжамды интерполяциялық міндеттерін шешуге әрі белгілі мұнай-газ аудандары мен облыстары шегінде, сондай-ақ барланбаған аудандар мен аудандарға жалпы тренд үрдістерін экстраполяциялауға мүмкіндік береді.

18. Барлық қаралған өңірлерге қатысты сапалық өлшемдер мен сандық құрылымдық-тектоникалық, гидрогеохимиялық, геобарлық, геотемпературалық және гидрогеодинамикалық мұнай және газ жинақталу аймақтарын бөлу көрсеткіштері мен жергілікті құрылымдар ықтималдығы жоғары тиімді геосұйықтық динамикалық жағдайлар кешені әзірленді.

19. Геосұйықтық динамикалық үдерістердің функциясы ретінде табиғи көмірсутектер қорын сандық бағалау әдістемесі әзірленді.

Жүргізілген зерттеудің тұжырымдамалық жаңалығы келесі ережелерден тұрады:

- альпілік геосинклиналдық аймақтарда инфильтрациялық (0,2-0,5 км тереңдікке дейін) және гидродинамикалық режимді құрайтын элизиялық (негізінен 2 км тереңдікке дейін) әсермен мұнай-газ артуы қазіргі жағдайының қалыптасуы туралы авторлардың түсінік жүйесі; үлкен тереңдік диапазонында пульсациялық-инъекциялық басым субвертикальды – жыныстар тұтастығының бұзылуы бойынша негізінен неотектоникалық үдерістердің белсендендіру сатысында жүзеге асырылған сұйықтықтар қозғалысы;

- альпілік геосинклиналдық аймақтарда геосұйықтық динамикалық үдерістердің нәтижесі ретінде өнеркәсіптік көмірсутекті қанығудың қалыптасуы туралы авторлар әзірлеген көзқарастар кешені – ең бастысы ағын-инъекциялық геогидродинамикалық жүйелер жұмыс істеуінің салдары ретінде табиғи резервуарларды дренаждау, 3,5-4 км дейінгі тереңдік ауқымында мұнай-газ жинақталуын іске асыру, өңірлік гидрогеологиялық алаңдардың қарама-қарсы жергілікті кеңістіктік ассоциациялайтын және генетикалық ұштасқан ұйытқыштарының ареалдары жағдайында, ахуалында оны міндетті түрде басымдықпен оқшаулау;

- көшу үдерістері мен шарттарын нақты геологиялық-математикалық үлгілеудің авторлық тұжырымдамалары, көмірсутектерді шоғырландыру және олардың шоғырлануын диссипациялау әдістемесі, ГБР бірінші кезеңдерінде шектеулі геологиялық ақпарат жағдайында

әлеуетті ресурстар мен мұнай және газдың өнеркәсіптік қорларын орналастыруды әрі сандық бағалауды болжау әдістемесі, өңірлік, аймақтық және жергілікті мұнай-газдылық геосұйықтық динамикалық өлшемдері мен көрсеткіштерінің ұтымды кешені.



## Пайдаланылган әдебиеттер тізімі

1. Abasov, M.T., Agayev, A.B. and Listengarten, B.M. 1969. Oil accumulations drive in Azerbaijan. News of the Universities, Oil and Gas, 7.
2. Abramovich, M.V. 1916. Lake Beyuk-Shor in Baku vicinity. Surface and subsurface, 6.
3. Abramovich, M.V. et al. 1934. Classification of subsurface water in the oil fields of Apsheron Peninsula. ONTI-Aznefteizdat, Baku.
4. Afanasyev, Yu.T and Tomkina, A.V. 1981. Specifics of Oil and Gas occurrences in deeply-buried deposits. Thermobaric conditions and exploration operations in super-deep depressions. Moscow, Nauka.
5. Agabekov, M.G. 1963. Geologic structure of oil fields of Azerbaijan and their formation. Baku, Azerneshr.
6. Agalarov, M.S. 1960. Hydrochemistry of main oil fields in Azerbaijan. Baku, Azerneshr.
7. Agalarov, M.S., Kurbanzadeh, A.M. and Abilov, R.G. 1966. Formation waters of the Mesozoic deposits in Pricaspian-Kubin area. Proc. AzNIIDN. Moscow, Nedra. Issue XVI.
8. Agalarova, D.A. 1960. Roots of mud volcanoes in Azerbaijan. Baku, Azernefteizdat.
9. Akhmedov, G.A. 1977. Geology and Oil and Gas Occurrences of Kobystan. Baku, Azernefteizdat.
10. Akhmedov, G.A., Salayev S.G. and Ismaylov, K.A. 1961. Prospects of exploration for Oil and Gas in Mesozoic deposits of Southeastern Caucasus. Baku, Azerneshr.
11. Akhundov, A.R. 1957. Change in salinity and salt composition of formation waters in V and adjacent IV and VI horizons of Balakhany-Sabunchi-Ramany field. Proc. Academy of Sciences Azerbaijan SSR. Series Geology and Geography and Oil, 11.
12. Akhundov, A.R., Mekhtiyev, U.Sh. and Rachinsky, M.Z. 1976. Reference Book on ground waters of oil-gas and gas-condensate fields in Azerbaijan. Baku, Maarif.
13. Alferov, S.E. and Kurenkov, N.G. 1973. Mesopotamian trough. In: Issues of tectonics and Oil and Gas occurrences of foredeep troughs. Moscow, Nedra.
14. Aliyev, A.I. and Djafarov, R.R. On the issue of estimating abnormally-high formation pressure. Proc. VNIGRI, Leningrad.
15. Aliyev, M.M., Zabanbark, A. 1977. Geology and Oil and Gas occurrences in Iran. Baku, Elm.
16. Aliyev, A.K. 1960. Geology and Oil and Gas Occurrences in the Kura-Araks area. Baku, Azerneshr.
17. Aliyev, A.G. and Akhmedov, G.A. 1968. Reservoirs of Oil and Gas in Mesozoic and Tertiary deposits of Azerbaijan. Baku, Azernefteizdat.
18. Ali-zadeh, A.A., Putkaradze, A.L. and Salayev, S.G. 1968. Zones of Oil and Gas accumulation in Cenozoic deposits of Azerbaijan. Baku. Publishers of Academy of Sciences of Azerbaijan SSR.
19. Altovsky, M.E. 1958. Physicochemical processes in formation of ground waters. Proc. Laboratory of Hydrogeological Issues in the name of F.P.Savarensky. Moscow, Vol. 16.
20. Anikiyev K.A., Bronevitsky, A.V. and Taliyev, S.D. 1985. Abnormally high formation pressure in Oil and Gas fields of East Fore-Caucasus. VIEMS Review. Moscow, 16(5).
21. Anikiyev, K.A. 1977. On geologic grounds of forecast of super-high formation pressures and complications in deep drilling. Proc. VNIGRI, 397.
22. Anikiyev, K.A. 1964. Abnormally high formation pressures in Oil and Gas fields. Leningrad, Nedra.
23. Apresov, S.M. 1947. Role of faults in oil fields. Baku, Azernefteizdat.
24. Askerov, A.G. and Listengarten, V.A. 1966. Genetic types of lakes on Apsheron Peninsula and conditions of formation of salt composition in their waters. Sci. Notes of AGU in the name of Kirov. Series Geology and Geography, 5.
25. Athy, L.F. 1930. Density, porosity and compaction of sedimentary rocks. Bull. AAPG, v.14,

No.1, 1-24.

26. Avakova, N.P. 1970. Agburun Fm. (Upper Campanian-Maastrichtian) clay mineralogy in Shemakha-Kobystan area. Materials of VIII All-Union plenum for study and utilization of clay in the USSR. Baku, Elm.
27. Ayollo, G.S. 1968. Breakdown of Miocene waters in Binagady-Chakhnaglyar- Sulutepe group of fields. NTS. Series Oilfield business, 1.
28. Baba-zadeh, B.K. 1964. Classification of accumulations and fields of Oil and Gas in Azerbaijan and rational technique of their appraisal. Moscow, Nedra.
29. Babinets, A.E. and Malskaya, R.V. 1975. Geochemistry of saline waters in Carpathian region. Kiyev, Naukova dumka.
30. Bagir-zadeh, F.M. 1969. Formation of Middle Pliocene Oil and Gas accumulations in equatorial part of the South Caspian depression. Baku, Azerneshr.
31. Bagir-zadeh, F.M., Kerimov, K.M. and Salayev S.G. 1988. Deep structure and Oil and Gas occurrences of the South Caspian Megadepression. Baku, Azerneshr.
32. Bakirov, A.A. 1959. Oil and Gas areas of America. Moscow, Gostoptekhizdat.
33. Bakirov, A.A. , Varentsov, M.I. and Bakirov, E.A. 1970. Oil and Gas provinces and areas of foreign countries. Moscow, Nedra.
34. Barbat, V.F. 1961. Los Angeles Basin in California. Distribution of oil. Moscow, Gostoptekhizdat.
35. Bars E.A. et al. Hydrogeological patterns in the placement of Oil and Gas accumulations. Moscow, Nedra.
36. Baturin, V.P. 1945. On the origin of oil. Bull. Of Moscow Society for Explorers of Nature. New Series, Geology. Moscow, vol. 20, 1/2.
37. Bedcher, A.M. and Solovyev, I.I. 1956. Characterization of geothermal gradient in oil fields of Kuban and application of thermal studies for the solution of oilfield issues. Abstracts of reports at First All-Union Conference for geothermal studies in USSR. Moscow, Academy of Sciences USSR.
38. Beka, K. and Vysotsky, I.V. 1976. Geology of Oil and Gas. Moscow, Nedra.
39. Belyakov, L.V. 1968. On role of pore water pressure in mechanism of large overthrust nappes. Geotectonics, 4.
40. Berry F.A.F. 1969 Origin and tectonic significance of high fluid pressures in the California coasts ranges. J.Petrol Technol.v.21, No. 1.
41. Berry F.A.F. 1969 Relative factors influencing membrane filtration effects in geologic environments. Chem. Geol. v.4.
42. Blokh, A.M. 1969. Structure of water and geologic processes. Moscow, Nedra, 216 pp.
43. Boldizar T. 1968 Geothermal data from the Vienna Basin. The Geophys. Res. – 1968. – V. 69, 24.
44. Boldizhar, T. 1975. Production of geothermal energy from water horizons in sedimentary rocks in Hungary. Study and utilization of geothermal resources. Moscow, Mir.
45. Bondarenko, N.F. 1973. Physics of ground water flow. Leningrad, Gidrometeoizdat. Borger H.O. 1952 Bull. AAPG. V. 36.
46. Bro, Ye.G. 1980. Effect of catagenesis on physical properties of clastic rocks and ground water salinity. Leningrad, Nedra.
47. Brod, I.O. 1960. Current view of the formation and distribution patterns of Oil and Gas aggregations. Geology Oil and Gas, 11.
48. Bukhartseva, V.P., Mirchink, M.V. et al. 1962. Experience in application of math statistics in studies of local structures in Volga-Urals Oil and Gas Province. Moscow, Publishers ZNIITEIneftegaz.
49. Buneyev, A.I., Kryukov, P.A. and Rengarten, E.V. 1947. Experience of squeezing- out the solutions from sedimentary rocks. DAN USSR, vol. 57, 7.
50. Burshtar, M.S. 1973. Fundamentals of formation theory of Oil and Gas accumulations.

Moscow, Nedra.

51. Burshtar, M.S. and Mashkov, I.V. 1963. Conditions of formation and patterns in placement of Oil and Gas accumulations. Moscow, Gostoptekhizdat.

52. Burst J.F. 1969 Diagenesis of Gulf Coast clayey sediments and its possible relation to petroleum migration. Bull. AAPG. V. 53, No. 1.

53. Buryakovsky, L.A., Chilingar, G.V. and Shin, S. 2012 Fundamentals of the Petrophysics of Oil and Gas Reserves, Shrivner/Willey, 374 pp.

54. Buryakovsky, L.A., Chilingar, G.V. and Aminzadeh, F. 2001 Petroleum Geology of the South Caspian Basin. Gulf Publ. Co., 442 pp.

55. Carlson A.J. 1930 Geothermal variation in oil fields of Los Angeles Basin, California. Bull. AAPG. V. 14, No. 8.

56. Chakhmachev V.A. 1983. Geochemistry of the migration process in hydrocarbon systems. Moscow, Nedra.

57. Chakhmachev V.A. and Vinogradov, T.L. 1972. Geochemical specifics in hydrocarbon composition of Tersk-Sunzha area oils. Geochemistry, 4.

58. Chapman R.E. Petroleum Geology. – Amsterdam-Hew York, 1973.

59. Chapman, R.I. 1983. Geology and water. Leningrad, Nedra.

60. Chilingar, G.V., Serebryakov, V.A. and Robertson, J.D. 2002 Origin and Prediction of Abnormal Formation Pressures. Elsevier, Amsterdam, 373 pp.

61. Chilingar, G.V., Buryakovsky, L.A., Eremenko, N.A. and Gorfunkel, M.V. 2005 Geology and Geochemistry of Oil and Gas. Elsevier, Amsterdam, 370 pp.

62. Collins A.G. Geochemistry of oilfield waters: Developments in Petroleum Science. Amsterdam E.A., Elsevier Sei. Publ. Co., 1975.

63. Colombo, U., Gazzarini, F. and Gonfiantini, R. 1967. Determination of the C<sup>13</sup>/C<sup>12</sup> isotope ratio in natural gases of Italy and geochemical interpretation of the obtained results. Organic Geochemistry. Moscow, Nedra, Issue 1.

64. Compaction of deposits. Issues of petroleum geology as illuminated by foreign scientists. Moscow, Gostoptekhizdat.

65. Craig, K. 1923. Oil exploration. Moscow-Leningrad, GONTI.

66. Daibekova, E. et al. 1966. Experience of integrated litho-geophysical study of the Lower Cretaceous deposits at the Begimdag prospect. Proc. AzNII DN, XVI. Moscow, Nedra.

67. Dannington, G.V. 1961. Formation and destruction of oil aggregations in the Northern Iraq. Distribution of oil. Moscow, Gostoptekhizdat.

68. Dickey, P. and Hunt, J. 1975. Geochemical and hydrogeological methods in exploring litho-stratigraphic traps. Stratigraphic and lithological accumulations of Oil and Gas. Moscow, Nedra.

69. Dickinson G. 1953 Geological aspects of abnormal reservoir pressures in the Gulf Coast Region of Louisiana. Bull. AAPG. V. 37. No. 2.

70. Djibuti, S.S. 1962. Geothermal conditions of ground waters in the West Turkmenistan Oil and Gas Basina. Moscow, Academy of Sciences USSR Publishers.

71. Dlabac M., Michalicek M. Hlubinne vody labskeho obzoru (torton). CS. casti Videnske Panve. Vestn. Ustred Ustavu Geol. – 1969. – V. 44. – No. 2.

72. Dobrynin, V.M. and Serebryakov, V.A. 1987. Abnormally high formation pressure forecasting techniques. Moscow, Nedra.

73. Dolenko, G.N. 1962. Geology of Oil and Gas in the Carpathians. Kiyev, Academy of Sciences USSR Publishers.

74. Dolenko, G.N. 1974. Oil and Gas occurrences in Czechoslovakia. Geology and geochemistry of combustible minerals. Kiyev, Naukova dumka, 37.

75. Dolenko, G.N. 1974 Oil and Gas occurrences in Austria. Geology and geochemistry of combustible minerals. Kiyev, Naukova dumka, 40.

76. Dolenko, G.N., Kiselev, A.E. and Gurzhiy, D.V. 1978. Patterns in granular reservoirs of Oil and Gas at great and super-great depths in the Carpathian trough. *Geol. Journal*, 5.
77. Dunnington H.V. 1967 Aspects of diagenesis and shape change in stylolite limestone reservoirs. In: 7<sup>th</sup> World Petroleum Congress, Proc. V. 2. London: Elsevier.
78. Dunnington H.V. 1967 Stratigraphic distribution of oil fields in the Iraq – Iran – Arabian Basin. *J. Inst. Petrol.* 1967. V. 53. No. 250.
79. Durmishyan, A.G. 1972. On the role of abnormally high formation pressures in the formation of structures and Oil and Gas accumulations in the South Caspian depression. *Proc. Academy of Sciences USSR, Geology*, 5.
80. Durmishyan, A.G. and Rachinsky, M.Z. 1972. Dynamics of ground waters and hydrocarbon saturation in the Mesozoic deposits of the South Caspian depression. Abstracts of reports at All-Union Conference on Issues of regional dynamics of artesian waters. Leningrad.
81. Durmishyan, A.G. and Rachinsky, M.Z. 1973. Genetic associations between ground waters and hydrocarbon aggregations in Middle Pliocene deposits over the west flank of the South Caspian depression as an indicator of specifics in their formation: *Deposition VINITI*, No. 7337-73.
82. Durmishyan, A.G., Muradian, V.M. and Rachinsky, M.Z. 1972. Recommendations for directed exploration of gas and gas-condensate fields in Trans-Caucasian republics. VNIIGaz Publishers.
83. Durmishyan, A.G., Muradian, V.M. and Rachinsky, M.Z. 1973. Ground waters in the Mesozoic deposits of the southeastern plunge of the Caucasus Major. *News of the Universities. Geology and Exploration*, 6.
84. Durmishyan, A.G., Muradian, V.M. and Rachinsky, M.Z. 1973. Recommendations for directed exploration of gas and gas-condensate accumulations based on patterns of abnormally high formation pressures (Azerbaijan and Georgia). Moscow, VNIIGaz Publishers.
85. Durmishyan, A.G., Muradian, V.M. and Rachinsky, M.Z. 1974. Genetic and morphologic specifics in structures of the South Caspian depression containing Oil and Gas-condensate accumulations. *Geology Oil and Gas*, 6.
86. Durmishyan, A.G., Muradian, V.M. and Rachinsky, M.Z. 1976. Recommendations on directed exploration for gas fields based on AHFP in Oil and Gas areas of the Northern Caucasus and Crimea. Moscow, VNIIGaz Publishers.
87. Durmishyan, A.G., Muradian, V.M. and Rachinsky, M.Z. 1980. Abnormally high pressure and forecast of Oil and Gas occurrences. *Soviet Geology*, 2.
88. Durmishyan, A.G., Muradian, V.M. and Rachinsky, M.Z. 1982. Abnormally high pore pressure as a factor in the formation of plicative and disjunctive dislocations. *Azeri Petroleum Husbandry*, 1.
89. Durmishyan, A.G., Rachinsky, M.Z. and Malysheva, T.A. 1971. Effect of faults on Oil and Gas occurrences in the Productive Sequence on local structures of flank zones of the South Caspian depression. *NTS. Oil and Gas geology and geophysics*, 5.
90. Durmishyan, A.G., Zulfugarov, S.M. and Rachinsky, M.Z. 1970. On the issue of patterns 1Apsheron Oil and Gas area. *Collected works: Geology and exploration of gas and gas-condensate fields*, 5.
91. Dyunin, V.I. 1965. Study technique of deep underground runoff. Moscow, Nedra.
92. *Enciclopedia del petrolic e del gas naturale*. Ed. C. Colombo, 1967.
93. Eremenko, N.A. and Chilingar, G.V. 1996 *Geology of Oil and Gas, On the Verge of Centuries*. Nauka, Moscow, 176 pp.
94. Eyvazov, E.G. 1969. Classification of waters in the Miocene deposits of Binagady and Sulutepe fields. *Azerbaijan Petroleum Husbandry*, 7.
95. Eyvazov, E.G. 1971. Oil and Gas potential in the Miocene deposits of East Apsheron and the nature of «relic» waters in the Productive Sequence. *Azerbaijan Petroleum Husbandry*, 10.
96. Faif, U., Price, N. and Thompson, A. 1981. *Fluids in Earth's crust*. Moscow, Mir.
97. Falcon, N.L. 1961. Oil fields of the SW Iran and their interrelation with sedimentary Basins.

Distribution of oil. Moscow, Gostoptekhizdat.

98. Fertl, W.H. 1980. Abnormal formation pressure. Moscow, Nedra.
99. Feth J.H., Rogers S.M., Roberson C.E. 1961 Aqua de Ney, California spring of unique chemical character, *Geochim. et Cosmochim. Acta.* – 1961. – V. 22.
100. Formation fluid pressure. Group of authors. Leningrad, Nedra.
101. Gabinet, M.P. 1980. Clay minerals and flysh catagenesis in the Ukrainian Carpathians. *Mineralogical Collected Works. Issue I*, 34.
102. Gattenberger, Yu.P. 1971. Hydrogeology and hydrodynamics of ground water. Moscow, Nedra.
103. Gavrilov, V.P. 1975. Effect of faults on formation of zones of Oil and Gas accumulation. Moscow, Nedra.
104. Gavrilov, Ya.V. 1939. Experience in estimation of salt reserves in Lake Masazyr. *Proc. Of Gubkin Geol. Inst., AzFAN. Baku*, V. 16.
105. Geodekian, A.A. 1968. Geologo-geochemical specifics of Oil and Gas formation in the South Caspian depression. Moscow, Nedra.
106. Geodekian, A.A. and Zabanbark, A. 1985. Geology and distribution of oil-gas resources in the World Ocean. Moscow, Nauka.
107. Ginis, Yu.V. 1966. Hydrogeological conditions and hydrochemistry of iodine-bro- mine waters in the Kura lowlands and prospects of exploration for new fields. Dissertation. Baku, 1966.
108. Glushko, V.V. at al. 1963. Tectonics, evolution and conditions of Oil and Gas field formation in the Carpathian trough. *Materials on geology and Oil and Gas occurrences in Ukraine.* Moscow, Gostoptekhizdat.
109. Goldberg, V.M. and Skvortsov, N.P. 1986. Permeability and flow in clays. Moscow, Nedra.
110. Gorin, V.A. and Buniat-zadeh, Z.A. 1971. Deep-seated faults, gas-oil volcanism and Oil and Gas accumulations on the west flank of the South Caspian Depression. Baku, Azerneshr.
111. Gortani, M. 1965. Current status in studies of the tectonic structure of Italy. *Tectonics of Alpine area.* Moscow, Mir.
112. Graham, V., Haserington, G. and Old, V. 1956. Effect of oil recovery restriction on the status of oil reservoirs in Iran. *Proc. IV Internat. Petrol. Congress. Well drilling and Oil and Gas production.* Gostoptekhizdat, vol. III.
113. Gramberg, I.S. 1968. Main trends in the diagenetic transformation of the pore waters and of the absorbed complex of marine clayey deposits. *Physical and chemical processes and facies.* Moscow, Nauka.
114. Gretener P.E. 1969 Fluid pressure in porous media – its importance in geology. *A Review. Bull. Canadian petroleum geology.* V. 17, No. 3.
115. Gretener P.E. 1976 Pore pressure: fundamentals, general ramifications and implications for structural geology. AAPG continuing education program course. Note Series No. 4. Tulsa, Okla., American Association of Petroleum Geologists.
116. Grigorenko, Yu.N., Chilingar, G.V., Sobolev, V.S., Andiyeva, T.A. and Zhukova, L.I. 2012 *Petroleum Accumulation Zones on Continental Margins.* Scrivener/ Willy, 440 pp/
117. Grigoryants, B.V., Muradian, and V.M., Tagiyev, E.A. 1970. Structural interrelation between the Mesozoic and Cenozoic along the southern periphery of Kusaro- Divichin superposed trough. *Azeri Petroleum Husbandry*, 7.
118. Grigoryants, B.V., Muradian, V.M. and Guseinov, G.A. 1968. Role of faults in localizing oil accumulations in Mesozoic deposits on the SE Caucasus. *Geology Oil and Gas*, 7.
119. Grigoryants, B.V., Muradian, V.M. and Tagiyev, E.A. 1967. Buried Mesozoic structure in near-shore band over axial zones of the Southeastern Caucasus. *Azeri Petroleum Husbandry*, 12.
120. Grigoryants, B.V., Muradian, V.M., and Tagiyev, E.A. 1969. On the issue of a stepwise

structure of the Southeastern Caucasus. Azeri Petroleum Husbandry, 12.

121. Grizzle, M.A. 1923 Geochemical relationship of waters endocentered in the Huntington Beach field, California. State Min. Bull. No. 6.
122. Gubkin, I.M. 1934. Doctrine of oil. Moscow- Leningrad, GONTI.
123. Gubkin, I.M. 1950. Tectonics in the SE part of Caucasus in connection with Oil and Gas occurrences in that area. Selected works, vol. I. Moscow, Academy of Sciences USSR Publishers.
124. Gudok, N.S. 1960. Flow properties in low-permeability rocks. Geology Oil and Gas, 11.
125. Gullikson, D.M., Caraway W.H. 1961 Chemical analysis and electrical resistivity of selected California oil field waters. US. Bur. Mines. Rept. Inv. 5736.
126. Gurbanov, R.S., Moldavsky, V.S. and Rachinsky, M.Z. 1966. Some hydrochemical specifics in 1<sup>st</sup> horizon of the Productive Sequence, Kyurovdag field. Azeri Petroleum Husbandry, 2.
127. Gurevich, A.E. 1969. Water, Oil and Gas migration processes. Leningrad, Nedra.
128. Gurevich, A.E. 1980. Practical guide for the studies of ground waters flow in the search for economic minerals. Leningrad, Nedra.
129. Gurevich, A.E., Kapchenko, L.N. and Kruglikov, N.M. 1972. Theoretical fundamentals of petroleum hydrogeology. Leningrad, Nedra.
130. Hall, C. and Warman, G. 1973. Oil fields of the Asmari Group in Iran. Geology of giant Oil and Gas fields. Moscow, Mir.
131. Hay R.L. 1966 Zeolites and zeolite reactions in sedimentary rocks. Geol. Soc. America Spec. Paper. – 1966. – No. 85.
132. Hedberg H.D., Sass L.C., Funhouser H.J. 1947 Bull AAPG. V. 31. No. 12
133. Heglia S. 1979 Migration of fluids in sedimentary Basins. Bull. AAPG. V. 63. No. 4.
134. Hubbert M.K., Rubey W.W. 1959 Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting. Part 1: Mechanics of fluid-filled porous solids and its application to overthrust faulting. Bull. AAPG. 1959. V. 70.
135. Hubbert, M.K. 1958. Hydrodynamical conditions of oil field formation. Moscow, GosINTI.
136. Hunt, J. 1982. Geochemistry and geology of Oil and Gas. Moscow, Mir. International Petroleum Encyclopedia. 1976 Tulsa, OK USA.
137. Ismaylov K.A., Indrisov, V.F. et al. 1974. Evaluating the role of geologo-geochemical factors in changing oil composition and properties in the Productive Sequence of the Apsheron area. Materials on geology of Oil and Gas in Azerbaijan. Baku, Elm.
138. Ismaylov, K.A. and Kurbanova, R.A. 1986. Transition hydrochemical zone in the Productive Sequence of the Apsheron Oil and Gas area. Baku, Elm.
139. Jensen J. 1934 AAPG Sidney Powers Memorial Volume.
140. Jensen J. California oil-field waters. 1934 Problems of Petroleum Geology, Tulsa, OK USA, Am. Ass. Octr. Geol.
141. Jones, P. 1975. Geothermal resources of the North-Mexican Basin. Study and utilization of geothermal resources. Moscow, Mir.
142. Joung A., Monaghan P.H., Schweisberger R.T. 1977 Calculation of ages of hydrocarbons in oils: Physicals chemistry applied to petroleum geochemistry. Bull. AAPG. – 1977. – No. 7.
143. Kalinin N.A. et al. 1977. Oil and Gas resources in capitalist and developing countries. Leningrad, Nedra.
144. Kalinko, M.K. 1964. Main patterns in the distribution of Oil and Gas in the Earth's crust. Moscow, Nedra.
145. Kalinko, M.K. 1969. Oil and Gas occurrences in the world offshore. Moscow, Nedra.
146. Kalinko, M.K. 1987. Geology and geochemistry of naphthids. Moscow, Nedra, 1987.
147. Kapchenko, L.N. 1974. The association between oil, brines and salts in Earth's crust. Leningrad, Nedra.

148. Kapchenko, L.N. 1978. Transformation of Oil and Gas ion-salt composition of ground waters in Basins at montmorillonite dehydration. *Geology Oil and Gas*, 7.
149. Kapchenko, L.N. 1983 *Hydrogeological fundamentals of Oil and Gas accumulation theory*. Leningrad, Nedra.
150. Kapounek, J., Koelbl, L., Weinberger P. 1963 Results of new exploration in the basement of the Vienna Basin. *VI WPC, Sect. 1, Paper 2*, Franfort/Main.
151. Kartsev, A.A. 1972. *Hydrogeology of Oil and Gas fields*. Moscow, Nedra.
152. Kartsev, A.A. 1978. Hydrogeologic conditions of Oil and Gas accumulation. *Proc. Acad. of Sciences USSR, Geology*, 10.
153. Kartsev, A.A. and Vagin, S.B. 1973. On the role of «inter-laminar» waters in clay minerals in ground water formation. *News of the Universities. Geology and Exploration*. No. 3.
154. Kartsev, A.A., Vagin, S.B. and Baskov, E.A. 1969. *Paleo-hydrogeology*. Moscow, Nedra.
155. Kartsev, A.A., Vagin, S.B. and Matusevich, V.M. 1986. *Hydrogeology of Oil and Gas Basins*. Moscow, Nedra.
156. Kashkay, M.A. 1952. *Mineral springs in Azerbaijan*. Baku, Azerbaijan SSR Academy of Sciences Publishers.
157. Kaufmann, A. 1958 *Zur Hydrologic und Entolung der Lagerstae Agerklaa, Erdoel Z.*, Bd. 74.
158. Kedrova, V.T. 1962. Physicochemical study of brines and ooze deposits in Lake Masazar. *Proc. Azeri Institution for resort and physiotherapy in the name of Kirov*, Issue 8. Baku.
159. Kening, J. 1975 *Geothermal resources in western states of the USA. Study and utilization of geothermal resources*. Moscow, Mir.
160. Kerimov, K.M., Pilchin, A.N. and Ibragimov. 1980 Influence of thermodynamic factors on abnormally high pore pressure in sedimentary rocks. *Azeri Petroleum Husbandry*, 2.
161. Kerimov, V.Yu. 1987. *Exploration and development of Oil and Gas accumulations in stratigraphic and facies-change traps*. Moscow, Nedra.
162. Kerimov, V.Yu., Rachinsky, M.Z. and Kerimov, A.A. 1989. Geo-fluid-dynamic factors in the formation of faults, regional and local folded forms in Alpine foldbelt regions. *News of the Universities. Geology and exploration*, 8.
163. Kerimov, V.Yu., Rachinsky M.Z., – 2011. *Geofluid dynamics of oil and gas occurrences in mobile belts*. Nedra, Moscow
164. Kertai, D. 1959. *Oil and Gas fields in Hungary*. XX Internat. Geol. Congress. Moscow, Gostoptekhizdat, vol. III.
165. Khain, V.E. 1950. *Geotectonic evolution of the Southeastern Caucasus*. Baku, Azernefteizdat.
166. Khalifa-zadeh, Ch.M. and Akhundov, Yu.A. 1970. Mineralogy and genesis of Middle Jurassic argillites in the East and Southeast Caucasus. *Materials of VIII<sup>th</sup> All-Union plenum for studies and utilization of clays in the USSR*. Baku, Elm.
167. Khalilov, E.D., Dadashev, R.M. and Rachinsky, M.Z. 1982. On the issue of the utilization of tectonic waters for water flooding. *Azeri Petroleum Husbandry*, 5.
168. Khanin, A.A. 1963. *Residual waters in Oil and Gas reservoirs*. Moscow, Gostoptekhizdat.
169. Khatskevich, N.I. 1956. Some data on the character of waters in the Mesozoic deposits of Azerbaijan. *Proc. AzNII DN. Issues of geology, geophysics and geochemistry*. Baku, Azernefteizdat, Issue 4.
170. Kheirov, M.B. and Daidbekova, E.A. 1971. On stability of clay minerals at elevated pressures and temperatures. *Materials of IX<sup>th</sup> All-Union plenum for studies and utilization of clays in the USSR*. Science and Technology. Minsk.

171. Kheirov, M.B. and Khalilov, N.Yu. 1972. On mineral composition of clays in the Lower group of Productive Sequence, Baku Archipelago. Azeri Petroleum Husbandry, 11.
172. Kheirov, M.B., Khalilov, N.Yu. and Kerimov, A.A. 1973. Study of clays in the Apsheron Stage of the Baku Archipelago. Sci. Records of Series IX, 2.
173. Khenkina, A.M. 1961. Seismic data on tectonics of deposits underlying the Productive Sequence in the Apsheron oil area. Azeri Petroleum Husbandry, 6.
174. Khenkina, A.M. 1964. Synthesis of seismic results on the SE coast of the Caspian Sea. Report on theme 18/1981. Azneft File Library.
175. Khenkina, A.M. 1967. Comparison of geologo-geophysical maps in the Oil and Gas-prospective offshore of the Southern Caspian, 1:1,000,000. Azneft File library.
176. Khitarov, N.I. and Pugin, V.A. 1966. Montmorillonite in conditions of elevated temperatures and pressures. Geochemistry, 7.
177. Khodikov, A.E. and Valukonis, G.Yu. 1968. Formation and geologic role of the ground water. Leningrad, LGU Publishers.
178. Khodikov, A.E. and Valukonis, G.Yu. 1972. On geologic patterns in ground water flow. Materials of interdisciplinary conference. Hydrodynamics of deep waters in the artesian Basins. Leningrad.
179. Khodikov, A.E. and Valukonis, G.Yu. 1972. On lower applicability limits of the Darcy's law and ground waters flow rates in deep horizons: Materials of interdisciplinary conference. Hydrodynamics of deep waters in the artesian Basins. Leningrad.
180. Kholodov, V.N. 1983. Post-depositional transformations in elision Basins. Moscow, Nauka.
181. Kidwell, A.L. and Hunt, J.M. 1961. Oil migration in young deposits of Pedernalis prospect in Venezuela. Distribution of Oil. AAPG Symposium. Moscow, Gostoptekhzdat.
182. Kissin, I.G. 1964. East Fore-Caucasus Artesian Basin. Moscow, Nauka.
183. Kissin, I.G. 1967. Hydrodynamic anomalies in the underground hydrosphere. Moscow, Nauka.
184. Kissin, I.G. 1982. Earthquakes and ground waters. Nauka.
185. Kissin, I.G. and Pakhomov, S.I. 1967. The effect of high temperature on the formation of the ground water chemical composition. Geochemistry, 3.
186. Kissin, I.G. and Pakhomov, S.I. 1970. On the main trends in ground water metamorphism as affected by high temperatures. Proc. Acad. of Sci. USSR, Geology, 12.
187. Klemm, H.D. 1978. Geothermal gradients, heat flows and Oil and Gas occurrences. Oil and Gas occurrences and global tectonics. Moscow, Nedra.
188. Koelbl, L. 1958 Die Tiefenwasser des erdoilfeldes Matzen. Erdoil Z. V. XII. – Bd. 74. – No. 12.
189. Koelbl, L. 1967 Entstehung dur Diagenese von Tiefenwassern aus dem kalkalpinen Untergrund des Wiener Beckens. Erdoil-Erdgas Z. V. 83. No. 3.
190. Kolesik, M. 1966. Oil and Gas occurrences in Viennese Basin in the ChSSR territory. Geology Oil and Gas, 7.
191. Kolodiy, V.V. 1969. Hydrogeology of the Pliocene deposits in West Turkmenistan Oil and Gas area. Moscow, Nedra.
192. Kolody, V.V. 1983. Ground water of oil-gas provinces and their role in oil migration and accumulation. Kiyev, Naukova Dumka.
193. Kolodiy, V.V. 1985. Fresh and low-salinity water deep horizons in Oil and Gas waterhead Basins. Collected articles. Proc. Low-salinity water deep horizons in Oil and Gas provinces. Kiyev, Naukova Dumka.
194. Kolodiy, V.V. and Kudelsky, A.V. 1972. Hydrogeology of mountainous areas, adjacent troughs and depressions. Kiyev, Naukova Dumka.



195. Kolodiy, V.V. Compensation and solution waters of oil, gas-condensate and gas fields. Kiyev, Naukova Dumka.
196. Kononov, V.I. 1965. Effect natural and artificial sources of heat on the formation of chemical composition of ground water. Moscow, Nauka, 1965.
197. Konstantov, S., Malyshek, V. and Tumillo-Denisovich, B. 1929. Actual data on brine evaporation in conditions of Baku climate. Azeri Petroleum Husbandry, 12.
198. Koronovsky, N.V. 1987. On the formation of anticlinal Oil and Gas traps in folded piedmonts (foredeep troughs). Tectonics and criteria of Oil and Gas occurrences in local traps. Moscow, Nauka.
199. Kortsenshtein, V.N. 1984. Dissolved gases of Earth's subsurface hydrosphere. Moscow, Nedra.
200. Kortsenshtein, V.N., Kiryashkin, V.M. and Filin, A.S. 1970. New data on hydrogeology of Mesozoic water complexes in the East Fore-Caucasus. Proc. VNIIGaz. Hydrogeology of gas areas in the Soviet Union. Moscow, Issue 33/41, 3.
201. Kotov, V.S. 1963. Hydrogeology and geochemistry appraisal prospects in the Azov-Kuban Basin. Files KF VNIIneft. Krasnodar.
202. Kotov, V.S., Yermolayev, E.G. and Fedotova, S.A. 1973. Explanatory note to the catalogue of formation pressures and temperature of sedimentary rocks in the Mesozoic-Cenozoic of the Azov-Kuban Oil and Gas Basin. File KrasnodarNIPIneft. Krasnodar.
203. Krasintseva, V.V. 1968. Hydrochemistry of chlorine and bromine. Moscow, Nauka.
204. Krejci-Graf, K. 1962 Uber oilfeldwasaer. Erdol und Kohle. No. 2.
205. Krejci-Graf, K. 1934 Zur Geochemie der olfeldwasser. Petroleum, V. 30, No. 18.
206. Krejci-Graf, K., Hecht P., Pasler W. 1957 Uber olfeldwasser des Wiener Beckens. Geol. JB. Bd. 74-161.
207. Krishnan, M.S. 1964. Geology of India and Burma. Moscow, IL.
208. Krotova, V.A. 1975. Interconnection between hydrogeological and tectonic factors and their effect on the formation and distribution of hydrocarbon aggregations. Hydrogeological conditions of formation, preservation and placement of Oil and Gas accumulations. Leningrad, Nedra.
209. Kryukov, R.A., Zhukov, A.A. and Rengarten, E.V. 1962. Changes in composition of the solutions squeezed-off clays and ion-exchange resins. DAN USSR. Vol. 144, 6.
210. Kuchapin, A.V. 1953. General features in geologic structure and oil fields of Burma. Proc. VNIGNI. Gostoptekhizdat. Issue 3, Moscow.
211. Kucheruk, E.V. and Lakesny, O.M. 1987. Hydrodynamical characterization of horizons with AHFP on Kerch Peninsula. Geology Oil and Gas, 10.
212. Kucheruk, E.V. and Lyustikh, T.E. 1986. Forecasting and evaluating abnormal formation pressures based on geophysical studies. Moscow, VINITI.
213. Kucheruk, E.V. and Shenderey, L.P. 1975. Current view on the nature of abnormally high formation pressures. Moscow, VINITI.
214. Kudryakov, V.A. 1976. Formation of Oil and Gas accumulations as elements of geo-hydrodynamical system. Tashkent, FAN.
215. Kulbicki G. 1973 Probleme de la migration primaire. Rev. Assoc. Franc. Techn. Petrole. No. 222.
216. Kurbanmuradov, A. 1963. Deep water in the SW Turkmenistan and potential Oil and Gas occurrences. Ashkhabat. Academy of Sciences TSSR Publishers.
217. Kuznetsov, S.I., Ivanov, M.V. and Lyalikov, N.A. 1962. Introduction to geologic microbiology. Moscow, Academy of Sciences USSR Publishers.
218. Kvet Radan. 1971 Hydrogeochimie a sedimentarni geochemie Videnske Panve. Sb, Geol. Ved. Hig. V. 8.
219. Lagunova, I.A. 1973. Formation ground water chemical composition in mud volcanoes

of Kerch-Taman area. Abstract of PhD thesis. Leningrad.

220. Lagunova, I.A. and Kapchenko, L.N. 1981. Hydrogeochemical patterns in the placement of Oil and Gas accumulation zones within young plates. *Geology Oil and Gas*, 12.
221. Lane, H.W. 1949 Drilling practices in Iran. *Oil and Gas Journ.* V. 48, No. 13.
222. Levorsen, A. 1970. *Geology of Oil and Gas*. Moscow, Mir.
223. Lindtrop, N.T., Anfilatova, E.A. and Dmitriyeva, E.A. Geologic patterns in distribution of large foreign Oil and Gas fields. Leningrad, Nedra.
224. Lipetsky, V.F. 1974. Oil and Gas migration at great depths. Kiyev, Naukova dumka.
225. Livingstone, D.A. 1963 Chemical composition of rivers and lakes. *US. Geol. Surv. Prof. Paper.* 440 pp.
226. Lomtadze, V.D. 1954. On the role of clay deposits compaction process in ground water formation. *DAN, USSR.* V. 98, No. 3.
227. Lozinsky, V.A. 1968. On the chemical composition of Oil and Gas fields buried waters in the Carpathians. *Collected articles: Processes of Earth's crust evolution and economic deposits in the Dnieper-Don depression. Abstracts of reports, Section III, Kiyev-Poltava.*
228. Lozinsky, V.D. and Bankovsky, V.P. 1972. Hydrochemical cross-section of the Internal zone in the Carpathian trough. *Geology Oil and Gas*, 11.
229. Lynch M.S., Lepak C.B. 1966 Cretaceous is now deep objective in lake Maracaibo. *World Oil.* V. 162, No. 6.
230. Magara, K. 1982. *Compaction of rocks and migration of fluids*. Moscow, Nedra.
231. Mamedov, A.A. 1970. Bentonite and hydro-mica-montmorillonite clays in the Mesozoic of Southeastern Caucasus. *Collection of materials of VIII All-Union Plenum on clay study and utilization in the USSR.* Baku, Elm.
232. Martinez, A. 1973. Giant fields in Venezuela. *Geology of giant Oil and Gas fields.* Moscow, Mir.
233. Martynov, V.G., Kerimov, V.Yu., Shilov, G.Ya., Rachinsky M.Z.. – 2013. Geofluid pressure and its role in oil and gas exploration. «INFRA-M», Moscow
234. Mayyuga, M. 1973. Geology and exploration/appraisal history of California giant field Wilmington. *Geology of Giant Oil and Gas Fields.* Moscow, Mir.
235. Mekhtiyev, Sh.F. and Rachinsky, M.Z. 1967. Hydrochemical parameters of fault conductivity. *Proc. Academy of Sciences Azerbaijan SSR, Geology, Geography and Oil*, 1.
236. Mekhtiyev, Sh.F. and Rachinsky, M.Z. 1967. On a possible formation mechanism of Oil and Gas accumulations and on causes regular changes in oil and waters properties in the Apsheron area. *DAN Azerbaijan SSR*, V. XXIII, No. 12.
237. Mekhtiyev, Sh.F. and Rachinsky, M.Z. 1968. On the evaluation of enclosing rock lithology on the formation water chemical composition and salinity in the Productive Sequence of the Apsheron Oil and Gas area. *DAN Azerbaijan SSR*, V XXIV, No. 11.
238. Mekhtiyev, Sh.F., *Issues of oil genesis and formation of oil-gas accumulations.* Baku, Academy of Sciences Azerbaijan SSR Publishers.
239. Mekhtiyev, Sh.F., Akhundov, A.R. and Rachinsky, M.Z. 1970. Formation waters of gas-condensate accumulations in Azerbaijan. Baku, Elm.
240. Mekhtiyev, Sh.F., Geodekian, A.A. and Rachinsky, M.Z. 1973. Geothermal regime in the South Caspian Depression. *Soviet Geology*, 3.
241. Mekhtiyev, Sh.F., Geodekian, A.A. and Tsaturyants, A.B. 1977 *Geothermy of Oil and Gas Areas in Azerbaijan and Turkmenistan.* Moscow, Nauka.
242. Mekhtiyev, Sh.F., Grigoryants, B.V. and Buniat-zadeh, Z.A. 1987. Tectonics and Oil and Gas occurrences in mud volcanism zones. *Tectonics and criteria of Oil and Gas occurrences in local traps.* Moscow, Nauka.
243. Mekhtiyev, Sh.F., Rachinsky, M.Z. and Akhundov, A.R. 1966. On the issue of the

causes of hydrochemical inversion in the Productive Sequence. DAN Azerbaijan SSR, V. XXII, No. 9.

244. Mekhtiyev, Sh.F., Rachinsky, M.Z. and Fridian, D.P. 1968. Hydrogeological and hydrochemical specifics in accumulations of the NKP Fm. in the SE Apsheron. Sci. notes AGU in the name of Kirov, Geology, 1.

245. Mekhtiyev, Sh.F., Rachinsky, M.Z. and Fridman, D.N. 1971. Formation waters of VII<sup>th</sup> horizon and NKP Fm. in the SW Apsheron and their association with quantitative hydrocarbon distribution in the accumulations. DAN Azerbaijan SSR, V. XXVII, No. 11-12.

246. Mekhtiyev, Sh.F., Rachinsky, M.Z. and Kuliyeu. K.G. 1984. On the issue of the sulphate ion distribution in ground water of the Pliocene deposits in the Lower Kura depression. News of the Universities: Oil and Gas, 2.

247. Mekhtiyev, Sh.F., Rachinsky, M.Z. and Polaudin, G.A. 1970. Distinctive indications of formation waters in Oil and Gas-condensate accumulations of the Productive Sequence in SE Apsheron and SE Kobystan (Azheiranchekmes Depression), Baku Archipelago and NE part of the Kura lowland. News of the Universities. Oil and Gas, No. 5.

248. Mekhtiyev, Sh.F., Tsaturyants, A.B. and Rachinsky, M.Z. 1968. On a probable scheme of formation of stacked fields and conditions of gas (gas-condensate) and oil accumulations formation. Sci. Notes AGU in the name of Kirov. Geology, No. 6.

249. Mekhtiyev, Sh.F., Yakubov, A.A. and Rachinsky, M.Z. 1968. Geothermal indicators of hydrocarbon migration and formation water flow in the Productive Sequence of the Apsheron Oil and Gas area. Geology Oil and Gas, 6.

250. Melikova, A.I. 1970. On argillite mineralogy in the Cretaceous deposits of southern slope of the Caucasus Major in Azerbaijan. Collection of materials VIII All-Union plenum on study and utilization of clays USSR. Baku, Elm.

251. Melik-Pashayev, V.S. 1959. Geology of marine oil fields in the Apsheron Archipelago. Moscow, Gostoptekhizdat.

252. Melik-Pashayev, V.S., Khalimov, E.M. and Seregina, V.N. 1983. Abnormally high formation pressure in Oil and Gas fields. Moscow, Nedra.

253. Mencher E., Fichter H.J. et al. 1953 Geology of Venezuela and its oil fields. Bull. AAPG. V. 37. No. 4.

254. Michalicek M. 1971 Haftova hydrogeochemie centralne Karpatskeho polozi Videnske panve. Sb. Geol. Vied. ZK14.

255. Mikhaylov, I.M. 1987. Potential energy of the formation fluids. Moscow, Nauka.

256. Miklos V. 1962 Zur entstenung der thermen des Wiener beckens Mitt. Geol. Gesellt Wien. Bd. 55.

257. Milanovsky, E.E. and Khain, V.E. 1963. Geology of the Caucasus. Moscow, MGU Publishers.

258. Milanovsky, E.E. and Khain, V.E. 1964. Caucasus Major, Caucasus foredeep trough, Kura and Rioni intermontane depression. Proc. Internat. Geol. Congress, Tectonics of Europe. Moscow, Nauka-Nedra.

259. Miller, D.B., Edwards, K.D. and Walcott, P.D. 1961. Distribution of oil aggregations in the Maracaibo Basin of Venezuela. Distribution of Oil. Moscow, Gostoptekhizdat.

260. Minsky, N.A. 1975. Formation of oil-bearing rocks and migration of oil. Moscow, Nedra.

261. Mirchink, M.F. 1935. Tectonic Issues of the Southeastern Caucasus. Baku, Azernefteizdat.

262. Mogilevskaya, T.M. 1981. Abnormally high formation pressure in deep deposits of the West Fore-Caucasus. Thermobaric conditions and exploration in superdeep depressions. Moscow, Nauka.

263. Moldavsky, B.S. and Guseynov, G.M. 1971. On hydrochemical zoning in the Miocene deposits of West Apsheron. News of the Universities. Oil and Gas, 10.

264. Moldavsky, B.S. and Solomonov, B.M. 1967. Hydrochemical characterization of the Mesozoic deposits in the Pricaspian-Kubin Oil and Gas area. *Geology Oil and Gas*, 3.
265. Mukhin, Yu.V. 1965. Processes of clay deposits compaction. Moscow, Nedra.
266. Mukhin, Yu.V. 1968. Evaluating amounts of pore solutions squeezed out of clay deposits under natural conditions. Pore solutions and their study techniques. Minsk. Science and technology.
267. Muradian. T.I. 1968. Lithofacies characterization of the Upper Cretaceous deposits on anticlinal structures Kurkachidag, Kabandag and Nasosnaya. *News of the Universities. Oil and Gas*, 8.
268. Mustafayev, T.Kh. 1967. Hydrogeology and hydrochemistry in association with Oil and Gas occurrences in the Kura lowland (the example of Kyurovdag and Karabagly). PhD thesis. Baku.
269. Nalivkin, V.D., Lazarev, V.S. and Neruchev, S.G. 1975. Criteria and techniques for qualitative estimation of Oil and Gas occurrences in large territories. Review. *Geologic technique for the exploration and appraisal of Oil and Gas fields*. Moscow, VIEMS.
270. Neruchev, S.G. 1969. Oil source rocks and migration of oil. Leningrad, Nedra.
271. Nesterov, I.I. 1965. Compaction of clay rocks. *Soviet geology*, 12.
272. Nikanorov, A.M. 1977. Gas-liquid inclusions in minerals as the basis for paleo-hydrogeological reconstructions. *DAN BSSR*, 9.
273. Nikanorov, A.M., Tarasov, M.G. and Fedorov, Yu.A. 1983. Hydrochemistry and formation of ground waters and brines. Leningrad. *Gidrometeoizdat*.
274. Nikanorov, A.M., Volobuyev, G.P. and Bartsev. O.B. 1974. Paleo-hydrogeological reconstructions of Oil and Gas Basins. Moscow, Nedra.
275. Nikonorov, A.M. and Miroshnikov, M.V. (Editors). 1970. *Underground waters in the North Caucasus Oil and Gas fields*. Reference Book. Ordzhonikidze, Ir.
276. Novosiletsky, R.M. 1975. Geo-hydrodynamical and geochemical conditions for the formation of Oil and Gas accumulations in the Ukraine. Moscow, Nedra.
277. Ogilvy, N.A. 1959. Issues in the theory of geotemperature fields in application to geothermal ground water appraisal exploration techniques. *Issues of geothermy and practical utilization of Earth's heat*. Moscow, Academy of Sciences USSR Publishers, V. 1.
278. Oil and Gas of the foreign fields. 1977 Reference Book. Moscow, Nedra.
279. Oil Fields of Royal Dutch – Shell Group in Western Venezuela. 1948 *Bull. AAPG*. V. 32.
280. Orlov, A.A. 1980. Abnormal formation pressure in Oil and Gas areas of the Ukraine. Lvov. *Vishcha shkola*.
281. Orlov, A.A. 1981. Analysis of the tectonic factor effect on the formation pressures in hydrocarbon accumulations of the Ukraine. *Geology Oil and Gas*, 2.
282. Orlov, A.A. and Kornilov, D.N. 1986. On the associations between neotectonic motions and super-hydrostatic pressures in the Tersk-Caspian Trough. *Azeri Petroleum Husbandry*, 2.
283. Osadchy, V.G., Kuskov, G.A. and Kovalik, V.V. 1979. Marine geothermal survey. Kiyev, *Naukova Dumka*.
284. Osadchy, V.G., Lurye, A.I. and Yerofeyev, V.F. 1976. Geothermal criteria of Oil and Gas occurrences. Kiyev, *Naukova Dumka*.
285. Ozerny, O.M. 1981. Patterns in AHFP distribution in the southern Ukraine. *Geology Oil and Gas*, 6.
286. Ozerny, O.M. 1985. Analysis of AHFP causes in deposits Maikopian formation of the Kerch Peninsula. *Geology Oil and Gas*, 11.
287. Pakhomov, S.I. and Kissin, I.G. 1968. New data on carbon dioxide geochemistry in depth ground waters. *DAN USSR*, vol. 180, 2.
288. Palmer Ch. 1924 California Oil Field Water. *Econ. Geol.* V. XIX. No. 7; 1925. – V. XX.

– No. 7.

289. Perry E.A., Hower J. Late-stage dehydration in deeply buried polytactic sediments. Bull. AAPG. – 1972. – V. 56. – No. 10.

290. Philippi G.T. 1974 Discussion on the paper: «Depth of oil origin and primary migration: a review and critique» by R.J. Codell-Authors Reply. Bull. AAPG. 1974. V. 58. No. 1.

291. Pinneker, E.V. 1977. Issues of regional hydrogeology (Patterns in distribution and formation of ground waters). Moscow, Nauka.

292. Polac, B.G. 1954. Geothermal specifics in the area of current volcanism. Moscow, Nauka.

293. Potapov, I.I. 1954. Apsheron oil area. Baku, Academy of Sciences Azerbaijan SSR Publishers.

294. Powers M.C. 1976 Fluid-release mechanisms in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration. Bull. AAPG. V. 51. No. 7.

295. Preobrazhensky, A.S. 1934. Outline of the Apsheron Peninsula soils. Proc. AzoFAN USSR. Baku, V. VI.

296. Raaben, V.F. 1978. Distribution of Oil and Gas in regions of the world. Moscow, Nauka.

297. Rachinsky, M.Z. 1992. On the issue of ground water flow parameters determination in the sediment section of the South Caspian Depression. News of the Universities. Oil and Gas, 1-2.

298. Rachinsky, M.Z. 1969. On a particular feature of the formation waters in the oil legs of gas-condensate accumulations in Azerbaijan. NTS. Oil and Gas Geology and Geophysics, 3.

299. Rachinsky, M.Z. 1970. On the issue of hydrochemical inversion in the Pliocene of the Apsheron Oil and Gas area. Geology Oil and Gas, 10.

300. Rachinsky, M.Z. 1971. Hydrochemical and hydrogeological indicators of Oil and Gas occurrences on local structures in the Productive Sequence over the northwestern flank of the South Caspian Depression. NTS. Oil and Gas Geology and Geophysics, 7.

301. Rachinsky, M.Z. 1973. On the sulphates in formation waters of the Productive Sequence over the west flank of the South Caspian Depression. Geology Oil and Gas, 3.

302. Rachinsky, M.Z. 1981. Condensation water of gas and gas-condensate accumulations. Moscow, Nedra.

303. Rachinsky, M.Z. 1982. Some aspects of formation, placement and forecast of Oil and Gas occurrences. Azeri Petroleum Husbandry, 3.

304. Rachinsky, M.Z. 1983. Compaction processes in clays, their role, place and significance in oil-gas-accumulations and formation of hydrodynamic regime in the deep subsurface. Geology and Geochemistry of Combustible Minerals, Issue 59. Lvov.

305. Rachinsky, M.Z. 1987. Geotemperature regime of the Alpine fold-belt zones in association with hydrogeological environment in natural reservoirs and distribution of Oil and Gas occurrences. News of the Universities. Geology and Exploration, 4.

306. Rachinsky, M.Z. 1989. Geobaric regime of the Alpine fold-belt zones in associations with hydrogeological environment in natural reservoirs and placement of regional and local Oil and Gas occurrences. News of the Universities. Geology and Exploration, 1.

307. Rachinsky, M.Z. 1989. Hydrogeological factors in the formation and placement of Oil and Gas occurrences in the South Caspian depression. News of the Universities. Geology and Exploration, 2.

308. Rachinsky, M.Z. and Akhundov, A.R. 1968. On the sulphate content of formation waters in deep accumulations of Oil, Gas and Condensate. Proc. Academy of Sciences Azerbaijan SSR. Series Earth Sciences, 1.

309. Rachinsky, M.Z. and Aliyev, A.I. 1973. On sulphates in the formation waters of Middle Pliocene deposits in the South Caspian depression. NTS. Oil and Gas Geology and Geophysics, 4.

310. Rachinsky, M.Z. and Aslanov, B.D. 1973. On geochemical age of condensates and oils

in the Middle Pliocene deposits of the South Caspian Depression's west flank. Collected articles on Geology and Exploration of Gas and GasCondensate Fields, 3.

311. Rachinsky, M.Z. and Kuliyeu K.G. 1984. On the nature of hydrochemical inversion in the South Caspian Depression. News of the Universities. Geology and Exploration, 12.

312. Rachinsky, M.Z. and Muradian, V.M. 1977. AHFP patterns in the sediment cover over the west flank of the South Caspian Depression. Abnormally high formation pressure and techniques of AHFP forecast in while drilling. Proc. VNIGRI. Moscow, Nedra, Issue 397.

313. Rachinsky, M.Z. and Muradian, V.M. 1983. Thermobaric formation and placement model of Oil and Gas occurrences in the South Caspian Depression. In: Issues of offshore drilling of Oil and Gas wells. Riga, VNIImorgeo.

314. Rachinsky, M.Z. 1972 Distribution of deuterium in formation waters of the Productive Sequence Apsheronoy Oil and Gas area. Collected works on Geology and exploration of gas and gas-condensate fields. – 1972. – № 4.

315. Rachinsky, M.Z., Dzhavadov, A.A. and Fridman, D.N. 1973. Ground waters of the Oligocene-Miocene deposits in the Umbaki oil-gas field. Azeri Petroleum Husbandry, 11.

316. Rachinsky M.Z., Chilingar G.V., – 2007. Raw-material base of the of South-Caspian Basin: results of 1990-1995 exploration, geologic evaluation of the potential and a quantitative estimate. Azerbaijan Petroleum Husbandry, No. 1

317. Rachinsky M.Z., Chilingar G.V. and Gorfunkel M.V. – 2008. Oil and Gas Potential of South-Caspian Basin. Energy Sources Journal, Part A, v.29, issue 1

318. Rachinsky M.Z., Chilingar G.V. and Gorfunkel M.V. – 2008. Compaction of Clays as Factor in the Formation of Hydrodynamic Regime and Hydrocarbon Migration and Accumulation. Energy Sources Journal, part A, v.30, issue 7

319. Rachinsky M.Z., Chilingar G.V. – 2013. Evaluation of oil and gas fields in deeply- buried sediments of South Caspian Depression. Geosciences, N3

320. Rachinsky, M.Z., Fridman, D.M. and Chernomordikov, M.Z. 1966. Associations between lithofacies features of the deposits and formation water and oil properties on the example of NKP formation (south flank of the Lokbatan-Puta- Kushkhan structure). NTS. Oil and Gas Geology and Geophysics, 9.

321. Rachinsky, M.Z., Vezirova, R.Kh. and Fridman, D.N. 1972. Ground waters in the Oligocene-Miocene deposits of the northwest flank of the South Caspian Depression. News of the Universities, Oil and Gas, 2.

322. Rachinsky, M.Z., Zulfugarov, S.M. and Pisenbaum, Ya.B. 1972. Hydrochemistry of the Neftyanje Kamni field and its connection with hydrocarbon distribution in the accumulations. Sci. notes AGU in the name of Kirov. Geology, 5.

323. Reference book 1976 Oil and Gas Fields of foreign countries. Moscow, Nedra, 1976.

324. Renic B.C. 1925 California Oil-Fields Waters. Econ. Geol. V. 20. No. 7.

325. Renz, G.G., Oldenburg, G., Dalmeida, K.F. et al. 1961. East Venezuela Basin. Distribution of oil. Moscow, Gostoptekhizdat.

326. Reznikov, A.N. 1970. Geochemical specifics of gas-condensates and oils in catagenesis zones. PhD Thesis. Baku.

327. Rocco, T. and Jaboli, D. 1961. Geology and Oil and Gas occurrences in the Po River Basin. Distribution of oil. Moscow, Gostoptekhizdat.

328. Russel, W.A. 1958. Fundamentals of petroleum geology. Moscow, Gostoptekhizdat. Salayev S.G. 1961. Oligocene-Miocene deposits in the SE Caucasus and their Oil and Gas occurrences. Baku, Academy of Sciences Azerbaijan SSR Publishers.

329. Salle, K. and Debizer, Zh. 1976. Formation of oil accumulations. Moscow, Nedra.

330. Samedov, F.I. and Buryakovskiy, L.A. 1966. Petroleum hydrogeology of the Apsheron Archipelago. Baku, Azerneshr.

331. Samedov, F.I., Akhundov, A.R. and Rachinsky, M.Z. 1963. On some issues of association of formation waters chemical composition with enclosing rocks lithology, Azeri Petroleum Husbandry, 5.
332. Savkevich, S.S. 1971. On a possible association between leaching secondary porosity with the Oil and Gas window. News of AN USSR, Geology, 6.
333. Schmidt G.W. 1973 Interstitial water composition and geochemistry of deep Gulf Coast Shales and sandstones. Bull. AAPG. V. 57. No. 2.
334. Schoeller H. 1956 *Geochimie les eaux souterraines*. – Paris.
335. Schrocfcenfuchs G. 1975 Hydrogeologie, geochimie und hydrodinamik der formatinswasser des raumes Matzen-Schonkirchen-Tief. *Erdoel-Erdgas-Z.* 1975. V. 91. – No. 9.
336. Seidov, A.G., Alizadeh, Kh.A. and Gadiyeva, T.M. 1970. Specifics of clay mineral composition in the Cretaceous deposits of the SE Caucasus Major. In: Collection of materials of VIII<sup>th</sup> All-Union plenum on the sludyio and utilization of clays in the USSR. Baku, Elm Publishers.
337. Sergiyenko, S.I. 1971. Hydro-geothermal regime of subsurface in the East Fore-Caucasus. Moscow, Nauka.
338. Shakhmaliyeva, L.Sh. 1970. Electron microscope and X-ray analyses of clays in the Sumgait formation of the NE Kobystan. Materials of VIII<sup>th</sup> All-Union plenum on the study and utilization of clays in the USSR. Baku, Elm.
339. Shaulov, M.A. 1968. On formation conditions of Oil and Gas accumulations in the Anastasyev-Troitsk field. *Geology Oil and Gas*, 10.
340. Shaulov, M.A. and Fedotova, SA. 1975. Hydrogeological aspects in the formation of gas-oil accumulations of the IV<sup>th</sup> Horizon in the Anastasyev-Troitsk Field. *Geology Oil and Gas*, 5.
341. Shchepak, V.M. 1965. Hydrogeological conditions in the external zone of Carpathian Trough in connection with Oil and Gas occurrences. PhD thesis, Kiev.
342. Shcherbakov, A.V. 1968. *Geochemistry of thermal waters*. Moscow, Nauka.
343. Sheich-zadeh, I.A. 1940. Outline of lakes in the Apsheron Peninsula. Proc. Geographic Institute of the Academy of Sciences, Azerbaijan SSR. Baku, V. II.
344. Sheklin, J. 1966. Tectonics of Iran. *Geotectonics*, 1.
345. Shikhalibelli, E.Sh., Gasanov, A.G. and Tagiyer, R.E. 1984, On the issue on structure and formation of the South Caspian Depression (based on new data). *Essays on geology of Azerbaijan*. Baku, Azerneshr.
346. Shikhlinisky, A, Sh. 1967, *Geology and prospects of Oil and Gas occurrences in Pliocene deposits of the Lower Kura Depression*. Baku, Azerneshr.
347. Shishkina, O.V. 1960. Change in salt composition of ooze waters in process of diagenesis. *Chemistry of sea*. Moscow, Nauka.
348. Shishkina, O.V. 1972. *Geochemistry of the marine and oceanic ooze waters*. Moscow, Nauka.
349. Shurygin, .M. 1962. Conditions of structure formation in the central part of SE Caucasus. Moscow, AN USSR Publishers.
350. Shuvalov, P.E. 1977. Patterns of AHFP distribution in the subsurface of SW Turkmenistan. Proc. VNIGRI: Abnormally high formation pressure and techniques of AHFP forecast in drilling. Leningrad.
351. Sidorov et al. 1987. Current Earth's crust motions and Oil and Gas occurrences (on an example of the Tersk-Caspian foredeep trough). Moscow, Nauka.
352. Slavin, V.I. and Bruk, L. 1987. Main hypotheses of AHFP origin and their classification. Study of geologic section and AHFP forecast. Proc. VNIGRI, Leningrad.
353. Smirnov, Ya.B. 1980 *The Heat Flow and Geotemperature Maps of the USSR Territory*. Moscow, Nauka.
354. Smirnov, Ya.B. 1972. Earth's heat flow and issues fold-belt energy. *Energy of geologic*

processes. Moscow, Nauka.

355. Smith J.B. 1931 Venezuelan Oil-Field Waters. Bull. AAPG. V. 15. No. 8.
356. Smith, G.E., Erdman, J.G. and Morris, D.A. 1972. Oil migration, accumulation and preservation in Earth's crust. Collection: Current status of studies in genesis, formation and preservation of Oil and Gas accumulations. Moscow, VNIIOENG Publishers.
357. Spitsin, V.I., Glazunov, M.P. and Mulyar, V.M. 1972. Study of an abnormal water by the technique of neutron-activation analysis. DAN USSR, vol.202, 1.
358. Stanulis, V.A. and Khludnev, V.F. 1987. Some unsolved issues of geology and oil -gas occurrences in the Tersk-Sunzha area (North Caucasus, Tersk-Caspian foredeep trough). Geology and economic deposits in the Caucasus Major. Moscow, Nauka.
359. Strakhov. E.M. 1962. Fundamentals of theory of lithogenesis. Moscow, Academy of Sciences USSR Publishers, V. III.
360. Sukharev, G.M. 1979. Hydrogeology of Oil and Gas fields. Moscow, Nedra.
361. Sukharev, G.M. and Krumbold, T.G. 1962. Some data on ground water genesis of the Azerbaijan Productive Sequence. DAN USSR. V. 145, No. 5.
362. Sukharev, G.M., Miroshnikov, M.V. 1963. Ground water of Oil and Gas fields in the Caucasus. Moscow, Gostoptekhizdat.
363. Sulin, V.A. 1935. Waters of the USSR oil fields. Moscow- Leningrad, OHTI.
364. Sulin, V.A. 1948. Hydrogeology of oil fields. Moscow- Leningrad, Gostoptekhizdat.
365. Sultanov, A.D. 1958. Lithology of the Productive Sequence on the Apsheron Peninsula. Moscow, Academy of Sciences USSR Publishers.
366. Sultanov, A.D. 1960. Lithology of the Cretaceous deposits in the SE Caucasus Major. Baku, Academy of Sciences Azerbaijan SSR Publishers.
367. Sultanov, B.I. 1936. Changes in chemical composition of waters as affected by gas and oil. Baku, Azernefteizdat.
368. Sultanov, B.I. 1950. On one type of petroleum accumulations outline (crestal waters). DAN Azerbaijan SSR, 9.
369. Sultanov, B.I. 1961. Deep condensation water and conditions of its formation. DAN Azerbaijan SSR, 12.
370. Suter H.H. Bull AAPG. – 1947. – V. 31.
371. Sutherland, J. 1975. Boscan Field, East Venezuela. Stratigraphic and facies change accumulations of Oil and Gas. Moscow, Nedra.
372. Tageyeva, N.V. and Tikhomirova, M.M. 1962. Geochemistry of pore waters in diagenesis of marine deposits. Academy of Sciences USSR Publishers.
373. Tainsh H.R. 1950 Tertiary Geology and Principal Oil Fields of Burma. Bull AAPG. V. 34. No. 55.
374. Tamrazian, G.P. 1954. On patterns in changes of water chemical composition in the Maikopian Fm. in the Caucasus. DAN USSR, V. 16, No. 6.
375. Tauson, V.O. and Aleshina, V.I. 1932. On sulphate reduction by bacteria in in the presence of hydrocarbons. Microbiology, V. 1, No. 3.
376. Tectonic structure of Azerbaijan and Caspian Depression. Baku, Academy of Sciences of Azerbaijan SSR Publishers.
377. Templeton R.R. and McCollom C.R. 1924 Santa Fe Springs Field, California. Bull. AAPG. – V. 8. No. 2.
378. Teodorovich, G.I. 1970. Mixed-layer minerals in sedimentary rocks as depth indicators of their catagenetic transformation. DAN USSR, V. 191, No. 5.
379. Tertsagi, K. 1961. Theory of soil mechanics. Moscow, Gosstroyizdat.
380. Tissot, B. and Welte, D. 1981. Formation and distribution of oil. Moscow, Mir.
381. Tkhostov, B.A. 1966. Initial formation pressure and geo-hydrodynamical systems.



Moscow, Nedra.

382. Tomkina, A.V. 1981. Interconnection between formation pressures and temperatures at great depths. Thermobaric conditions and geologic exploration in super-deep Depressions. Moscow, Nauka.

383. Tomkina, A.V. 1981. Thermobaric conditions in super-deep Depressions of North Caucasus. Thermobaric conditions and geologic exploration in super-deep Depressions. Moscow, Nauka.

384. Tsaturyants, A.B. and Rachinsky, M.Z. 1966. On the issue of formation water desalination in gas-condensate fields, DAN Azerbaijan SSR, V. XXII, No. 2.

385. Tsaturyants, A.B. and Rachinsky, M.Z. 1970. On the desalination of formation waters in gas-condensate accumulations. Collection of articles: Theory of technological process in drilling and oil production. Baku, Elm.

386. Ulitkin, I.A. 1955. Observations of raising bottom of a construction pit. Hydrotechnical construction, 6.

387. Urazov, G.G. 1919. Baku iodine lakes. Materials for the study of Russian natural manufacturing forces. Petrograd.

388. Vadas, E. 1964. Geology of Hungary. Moscow, Mir.

389. Valukonis, G.Yu. and Khodkov, A.B. 1973. Geologic patterns in ground water, Oil and Gas flow. Leningrad, LGU Publishers.

390. Valukonis, G.Yu. and Khodkov, A.B. 1979. Role of ground waters in the formation of economic deposits. Leningrad, Nedra.

391. Valyashko, M.G. 1964. Genesis of brines in the sediment cover. Chemistry of the earth crust. Moscow, Publishers of the Academy of Sciences of the USSR, vol. 1.

392. Van-Orstrand, C.E. 1934 Temperature gradients. Problems of Petroleum Geology. Amer. Assos. of Petrol. Geol. – Tulsa.

393. Van-Orstrand, C.E. 1941 Temperature of the earth in relation to oil location temperature, its measurements and control in science and industry, Reinhold Rubl. Corp.

394. Varentsov, M.I. 1948. Geology and Oil and Gas occurrences of Viennese Basin. Collected geologic works devoted to the memory of Academician I.M.Gubkin. Moscow, Gostoptekhizdat.

395. Vartanan, G.S. and Kulikov, G.V. 1982. Hydro-geo-deformational field of Earth. DAN USSR, vol. 262, 2.

396. Vassoyevich, N.B. 1960. Experience constructing the type curve of gravity compaction of clay deposits. News Petroleum Technology. Series Geology, 4.

397. Ver Wiebe, W.A. 1957 North American Petroleum.

398. Ver-Plank, W.E. 1958 Salt in California. Division of mines. Bull. 175, S-Francisco.

399. Ver-Wibe, V.A. 1959. How they find oil. Moscow, Gostoptekhizdat.

400. Volobuyev, G.P. 1986. Forecasting hydrogeological environments in Oil and Gas-producing areas. Moscow, Nedra.

401. Volobuyev, G.P. and Sokirko, L.E. 1982. Current view of brines in the Upper Jurassic deposits of Tersk-Sunzha area. Issues of geology and Oil and Gas occurrences on the NE Caucasus and Trans-Caucasus. Grozny, SevKavNIPIneft Publishers. Issue 37.

402. Vsevolozhsky, V.A. 1983. Underground runoff and water balance of the platform structures. Moscow, Nedra.

403. Vysotsky I.V. 1979. Geology of natural gas. Moscow, Nedra.

404. Vysotsky I.V. and Vysotsky V.I. 1986. Formation of oil, gas and gas-condensate fields. Moscow, Nedra.

405. Vysotsky I.V., Olenin V.B. and Vysotsky, V.I. 1984. Oil and Gas Basins of foreign countries. Moscow, Nedra.

406. Vysotsky V.I. 1971. Formation of oil fields in folded areas. Moscow, Nedra.
407. Vysotsky V.I. and Faingersh, L.A. 1969. Formation of oil in the Viennese Basin. *Geology Oil and Gas*, 12.
408. Vysotsky V.I. and Kucheruk, E.V. 1978. Current status of the doctrine on Oil and Gas Basins, Part II. Main types of Oil and Gas Basins and specifics in distribution of Oil and Gas accumulations. Moscow, VINITI.
409. Weaver, D.K. 1931 Encroachment of edge-water of Santa Fe Springs. Petroleum Division. Petroleum development and technology. Amer. Inst. Min. Met. Engr.
410. Yakobson, G.P. 1973. Paleo-hydrogeological and current hydrogeological patterns in the formation and placement of Oil and Gas fields. Moscow, Nedra.
411. Yakubov, A.A. 1948. Mud volcanoes in Azerbaijan and their association with oil fields. Baku. AN Azer. SSR Publishers.
412. Yakutseni, V.P. 1961. Hydrogeology of the SE North Caspian Depression. Moscow, Gostoptekhizdat.
413. Yeremenko, N.A. (Editor), 1984. Reference book "Geology of Oil and Gas". Moscow, Nedra.
414. Yeremenko, N.A. and Neruchev, S.G. 1968. Primary migration in the process of deposits subsidence and lithogenesis. *Geology Oil and Gas*, 9.
415. Yermolayev, V.G., Kotov, V.S. and Rogozhin, D.I. 1960. Hydrogeology and geochemistry of the Mesozoic deposits in the Azov-Kuban Trough as factors in Oil and Gas field formation. Files of SKGU. Yessentuki.
416. Young, G., Beluys, A. and Renz, G. 1959. Geology of sedimentary Basins and oil fields of Venezuela. XX Internat. Geol. Congress. Moscow, Gostoptekhizdat. V. III.
417. Zaytsev, I.K. and Tarasov, V.M. 1972. Basic ideas in hydrodynamic of artesian Basins and their analysis. Hydrodynamics of deep zones in artesian Basins (Materials of inter-disciplinary thematic conference, Leningrad.
418. Zeynalov, M.M. 1960. Mud volcanoes in the South Kobystan and their association with gas-oil fields. Baku, Azneftneshr.
419. Zhemerov, V.S. 1958. Change in water composition in the process of producing from oil horizons in Lokbatan. *Geology of Oil*, 11.
420. Zinenko, I.I. 1975. Study of hydrogeological conditions in the Carpathian troughs in associations with the appraisal and development of gas fields. PhD Thesis. Kharkov.
421. Zkhus, I.D. and Bakhtin, V.V. 1979. Lithogenetic transformation of clays in zones of abnormally high formation pressures. Moscow, Nauka.
422. Zokhrabova, V.R. 1970. Specifics of mineral composition of bentonite and their enclosing Koun clays in the Kobystan area. Collected works: Materials of VIII<sup>th</sup> All-Union plenum for the study and utilization of clays in the USSR. Baku, Elm.
423. Zorkin, L.M. 1973. Geochemistry of gas formation waters in Oil and Gas Basins. Moscow, Nedra.
424. Zorkin, L.M., Subbota, M.I. and Stadnik, E.V. 1982. Oil and Gas exploration hydrogeology. Moscow, Nedra.