

**МАШРАПОВА МОЛДИР АБДУМУСЛИМОВНА**

**Арыстан кенорны мысалында өткізгіштігі біртекті емес көп қабатты кенорындарын игеру жүйесін жетілдіру**

6D070800 – Мұнай-газ ісі

Философия докторы (PhD)

ғылыми дәрежесін алу үшін дайындалған диссертация

Ғылыми кеңесшілер:

Геология-минералогия ғылымдарының докторы, профессор, ҚР ҰҒА академигі Оздоев С.М.

Техника ғылымдарының докторы, профессор Абдели Д.Ж.

А.А. Трофимук атындағы мұнай-газ геологиясы және геофизика Институты Геология-минералогия ғылымдарының докторы, профессор, РҒА академигі Конторович А.Э.

## МАЗМҰНЫ

<b>НОРМАТИВТІК СІЛТЕМЕЛЕР</b>	3
<b>АНЫҚТАМАЛАР</b>	4
<b>БЕЛГІЛЕУЛЕР МЕН ҚЫСҚАРТУЛАР</b>	5
<b>КІРІСПЕ</b>	6
<b>1 МӘСЕЛЕНІҢ ЖАҒДАЙЫН ЗЕРТТЕУ. ЗЕРТТЕУДІҢ МАҚСАТЫН АЙҚЫНДАП, ОНЫҢ МІНДЕТТЕРІН ҚОЮ</b>	12
1.1 Арыстан кенорнының мысалында көпқабатты кенорындарының геологиялық құрылымы мен игеру жүйесінің ерекшеліктері	12
1.2 Көп қабатты мұнай кенорындарын игерудің тиімділігін арттыруға бағытталған ғылыми -зерттеу жұмыстарын талдау	27
1.3 Тарау қорытындысы	40
1.4 Жұмыстың мақсаты және шешілетін мәселелер	41
<b>2 КӨП ҚАБАТТЫ МҰНАЙ КЕНОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ МҰНАЙДЫҢ ҚАЙНАУ ТЕМПЕРАТУРАСЫ ЖОҒАРЫ КОМПОНЕНТТЕРІ МЕН ҚЫШҚЫЛ ЕРІТІНДІСІН ҚОЛДАНА ОТЫРЫП ҚАБАТТЫ ГИДРАВЛИКАЛЫҚ ЖАРУ ПРОЦЕССТЕРІН ТЕОРИЯЛЫҚ ЗЕРТТЕУ</b>	42
2.1 Арыстан кенорнының геологиялық құрылымының моделін құрастыру, игеру жүйесін жетілдіру және мұнай мен газ қорын арттыру	42
2.2 Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері мен қышқыл қоспалары негізінде қабатты гидравликалық жару процестерінің заңдылықтарын анықтау	57
2.3 Тарау қорытындысы	62
<b>3 КӨП ҚАБАТТЫ МҰНАЙ КЕНОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ МҰНАЙДЫҢ ҚАЙНАУ ТЕМПЕРАТУРАСЫ ЖОҒАРЫ КОМПОНЕНТТЕРІ НЕГІЗІНДЕ ҚАБАТТЫ ГИДРАВЛИКАЛЫҚ ЖАРУ ПРОЦЕССТЕРІН ЭКСПЕРИМЕНТТІ ЗЕРТТЕУ</b>	64
3.1 Эксперимент жүргізудің әдістемесі	64
3.2 Лабораториялық зерттеу жұмыстарының нәтижелері	68
3.3 Алынған эксперименталды зерттеулердің нәтижелерін талдау	71
3.4 Тараудың қорытындысы	73
<b>4 АРЫСТАН КЕНОРНЫН МЫСАЛҒА АЛА ОТЫРЫП, КӨП ҚАБАТТЫ КЕНОРЫНДАРДЫҢ ИГЕРУ ЖҮЙЕСІН ЖЕТІЛДІРУ БОЙЫНША ҒЫЛЫМИ ҰСЫНЫСТАР ЖАСАУ</b>	74
4.1 Қабатты гидравликалық жарудың негізгі параметрлерін есептеу	74
<b>5 ЗЕРТТЕУ НӘТИЖЕЛЕРІНІҢ ЭКОНОМИКАЛЫҚ ТИІМДІЛІГІ</b>	84
5.1 Ұсынылып отырған әдістің экономикалық тиімділігін бағалау	85
<b>ҚОРЫТЫНДЫ</b>	87
<b>ҚОЛДАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ</b>	89

## **НОРМАТИВТІК СІЛТЕМЕЛЕР**

Бұл диссертациялық жұмыста келесі стандарттарға сәйкес сілтемелер қолданылған:

Қазақстан Республикасының «Ғылым туралы» Заңы 18.02.2011 ж. №407-IV ҚР ЗРК.ГСО 5.04.034-2011: Қазақстан Республикасының мемлекеттік жалпыға міндетті білім беру стандарты. Жоғары оқу орнынан кейінгі білім.

Докторантура. Негізгі ережелер (2012 жылғы 23 тамыздағы №1080 өзгертулер).

2011 жылғы 31 наурыздағы академиялық дәрежелерді беру ережелері № 127. ГОСТ 7.32-2001. Ғылыми-зерттеу жұмысы туралы есеп. Құрылымы және жобалау ережелері.

ГОСТ 7.1-2003. Библиографиялық жазба. Библиографиялық сипаттама. Құрастырудың жалпы талаптары мен ережелері.

## АНЫҚТАМАЛАР

Бұл тезисте келесі анықтамалармен бірге терминдер қолданылады:

**Қабатты сұйықтықпен (гидравликалық) жару** – ұңғылардың мұнайбергіштігін және сұйықтық пен газдың ұңғының түбіне келуін қарқындатуын арттыратын тиімді әдістердің бірі. Әдістің мақсаты қабаттан өндірілетін флюидтің ұңғы түбіне келуі үшін жоғарғы өткізгішті жарықшақтарды туындату болып табылады.

**Жару сұйықтығы** – қабаттық біртектілігін бұза отырып жаңа жарықшақтарды туындату немесе бұрынғы жарықшақтарды бір-бірімен байланыстыру үшін ұңғы түбіне айдалатын сұйықтық.

**Құм тасушы сұйықтық** – жер бетінен жарықшақтарға дейін құмды тасымалдап және оны пропантпен толтыру үшін қолданылатын сұйықтық.

**Гетерогенді қабатты-коллектор** – шөгінді фацияның әртүрлілігіне, геологиялық құрылымына немесе диагенезіне байланысты көптеген өнімді қабаттарға бөлінген коллектор. Онда қысым өте жылдам төмендейді.

**Гидродинамикалық модельдеу** – қабатты игеру барысында болатын физикалық процесстерді сипаттайтын математикалық модель және массаны, импульсті және энергияны сақтауға арналған ішінара дифференциалдық теңдеулер жүйесі.

## **БЕЛГІЛЕУЛЕР МЕН ҚЫСҚАРТУЛАР**

ҚМБА – қабаттың мұнайбергiштігін арттыру әдістері;  
ГТШ – геологиялық-техникалық іс-шаралар;  
МӨК – мұнайды өндіру коэффициенті;  
ҚМА – қабаттың мұнайбергiштігін арттыру;  
ҚҚҰ- қабаттық қысымды ұстап тұру;  
ҚГЖ – қабатты гидравликалық жару;  
НКҚ – насосы-компрессорлы құбырлар;  
ҰТӨ – ұңғы түбін өңдеу;  
ББЗ – беттік белсенді заттар;  
ССҚ – сүзгішті-сыйымдылықты қасиет;  
СМЖ – су-мұнай жанасуы;  
ҚҚК - қысымды қалпына келтіру қисығы;  
АШПШ – асфальтті-шайырлы-парафинді шөгінділер;  
TSO – жарықшақтың соңын экрандау әдісі;  
PropNET – - пропанттың жарықтан шығарылуын болдырмау технологиясы;  
NPV – таза дисконтталған кіріс;  
PI - табыстылық индексі.

## КІРІСПЕ

**Шешілетін ғылыми немесе ғылыми-техникалық мәселенің қазіргі жағдайын бағалау.** Соңғы жылдары Қазақстандағы кенорындардың игерілмеген қорларының құрылымы нашарлап бара жатыр. Қорлардың көп бөлігі өткізгіштігі төмен қабаттар мен сумен ығыстырылмаған аймақтарда орналасқан. Игерудің өнімділігі мен тиімділігіне кері әсер ететін негізгі фактор – мұнай қабаттарының біркелкі еместігі.

Мұнайға қаныққан қабаттар – бұл мұнайға қаныққан құм немесе әктас және су өткізбейтін саз немесе доломит қабаттарының, линзалардың және аралық қабаттардың кезектесуінен тұрады. Қабаттың шегінде 10-20 қабатшалар кездесуі мүмкін, бұл қабаттардың айтарлықтай тілімденгендігін байқатады. Мұнай шоғырларының күрделілігіне байланысты оны толық игеріп алу және айдау ұңғылары арқылы өндіруші ұңғыларға қарай мұнайды сумен толық итеру өту қиын немесе мүмкін емес [1,2].

Қабаттың макробіртекті еместігінің негізгі көрсеткіштеріне қабаттың құмтасты, тілімденген, үздікті болуы жатады. Қабаттың үздікті болуы қабаттың сүйірленуінен де, оның су өткізбейтін жыныстармен алмасып келуінен де туындауы мүмкін. Қабаттың үздікті болуының салдары флюид жылжитын құмтас денелерінің латераль және горизонталь бойынша геометриялық пішіндерінің әртүрлі болуынан туындайды. Көпқабатты кенорындарынан мұнайды ығыстыру процесі кезінде қабаттың макробіртекті болмауына аса мән беріледі. Бұны игерудің бастапқы және кейінгі жобалау кезеңдерінде ескеру қажет. Көпқабатты мұнай шоғырларының тиімді игерілуін төмендететін негізгі технологиялық факторлардың бірі өткізгіштігі бойынша бір бірінен ерекшелінетін қабаттарды бір игеру нысанына біріктіру болып табылады [3].

Осы факторлардың барлығы да өндіруші ұңғыларға мұнай ағынын интенсификациялау тиімділігіне әсер етеді, бұл тәжірибеде негізінен қабаттарды гидравликалық жару және ұңғыларды қышқылмен өңдеу арқылы жүзеге асырылады. Бұл жұмыс геологиялық (макро- және микробіртекті болмауы) және технологиялық факторлардың (өткізгіштігі бойынша бір-бірінен айрықша ерекшелінетін қабаттарды бір игеру нысанына біріктіру) көпқабатты кенорындарынан мұнай қорын максималды игеріп алуға әсер етуін зерттеуге арналған.

Көпқабатты мұнай кенорындары, сонымен қатар, Арыстан кенорнында өткізгіштігі бойынша бір-бірінен ондаған, кейде жүздеген есе ерекшелінетін қабаттар бар. Яғни, көпқабатты кенорындарынан мұнайды біркелкі ығыстыратын қазіргі әдістерді және ұңғыларға қарай мұнай ағынын интенсификациялауды қолдану қабаттың мұнай бергіштігі және өндіруші ұңғылардың дебитін арттыру мәселесін толықтай шешіп бермейді.

Қабатты гидравликалық жару бүгінгі күні қабаттың мұнай бергіштігін арттырудың ең танымал әдістерінің біріне айналды, бұл әдісті қолдану өткен

ғасырдың ортасынан басталды. Бірақ ұзақ уақыт бойы бұл әдіс тәжірибеден гөрі теориялық есептеулерде көбірек қолданылды. Жеңіл өндіріліп алатын мұнай заманында бұл әдіске деген сұраныс болмады. Жағдай өткен ғасырдың соңына қарай өзгерді, яғни қабаттың фильтрациялық-сүзгіштік қасиеті төмен және коллекторы карбонатты кенорындарды игеру барысында белсенді қолдана бастады [4,5].

Көпқабатты мұнай кенорындарының геологиялық құрылысына байланысты ұңғы түбіне мұнай ағынының келуін интенсификациялау мақсатында су негізіндегі гельді сұйықтықпен қабатты гидравликалық жару әдісін қолдану тиімсіз болып саналады. Себебі қабат қуыстарында ұзына бойлы молекулалары бар гельдер адсорбцияланады және су негізіндегі жару сұйықтығы коллектордың сазды бөлшектерімен байланысқанда олардың ісінуіне алып келеді.

**Тақырыпты дамытуға арналған негіздер мен бастапқы мәліметтер.** Диссертациялық жұмыстың тақырыбының негізі ретінде лабораториялық және тәжірибелік жұмыстар болып табылады.

Жұмыс қордағы алдыңғы жылдардың материалдарын зерттеу мен талдауға, әдебиет көздерін шолуға, керндік материалдарға, ғылыми-зерттеу жұмыстары жүргізілген кезеңдегі лабораториялық зерттеулерге негізделген.

Диссертациялық жұмыста кенорынның 01.01.2013 жылғы жағдайы бойынша жасалынған «Авторский надзор за реализацией дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Арыстановское» есебі [6], 01.06.2013 жағдайы бойынша «Подсчет начальных запасов нефти и растворенного газа месторождения Арыстановское» (№ 1333-13-У хаттамасы) [7] және Арыстан кенорының 01.07.2013 жағдайы бойынша игерудің бірінші технологиялық сызбасы жасалынған және 25.12.2014 жылы № 17-04-273-И хаттамасымен ҚР Индустрия және жаңа технологиялар министрлігінің Геология және жер қойнауын пайдалану комитетімен бекітілген есептемелері қолданылды. Жасалынған жұмыстың мақсаты - қорларды есептеу бойынша есепті одан әрі құрастыру және технологиялық сызбасын құрастыру үшін сынамалы пайдалану процесінде қабаттардың геологиялық-физикалық сипаттамалары және ұңғымалардың өндірістік мүмкіндіктері туралы қосымша мәліметтерді нақтылау және алу болған.

Сонымен қатар, кенорынның 01.10.2015 жағдайы бойынша жасалған «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Арыстановское» [8] есептемесі де қолданылды. Жұмыстың мақсаты - жобалық шешімдерді енгізуді талдау, жобалық көрсеткіштерге түзетулер енгізу және одан әрі дамыту үшін ұсыныстар беру болған. Бұл есептемеде фонтанды ағын болмаған жағдайда, жаңадан бұрғыланған ұңғыларда гидравликалық жаруды жүргізу ұсынылған.

**Осы ғылыми-зерттеу жұмысының қажеттілігін негіздеу.**

Жүргізілген ғылыми жұмыстың қажеттілігі болып мұнай кенорындарындағы жыныстарының өткізгіштігі төмен қабаттар немесе

мұнай өндіру барысында көп уақыт мұнай алынған ұңғының түп аймағында фильтрациялық қабілеттің нашарлауы саналады.

#### **Дамудың жоспарланған ғылыми-техникалық деңгейі туралы ақпарат.**

Диссертациялық жұмыста көп қабатты кенорындарды игеру әдістері, Арыстан кенорнының геологиялық құрылысы, игеру кезеңдері, қабаттың мұнай бергіштігін арттыру мақсатында жүргізілген іс-шараларға талдау жасалынды. Геологиялық құрылысы күрделі кенорындарында қабаттың өткізгіштігін арттыру мақсатында қабатты жару сұйықтығы ретінде су негізіндегі гельді қолданып гидравликалық жару жұмыстарын жүргізу сараланып, оның орнына мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қолдану тиімді екені көрсетілді. Сонымен қатар, пайда болған жарықшақтарды бекітушінің орнына қышқыл ерітіндісін қолдану мүмкіндігі негізделген. Қышқыл ерітіндісі қабатты гидравликалық жару процесін жүргізген кезде жыныстарды ерітіп пайда болған жарықшақтарды және қуыстарды одан сайын кеңітеді.

#### **Диссертациялық жұмысты метрологиялық қамтамасыз ету туралы ақпарат.**

Өткізгіштігі төмен немесе орташа кенорындарында қабаттың мұнай бергіштігін арттыру үшін жүргізілетін гидравликалық жару жұмыстарының теориялық және лабораториялық жағдайдағы зерттеулерінің нәтижелері бекітілген стандарттарға сәйкес метрологиялық және көмекші техникалық қызметтермен қамтамасыз етіледі.

Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін бөліп алып өткізгіштігі төмен қабаттарда жару сұйықтығы ретінде қолданудың экспериментальді зерттеулері Satbayev University-дегі Абделі Д.Ж. басшылығымен құрастырылған құрылғыда жасалынды.

**Зерттеудің өзектілігі.** Заманауи және өндірісті игеру әдістерімен мұнайлы қабаттардан мұнайды өндіріп алудың тиімділігі барлық мұнай өндіретін мемлекеттерде қазіргі таңда қанағаттанарлық жағдайда емес, соған қоса, мұнай өнімдеріне деген сұраныс жылдан жылға өсуде. Өртүрлі мемлекеттер мен аймақтардағы қабаттың орташа соңғы мұнай бергіштігінің мәні 25-тен 40% дейінгі шаманы құрайды.

Мысалға, Латын Америкасы мен оңтүстік-шығыс Азия мемлекеттеріндегі қабаттардың орташа мұнайбергіштігі 24-27%, Иранда – 16–17%, АҚШ, Канада және Сауд Арабиясында - 33–37%, ТМД және Ресей мемлекеттерінде - 40%, бұл мұнай қорының құрылымы мен қолданылатын игеру әдістеріне байланысты болады.

Көпқабатты кенорындарында және де Арыстан кенорнында жүргізілген ұңғы түбіне мұнай ағынының келуін интенсификациялау мақсатында су негізіндегі гельді сұйықтықпен қабатты гидравликалық жару тәжірибесі көрсеткендей, қабат қуыстарында ұзына бойлы молекулалары бар гельдер



адсорбцияланады және коллектордың сазды бөлшектерінің ісінуіне алып келеді.

Сондықтан, дәстүрлі әдістерді қолданып қалған мұнай қорын өндіріп алу мүмкін болмағандықтан, қазіргі таңда өндіріліп жатқан қабаттарда мұнай бергіштікті арттыратын мұнай өндірудің жаңа технологиясын қолдану мәселесі өзекті болып табылады.

#### **Ғылыми жаңалығы**

1. «Арыстан» кенорны мысалында өткізгіштігі біркелкі емес көпқабатты кен орындарын игерудің фильтрациялық процестерінің заңдылықтары белгіленді, бұл өткізгіштігі төмен қабаттарды таңдай отырып гидравликалық жаруды жүргізуге мүмкіндік береді.

2. Қабат кеуектерінде адсорбцияланбайтын және қабаттың сазды бөлшектерінің ісінуін болдырмайтын, молекулаларында көміртегі атомдары  $\geq C_8$  мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері негізіндегі жару сұйықтығының көмегімен өткізгіштігі төмен қабаттарда гидравликалық жару процесінің заңдылықтары белгіленді.

3. Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттеріне негізделген жару сұйықтығын қолдану арқылы өткізгіштігі төмен қабаттарды тиімді гидравликалық жару технологиясының ұтымды параметрлері мен режимдері теориялық негізделді және тәжірибе жүзінде дәлелденді, ал бекіткіштердің орнына күрделі тұз қышқыл ерітіндісі қолданылды, нәтижесінде ұңғының өнімділігі айтарлықтай жоғарылайды.

4. Арыстан кен орнының мысалында өткізгіштігі біркелкі емес көпқабатты кен орындарын игеру жүйесін және ұңғымалардың түптік аймағына гидродинамикалық әсер етуді күшейту әдістерін жетілдіру бойынша ғылыми ұсыныстар әзірленді.

**Бұл жұмыстың басқа зерттеу жұмыстарымен байланысы.** Диссертациялық жұмыс «Қабат қысымын ұстаудың және ұңғы дебитін жоғарылатудың тиімді комплексті технологиясын жасауды ғылыми негіздеу» атты мемлекеттік бағдарламасы аясында орындалды (бағдарлама ИРН: АР05130484-ОТ-18).

**Жұмыс мақсаты** Кенорындарды игеру жүйесін жетілдіру және ұңғы түбіне гидродинамикалық әсер етудің тиімді әдістерін қолдану арқылы ұңғылардың өнімділігін арттыру және өткізгіштігі біркелкі емес көпқабатты кенорындарындағы ұңғыларға мұнайдың келуін интенсификациялау.

**Зерттеу нысаны.** Солтүстік Үстірттегі Арыстан кенорны мысалында, өткізгіштігі біркелкі емес көпқабатты мұнай кенорындары.

**Зерттеу пәні** өткізгіштігі әртүрлі көпқабатты мұнай кенорындарын игеру жүйесі және өткізгіштігі төмен қабаттардан ұңғы түбіне мұнайдың келуін интенсификациялаудың тиімді әдістері болып табылады.

#### **Зерттеудің негізгі міндеттері:**

1. Арыстан кенорнын мысалға ала отырып, қабаттардан мұнайды біркелкі ығыстыруды және оларды бір объектіге біріктіруді қамтамасыз

ететін, өткізгіштігі біркелкі емес көпқабатты кенорындарын игерудің фильтрациялық процестерінің заңдылықтарын анықтау.

2. Арыстан кенорны мысалында кенорынды игеру жүйесін жетілдіру мен мұнай мен газ қорының артуын қамтамасыз ететін көпқабатты кенорынның геологиялық құрылымының моделін құрастыру.

3. Мұнай қабаттарының түп аймағына гидродинамикалық әсер етудің тиімді әдістерін қолдана отырып, өткізгіштігі төмен қабаттардан ұңғыларға мұнайдың келуін арттыру процесінің заңдылықтарын белгілеу.

4. Арыстан кенорнын мысалға ала отырып, ұңғылардың түп аймағына гидродинамикалық әсер етуді күшейту әдістері мен өткізгіштігі біркелкі емес көпқабатты кенорындарын игеру жүйесін жетілдіру бойынша ғылыми ұсыныстар әзірлеу.

**Зерттеу әдістері** зертханалық әдістермен қатар *ГИС-Micromine* компьютерлік технологиясы, *Petrel E&P software platform 2015* және *Eclipse Reservoir Simulator 2009* бағдарламаларынан тұрады.

**Зерттеудің әдістемелік базасы.** Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерімен қабаттың түбіне әсер ету процестеріне эксперименттік зерттеулер алмас бұрғылауға арналған зертханалық машина, сұйықтың және газдың өткізгіштігін анықтауға арналған қондырғылар, мұнайдың тұтқырлығын анықтауға арналған қондырғылар, сондай-ақ, қабат моделіне жару сұйықтығын айдау қондырғылары арқылы жүргізілді.

#### **Жұмыстың негізгі қорғалатын қағидалары:**

1. Өткізгіштігі біркелкі емес көпқабатты кенорындарынан мұнайды біркелкі ығыстыру және кенорнының геологиялық құрылымының моделі негізінде өндіру және де айдау ұңғылары жағынан өткізгіштігі төмен қабаттарда ұңғылардың өнімділігін арттыру гидравликалық жаруды жүргізу арқылы қамтамасыз етіледі.

2. Өткізгіштігі төмен қабаттарда жүргізілетін гидравликалық жару процесінің тиімділігі жару сұйықтығы ретінде молекулалардағы көміртегі атомы  $\geq C8$  құрайтын мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қолдану арқылы қол жеткізіледі. Бұл жару сұйықтығы қабаттың кеуектерінде адсорбцияланбайды және саз бөлшектерінің ісінуін болдырмайды.

3. Қабатты жару сұйықтығы ретінде мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қолдана отырып өткізгіштігі төмен қабаттарда гидравликалық жаруды жүргізу технологиясының тиімділігі пайда болған жарықшақтарды бекітетін материалдарды қолданудың орнына кешенді қышқыл ерітіндісін қолдану арқылы артады.

#### **Күтіліп отырған нәтижелер.**

1. Ұңғының өнімділігін арттыру мақсатында мұнай кенорындарының игеру жүйесін жетілдіруге мүмкіндік беретін Арыстан кенорнын мысалға ала отырып көпқабатты мұнай шоғырларының геологиялық құрылысының моделі жасалынды.

2. Өткізгіштігі әртүрлі көпқабатты мұнай кенорындарынан мұнайды біркелкі ығыстыратын және көміртек молекулаларындағы атомдардың мөлшері  $\geq C8$  болатын мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері мен қышқыл ерітіндісі негізінде қабатты гидравликалық жару процесі арқылы ұңғының өнімділігін айтарлықтай жоғарылататын әдіс жасалынды.

3. Көміртек молекулаларындағы атомдардың мөлшері  $\geq C8$  болатын мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін бөліп алудың жаңа тәсілі жасалынды. Оны компоненттерінің қайнау температурасының айырмашылығына негізделген бір сатылы айдауға арналған екі секциялы қондырғыны пайдалану арқылы алады. Көміртегі атомдары  $\geq C8$  мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері кенорында газсыздандырылған мұнайдан алуға болатын ең тиімді гидравликалық жару сұйықтығы болып табылады.

**Жұмыстың практикалық маңызы.** Зерттеу жұмыстары барысында алынған нәтижелерді геологиялық құрылымы күрделі басқа да мұнай кенорындарын игеру кезінде олардың мұнай бергіштігін арттыру мақсатында қолдануға болады.

**Жарияланымдар және зерттеу жұмысының сыннан өтуі.** Диссертациялық жұмыстың негізгі нәтижелері 10 ғылыми жұмыста жарық көрген. Соның ішінде Қазақстан Республикасы Білім және ғылым министрлігі білім және ғылым саласындағы бақылау комитетінің тізіміндегі журналдарда - 4 мақала, Scopus базасына тіркелген журналдарында – 2 мақала және халықаралық конференциялардың материалдарында - 3 мақала жарияланған. Диссертант өз жұмыстарын жүргізу нәтижесінде төмендегідей сындардан өтті: ғылыми мақалалары жарияланды, халықаралық ғылыми-тәжірибиелік конференцияларда талқыланды, атап айтқанда Materials of the XI international scientific and practical conference, «Science without borders», Science and education LTD, (Англия, 2015ж); Международная научно-практическая конференция «Минерагения Казахстана» - посвященная 90-ю академика Есенова Ш.Е. (Алматы, 2017ж).

**Жұмыстың көлемі және құрылысы.**

Диссертациялық жұмыс кіріспеден, 5 бөлімнен және қорытындыдан тұрады, олар 94 беттен, 57 суреттен, 16 кестеден, 70 қолданылған әдебиеттер тізімінен тұрады.

# **1 МӘСЕЛЕНІҢ ЖАҒДАЙЫН ЗЕРТТЕУ. ЗЕРТТЕУДІҢ МАҚСАТЫН АЙҚЫНДАП, ОНЫҢ МІНДЕТТЕРІН ҚОЮ**

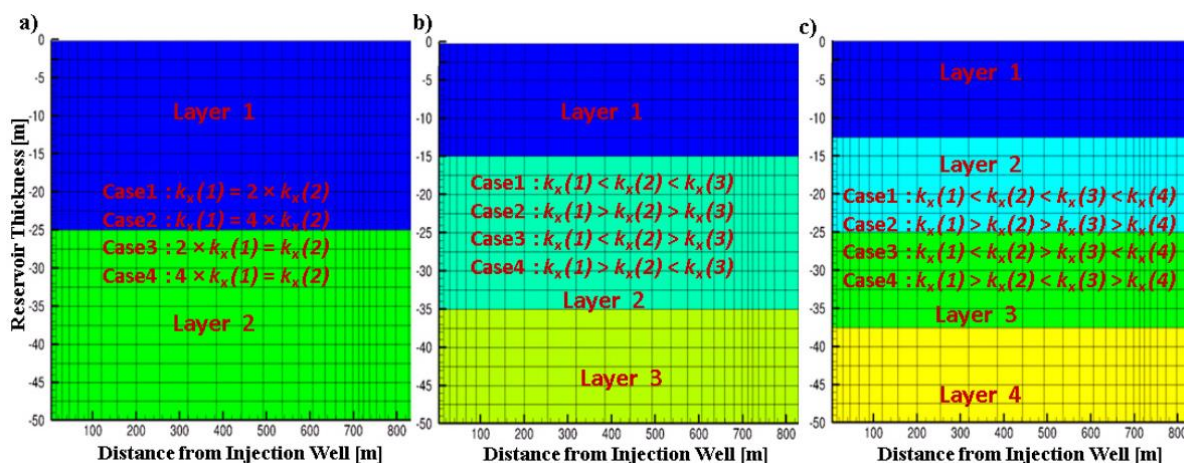
Бұл бөлімде Арыстан кенорнын мысалға ала отырып көп қабатты мұнай кенорындарының геологиялық құрылысының ерекшеліктері мен игеру жүйесін жетілдіру қарастырылып, өткізгіштігі әртүрлі көпқабатты кенорындарын тиімді игеруге бағытталған ғылыми-зерттеу жұмыстарына талдау жасалынған.

## **1.1 Арыстан кенорнының мысалында көпқабатты кенорындарының геологиялық құрылымы мен игеру жүйесінің ерекшеліктері**

Құрамында көмірсутек сұйықтығының (мұнай, газ, газ конденсаты және су) әртүрлі типтері бар көпқабатты кенорындарды игеру бұл күрделі міндеттердің бірі болып табылады. Бұның оңтайлы шешімі кенорынды қаншалықты тиімді әрі ұтымды игерілетіндігіне байланысты болады. Бұл мәселені шешуде кенорынның зерттелу дәрежесі, атап айтқанда, шоғырлардың конфигурациясы, өнімді қабаттардың геологиялық және физикалық сипаттамалары, олардың табиғи режимдері, көмірсутекті шикізаттың физикалық-химиялық қасиеттері туралы сенімді ақпараттың болуы шешуші рөл атқарады.

Мұнай кенорындарының игеру жүйесін жобалау барысында келесі сипаттамалар анықталады: көпқабатты кенорындардың пайдалану нысандарын игеруге енгізу тәртібі; нысандардағы ұңғыларды орналастыру торлары, оларды пайдалануға енгізу жылдамдығы мен тәртібі; қабат энергиясының тепе-теңдігі мен пайдаланылуын реттеу тәсілдері [1]. Көпқабатты кенорындарын игеру барысында өнімді қабаттарды қандай реттілікпен игеру керектігі қарастырылады. Осы мақсатта барлық өнімді қабаттар зерттеліп, олардағы мұнай мен газдың қоры, дебиті, фильтрациялық қасиеттері, мұнай мен газдың физикалық-химиялық және тауарлық қасиеттері бағаланады. Барлық шоғырларды кешенді геологиялық-өндірістік бағалау оларды тиімді игерудің тәртібін таңдауға мүмкіндік береді [2].

Көпқабатты кенорындарда бірнеше өнімді қабаттар болады. Бұл өнімді қабаттар барлық жерде таралмаған қабатшалардан тұруы мүмкін. Жоғары және төменгі жағынан өткізбейтін қабаттармен оқшауланған жеке қабат, сонымен қатар, қарастырылып отырылған аумақтағы бір-бірімен гидродинамикалық байланысы бар бірнеше қабаттар игерудің негізгі нысандары болып табылады (1.1-сурет).



1.1-сурет. Көпқабатты шоғыр: а) екі қабатты, б) үш қабатты в) төрт қабатты

Алғашқы екі жағдайдың жоғарғы бөлігінің көлденең өткізгіштік коэффициенттері әртүрлі, өткізгіштік қабаты төмен,  $k_x(1) / k_x(2)$ . Жоғарғы және төменгі қабаттар соңғы екі жағдайға ауыстырылады. Үш және төрт қабатты жүйелерде а) тереңдікпен қабаттардың өткізгіштігінің жоғарылауының, б) тереңдікпен өткізгіштіктің төмендеуінің және с) жоғары және төмен өткізгіштігімен қабаттардың кезектесуінің әр түрлі жағдайлары қарастырылады [3].

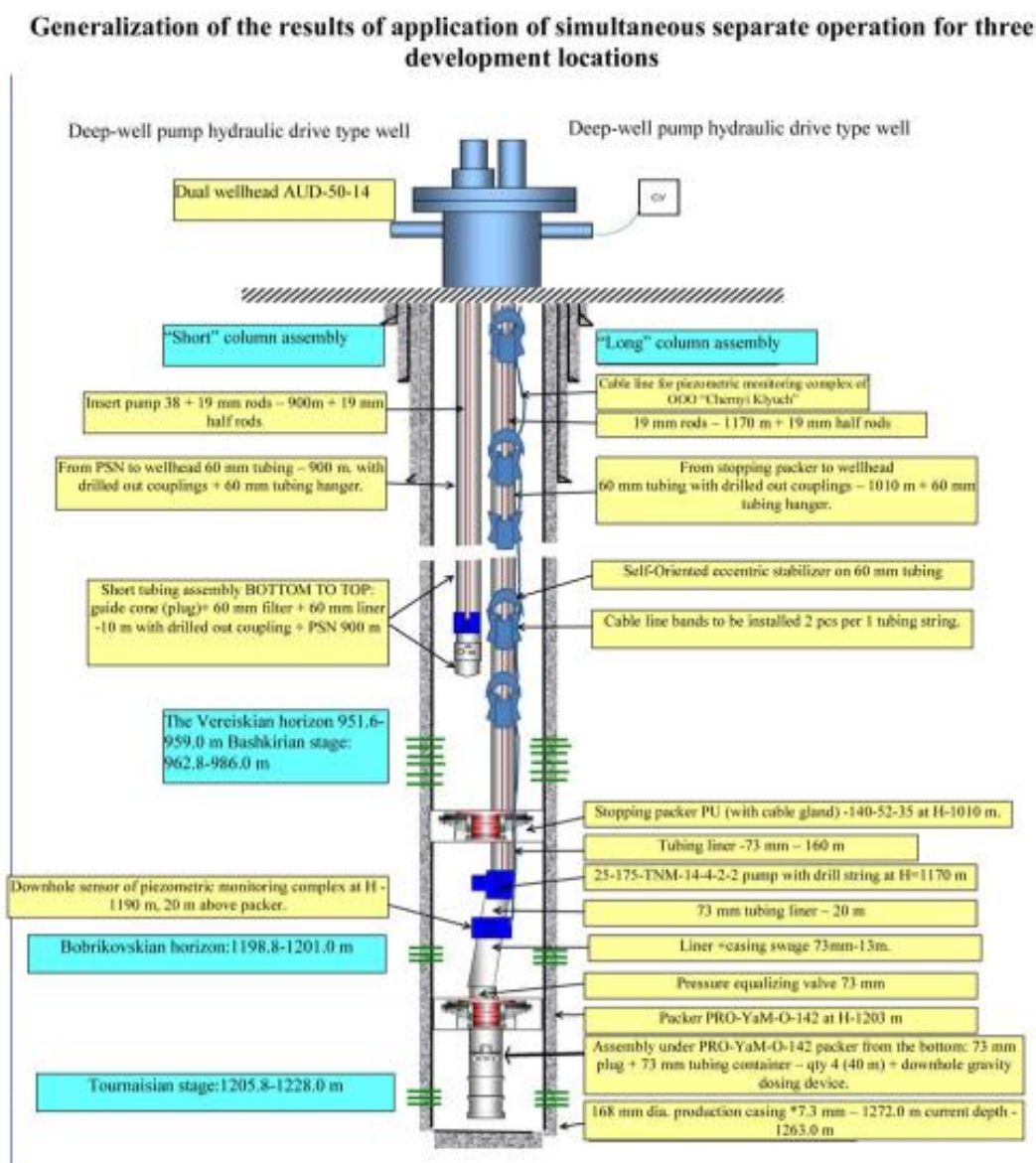
Көп қабатты мұнай кенорындарын игерудің үш жүйесі бар:

1. «Төменнен жоғарыға қарай» игеру жүйесі кезінде мұнайлы қабаттар біртіндеп игеріледі: төменгі қабат игеріліп болған соң, оның жоғарысында орналасқан өнімді қабат іске қосылады. Игеру басталатын қабат базис немесе тірек горизонты (қабаты) деп аталады. Базисті горизонт (қабат) мұнайдың жоғары өнімділігі мен сұрыпталуы негізінде таңдалады, ал қабат үлкен аумақта жақсы зерттеліп, тез бұрғылауға қолайлы жағдайда болуы керек. Мұнай қабаттары өте көп кенорындарында бірнеше 39 базисті қабаттар белгіленуі мүмкін, ал мұнай қабаттарының базисті қабаттары қанша болса, сонша топқа бөлінеді.

2. «Жоғарыдан төменге қарай» игеру жүйесі кезінде жоғарғы қабат игеріліп болған соң, игерілу нысаны төменгі қабатқа ауысады. Бұл жүйе кезінде соққылы бұрғылау уақытысында кеңінен қолданылған болатын. Қазіргі таңда «жоғарыдан төменге қарай игеру» жүйесі тек қана мұнайлы қабаттардың орналасу тереңдігі аз, жылжымалы станоктармен тез бұрғыланатын кенорындарда, жоғарғы қабаттарының өткізгіштігі аз және төменгі қабаттарға ауысу барысында жаңағы жоғарғы қабаттардың сазды ерітінділерді жұтуы болмайтын жағдайда ғана қолданылады.

3. Екі немесе одан да көп қабаттарды (шөгінділерді) бір уақытта игеру жүйесі қабаттардың әрқайсысын ұңғылардың жеке торымен бір уақытта бұрғылауды қамтамасыз етеді. Бұл жүйе мұнай қабаттардың өнімділігі

жоғары, жылдам қарқынмен бұрғыланатын және қабат қысымын сақтай отырып игерілетін жағдайда қолданылады (1.2-сурет) [1, Б.38-39, 13] .



1.2-сурет. 3 өнімді қабатты бір уақытта-жеке игеру құрылғысының сызбасы

Мақала авторлары [4] верейск-башқұрт және турнайзия учаскелерін бір уақытта жеке игерудің мүмкіндігін қарастырған болатын. Зерттеу жүргізілген ұңғылар Энорускинское кенорнының 1896 және 1897 ұңғылары. Осы технологияны енгізгеннен бастап мұнайдың орташа тәуліктік дебиті тәулігіне 10,3 тоннаны құрады. Енгізілген технология бойынша ұңғылардан қосымша 1042 тонна мұнай өндірілді. 2019 жылы осы ұңғылардан №1896 - 3238,6 т, №1897 - 2990,5 т. қосымша мұнай өндірілді.

Игерілетін аумақ толықтай зерттелген болса, онда бұл игеру нысандарын таңдаудың ең ұтымды сызбасын қалыптастыра отырып, кететін

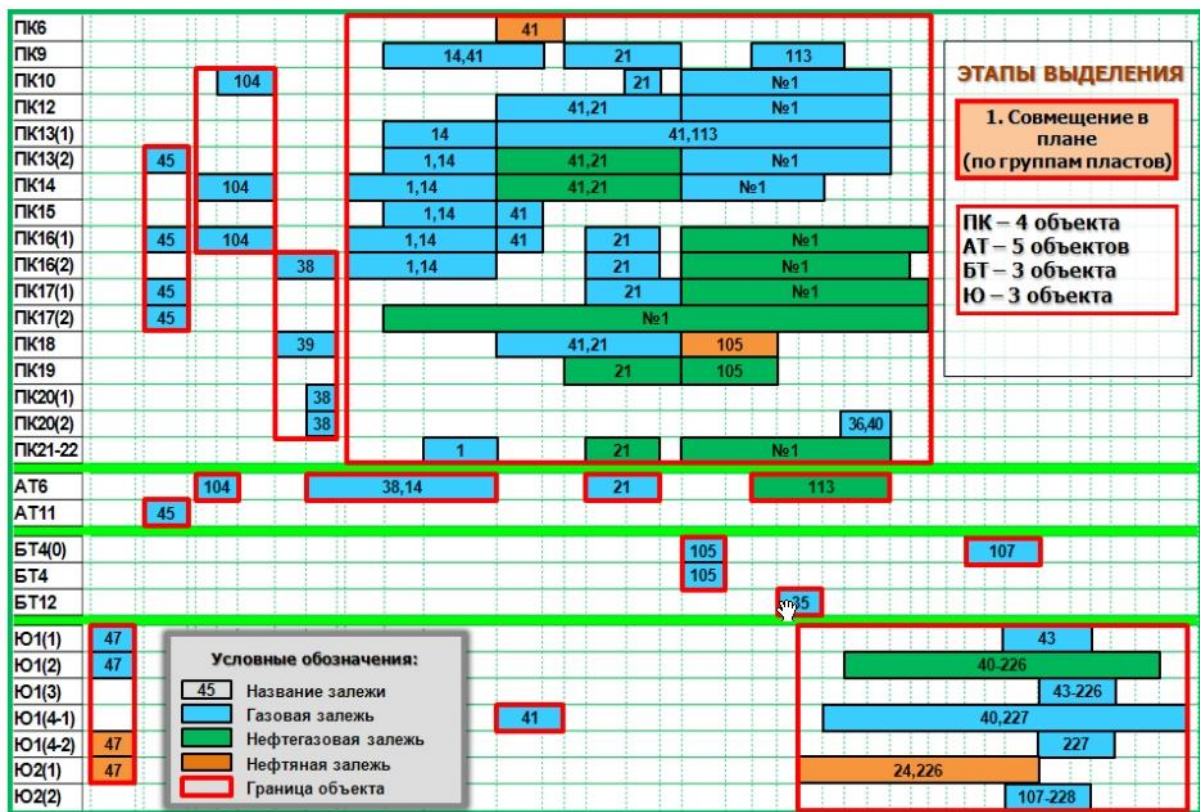
кателіктер қаупін барынша азайтуға мүмкіндік береді [5,6,7]. Жинақталған тәжірибе көрсеткендей, өнімді қабаттардың едәуір көп мөлшерін бір игеру нысанына біріктіріп игерген кезде жеке өнімді интервалдар толықтай игерілмей қалады. Мысал ретінде Самотлорское, Усть-Балыкское және басқа кен орындарын келтіруге болады [8, 9].

Игеру нысандарын таңдау мәселесі мұнай өнеркәсібінің пайда болуымен тығыз байланысты, онымен кезінде отандық және шетелдік ғалымдар, Акульшин А.И., Бадьянов Ю.Е., Ефремов Е.П., Быков Н.Е., Бойко В.С., Дияшев Р.Н., Еремін Н.А., Каналин В.Г., Лысенко В.Д., Максимов М.И., Маскет М., Мищенко И.Т., Муравьев И.М., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Шпильман К.А., Пермьяков И.Г. және т.б. айналысты.

Игеруді жобалау барысында геологиялық, технологиялық және экономикалық талдау жасай отырып игеру нысандарын белгілейді. Игеру нысандарын белгілеудің мәселелерін шешу кезінде келесілерді ескеру ұсынылады: қима бойынша (өнімді қиманың қалыңдығы) мұнай-газдылықтың диапазоны; қимадағы өнімді қабаттардың саны; өнімді қабаттардың тереңдігі; аралық өнімді емес қабаттардың қалыңдығы мен өнімді қабаттармен бірігу зонасы; қабаттағы мұнай-су жанасуының орналасуы; шоғырлардың жоба бойынша сәйкес келуі; өнімді қабаттардың литологиялық сипаттамалары; коллекторлық қасиеттері (әсіресе өткізгіштігі мен тиімді қалыңдығы), олардың өзгеру диапазоны; қабат бойынша шоғырлар түрлерінің бір-бірінен айырмашылығы; шоғырлардың режимдері және олардың өзгеру мүмкіндігі; жер беттік және қабаттық жағдайдағы мұнайдың қасиеті; қабат бойынша мұнайдың қоры.

Егер бұл шарттар қабаттарды бір нысандарға біріктіруге кедергі жасамаса, онда қабат қысымының балансын реттеуді, игери процесін бақылау және реттеу әдістерін ескере отырып технологиялық көрсеткіштерді анықтау үшін гидродинамикалық есептеулер жүргізеді. Содан кейін, өндіріс қабаттарына жекелеген қабаттарды біріктірудің әртүрлі нұсқаларының экономикалық тиімділігі анықталады. Игеру нысандарын ғылыми негіздей отырып белгілеу, бұл үнемдеу мен игерудің тиімділігін арттыруда маңызды қызмет етеді [1, 386].

Мақала авторлары [7] Южно-Русское кенорнын игеру кезінде ондағы шоғырлардың және қабаттардың көптігінен туындаған қиындықтарға тап болған. Бұл жағдайда контурларды біріктіру схемалары өте ақпаратсыз болды. Әрі қарайғы жұмыс ыңғайлы болу үшін, жоспардағы өнімді нысандарды біріктірудің оңайлатылған, логикалық, екі өлшемді схемасы құрылды, ол авторлардың пікірі бойынша визуалды және қолдануға ыңғайлы деп есептейді (1.3-сурет). Ұсынылған иллюстрацияда қабаттардың горизонталь бойынша орналасуы олардың жоспардағы жағдайымен сәйкес келеді. Вертикаль бойынша қабаттардың жату жағдайы көрсетілген.



1.3-сурет. Қабаттар группасы бойынша шоғырларды біріктіру схемасы

Игеру нысандарының осындай едәуір санын бөлу, ең алдымен, күрделі геологиялық құрылыммен және шоғырлар қасиеттерінің айтарлықтай айырмашылығымен байланысты. Осыған орай, мұнай және газ конденсатының көпқабатты кенорындарында игеру нысандарын белгілеуге қатысты ұсынылған тұжырымдама өте орынды.

Ұсынылған шешімдер көмірсутегі шикізатын өндірудің жоғары қарқынына қол жеткізіп қана қоймай, кенорнын игерудің кейінгі және бастапқы кезеңдерінде қате біріктірілген ұңғыларды бөлу барысында қосымша ұңғыларды бұрғылаудың туындауы себебінен экономикалық тиімділіктің төмендеуін болдырмауға мүмкіндік береді.

Авторлар әртүрлі кезеңдердегі пайдалану нысандарын белгілеудің хронологиясын құрастырды: жоспар бойынша біріктіру; қанығу сипаты; жату жағдайы; тілімдену коэффициенті; тиімді қалыңдығы; фильтрациялық қасиеті; қабат сұйықтықтарының қасиеті; геологиялық-өндірістік талдау. Мұнай-газ қабаттарын игеру нысандарына біріктіру игеруді қадағалау, сондай-ақ, оның тиімділігін бақылау процесін де қиындатады. Осыған байланысты мақала авторлары әрбір мұнай-газ шоғырларын жеке игеруді ұсынады. Сондай-ақ, газ шапкаларын жеке игеру нысаны ретінде тандаған дұрыс екенін айта кеткен жөн. Оларды игеруді қабаттағы мұнай қорларын өндіріп алғаннан кейін жүргізу керек. Газ шапкаларын бір уақытта немесе алдын ала игеру кезінде мұнай газ орналасқан бөлікке қарай миграциланады



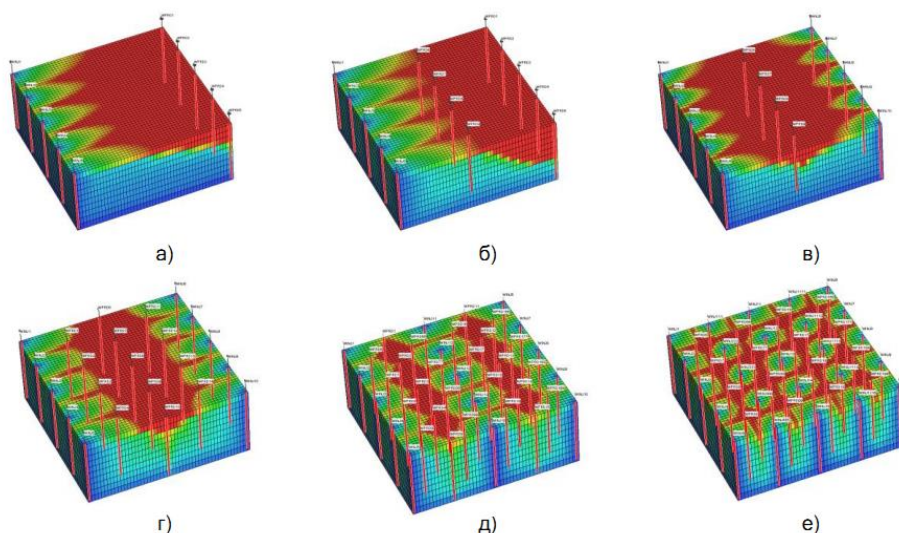
да және қабаттың мұнай бергіштіктігі төмендейді, бұл қабат қысымының төмендеуіне алып келеді.

Алайда, аталған критерийлер бойынша бірнеше қабаттарды бір өндіріс нысандарына біріктіргенде өткізгіштігі төмен және жеке орналасқан өнімді қабаттарды толықтай игере алмауға алып келеді. Соған қоса, қабаттардың өткізгіштігі бір бірінен оншақты есе айрықшылануы мүмкін. Сондықтан көпқабатты кенорындарда ұңғымалардың түбіне мұнай ағынының біркелкі келуін қамтамасыз ететін әдіс қажет және өткізгіштігі төмен қабаттар мен қабатшалардан ұңғыма түбіне мұнайдың келуін арттыру мүмкіндігін қарастырған жөн.

**Ұңғы торларының тығыздығы.** Мұнай алу коэффициентіне әсер ететін ұңғы торларының тығыздығы, олардың бір-біріне қатысты орналасуы туралы көптеген тәсілдер, модельдер бар.

Гидродинамикалық модельдер пайда болғаннан бері бұрындары алынған мұнайды алу коэффициентінің (МАК) ұңғы торларының тығыздығына тәуелділігін тексеруге болады. Бұл, әсіресе, бір фильтрациялық өрісті туындата алмайтын өткізгіштігі төмен қабаттар үшін маңызды.

Варианттарға байланысты шоғырларда түрлі айдаушы және өндіруші ұңғылар бұрғыланады. Ұңғылардың қатарлы орналасуын (бір қатарлы және үш қатарлы) қарастыратын болсақ, 1.4-суретте өткізгіштігі төмен қабат үшін мұнайдың қалдық қорының түзілуі үшін фазалардың гравитациялық бөлінуі маңызды рөл атқаратындығы айқын көрсетілген. Игерудің соңғы кезеңінде қалдық мұнай қабаттың төбе жағындағы тұйық аймақтарда шоғырланған. Ұңғылар санының артуымен тоқырау (көлеңкелі) аймақтардың саны (демек, көлемі де) де арта түсетіні қызықты [10].



Варианттар: а) 1; б) 2; в) 3; г) 6; д) 9; е) 10

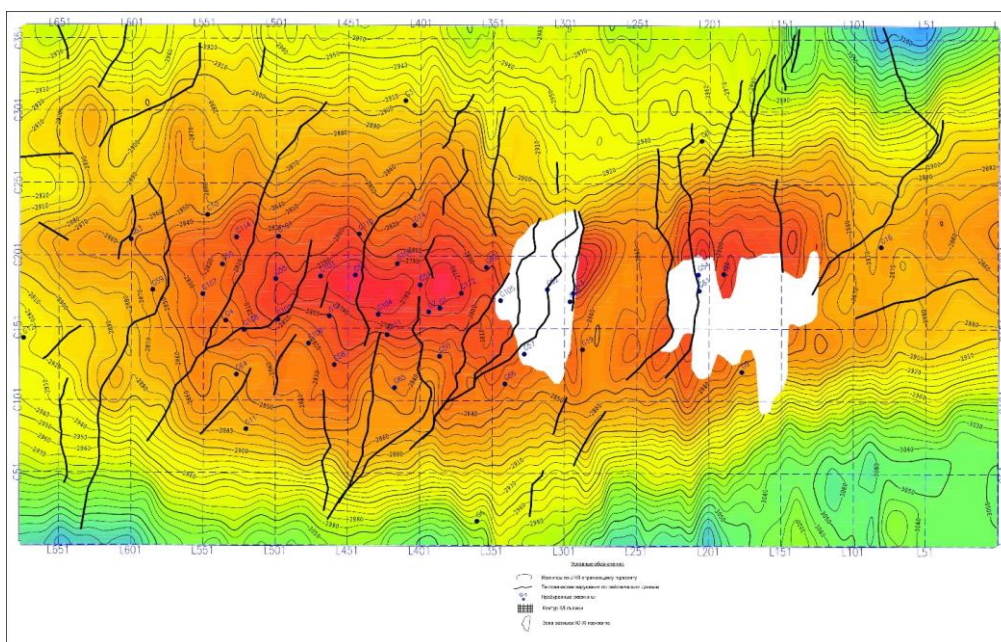
1.4-сурет. Ұңғы торларының тығыздығының әртүрлі мәндері үшін игерудің соңғы кезеңіндегі ағымдағы мұнайға қанығудың кубы

Автордың [11] пайдалану ұңғыларының жұмысын талдау барысында ұңғылардың орналасуы мен жарықшақтар мәні жоғары зоналарға дейінгі аралықта байланыс бары көрсетіледі. Салыстырмалы түрде тыныш ауданда орналасқан ұңғылардың дебиті бұзылыстары жоғары зонада орналасқан ұңғылардың дебитіне қарағанда 2-3 есе аз. Осыған ұқсаған көріністер Батыс Сібірдегі басқа да кенорындарында байқалған. Сонымен қатар, кейбір бұзылыстар әсер еткен аумақтардағы ұңғыларда ағындардың мәні төмен немесе жеке блоктармен байланысы жоқ екендігі кездеседі. Бұл жағдайды зерттеу барысында сұйықтықтың бұзылыстар бойымен белсенді қозғалуы кезінде екінші реттік минералдануының бір факторы ретінде әсері туралы қорытындыға келген.

Алайда, игерудің қазіргі әдістері ұңғыма торларының тығыздығын ұтымды таңдау барысында қабаттардың өткізгіштігі бойынша біркелкі еместігінің әсері жеткілікті дәрежеде ескермейді.

**Арыстан кенорны.** Арыстан кенорны әкімшілік тұрғыда Маңғыстау облысындағы Маңғыстау ауданында орналасқан. Кенорын 1968 жылы ашылған, 2 ұңғы арқылы юра өнімді қабатын (Ю-VII горизонт) сынамалау барысында мұнай ағыны байқалған. 2008 жылдың желтоқсан айынан бастап кенорында сынақтық игеру жұмыстары жүргізіле бастады.

Юра шөгінділерінің негізінде Арыстан кенорнының құрылымы солтүстік-батысқа қарай созылған антиклинальді болып келеді. Контурлық изогипсі – 2900 м, 13,8 x 4,2 көлемде және амплитудасы 110 м дейін, көптеген тектоникалық бұзылыстармен қиындатылған, негізінен олар субмеридиональді бағытта әртүрлі созылып жатыр. Құрылым батыс және шығыс екі күмбезді көтерілу арқылы бейнеленген, дьюьонктивті бұзылыстармен он екі блокқа бөлінген (1.5-сурет).

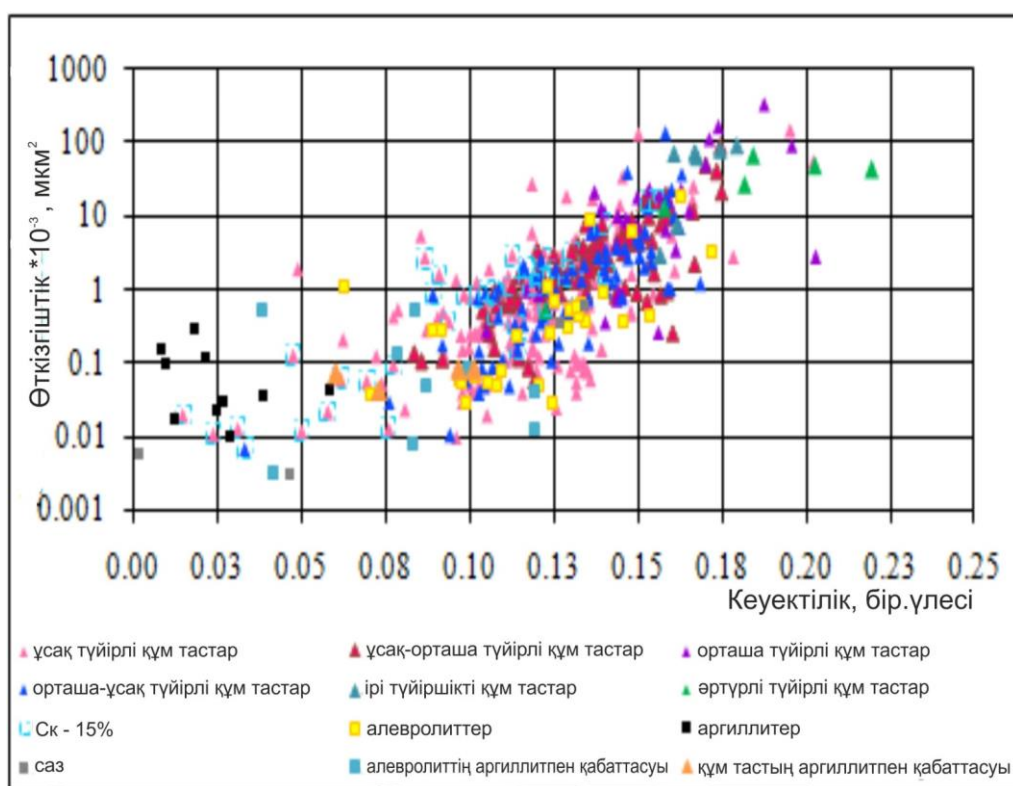


1.5-сурет - J-XI горизонтының құрылымдық картасы

Арыстан кенорны тектоникалық тұрғыда Солтүстік-Үстірт-Арал ойыстар мен көтерілімдер жүйесінің құрамына кіретін Арыстан тектоникалық ступенінде орналасқан [12].

Зерттеліп отырған қимада мұнайдың тоғыз өнімді қабаттары анықталған және стратиграфиялық жағынан бат (Ю-III, IV), байосс-аален (Ю-V, VI, VII, VIII, IX, X) және төменгі юра (Ю-XI) шөгінді қабаттарында жатыр. Өнімді горизонттар терригенді жыныстармен көрсетілген – көбінесе құм тастар, шамалы алевролиттер, аргиллиттер және аталған литотиптер біркелкі қабаттаспай литологиялық макро- және микроқабаттар түзеді (1.6-сурет) [13,14].

Горизонттар өзара бір-бірімен саздармен ажыратылған, саздардың қалыңдығы 1,52 м-ден 27,43 м дейінгі аралықта өзгеріп тұрады. Орташа қалыңдығы 9,36 м құрайды.



1.6-сурет. Литотип бойынша өткізгіштік-ашық кеуектілік қатынасы

Керн бойынша юра өнімді горизонттарының коллекторының кеуектілігінің орташа мәні 12,8-15,3 % аралықта өзгереді. Сонымен қоса, коллектордың фильтрациялық қасиеті де бір-бірінен айрықшыланылады. Горизонттар бойынша орташа мәні -  $(1,42-33,22) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> аралықта өзгереді (1.1-кесте).

Жалпы кенорын бойынша С<sub>1</sub> және С<sub>2</sub> категориялары бойынша геологиялық/өндірілетін қор 46051/10390 мың т құрайды, оның ішінде С<sub>1</sub> категориясына 34125/8322 мың т немесе геологиялық қордың 74,1% және

өндірілетін қордың 80,1% сәйкес келеді. С<sub>2</sub> категориясына 11926/2068 мың т немесе геологиялық қордың 25,9% және өндірілетін қордың 19,9% сәйкес.

### 1.1-кесте – Коллектордың ФСК орташа мәндері

Қабат	Кеуектілік, бірл.үлесі				Өткізгіштік *10 <sup>-3</sup> , мкм <sup>2</sup>			
	орташа	диапазон		анықтау саны	орташа	диапазон		анықтау саны
		мин.	макс.			мин.	макс.	
Ю-III	0,14	0,12	0,17	11	17,90	0,955	126	11
Ю-IV	0,14	0,12	0,20	12	8,03	0,79	27,7	12
Ю-V	0,14	0,11	0,20	28	33,22	0,93	321	28
Ю-VI	0,13	0,10	0,18	24	9,00	0,79	64,4	24
Ю-VII	0,15	0,150	0,155	4	1,42	0,7	2,34	4
Ю-VIII	0,15	0,11	0,18	21	9,57	0,975	40,74	21
Ю-IX	0,14	0,10	0,18	124	11,72	0,74	401	124
Ю-X	0,14	0,10	0,17	27	9,2	0,92	61,8	27
Ю-XI	0,142	0,11	0,22	101	19,805	0,106	462,6	101

С<sub>1</sub> категориясы бойынша мұнайдың негізгі қорлары Ю-XI – 33,5% (11448 мың т), Ю-IX – 24,7% (8434 мың т) және Ю-X – 19,4% (6621 мың т) горизонттарында немесе I, III және II өндіру нысандарының шоғырларында орналасқан [16,17].

Өндірістік категориядағы аз мөлшердегі қорлар Ю-III (290 мың т немесе 0,8%) және Ю-IV (131 мың т немесе 0,4%) горизонттарға сәйкес келеді (өндірудің қайтарма нысандары).

С<sub>2</sub> категориясының негізгі қорлары Ю-VIII (3980 мың т немесе 33,4%) және Ю-X (4043 мың т немесе 33,9%) горизонттарының шоғырларында орналасқан.

С<sub>2</sub> категориясы бойынша Ю-IV және Ю-VIII горизонттарындағы қор жалпы горизонттар бойынша және С<sub>1</sub> категориясы бойынша есептелген қорға қарағанда көбірек және сәйкесінше 146 мың т немесе 52,7% және 3890 мың т немесе 59,1% құрайды.

Ю-XI горизонттың (өндірудің I нысаны) С<sub>1</sub> категориясына барлық шоғыр бойынша есептелген қордың 98,5% немесе 11448 мың т сәйкес келеді [13, 71-84 бб].

**Кенорынды игерудің қазіргі жағдайы және ұңғы түбіне мұнайдың келуін интенсификациялауға бағытталған іс шаралары.** Арыстан кенорнында игерудің нысандары келесідей болып бөлінеді:

#### Негізгі нысандар:

I нысан

II нысан

III нысан

IV нысан

V нысан

Ю-XI шоғыры

Ю-Xa+b+v шоғырлары

Ю-IX шоғыры

Ю-VIIIб шоғыры

Ю-VIIa шоғыры

VI нысан  
VII нысан

Ю-VIб+VIв шоғырлары  
Ю-V шоғыры

### Қайтарма нысандар

I нысан  
II нысан  
III нысан  
IV нысан  
V нысан  
VI нысан  
VII нысан

Ю-IIIа+б+в шоғырлары  
Ю-IVа+б шоғырлары  
Ю-V шоғыры  
Ю-VIб шоғыры  
Ю-VIIIа шоғыры  
Ю-VIIIв шоғыры  
Ю-Xб шоғыры

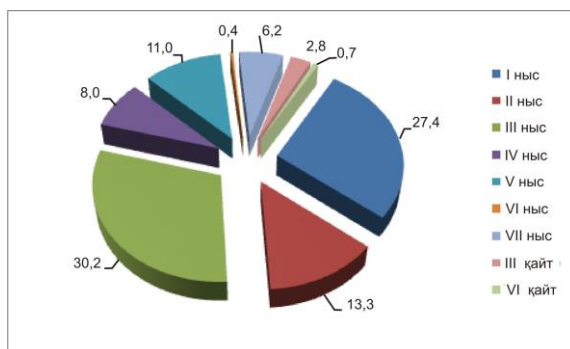
2015 жылғы мәліметке сәйкес Арыстан кенорнында 70 ұңғы бұрғыланған, оның ішінде 42 әрекеттегі өндіруші ұңғылар. Осы әрекеттегі ұңғылардың ішіндегі 7 ұңғы фонтанды тәсілмен, 35 ұңғы – механикаландырылған (ЭЦС) тәсілмен эксплуатацияланады.

1.2-кестеде көрсетілгендей әрекеттегі ұңғылар қорының 72% мұнайының дебиті 20 т/тәул. беретін ұңғылар ретінде сипатталады. Кенорнындағы механикаландырылған тәсілмен эксплуатацияланатын ұңғылардың 28%-ының мұнай дебиті 20-дан 40 т/тәул. аралықта [15, 85-88 бб].

1.2-кесте. Мұнай дебиті бойынша өндіруші ұңғылар қорының үлестірілімі

Өндіру нысаны	Мұнайдың орташа тәуліктік дебиті, т/тәул.						Ұңғ. жалпы саны
	< 5	5 – 10	10 – 20	20 – 30	30 – 40	>40	
<b>I</b>	102	56, 109, 115, 120	58, 107, 108, 117, 118, 305		223		12
<b>II</b>	60, 506	122		63, 203	121, 413	125	7
<b>III</b>	105, 106,	101, 112	53, 55, 103, 114, 123, 410	116	124		12
<b>IV</b>		65	52		111		3
<b>V</b>			57		66, 104		3
<b>VI</b>		62					1
<b>VII</b>			126			50	3
<b>III қайт. ныс.</b>	61						
<b>VI қайт. ныс.</b>		55*					1
<b>Барлық саны</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>15</b>	<b>3</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>42</b>
<b>% қатынасы</b>	<b>14</b>	<b>23</b>	<b>35</b>	<b>7</b>	<b>16</b>	<b>5</b>	<b>100</b>

2015 жылғы мәліметке сәйкес кенорыннан 860,1 мың т мұнай, 876,2 мың т сұйықтық және 94,118 млн.м<sup>3</sup> газ өндірілді, бастапқы өндірілетін қордың 2,2% алынды, мұнай бергіштіктің ағымдағы коэффициенті 2,52% құрайды. Өндірілген мұнайдың көп бөлігі III нысанға сәйкес келеді, кенорын бойынша жалпы жинақталған мұнай қорының 30,2% үлесін алады (1.7-сурет).

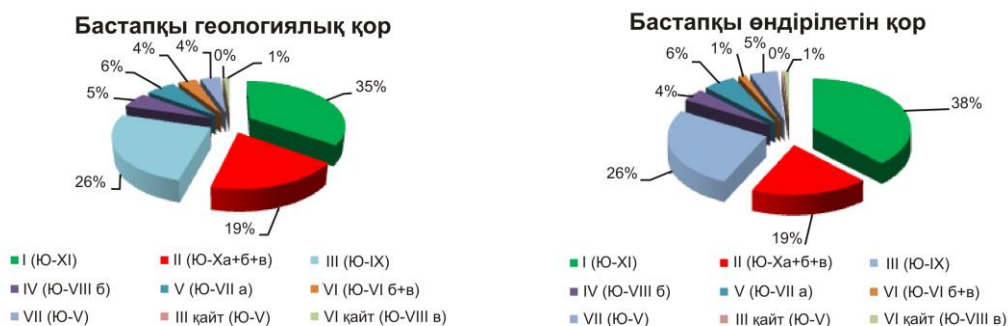


1.7-сурет. Өндіру нысандары бойынша жинақталған мұнайдың үлестірілімі (2015 ж)

Кенорында су айдау 2015 жылдың мамыр айынан бастап жүргізілуде. Айдалынатын судың көлемі 59-шы айдау ұңғысы арқылы I нысанға (Ю-XI горизонт) және 51-ші айдау ұңғысы арқылы III нысанға (Ю-IX горизонт) сәйкес келеді. Қазіргі уақытта 20,915 мың м<sup>3</sup> су көлемі айдалды. Қалған нысандар қабаттық қысымды қолдаусыз өндіріліп жатыр. Игерудің технологиялық көрсеткішінің динамикасына сәйкес өндірілетін өнім (сұйықтық) көлемінің деңгейі өсіп және төмендеп тұруы негізінен өндіруші ұңғылардың әрекеттегі қорының өсуі мен төмендеуіне байланысты.

**Қабаттан мұнай қорын өндірудің талдамасы.** Қорды өндірудің жағдайы шоғырдың бастапқы және өндірудің қазіргі жағдайының жиынтығымен бірге әрекеттегі ұңғыларды зерттеудің барлық түрлерін кешенді талдаудың нәтижелерімен бағаланады. 1.8-суретте келтірілген мәліметтерден Арыстан кенорнындағы С<sub>1</sub> категориясы бойынша БГҚ мен БӨҚ көлемі – 34125 мың т және 8322 мың т құрайтынын көруге болады.

Жалпы кенорын бойынша жинақталған өнім – 860,1 мың т мұнай, сұйықтық - 876,2 мың т, газ - 18,741 млн.м<sup>3</sup>. Ағымдағы мұнай бергіштік 2,52%, өндірілетін мұнай қорын шығару – 10%, сонымен бірге, өндірілетін мұнай қорының қалғаны – 7461,9 мың т құрайды.



1.8-сурет. Горизонттар бойынша БГҚ мен БӨҚ үлестірілімі

**Ұңғының кенжар аймағына мұнайдың келуін қарқындалтуға бағытталған іс-шаралар.** Арыстан кенорнының мұнайы жеңіл, жоғары парафинді, аз күкіртті және шайырлы топқа жатады. Горизонттар бойынша

парафиндер 15,3%-тен (Ю-XI) 28,4% (Ю-IV) дейінгі мөлшерді құрайды. Шайырдың мөлшері 4,47% -тен (Ю-XI) 13,09% (Ю-VIII) дейінгі аралықта өзгереді. Мұнайдың қату температурасы +23°C-тан +36°C құрайды.

Қазіргі уақытта кенорында АШПТ (асфальтенді-шайырлы-парафинді түзілімдер) пайда болуы туралы ескертпелер жұмыстары жүргізілмейді.

Пайда болған АШП-түзілімдерді жою мақсатында термиялық әдіс қолданылады – ол ұңғы оқпаны мен шығару желісін ыстық мұнаймен өңдеу (ЫМӨ) әдістері. Өндіруші ұңғыларда ЫМӨ ұңғы дебитінің біршама төмендеуі немесе мұнай беруі тоқтаған кезде ғана жүргізілді. Ыстық мұнай құбыр ішіне, сондай-ақ құбырдың сыртындағы кеңістікке айдалды.

2013-2015 жылдар аралығында 36 ұңғыда 144 ЫМӨ жүргізілді, бұл әрекеттегі қордың 85% құрайды.

Айдалатын мұнайдың көлемі 15м<sup>3</sup>-ден 75м<sup>3</sup> дейін өзгеріп отырды, бірақ көбінесе 60,0–65,0 м<sup>3</sup> құрады. ЫМӨ жүргізу барысында қысым 0,5-ден 6 МПа-ға өзгерді, өңдеуден кейінгі құбыр сыртындағы кеңістіктің қысымы 5.0-0 МПа құрады.

Ұңғылардың жерастылық құрылғыларын АШПТ-ден тазалау бойынша жүргізілетін профилактикалық іс-шаралармен қатар, шығару желілерін ыстық мұнаймен шаю жұмыстары да жүргізіледі. Шығару желілерін шаю көбінесе ЫМӨ-мен біріктіріліп жүргізіледі. Шаюдың максималды қысымы 3.0 МПа-дан аспады және айдаудың соңында 0-0.1 МПа дейін төмендеді.

**Мұнай өндіруді интенсификациялау.** Мұнай өндіруді интенсификациялау үшін келесідей іс-шаралар жүргізіледі: қабатты гидравликалық жару (ҚГЖ); тұзды-қышқылды өңдеу (ТҚӨ).

**Қабатты гидравликалық жару.** 2010 жылы 103, 105 және 106 ұңғыларда қабатты гидравликалық жару жұмыстары жүргізілген. 103 және 106 ұңғыларынан эффект байқалып, мұнайдың орташа дебиті 56,7 т/тәул. ұлғайған. 105 ұңғыда жүргізілген қабатты гидравликалық жару жұмысы өзінің теріс нәтижесін беріп, іс-шарадан кейін ұңғы суланып кеткен. Қазір бұл ұңғы жұмыссыз күйде тұр. 2013-2015 жылдар аралығында Арыстан кенорнында қабатты гидравликалық жару бойынша 24 операция жасалды. Бұл операцияларды «Джунь Ю Тянь-Шань Мұнай Сервис» ЖШС және «КАТКомұнай» ЖШҚ компаниялары жүргізді. Қабатты гидравликалық жару бойынша барлық операциялар пропант – жару агентін қолданумен бірге су негізінде дайындалған гель ерітіндісін қолдану арқылы жүргізілді.

*«КАТКомұнай» ЖШҚ компаниясының технологиясы.* Бұл компания бойынша кенорында 18 ұңғылық операциялар жүргізілді. Жұмыстардың технологиялары келесілерді қамтыды: 53-ден 75м<sup>3</sup> дейінгі көлемдегі гельдік ерітіндіні айдау арқылы ақпараттық мини-қабатты гидравликалық жару жүргізу. Мини-қабатты гидравликалық жару нәтижелері арқылы базалық дизайн дайындалды. Негізгі өңдеу – пропант бөлігін кезең-кезеңімен айдау; 4,0 м<sup>3</sup>/мин дейінгі темппен ашылған жарықшақтарды гельдік ерітіндімен бекіту үшін пропантты үстінен нығыздау.

Гидравликалық жару China 16/30 проппантын қолданумен жүргізіледі. Гельді дайындау барысында келесілер қолданылды: гель түзуші - Fore FWG7 орташа 3,75 кг/м<sup>3</sup> меншікті концентрациясымен бірге; тігіндегіш - 1,78 л/м<sup>3</sup> меншікті концентрациялы Fore BC-9B; 1,48 л/м<sup>3</sup> меншікті концентрациялы FCS-1 деэмульгаторы; саз стабилизаторы - 1,48 л/м<sup>3</sup> меншікті концентрациялы E-1; орташа 0,018 кг/м<sup>3</sup> меншікті концентрациялы BioClear 1000 бактерициді; орташа 0,02 кг/м<sup>3</sup> меншікті концентрациялы Fore AP деструкторы және орташа 0,2 кг/м<sup>3</sup> меншікті концентрациялы DRB-НТ; орташа 0,52 кг/м<sup>3</sup> меншікті концентрациялы температуралық стабилизатор.

Сұйықтықты айдаудың орташа жылдамдығы 4,0 м<sup>3</sup>/мин құрайды. Өңдейтін аралықтың қалыңдығына байланысты бір ұңғылық-операциядағы гель ерітіндісінің шығыны 130,5-ден 172,8 м<sup>3</sup> дейін құрайды. Қабатқа айдайтын жару сұйықтығының үстінен нығыздау үшін 13,6-дан 14,4 м<sup>3</sup> дейінгі көлемдегі гель ерітіндісімен жүзеге асырылады. Қабатта жарықшақтың пайда болуы 27-ден 41,4 МПа дейінгі орташа қысымда байқалды.

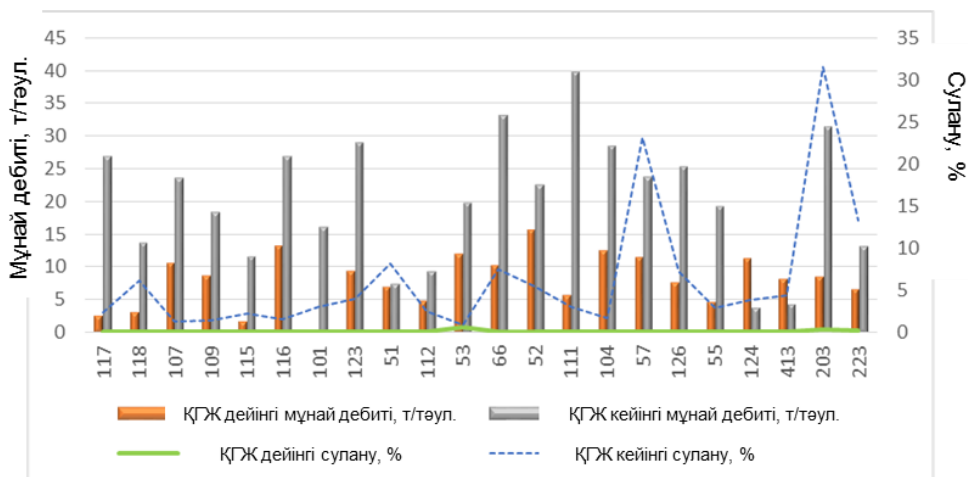
*"Джунь Ю Тянь-Шань Мұнай Сервис" ЖШС компаниясының технологиясы*

Бұл компанияның ұңғыларда жүргізген қабатты гидравликалық жару технологиясы келесілерді қамтыды: 3,7 м<sup>3</sup>/мин айдау темпінде (гель) қабатта жарықшақтың пайда болуы; 3,5 м<sup>3</sup>/мин шығынында (гель+проппант) проппант айдау және үлестірілген проппанттың 620 кг/м<sup>3</sup> меншікті концентрациясында; ашылған жарықшақтарды бекіту үшін 2,6-3,5 м<sup>3</sup>/мин айдау темпінде проппантты үстінен нығыздау; ұңғыны нығыздап болғаннан кейін гелдің деструкциялануы үшін 32 сағатқа жауылып қойылды, сосын ұңғы игерілді.

Айырушы агент ретінде 16/30 және 20/40 проппанты қолданылды. Өндіруші «Боровичский оттозёмдік зауыты» ААҚ. Қабаттың өңделетін аралығының бір метріне проппанттың меншікті шығыны 3,1-ден 3,7 тоннаны құрады. Бір ұңғылық-операциядағы гель ерітіндісінің шығыны орташа есеппен 257 м<sup>3</sup> құрады. Қабатқа айдайтын айыру сұйықтығын үстінен нығыздау 15 м<sup>3</sup> көлемдегі гель ерітіндісімен жүзеге асырылады. Қабатта жарықшақтың пайда болуы 26,2-ден 32,4 МПа қысымда білінді.

Жүргізілген жұмыстардың нәтижелері 1.9-суретте көрсетілген. Барлық ұңғыларда жүргізілген қабатты гидравликалық жарудан кейінгі мұнай дебитінің өсуі 0,6 т/тәул.-нен (51 ұңғы) 34 т/тәул. (111 ұңғы) және бір ұңғылық-операцияға орта есеппен 15,7 т/тәул. құрады. Эффекттің ұзақтылығы орта есеппен 292 тәулікті құрайды, ал кейбір ұңғыларда эффект әлі жалғасуда.





1.9-сурет. Арыстан кенорнындағы өндіруші ұңғыларда жүргізілген қабатты гидравликалық жарудың нәтижелері

Гидродинамикалық зерттеулер 66, 111 ұңғыларда қабатты гидравликалық жарудан кейін, ал 223, 413 ұңғыларда қабатты гидравликалық жарудан бұрын жасалды. Зерттеліп отырған қабаттың тереңдігінде орналасқан «Canadatech» манометрі арқылы зерттеулер жүргізілді.

1.3-кестеде қабаттық қысым, ұңғы түбінің қысымы және өнімділік коэффициентінің мәндері келтірілген.

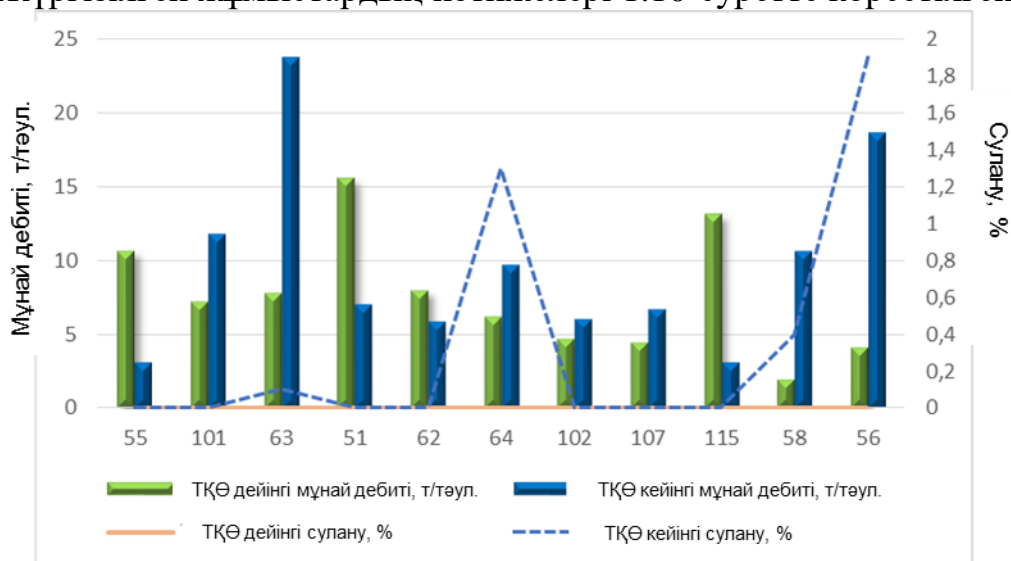
1.3-кесте. ҰГДЗ нәтижелері

№ ұңғ	Зерттеу нысаны	ҚГЖ уақыты	Рқаб, МПа Өлшеу күні	Рұ.т., МПа Өлшеу күні	Өнімділік коэффициенті м <sup>3</sup> /(тәул*МПа)	Өткізгіштік коэф., мкм <sup>2</sup>
66	J-VII	30.08.2014	21,3 26.09.2014	22,4 26.09.2014	12,3	0,000061605
111	J-VIIIб	23.09.2014	25,25 06.10.2014	23,5 06.10.2014	74,9	0,000141864
223	J-X	21.06.2014	25,3 11.02.2015	20,6 11.02.2015	8,6	0,000294156
413	J-XI	06.07.2015	19,37 17.09.2015	17,85 17.09.2015	-	-

Осылайша, қабатты гидравликалық жару нәтижесінде мұнай өндірудің ұлғаюы орта есеппен ондаған есеге немесе бір ұңғыманың жұмысы орташа есеппен 15,7 тонна/тәулігіне артқан. Тұтастай алғанда, ұңғыма түбіне мұнай ағынының келуін арттыру үшін бұл әдістің тиімділігі жоғары екендігі туралы айтуға болады. Дегенмен, ұзын молекулалары бар гель түзуші композициялар негізіндегі қабатты гидравликалық жару сұйықтары пайда болған жарықшақтарға пропант-бекітушіні айдағаннан кейін жыныстың кеуектерін бекітіп тастауы және ұңғы түбі аймағының өткізгіштігін айтарлықтай төмендетуі мүмкін екенін айту керек.

**Тұзды-қышқылды өндеулер (ТҚӨ).** Осы уақытқа дейін 11 ұңғыда 11 тұзды-қышқылды өндеулер жүргізілді. Жұмыстар көпфункционалы қышқылды құрамды (КҚК) қолдану арқылы жүзеге асырылды. КҚК-1 және КҚК-2 екі құрамы қолданылды. КҚК-1 құрамына келесідей қатынастағы компоненттер кірді: тұз қышқылы (HCl) – 10,0 – 12,0%; ББЗ (беттік-белсенді заттар) (IVV-1) – 0,5%; стабилизатор (оксиэтилидендифосфонды қышқыл) – 0,5%; қалғандары су. КҚК-2 құрамына келесідей қатынастағы компоненттер кірді: тұз қышқылы (HCl) – 10,0 ~ 12,0%; фторсутекті қышқыл (HF) – 2,5-3,0%; біріктіретін еріткіш (IPS) – 25,0-30,0%; стабилизатор (оксиэтилидендифосфонды қышқыл) – 0,5%; ББЗ (беттік-белсенді заттар) (IVV-1) – 1,0%; қалғандары су.

Жүргізілген жұмыстардың нәтижелері 1.10-суретте көрсетілген.



1.10-сурет. Арыстан кенорнындағы өндіруші ұңғыларды тұзды-қышқылмен өндеудің нәтижелері

Іс-шараның сәтті өтуі 64% құраған. Жүргізілген жұмыстардың нәтижесінде бір сәтті ұңғылық-операциядағы мұнайдың дебиті орта есеппен 7,3 т/тәул. өскендігі байқалды. Эффекттің ұзақтылығы 413 тәулікті құрайды, ал кейбір ұңғыларда эффект жалғасуда.

Кенорнында жүргізіліп жатқан іс-шаралардың нәтижелерін салыстыратын болсақ, қабатты гидравликалық жарудан кейінгі мұнай дебитінің өсуі орта есеппен 15,7 т/тәул. құраса, ал тұзды-қышқылды өндеу жұмыстарынан кейінгі мұнай дебиті орта есеппен 7,3 т/тәул. өскендігі байқалады, яғни қабатты гидравликалық жарудың көрсеткіші екі есе жоғары. Ал эффектiнiң ұзақтылығына келсек, қабатты гидравликалық жару - орта есеппен 292 тәулік болса, тұзды-қышқылды өндеу - 413 тәулікті құрайды. Қабатты гидравликалық жарудан кейін мұнай дебиті артқанымен эффектiнiң ұзақтылығы тұзды-қышқылды өндеумен салыстырғанда төмен [15, 147-155 бб].

Сонымен, Арыстан кенорнында қабатты гидравликалық жаруды жүргізу кезінде су негізінде жасалған гель ерітіндісі мен проппант қолданылған. Кенорында тектоникалық бұзылыстардың көптігін ескерсек, су негізінде жасалған гель ерітіндісін қолданудың тиімділігі аса жоғары емес. Біріншіден, қабатта жарықшақтарды туындату үшін суды жоғары қысымда айдауды талап етеді. Жоғары қысымда су айдаған кезде айдалған су коллекторлы жыныстардың қуыстарында жарықшақтарды тудырмай, қуыстардың бойымен басқа жаққа таралып кетуі мүмкін. Мысалға, 2010 жылы осы кенорындағы 105-ші ұңғыға жүргізілген қабатты гидравликалық жару жұмысы өзінің теріс нәтижесін көрсеткен, яғни ұңғы суланып кеткен болатын.

Екіншіден, судың тұтқырлығы төмен болғандықтан оның құрамына гель ерітіндісі қосылады. Бұл қосылған гель ерітіндісі қабаттарда жарықшақтарды тудыруға септігін тигізсе де, жару сұйықтығын сыртқа шығарған кезде қабатта қалып қойып, мұнайдың ағынына кері әсерін тигізуі мүмкін.

Үшіншіден, гель ерітіндісі айтарлықтай шығынды талап етеді. Қорыта келгенде, су негізінде жасалған гель ерітіндісінің орнына өзіндік шығыны төмен болатын тұтқырлығы жоғары қоспаны қолданып қабатта жарықшақтарды туындату ұсынылады.

Сонымен, Арыстан кенорнында жүргізілген жұмыстардың нәтижелерін салыстырсақ, қабатты тұз қышқылымен өңдеу кезінде мұнай өндірудің орташа өсімі гидравликалық жару әдісінен екі есе аз екенін көрсетеді. Гидравликалық жару кезіндегі эффектің орташа ұзақтығы 292 күн, ал тұз қышқылымен өңдеу үшін 413 күн болған. Қабатты гидравликалық жарудан кейін мұнай өнімінің ұлғаюына қарамастан, әсер ету ұзақтығы тұз қышқылымен өңдеуге қарағанда қысқа.

Сондай-ақ, 20-дан 40 тонна/тәулігіне дейін мұнайдың жоғары дебиті механикалық түрде жұмыс істейтін ұңғымалардың 28%-ын ғана қамтамасыз ететінін атап өткен жөн. Жұмыс істеп тұрған ұңғыма қорының шамамен 50%-ның мұнай дебиті тәулігіне 10 тоннаға дейін ғана. Бұл ұңғымалардың түбіне мұнай ағынының келуін арттыру үшін қолданылатын технологияларды жетілдіру қажеттілігін көрсетеді.

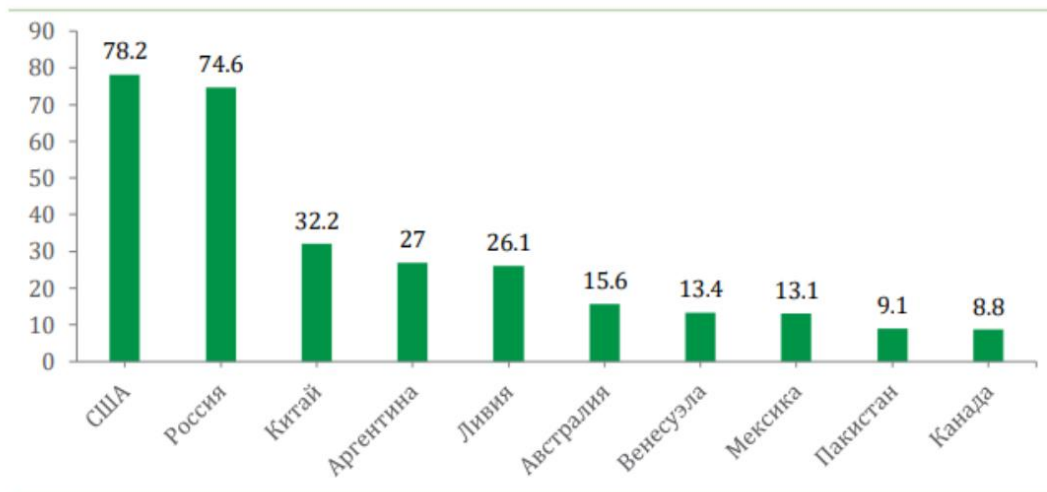
## **1.2 Көпқабатты мұнай кенорындарын игерудің тиімділігін арттыруға бағытталған ғылыми-зерттеу жұмыстарын талдау**

Қазіргі уақытта оңай өндіріліп алынатын мұнайдың қорлары қарқынды қысқаруда. Бұл мұнай өндіруші компаниялардың фильтрациялық-сыйымдылық қасиеті төмен нысандарды өндіріске енгізуін талап етеді [18].

Қазіргі кезде көптеген өткізгіштігі төмен кенорындарында мұнай өндіру көлемі бойынша АҚШ әлемнің жетекші еліне айналды. Сонымен қоса, әлемнің басқа да көптеген елдері – Ресей, Қытай, Аргентина, Ливия, Австралия және т.б. мұнайдың өткізгіштігі төмен коллектордан өнім алу бойынша белгілі әлеуетті орынға ие (1.11-сурет).

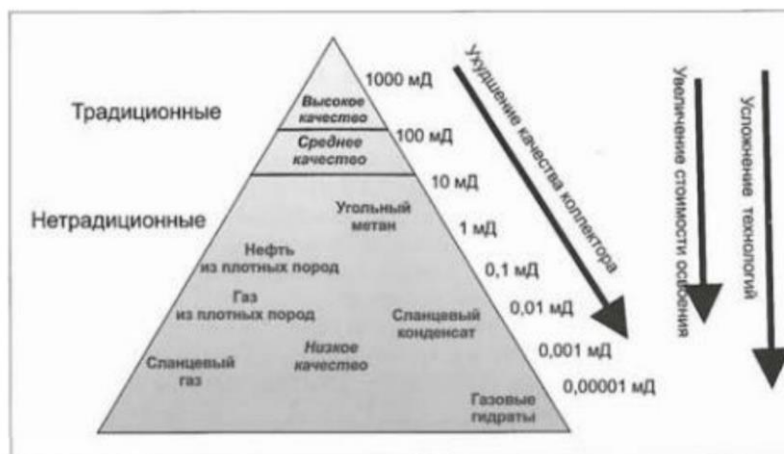
Өткізгіштігі төмен коллекторлардан мұнай мен газдың шоғырын іздеу, барлау және игеру мәселесіне ерекше қызығушылықтың туындауы технологиялардағы үлкен прогреске және олардан, мұнай мен газ өндіру көлемінің жыл сайынғы өсуіне мүмкіндік тудырды, әрине олардың ішінде АҚШ ең алдыңғы орында тұрады. Дәстүрлі кен орындарында мұнай алудың төмендеуі аясында көлемі әлі толық зерттелмеген осындай күрделі ресурстарды игерудің өзектілігі артты.

Ресурстардың көптеген шетелдік жіктеулерінде коллекторлық қасиеттердің өзгеруін сипаттауға және құнмен байланыстыруға негізделген терминдер қолданылады.



1.11-сурет – Өткізгіштігі төмен коллекторлардағы техникалық өндірілетін мұнай қоры [19]

Батыс елдерінде кеңінен қолданылатын канадалық дәстүрлі емес ресурстар қауымдастығының (CSUR) сапалы жіктелуі 1.12-суретте көрсетілген. Суреттен көрініп тұрғандай, коллектордың өткізгіштігі неғұрлым төмен болса, оны игеру құны соғұрлым жоғары болады және оны дамыту үшін күрделі технологияларды қолдану қажет. Ұзақ уақытқа қалыптаспаған режимдер өткізгіштігі төмен коллекторлардың ерекшеліктерінің бірі болып табылады. Игеруге берілген ұңғылар бірнеше ай бойы жұмыс істеу барысында дебиті және ұңғының түп аймағының қысымы төмендейді.



1.12-сурет – Көмірсутекті шикізат резервуарының сапалы классификациясы [20]

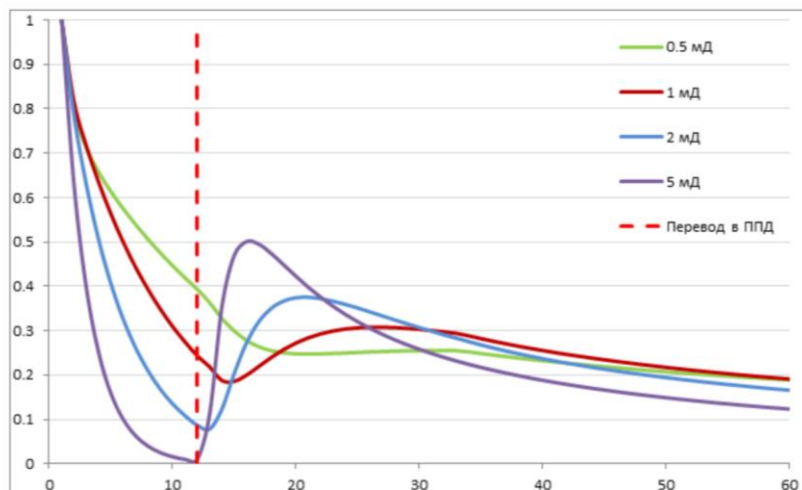
Ұңғыны іске қосқаннан кейін қабат қысымы ұңғыдан оның әсер ету аймағының шекарасына дейін жету үрдісі басталады. Қысымның өзгеруі дренаж аймағының шекарасына жететін уақыт қалыптаспаған режим кезеңі деп аталады. Өткізгіштігі төмен қабаттар үшін бұл кезең ұзақ болуы мүмкін. Егер әрбір ұңғыға оның әсер ету аймағының көлеміне байланысты мұнай қорының белгілі бір мөлшері сәйкес келеді деп есептесек, онда қалыптаспаған режимде жұмыс істеу кезінде ұңғы мұнайдың белгілі бір бөлігін шығарады.

Көп жағдайда мұнай кен орындары өнімді қалыңдығымен, өткізгіштік коэффициенттерімен, кеуектілігімен, сондай-ақ термобарлық жағдайымен сипатталатын бірнеше өнімді қабаттармен шектелген. Нақты жағдайда қабаттар біртекті болмайды. Игеру жүйесін таңдау кезінде бірнеше мұнайға қаныққан қабаттар бір нысанға біріктіріледі. Су айдай нәтижесінде әртүрлі физикалық қасиеттерге ие біртекті емес қабаттар сумен әсер ету үрдісімен бірдей қамтылмайды. Өткізгіштігі төмен қабаттағы және қабатшалардағы мұнай сумен ығыстыру үрдісінен тыс қалады.

Мұнайды ығыстыру барысында өткізгіштігі төмен қабаттарға қарағанда өткізгіштігі жоғары қабатта гидравликалық кедергі аз болады және өндіру ұңғыларына жақындаған ығыстырушы су көбінесе өткізгіштігі төмен қабаттардағы мұнайды итермей өткізгіштігі жоғары қабаттар арқылы фильтрацияланады [21]. Мұнай кенорындарын игеру процесінің тиімділігі төмендейді, техникалық-экономикалық көрсеткіштер нашарлайды. Ығыстырушы су өткізгіштігі жоғары қабаттар арқылы фильтрацияланған кезде өткізгіштігі төмен қабаттарда қалдық мұнайдың едәуір мөлшері қалады, оны арнайы қабатқа әсер ету әдістерін қолданбай алу мүмкін емес.

1.13-суретте көрсетілгендей, егерде қабаттың өткізгіштігі әртүрлі жағдайдағы ұңғының дебиті төмендегенде әрқайсысына бірдей уақытта қабат қысымын ұстап тұру іс-шарасы жасалынды дерлік. Нәтижесінде өткізгіштігі

ең төменгі қабаттың дебиті бірқалыпты шаманы сақтап қалды және ұзақ уақытқа бірқалыпты деңгейде өнім береді. Өткізгіштігі ең жоғары қабаттың дебиті күрт төмендеп, тіпті өнім бермей қалды. Қабат қысымын ұстап тұру іс-шарасы жасалынғаннан кейін ұңғының дебиті күрт өсіп, біршама уақыттан кейін бірқалыпты шамаға өзгерді және тұрақты өнім бере бастады.



1.13-сурет. Өткізгіштіктің әр түрлі мәндері үшін қалыпты мұнай өндіру профилі

Коллектордың өткізгіштігі неғұрлым аз болса, мұнай өндіру кезінде қабат қысымын ұстап тұру соғұрлым ұзақ болады. Мұнай өндірудің оңтайлы уақытын экономикалық есептеулерді қолдана отырып анықтауға болады.

**Көпқабатты мұнай шоғырларын игерудің қазіргі әдістері.** Мұнай өндіруді интенсификациялау және мұнай бергіштікті арттыру мәселесін шешу өндіруші және айдау ұңғымаларының түп аймағындағы жағдайымен тығыз байланысты. Ұңғыларды бұрғылау және пайдалану кезінде мұнай-газ қабатының ұңғымен іргелес бөлігінде сүзу қасиеттерінің мәндері өзгертінді белгілі. Өткізгіштігі нашарлаған аймақтарда сүзілетін флюидтер энергиясының едәуір бөлігі жоғалады, бұл мұнай-газды өндірудің тиімділігінің төмендеуін алдын ала анықтайды [22].

Ұңғылардың түптік аймағына әсер етудің барлық әдістері химиялық, механикалық немесе термиялық әдістермен жүзеге асырылатын тау жыныстарының өткізгіштігін жасанды түрде арттыру принципіне негізделген [23,24]. Физика-химиялық әдістердің ең кең тарағандарына фильтрлерді, ұңғыма түбінің аймағын, құбырларды тұздан, парафинді шөгінділерден және коррозия өнімдерінен тазалауға арналған қышқылды өңдеулер жатады. Тұз қышқылымен өңдеудің (ТҚӨ) және оның модификацияларының әсерінен карбонатты қабаттар арқылы өтетін ұңғымалардың жақын аймақтарында каверналар, еріген каналдар пайда болады, соның нәтижесінде тау жыныстарының өткізгіштігі, яғни, ұңғымалардың өнімділігі артады [25].

Ю.В. Атинин, А.А.Карпов және Р.М.Тухтеев Копей-Кубовское кенорнының игеру көрсеткіштеріне ұңғыны өндеудің әсері туралы зерттеулер жүргізді [26]. Кенорындарындағы мәліметтерді талдау барысында 1967-1988 жылдары мұнай алу коэффициенті бастапқы геологиялық мұнай қорының небәрі 0,08 бірлігін құрағанын көрсетті. 1989-2002 жылдары мұнайды өндіріп алу қарқынының өсуіне байланысты бұл коэффициент 0,14 бірлікке дейін өсті. Есептеулер көрсеткендей, Копей-Кубовский кен орнының Кизеловский горизонтының ұңғыларын өндеу есебінен мұнайдың қосымша өсімі шамамен 0,15 бірлікті құрады. Кенорнында қолданылған әдістің жоғары тиімділігі қышқылды стимуляциялаудың жүйелі технологиясын қолдану арқылы қол жеткізілді [27]. Сонымен бірге әдістің тиімділігі қышқыл ерітінділеріне қолданылатын қоспаларға және қабаттың геологиялық және өндірістік ерекшеліктеріне қатты тәуелді екені анықталды [28, 29, 30].

Ю.Л. Вердеревский мен Ю.Н. Арефьевтің жұмысында [31] сазды коллекторлардағы ұңғылардың түпкі аймағын өндеудің жаңа технологиясын ұсынды. Оның мәні 45-ші резервуарға қышқыл және сілтілі композицияларды кезектесіп айдауында жатыр. Бұл технология мыналарды қамтамасыз етеді: 1) балшық бөлшектерінің еруі және дисперсиясы; 2) саз бөлшектерін сусыздандыру және АСПШ ішінара еріту; 3) қабаттың кенжар аймағынан дисперсті саз бөлшектерін және механикалық ластағыштарды жою. Жүргізілген зерттеулер негізінде өндеудің келесідей реттілігі ұсынылады: айдаушы ұңғымаларға алдымен – қышқылды, содан кейін сілтілі реагенттерді айдау; өндіруші ұңғымаларға алдымен - сілтілі, содан кейін қышқылды реагенттерді айдау. Ромашкинское кенорнының Батыс Ленигородск ауданындағы тәжірибелік-өндірісті жұмыстар бірқатар ұңғымалар бойынша мұнай өндіру көрсеткіштерінің келесідей өзгерістерін көрсетті:

Іс-шараға дейінгі мұнай дебиті, т/тәу	Іс-шарадан кейінгі мұнай дебиті, т/тәу
2,5	4,1
1,4	4,3
1,6	2,9
1,2	3,8
4,0	8,2
1,8	5,6

Жалпы алғанда ұңғымалардың сулануы сақталған, ал біреуінде тіпті 23%-ға азайған. Айдау ұңғымасының қабылдағыш қабілеті 220 м<sup>3</sup>/тәу-ден (16 МПа) 320 м<sup>3</sup>/тәу-ке (12 МПа) дейін өскен.

Гидрофобизациялаушы құраммен өндеулердің мақсаты – ұңғы түбінің аймағын гидрофобиялау және сол арқылы өндірілген өнімнен судың көлемін азайту. Сонымен қатар, гидрофобизация идеяларына қатысты басқа да пікірлер бар. Олар қабат жыныстарының бетіне гидрофобтық қасиеттерді

туындатуға қарсы. Олардың пікірінше, гидрофобизация сұйықтықтың фильтрациялануына кері әсерін тигізеді деп есептейді [32].

Қабаттың кенжар аймағында тау жыныстары бетінің суланғыштығының өзгеруі осы аймақтағы сұйықтықтың фильтрациялану сипатының өзгеруіне әкеледі. Ең алдымен, бұл капиллярлық күштердің әрекет ету бағытының өзгеруіне әкеледі. Гидрофобталған тау жынысының бетінде Лаплас формуласындағы  $\theta$  бұрышы су үшін 1000-нан асады, сәйкесінше капиллярлық қысым оның қозғалысына қарсы бағытталған және су үшін фазалық өткізгіштігі төмендейді, ал көмірсутекті фаза үшін ол жоғарылайды.

Қабаттың кенжар аймағындағы гидрофобизациясы туралы А.В. Старковскийдің мақаласында [33] айтылады. Автор гидрофильді тау жыныстары суды сіңіріп, мұнайды қабатқа тереңірек итеріп, қабаттың кенжар аймағында қосымша қарсылық тудырып, кеуектілікті азайтатынын атап көрсетті. Гидрофобизация технологиясы кеуекті ортаның ылғалдану сипаттамаларын өзгертуге бағытталған, бұл қабаттың кенжар аймағында мұнайдың қанығуын арттырады, фильтрациялық кедергілерді төмендетеді. Гидрофобизация үшін ұңғымаларды таңдау критерийлері мыналар болып табылады:

- 1) аз ғана жинақталған өнім кезінде мұнай өндірудің күрт төмендеуі;
- 2)  $P_{\text{каб}}$  сақтай отырып, суланудың ұлғаюы;
- 3) суланудың 30%-дан асуы;
- 4) коллектор энергиясының қосымша қорының болуы;
- 5) өткізгіштігі бойынша біркелкі емес және біркелкі игерілмеген коллекторлармен сипатталады.

Критерийлер негізінде таңдалған 11 ұңғымаларда: мұнай өндіру қарқыны орта есеппен тәулігіне  $8 \div 10$  тоннаға өскен (максимум – 42 тонна/тәу), сулану  $15 \div 20$  % төмендеген, эффектінің ұзақтығы 2 ай болған.

Қабатқа әсер етудің ең тиімді гидродинамикалық әдісі – қабатты гидравликалық жару болып табылады. Тәжірибе көрсеткендей, гидравликалық жару ұңғыма маңындағы аймақтарды өңдеу кезінде де, қабатқа терең ену кезінде де ұңғыма өнімділігін арттырудың ең тиімді әдістерінің бірі болып табылады. Гидравликалық жару қабатқа арнайы сұйықтықтарды айдай отырып, ұңғыма түбінде жоғары қысым тудыру арқылы ұңғыма маңындағы аймақта табиғи және жасанды жарықшақтарды кеңейтуге және тереңдетуге мүмкіндік береді. Пайда болған жарықтардың жабылуын болдырмау үшін олар толтырғышпен (күммен) толтырылады, ол күм тасымалдағыш сұйықтықпен бірге енгізіледі.

Терең енетін гидравликалық жаруды жүргізген кезде ұңғыма маңындағы аймақ қана емес, сонымен қатар қабаттың шалғай бөлігіне де әсер етеді. Әдісті жүргізгеннен кейінгі эффект фильтрациялық кедергілердің күрт төмендеуі, фильтрация ағынының сипатының өзгеруі және іс жүзінде дренажсыз аймақтарды ұңғымаға қосу есебінен қол жеткізіледі.



Терең енетін гидравликалық жару – өткізгіштігі төмен қабаттарда жұмыс істейтін ұңғымалардың өнімділігін арттырудың заманауи әдістерінің бірі. Қазіргі уақытта бұл мұнай өндіруді интенсификациялаудың ең перспективалы әдісі ретінде қарастырылады, ол да кен орындарын игерудің кешенді жүйесін анықтайды.

Гидравликалық жарулардың бағыты қабаттың кернеулі күйіне байланысты және оны бақылау қиын болғандықтан, ұңғыма торларын болжамды түрде жарықшақтардың таралу бағытымен үйлестіру керек, ол қабаттағы кернеулердің төменгі мәндегі жазықтықтарымен анықталады. Ұңғымалардың сулануын болдырмас үшін гидравликалық жарудан кейін өндіруші ұңғымаларға жарықшақтар арқылы судың мерзімінен бұрын ағып кетуін ескеру маңызды, бұл жағдайда жарықшақтардың ұзындығын шектейді.

Мақалада [34] автор жер асты жабдығының сұлбасын қолдану арқылы қол жеткізілетін қабаттың импульсті әсер ету технологиясын сипаттайды, онда суасты сорғы жабдығы пакермен түсіріледі. Хвостовик сұйықтық пен газды айналып өтуге мүмкіндік беретін перфорацияланған аралықтардың үстінде және астында клапандармен жабдықталған. Қысым айырмашылығына байланысты клапандар кезекпен ашылады және жабылады, бұл қабатқа импульстік әсер етеді. Бұл әсер бітелген және жұмыс істемейтін капиллярлық арналарды ашуға және оларды жұмысқа қосуға мүмкіндік береді.

Мақалада [35] бір мезгілде термиялық, гидромеханикалық және химиялық әсерлерді қамтитын термобарохимиялық әдіспен (ТБХӘ) мұнай ұңғымаларының түптік аймағын тәжірибелік-өндірісті өңдеудің нәтижелері берілген. «Өзен» кенорнында бұл технология кешіктірілген жану режимінде өңделгеннен кейін қалпына келтірілген зымыран отынының көмегімен жүзеге асырылды. ТБХӘ қолдану тиімділігі кенорнындағы 38 ұңғымаға бойынша сұйықтық дебиті 4,5 тонна/тәу артқан, ал қабаттың кенжараймағын өңдеу кезіндегі орташа дебит тәулігіне 3,6 тонна болған.

**Қабатты гидравликалық жару технологиясын жетілдіруге арналған ғылыми-зерттеу жұмыстарына талдау.** Ұңғының өнімділігін арттыру әдісі ретінде қабатты гидравликалық жару процесі туралы теориялық көзқарас 1948 жылы Ж. Кларктың [36] жұмысында келтірілді. 1957 жылы М. Хуберт пен Д. Виллис [37] өнімді қабаттарда жарықшақтардың пайда болу механикасын теориялық негіздеген жұмыстарын көрсетті. Бірақ, гидравликалық жаруда жарықшақтардың пайда болуы мен таралуы туралы теориялық негіздемені Г.И. Баренблат, Ю.П. Желтов және С.А. Христианов ғалымдары өңдеп шығарды. Олар фильтрацияланатын және фильтрацияланбайтын сұйықтықты айдау кезінде пайда болатын жарықшақтардың горизонталды және вертикалды өлшемдерін анықтауға арналған аналитикалық тәуелділікті анықтады [38,39,40].

Қабатты гидравликалық жару мұнай тәжірибесінде алғаш рет 1947 жылы АҚШ-та жүргізілді. 1955 жылдың соңына қарай АҚШ-та қабатты гидравликалық жарудың 100 мыңнан астам операциясы жасалды. Процесс туралы теориялық білімді жетілдіру мен қолданылатын құрылғының техникалық сипаттамаларын, жару сұйықтығын және жару материалын жақсарту арқылы қабатты гидравликалық жару операциясының сәтті болуы 90%-ға жетті. 1968 жылы әлем бойынша бір миллионнан астам операция жасалды. АҚШ-та қабатты гидравликалық жару көмегімен ұңғылардағы ынталандыру жұмыстары бойынша максималды операциялар 1955 жылы тіркелген – айына шамамен 4500, 1972 жылға қарай операциялар саны айына 1000 дейін төмендеген, ал 1990 жылы айына 1500 деңгейінде тұрақтаған [41].

Соңғы онжылдықтағы қабатты гидравликалық жаруды қолдану аясының кеңеюі мен операциялар санының өсуі өндеуді жүргізу технологиясының қарқынды дамуына байланысты. Жаңа тиімді әдістерге жарықшақтың соңына проппантты орналастыру немесе жарықшақ соңын экрандау технологиясын (TSO-tip screen out) жатқызуға болады. Бұл әдіс жарықшақтың ұзындығын тежей отырып, енін мақсатты түрде ұлғайтуға, сонымен қатар, өткізгіштігін үлкейтуге (өткізгіштік пен енін жүргізу) мүмкіндік береді [42,43,44]. Жарықшақтардың сулы- немесе газды горизонттарға тап болу қаупін төмендету үшін, сонымен қатар, төменгі өткізгішті қабаттардан мұнай қорын алуды қарқындату үшін сұрыптамалы (селективный) гидравликалық жару технологиясы қолданылады. Әрдайым қабатты гидравликалық жаруға арналған жаңа материалдар жасалынып отырады. Жарықшақтан проппанттың шығып кетуін алдын алу үшін PropNET технологиясы құрылған. Бұл технологияда проппантпен бірге арнайы икемді шыны талшықты бір мезетте айдау қарастырылған. Арнайы икемді шыны талшық проппант бөлшектерінің арасындағы аралықты толтыра отырып, проппантты пачканың тұрақтылығын максималды қамтамасыз етеді. Жарықшақтың қалдық ластану деңгейін төмендету үшін жарудың төменгі полимерлі сұйықтығы LowGuar және CleanFLOW деструкторына арналған қоспа жүйесі құрастырылды. Деструкторды талап етпейтін, қабатты лаस्ताмайтын ClearFrac сұйықтығы қолданылады.

Қабатты гидравликалық жаруды жүргізудің ақпараттық базасы жетілдірілуде. Ақпараттардың негізгі көздері геологиялық, геофизикалық және петрофизикалық зерттеулер, керннің лабораториялық талдаулары, негізгі қабатты гидравликалық жарудың алдында микро- және минигидравликалық жаруды [45] жүргізуден тұратын кәсіптік эксперимент болып табылады. Осылайша, қабаттағы кернеудің таралуы анықталады, жыныстардың механикалық қасиеттері зерттеледі, жарылудың тиімді қысымы мен жарықшақтың қабысу қысымы анықталады, жарықшақтың таралу моделі таңдалады, оның геометриялық өлшемдері есептеледі. Арнайы құрылғылар жарықшақтың биіктігі мен азимутын анықтауға мүмкіндік

береді. Арнайы бағдарламаны қолдану арқылы қабатты гидравликалық жарудың мақсатын есепке ала отырып, жарықшақтың «дизайны» жасалады.

Жаңа технологияны қолдану нақты жағдайда максималды сәйкес келетін жару сұйықтығы мен проппантты таңдауға, жарықшақты ашу мен оның таралуын қадағалауға, жарықшақтың барлық бойына өлшенген проппантты тасымалдауға, операцияны сәтті аяқтауға мүмкіндік береді. Соңғы жылдары игеру жүйесінің элементі ретінде қабатты гидравликалық жаруды жобалаудың кешенді тәсілінің технологиясы өңделуде. Бұндай тәсіл көптеген факторларды ескеріп құрылған. Мысалға, қабаттың өткізгіштігі мен энергетикалық потенциалы, өндіруші және айдаушы ұңғылардың орналасу жүйесі, жарықшақтың механикасы, жару сұйықтығы мен проппанттың сипаттамасы, технологиялық және экономикалық шектеулер жатады [46].

Қабатты гидравликалық жаруды қолдануға деген негізгі шектеулерге операцияны үдеген конустың туындауы және ұңғыларға су мен газдың кенет келуі мүмкін сулы-мұнайлы және газды-мұнайлы зоналарға, сонымен қатар, қалдық қоры аз, таусылуға шақ қалған қабаттар мен қабатты гидравликалық жарудың өтелімін қамтамасыз етпейтін аз көлемдегі мұнайға қаныққан линзаларда жүргізу жатады.

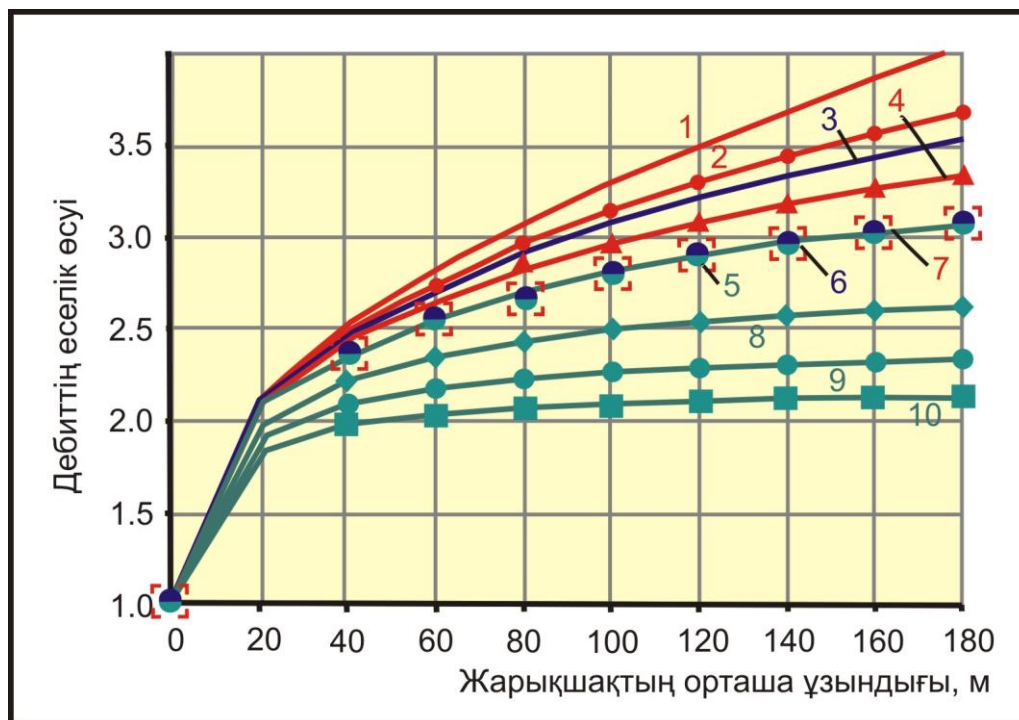
Қабаттың кенжар аймағындағы кедергілерді төмендетудің тиімді әдісі ретінде және ұңғының тиімді радиусын кеңейтетін *жергілікті гидравликалық жару* жүргізу кеңінен таралған. Бұған ондаған текше метр сұйықтық пен бірнеше тонна проппант айдап 10-20 м ұзындықтағы жарықшақ тудырса жеткілікті. Бұндай жағдайда ұңғы дебиті әдетте 2-3 есе артады.

Өткізгіштігі орташа және жоғары қабаттарды ашатын, ұңғыларда қысқа кең жарықшақтарды тудыру - ұңғының кенжар аймағындағы коллекторлық қасиеттің біршама нашарлауы кезінде ұңғының тиімді радиусын кеңейту құралы ретінде жақсы нәтижелерді береді. Бұны, вертикалды жарықшақтар жіңішке құмды қабатшалардың перфорация зонасымен үздіксіз байланысын қамтамасыз ететін көп қабатты құмтасты коллекторларда; ұңғы оқпанына жақын жерде ағу жылдамдығын бәсеңдетудің нәтижесінде құмның шығуын алдын алатын, өте ұсақ бөлшектердің миграциялануы болатын коллекторларда; ұңғыға жақын жерде ағыстың турбуленттелуіне байланысты жағымсыз эффекттерді төмендету үшін газды қабаттарда қолдану тиімді [47].

*Импульсті* гидравликалық жару технологиясы ұңғы оқпанынан бірнеше радиалды жарықшақтар туындатуға мүмкіндік береді. Әсіресе, өткізгіштігі орташа және жоғары қабаттарда скин-эффекті еңсеруде тиімді қолданылуы мүмкін [48].

Ұзына бойлы жарықшақтарды туындататын, *тереңінен енетін* гидравликалық жаруды жүргізу ұңғының кенжар аймағының өткізгіштігін арттырып қана қоймай, сонымен қатар, әсер ету арқылы қабатты қамтуды кеңейтеді, мұнайдың қосымша қорын игеруге қосады және мұнай бергіштікті арттырады. Сонымен қоса, өндірілетін өнімнің ағымдағы сулануын бәсеңдетуі мүмкін. Қабаттың өткізгіштігі 0,01-0,05 мкм<sup>2</sup> кезінде ұзындығы

әдеттегіден асып кетсе де сұйықтың дебитін арттырмайтын бекітілген жарықшақтың тиімді ұзындығы әдетте 40-60 м құрайды, айдаудың көлемі ондаған-жүздеген текше метр сұйықтық пен ондаған тонна проппантты құрайды. Өткізгіштігі 0,001 мкм<sup>2</sup> шамасындағы қабатта жарықшақтың тиімді ұзындығы 100-200 м тең, айдаудың көлемі - жүздеген текше метр сұйықтық пен 100-200 т проппант құрайды (1.14-сурет).



1.14-сурет. Қабаттың әртүрлі өткізгіштігі  $k$  үшін жарықшақтың орташа ұзындығы мен оның өткізгіштігіне  $k_1w$  байланысты дебиттің еселік өсуінің тәуелділігі: 1 –  $k=0,002$  мкм<sup>2</sup>,  $k_1w=2$  мкм<sup>2</sup>·м; 2 –  $k=0,002$  мкм<sup>2</sup>,  $k_1w=1$  мкм<sup>2</sup>·м; 3 –  $k=0,005$  мкм<sup>2</sup>,  $k_1w=2$  мкм<sup>2</sup>·м; 4 –  $k=0,002$  мкм<sup>2</sup>,  $k_1w=6$  мкм<sup>2</sup>·м; 5, 6, 7 сәйкесінше –  $k=0,002$  мкм<sup>2</sup>,  $k_1w=0,4$  мкм<sup>2</sup>·м;  $k=0,005$  мкм<sup>2</sup>,  $k_1w=1$  мкм<sup>2</sup>·м;  $k=0,01$  мкм<sup>2</sup>,  $k_1w=2$  мкм<sup>2</sup>·м; 8 –  $k=0,01$  мкм<sup>2</sup>,  $k_1w=1$  мкм<sup>2</sup>·м; 9 –  $k=0,01$  мкм<sup>2</sup>,  $k_1w=0,6$  мкм<sup>2</sup>·м; 10 –  $k=0,01$  мкм<sup>2</sup>,  $k_1w=0,4$  мкм<sup>2</sup>·м;

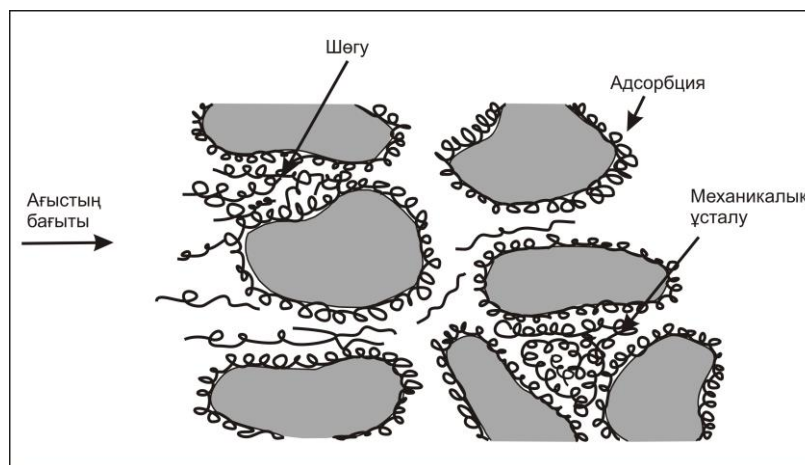
АҚШ, Канада және Батыс Еуропаның бірқатар елдерінде өткізгіштігі шамадан тыс газ коллекторларын өндірістік игеруге қосу үшін бастырмаланған (массированный) қабатты гидравликалық жару технологиясын қолданады. Бұл технологияның көмегімен жүзден бастап мыңға дейінгі текше метр сұйықтық пен жүзден бастап мың тоннаға дейінгі проппант айдау арқылы ұзындығы 1000 м жететін жарықшақтар пайда болады. Операция көп жағдайда сәтті шығады және дебит 3-10 есеге артады. Фракциялық құрамы мен басқа да қасиеттеріне қарай ерекшеленетін жарықшақтарға проппантты бірізді айдау технологиясы кеңінен таралған [49,50,51].

Гидравликалық жару сұйықтығын таңдау – ең маңызды мәселе. Соған қоса, айыру агентінің типі мен оның концентрациясы да ескерілу қажет. Қабатты гидравликалық жару технологиясы арнайы химиялық қоспаларды (фльтрацияланудың көрсеткішін төмендету үшін қоюландырғыш, реагент және т.б.) араластыру арқылы жару сұйықтығын дайындауды қамтиды [52].

Қазіргі уақытта қабатты гидравликалық жаруға арналған сұйықтық ретінде сұйықтықтардың әр түрлі түрлері қолданылады, олар сулы немесе көмірсутекті гельдер, көбіктер, эмульсияның әр түрлі түрлері, бірақ бұл сұйықтықтардың жалпы қасиеті бар, олардың барлығы ньютондық емес жүйелер. Бұл сипаттама гидравликалық жару сұйықтықтарының пропанды тиімді ұстап тұруына және оның құбырлар арқылы ағу кезінде минималды гидравликалық кедергі жасауына мүмкіндік береді [53].

Өткізгіштіктің төмендеуі мен жарықшақта көп шөгіндінің туындауына сұйықтықтың қабаттық температура жағдайында фильтратбергіштігінің жоғарылауы себеп болады [53, 3-4 бб]. Гельдің құрамындағы реагенттердің мөлшерін арттыру арқылы алынатын жоғарғы тұтқырлық фильтратбергіштікті аз ғана азайтады, есебіне, гельді айдау кезінде шөгіндінің тұнуын және үйкеліс кезіндегі қысымның көп жоғалуын қамтамасыз етеді (1.15-сурет) [54].

Қазіргі уақыттағы қолданылатын су негізіндегі сұйықтық рецептурасы қолданылатын судың сапасына, әсіресе, судың құрамындағы темір, кальций және магний иондарына өте сезімтал [53, б. 13]. Осының әсерінен процессті жүргізу кезінде тауарлық минералданған суды қолдану мүмкін болмайды. Сондықтан, кейбір кезде бірнеше километрден тұщы су тасылады. Қолданылатын тұщы су саздардың ісінуі мен миграциялануына алып келетіндіктен қабатты гидравликалық жару процесінің тиімділігін төмендетеді. Саздарды тұрақтандыру үшін тұщы судың құрамына катионбелсенді беттік-белсенді заттар мен калий хлоридін қосады және ол қосымша шығынды талап етеді.



1.15-сурет. Су негізіндегі гельді сұйықтықтың қабаттағы әрекеті

Суға қанығуы жоғары қабаттарда қабатты гидравликалық жаруды жүргізу қиындық тудырады. Қабатты гидравликалық жаруды жүргізу кезінде материалдық шығындардың жоғары болуы себебінен ұңғы өнімінің сулануы экономикалық жағынан тиімсіз.

Қабатты гидравликалық жаруды жүргізгеннен кейінгі ұңғының сулануының тағы бір себебі, ол өнімді қабаттың қалыңдығының аз болуы және суға қаныққан қабатшалардың жақын орналасуы. Сонымен қоса, жарықшақтарды туындату кезінде өнімді қабатты суға қаныққан қабаттан бөліп тұратын экранның тұтастығы жойылуы мүмкін және судың қозғалысы жоғары болғандықтан ұңғы өнімінің сулануына алып келетін сулану конусының пайда болуы мүмкін.

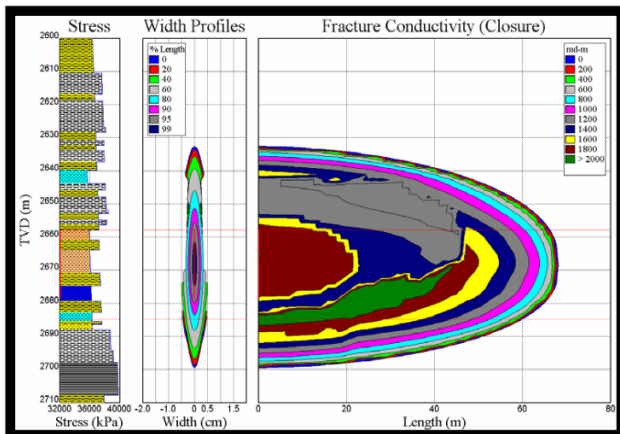
Ұңғының сулануын болдырмау үшін қазіргі кезде қабатты гидравликалық жаруды жүргізу кезінде және жүргізуден бұрын да сукелімін оқшаулау технологиясы өңделіп жатыр және қолданылады. Бірақ, қолданылатын технология қабатты гидравликалық жаруды жүргізудің алдында оқшаулайтын материалдың көп бөлігін айдауды талап етеді. Бұл экономикалық жағынан тиімсіз, іріктеп алуды қамтамасыз етпейді (цементті ерітінді) немесе қолдану үшін өте күрделі болып табылады [53, б. 16].

Бұл жұмыста [55] Батыс Сібір ұңғымаларында қабатты гидравликалық жарылуы қарастырылған. Гидравликалық жару су негізінде де, мұнай негізінде де жүргізілген. Көп жағдайда қосымша өндірілген өнімнің көлемі су негізіндегі өңдеуге қарағанда, мұнай негізіндегі өңдеуден кейін көп болған. Қабатты гидравликалық жару кезінде жару сұйықтықтарын қолдану жарықшақтардың геометриясын бақылауға мүмкіндік берген және қабаттың сұйықтықтарға деген сезімталдығы мәселесін жойған. Мұнаймен өңдеуден кейін жарықшақтардың биіктігінің сақталуына байланысты суланудың айтарлықтай төмендеуіне қол жеткізілген.

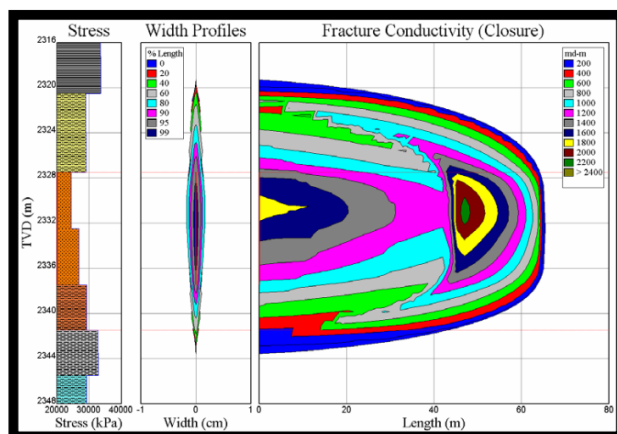
1.16-суретте гидравликалық жаруды модельдеудің нәтижесінде су негізіндегі жару сұйықтықтарын қолданып қабатты гидравликалық жарудан кейінгі пайда болған жарықшақтар ВР-11-1 зонасының сыртына шығып кеткені көрсетілген. 2659 және 2680 метр тереңдіктегі саздар пайда болған жарықшақтардың биіктігін тежейтіндей берік болмаған. Ұңғымаларды стимуляциялауға дейін және одан кейінгі мұнай мен суды өндірудің орташа айлық көрсеткіштері және ұңғыманың сулануы 1.17-суретте көрсетілген. Ұңғыманың сулануы әдісті қолданғанға дейін 20% болса, қабатты гидравликалық жарудан кейін 80% артқан, бұл жарықшақтардың сулы қабатқа дейін таралуымен түсіндіріледі.

Мұнай негізіндегі жару сұйықтығын пайдалана отырып қабатты гидравликалық жару кезінде судың таралу қаупін азайту үшін Сібір шикі мұнайындағы асфальтендер мен судың жоғары деңгейіне төтеп бере алатын, проппантты біркелкі тасымалдауға қабілетті, тұтқырлығы әдеттегіден төмен болатын негізгі сұйықтықты қолдану арқылы арнайы жасалды. 1.18-суретте ВР-11-1 бор қабатында жүргізілген гидравликалық жаруды модельдеудің

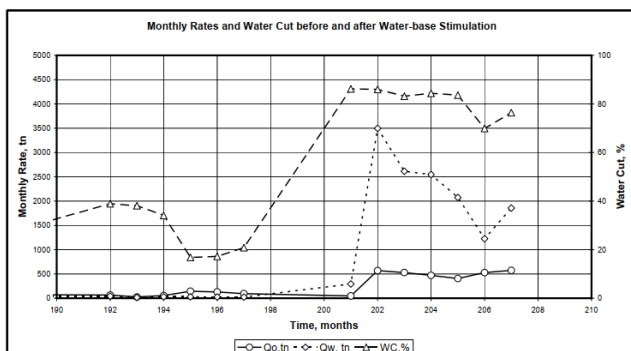
нәтижесі көрсетілген. Жарықшақтың профилі жарықшақтың аймақ ішінде екенін көрсетті. Ұңғыманы стимуляциялауға дейін және одан кейін мұнай мен судың орташа айлық шығыны мен ұңғыманың сулануы 1.19-суретте көрсетілген. Стимуляциялаудан кейін судың аздап өсуі байқалған. Мұнай өндіру орташа есеппен айына 400 тоннаға артқан.



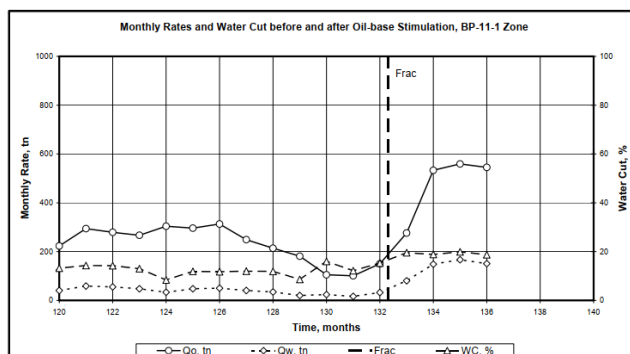
1.16-сурет. ВР-11-1 зонасында су негізіндегі сұйықтықпен жару кезіндегі жарықшақтардың өткізу қабілеті мен кернеу қимасы



1.18-сурет. ВР-11-1 зонасында мұнай негізіндегі сұйықтықпен жару кезіндегі жарықшақтардың өткізу қабілеті мен кернеу қимасы



1.17-сурет. ВР-11-1 зонасында су негізіндегі сұйықтықпен жаруға дейінгі және кейінгі мұнай мен судың дебиті және сулану



1.19-сурет. ВР-11-1 зонасында мұнай негізіндегі сұйықтықпен жаруға дейінгі және кейінгі мұнай мен судың дебиті және сулану

Базалық сұйықтықтың құнын есептемегенде, мұнай негізіндегі өңдеу операторға жұмыс құнының орта есеппен 35% үнемдеді. Бұл негізінен жұмыс көлемінің азаюына және судың азаюына байланысты болады.

Л.А. Магадова, Д.Н. Малкин, В.В. Пономарева және И.П. Киселеваның мақаласында [56] әртүрлі класстардың бірқатар жеке көмірсутектері мен көмірсутектер қоспасының гельдену қабілеті қарастырылған. 2-3 кестелерде 20 және 80°C температура кезіндегі жеке көмірсутектер мен көмірсутектер

қоспасы негізіндегі гельдерді реологиялық зерттеудің нәтижелері келтірілген.

1.4-кесте. Қалыпты құрылыстағы алкандар негізіндегі гельдердің реологиялық көрсеткіштері

t, °C	Көрсеткіш*	<i>n</i> -C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	<i>n</i> -C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	<i>n</i> -C <sub>12</sub> H <sub>26</sub>	<i>n</i> -C <sub>15</sub> H <sub>32</sub>	<i>n</i> -C <sub>16</sub> H <sub>34</sub>	<i>n</i> -C <sub>18</sub> H <sub>38</sub>
20	η, мПа·с	Гель-денбеді	68,44	78,61	104,76	129,17	Балқу температурасы 28°C, бөлме температурасында гельденбейді
	<i>n</i>		0,16	0,14	0,09	0,10	
	<i>k</i> , Па·с		5,11	6,48	11,49	13,14	
80	η, мПа·с		71,97	86,78	154,09	215,82	
	<i>n</i>		0,43	0,31	0,27	0,40	
	<i>k</i> , Па·с		1,32	3,05	6,48	4,78	

\* η - жылжу жылдамдығы 170 с<sup>-1</sup> кезіндегі тиімді тұтқырлық, мПа·с; *n* – бейньютондық ағыстың көрсеткіші; *k* – консистенция коэффициенті, Па·с.

Көмірсутекті гельдердің реологиялық сипаттамалары көмірсутектердің құрылысына, ал жару сұйықтығының қасиетін бастапқы шикізаттың құрамын өзгерту арқылы алуға болады. Алайда, қазіргі уақытта гидравликалық жаруды жүзеге асырмас бұрын, өндіруші ұңғымалардың түбіне судың келуін шектеу үшін су келімін оқшаулау шаралары жүргізілмейді. Сонымен қатар, ұзын молекулалары бар гель түзуші композициялар негізіндегі жару сұйықтары пайда болған жарықшақтарға пропант-бекітушіні айдағаннан кейін жыныстың кеуектерін бекітіп тастауы және ұңғы түбі аймағының өткізгіштігін айтарлықтай төмендетуі мүмкін.

### Тарау қорытындысы

1. Қарастырылған критерийлер бойынша бірнеше қабаттарды бір өндіріс нысандарына біріктіру өткізгіштігі төмен және жеке орналасқан өнімді қабаттарды толықтай игере алмауға алып келеді. Сонымен қатар, қабаттардың өткізгіштігі бір бірінен оншақты есе айрықшылануы мүмкін. Сондықтан көпқабатты кенорындарда ұңғылардың түбіне мұнай ағынының біркелкі келуін қамтамасыз ететін әдіс қажет және өткізгіштігі төмен қабаттар мен қабатшалардан ұңғы түбіне мұнайдың келуін арттыру мүмкіндігін қарастырған жөн.

2. Арыстан кенорында механикаландырылған тәсілмен эксплуатацияланатын ұңғылардың мұнай дебиті 20-дан 40 т/тәул., бұл әрекеттегі ұңғылардың 28% қамтамасыз етеді (ЭОТСК), ал 50%-ның мұнай дебиті тәулігіне 10 тонна ғана береді. Бұл мұнай ағынының келуін арттыру әдісін қолдана отырып айдаушы және өндіруші ұңғылардың түп аймағының өткізгіштігін арттыру арқылы көп қабатты кенорындарындағы өткізгіштігі төмен қабаттардың мұнай дебитін арттыру қажеттігін көрсетеді.

3. Қабатты гидравликалық жару нәтижесінде мұнай өндірудің ұлғаюы орта есеппен ондаған есеге немесе бір ұңғының жұмысы орташа есеппен 15,7



тонна/тәулігіне артқан. Эффектінің ұзақтығы орта есеппен 292 күнді құрған, ал жүргізілген әдістен кейінгі эффект бірнеше ұнғымада жалғасуда. Тұтастай алғанда, ұнғыма түбіне мұнай ағынының келуін арттыру үшін бұл әдістің тиімділігі жоғары екендігі туралы айтуға болады. Дегенмен, ұзына бойлы молекулалары бар гель түзуші композициялар негізіндегі қабатты гидравликалық жару сұйықтары пайда болған жарықшақтарға пропант-бекітушіні айдағаннан кейін жыныстың кеуектерін бекітіп тастауы және ұнғы түбі аймағының өткізгіштігін айтарлықтай төмендетуі мүмкін.

4. Арыстан кенорында жүргізіліп жатқан іс-шаралардың нәтижелерін салыстыратын болсақ, қабатты гидравликалық жарудан кейінгі мұнай дебиті тұзды-қышқылды өңдеуден кейінгі көрсеткіштен екі есе жоғары. Ал эффектіннің ұзақтылығына келсек, қабатты гидравликалық жару - орта есеппен 292 тәулік болса, тұзды-қышқылды өңдеу - 413 тәулікті құрайды. Қабатты гидравликалық жарудан кейін мұнай дебиті артқанымен эффектіннің ұзақтылығы тұзды-қышқылды өңдеумен салыстырғанда төмен.

5. Қазіргі уақытта гидравликалық жаруды жүзеге асырмас бұрын, өндіруші ұнғымалардың түбіне судың келуін шектеу үшін су келімін оқшаулау шаралары жүргізілмейді. Сонымен қатар, ұзына бойлы молекулалары бар гель түзуші композициялар негізіндегі жару сұйықтары пайда болған жарықшақтарға пропант-бекітушіні айдағаннан кейін жыныстың кеуектерін бекітіп тастауы және ұнғы түбі аймағының өткізгіштігін айтарлықтай төмендетуі мүмкін.

#### **1.4 Жұмыстың мақсаты және шешілетін мәселелер**

**Жұмыстың мақсаты.** Кенорындарды игеру жүйесін жетілдіру және ұнғы түбіне гидродинамикалық әсер етудің тиімді әдістерін қолдану арқылы ұнғылардың өнімділігін арттыру және өткізгіштігі біркелкі емес көпқабатты кенорындарындағы ұнғыларға мұнайдың келуін интенсификациялау.

Мақсатқа жету үшін келесідей міндеттер қойылды:

1. Арыстан кенорнын мысалға ала отырып, қабаттардан мұнайды біркелкі ығыстыруды және оларды бір объектіге біріктіруді қамтамасыз ететін, өткізгіштігі біркелкі емес көпқабатты кенорындарын игерудің фильтрациялық процестерінің заңдылықтарын анықтау.

2. Арыстан кенорны мысалында кенорынды игеру жүйесін жетілдіру мен мұнай мен газ қорының артуын қамтамасыз ететін көпқабатты кенорынның геологиялық құрылымының моделін құрастыру.

3. Мұнай қабаттарының түп аймағына гидродинамикалық әсер етудің тиімді әдістерін қолдана отырып, өткізгіштігі төмен қабаттардан ұнғыларға мұнайдың келуін арттыру процесінің заңдылықтарын белгілеу.

4. Арыстан кенорнын мысалға ала отырып, ұнғылардың түп аймағына гидродинамикалық әсер етуді күшейту әдістері мен өткізгіштігі біркелкі емес көпқабатты кенорындарын игеру жүйесін жетілдіру бойынша ғылыми ұсыныстар әзірлеу.

## **2 КӨП ҚАБАТТЫ МҰНАЙ КЕНОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ МҰНАЙДЫҢ ҚАЙНАУ ТЕМПЕРАТУРАСЫ ЖОҒАРЫ КОМПОНЕНТТЕРІ МЕН ҚЫШҚЫЛ ЕРІТІНДІСІН ҚОЛДАНА ОТЫРЫП ҚАБАТТЫ ГИДРАВЛИКАЛЫҚ ЖАРУ ПРОЦЕССТЕРІН ТЕОРИЯЛЫҚ ЗЕРТТЕУ**

Бұл тарауда Арыстан кенорнының геологиялық құрылымының моделі тұрғызылған, игеру жүйесін жетілдіру және мұнай мен газ қорын арттыру мүмкіндіктері қарастырылған. Жару сұйықтығы ретінде мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін және қышқыл ерітіндісін қолдана отырып қабатта гидравликалық жару жүргізу арқылы ұңғыма түбіне мұнай ағынының келуін арттырудың технологиялық процестері зерттелген.

### **2.1 Арыстан кенорнының геологиялық құрылымының моделін құрастыру, игеру жүйесін жетілдіру және мұнай мен газ қорын арттыру**

Көмірсутекті кенорындарды заманауи игерудің негізгі мақсаты максималды экономикалық тиімді жағдайда өндірілетін қорды толық шығарып алуға бағытталған. Қабаттағы мұнайды максималды өндіріп алу - инновациялық озық технологиялар мен мұнай ағынын ұңғыманың кенжар аймағына келуін қарқындату арқылы қол жеткізіледі. Алайда, осы жетістіктерге қарамастан, қазіргі уақытта барлық мұнай өндіруші елдерде заманауи, өнеркәсіптік дамыған игеру әдістерін қолдана отырып, өткізгіштігі біркелкі емес көп қабатты мұнай кенорындарынан мұнайды өндіріп алу қанағаттанарлықсыз деп саналады. Әртүрлі елдер мен аймақтардағы қабаттың орташа мұнай бергіштігі 30-дан 40%-ға дейін ауытқиды.

Бұл қабаттардың макробіртекті болмауы көпқабатты кенорындарынан мұнайды ығыстыру процесі үшін үлкен маңызы бар екендігіне байланысты. Бұны игерудің бастапқы және кейінгі жобалау кезеңдерінде ескеру қажет. Көпқабатты мұнай шоғырларының тиімді игерілуін төмендететін негізгі технологиялық факторлардың бірі өткізгіштігі бойынша бір бірінен ерекшелінетін қабаттарды бір игеру нысанына біріктіру болып табылады.

Көпқабатты мұнай кенорындары, сонымен қатар, Арыстан кенорнында өткізгіштігі бойынша бір-бірінен ондаған, кейде жүздеген есе ерекшелінетін қабаттар бар. Сондықтан, көпқабатты кенорындарынан мұнайды біркелкі ығыстыратын қазіргі әдістерді және ұңғыларға қарай мұнай ағынын интенсификациялауды қолдану қабаттың мұнай бергіштігі және өндіруші ұңғылардың дебитін арттыру мәселесін толықтай шешіп бермейді.

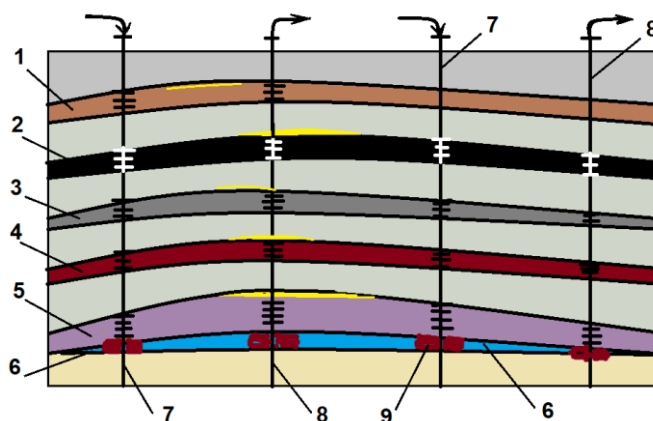
Қабатты гидравликалық жару бүгінгі күні қабаттың мұнай бергіштігін арттырудың ең танымал әдістерінің біріне айналды, бұл әдісті қолдану өткен ғасырдың ортасынан басталды. Бірақ ұзақ уақыт бойы бұл әдіс тәжірибеден гөрі теориялық есептеулерде көбірек қолданылды. Жеңіл өндіріліп алатын мұнай заманында бұл әдіске деген сұраныс болмады. Жағдай өткен ғасырдың соңына қарай өзгерді, яғни қабаттың фильтрациялық-сүзгіштік қасиеті төмен

және коллекторы карбонатты кенорындарды игеру барысында белсенді қолдана бастады.

Көпқабатты мұнай кенорындарының геологиялық құрылысына байланысты ұңғы түбіне мұнай ағынының келуін интенсификациялау мақсатында су негізіндегі гелді сұйықтықпен қабатты гидравликалық жару әдісін қолдану тиімсіз болып саналады. Себебі қабат қуыстарында ұзына бойлы молекулалары бар гелдер адсорбцияланады және су негізіндегі жару сұйықтығы коллектордың сазды бөлшектерімен байланысқанда олардың ісінуіне алып келеді.

Көп қабатты мұнай шоғырларынан мұнайды біркелкі ығыстыру және өткізгіштігі әртүрлі қабаттарды бір игеру нысандарына біріктіру үшін өткізгіштігі нашар қабаттың түп аймағының өткізгіштігін арттыру қажет. Біз судың өндіруші ұңғыларда мерзімінен бұрын пайда болуын алдын алатын және айдау және өндіруші ұңғылары арасында мұнайды біркелкі ығыстыруға мүмкіндік беретін жаңа әдісті ұсынып отырмыз. Ұсынып отырылған әдістің мәні сызбада (2.1-сурет) түсіндіріледі және көп қабатты кенорындарынан өткізгіштігі төмен қабаттарды таңдай отырып оларда қабатты гидравликалық жаруды жүргізу болып табылады.

Көрсетілген тәсіл өндірістік жағдайда келесідей орындалады. Мұнайға қаныққан бірнеше қабаттардан тұратын, мысалға, 1, 2, 3, 4 және 5, өткізгіштігі сәйкесінше  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $k_3$ ,  $k_4$ , және  $k_5$  болатын мұнай шоғыры. Шоғырдың төменгі бөлігінде суға қаныққан қабат 6 орналасқан. Мұнай шоғырына айдаушы 7 және өндіруші 8 ұңғылары бұрғыланған. Бастапқыда гел тудырушы композициялар мен тампонажды материалдарды қолдана отырып ұңғы түбінен төмен суға қаныққан қабаттың деңгейінде белгілі әдістерді қолданып су келімін оқшаулау 9 шарасын жасайды.



2.1-сурет. Қабатты гидравликалық жару және ұңғыларды қышқылмен өңдеу әдісін қолданып коллекторлық қасиеттері бірдей емес көпқабатты мұнай шоғырларындағы мұнайдың дебитін қадағалаудың жаңа әдісі

Сосын өткізгіштігі төмен қабаттың кенжар аймағына 10 гидравликалық жару жүргізіледі. Сонымен қатар, әр қабат үшін жарықшақтардың өлшемі олардың өткізгіштігіне кері пропорционалды түрде жасалады. Қабаттың өткізгіштігі неғұрлым төмен болса, жарықшақтардың ені мен тереңдігі соғұрлым жоғары болады және керісінше. Су негізіндегі жару сұйықтықтар қабатпен өзара әрекеттесу кезінде ондағы саз бөлшектерінің ісінуіне әкелетіні белгілі. Сондықтан көміртегі молекуласында атомдар саны  $\geq C8$  болатын мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері негізіндегі қабатты гидравликалық жарудың жаңа сұйықтығын ұсынып отырмыз. Жару сұйықтығынан кейін қабатқа қышқыл қоспаларынан тұратын сұйық ерітінді айдалады, сосын – жару сұйықтығы қабатқа тереңінен ену үшін артынан буферлік сұйықтық (газсыздандырылған мұнай) айдалады. Бұл ретте пайда болған жарықшақтарды ұстап тұратын бекіткіш (күм немесе проппант) айдалмайды. Қышқыл қоспасы тау жыныстарын ерітеді, қабаттағы жарықшақтарды кеңейтеді және жаңа жарықшақтар туындатады. Осылайша, өткізгіштігі төмен қабаттардың кенжар аймағының өткізгіштігі жоғарылап, мұнай дебитінің артуын қамтамасыз етеді.

Көп қабатты мұнай шоғырларының өткізгіштігі  $k_2 > k_3 > k_4 > k_1 > k_5$  болсын делік. Онда әр қабат үшін мұнайдың дебитін  $Q_1, Q_2, Q_3, Q_4$ , және  $Q_5$  Дарси теңдеуі арқылы сипаттауға болады, әрбір қабаттағы мұнайдың тұтқырлығы  $\mu_1, \mu_2, \mu_3, \mu_4$  и  $\mu_1$  және мұнай жүйесіндегі компоненттердің өзара әрекеттесуі ескеріледі:

$$Q_2 > Q_3 > Q_4 > Q_1 > Q_5 = \frac{A_2 k_2 dp}{\mu_2 dL} > \frac{A_3 k_3 dp}{\mu_3 dL} > \frac{A_4 k_4 dp}{\mu_4 dL} > \frac{A_5 k_5 dp}{\mu_5 dL} > \frac{A_1 k_1 dp}{\mu_1 dL}, \quad (2.1)$$

мұндағы  $A_1, A_1, A_1, A_1$ , и  $A_1$  – қабаттың кенжар аймағына сәйкес келетін фильтрация аудандары 1 - 5;  $dp$  – ұңғының түп аймағынан  $p_0$  қабатқа  $p$  дейінгі қысымның өзгеруі;  $dL$  – қабаттың фильтрациялық зонасының ұзындығының 0-ден жабдықтау (питания) контурына  $R$  дейінгі өзгеруі.

Осылайша, ұңғыма радиусынан  $r$  қоректену контурының радиусына дейінгі  $R$  және  $dp$  ұңғының түп аймағындағы қысымнан  $p_0$  қабат қысымына  $p$  дейінгі айнымалы параметрлерді интегралдаудан  $dL$  кейінгі радиалды фильтрациялануға арналған Дарси теңдеуі бойынша 1 қабаттағы мұнай дебиті келесідей болады:

$$Q_1 = \frac{A_1 k_1 \cdot dp}{\mu_1 \cdot dL} = \frac{1}{A_1} \cdot \int_0^R dL = \frac{k_1}{\mu_1} \int_{p_0}^p dp ; \quad Q_1 = \frac{A_1 k_1 (p - p_0)}{\mu_1 R}$$

Өткізгіштігі төмен қабаттың түп аймағына гидрожару жүргізгеннен кейін қабаттардың өткізгіштігіне кері пропорционалды айнымалы жарықтың көлемін табу арқылы барлық қабаттардағы мұнай дебитін теңестіруге болады:

$$Q_2 = Q_3 = Q_4 = Q_1 = Q_5;$$

$$\frac{A_2 k_2 (p - p_0)}{\mu_2 R} = \frac{A_3 k_3 (p - p_0)}{\mu_3 R} = \frac{A_4 k_4 (p - p_0)}{\mu_4 R} = \frac{A_5 k_5 (p - p_0)}{\mu_5 R} = \frac{A_1 k_1 (p - p_0)}{\mu_1 R}. \quad (2.2)$$

Аттас параметрлерді қысқартқаннан кейін келесі тендеуді аламыз

$$\frac{A_2 k_2}{\mu_2} = \frac{A_3 k_3}{\mu_3} = \frac{A_4 k_4}{\mu_4} = \frac{A_5 k_5}{\mu_5} = \frac{A_1 k_1}{\mu_1}. \quad (2.3)$$

Бұл формуладан 4, 1 және 5 қабаттардың түбі аймағының өткізгіштігін өзгерту, сондай-ақ игеру колоннасының перфорациялық тесіктерінің ауданын өзгерту арқылы коллекторлық қасиеттері біркелкі емес көпқабатты шоғырдың мұнай дебитін реттеуге болатынын көруге болады.

Сонымен, біздің ұсынып отырған айдаушы және өндіруші ұңғыларда қабатты гидравликалық жару мен қышқылмен өндеу әдісін қолдану көпқабатты кенорындарындағы қабаттардан мұнайды біркелкі ығыстыруды және өткізгіштігі әртүрлі қабаттарды бір игеру нысандарына біріктіруді қамтамасыз етеді.

Дегенмен, көпқабатты кенорындарын тиімді игеру кезінде коллектордың өткізгіштігі, кеуектілігі, мұнаймен және сумен қанығуы туралы толық ақпаратты білу қажет. Мұндай ақпараттың негізгі көздерінің бірі - көпқабатты мұнай кенорнын компьютерлік үш өлшемді модельдеу болып табылады [57].

Үшөлшемді геологиялық модель барлық кенорынды кешенді зерттеу үшін ыңғайлы құрал болып табылады және шоғырдың құрылысын жете зерттеуге мүмкіндік береді. Сонымен қатар, кеуектіліктің, өткізгіштіктің өзгеру заңдылығы, шоғырдың қанығу көлемі, ФСК вертикалды және латеральді біртекті болмауы туралы түбегейлі мәліметтер алуға мүмкіндік береді. Кенорынның көлемді көрінісін қолданбай екі өлшемді модельде мұнай қорын есептеуге қарағанда үшөлшемді модельде жасалған есептеулер сенімдірек және дәлірек. Кенорынды игерудің міндеттерін шешуге геологиялық модельдің жоғарғы дәрежедегі талдаулары талап етіледі. Геологиялық ортаның егжей-тегжейлі құрылымын білмей игеруді тиімді басқару және қалған қорды есептеу мүмкін емес.

Қазіргі таңда көміртекті кенорындарының геологиялық құрылысын тұрғызуға арналған негізгі бағдарламалар кешенінің бірі Schlumberger компаниясының БК Petrel болып табылады. Әртүрлі геологиялық мамандықтардағы ғалымдардың бір бірінен оқшауланған түрде жұмыс істеу тенденциясының өсуімен күресу ретінде Petrel пакетімен жұмыс 1996 жылы басталды. Бұл қызметтің нәтижесі ретінде мұнай-газ ғылымының түрлі саласындағы мамандарға шоғырлар мен мұнай мен газ кенорындарын модельдеу процедурасына шығармашылық тұрғыда келуге мүмкіндік беретін интеграцияланған бағдарламалық өнім болды. БК Petrel коммерциялық шығуы 1998 жылы жүзеге асты. БК Petrel-де үшөлшемді геологиялық модель құрудың негізгі кезеңдері: мәліметтерді енгізу; ұңғы қималарын корреляциялау және ұңғыны геофизикалық зерттеу қисықтарымен операциялар, қималарды модельдеу; модельдің құрылымдық каркасын құру (Pillar Gridding); зоналар мен

қабаттарға бөлу. Стратиграфиялық горизонттар құру; фацияларды модельдеу; петрофизикалық модельдеу; мәліметтерді талдау. Қорды есептеу; баспадан шығару үшін карталар мен қималар жасау; ұңғыны үшөлшемді жобалау.

Қазақстан кенорындарының геологиялық жағдайларының әртүрлігіне байланысты және басқа компаниялардың тәжірибесіне орай модельдеудің түрлі әдістерін біріктіріп қолдану мен жеңілдетілген әдістемелерді қолдану тиімді болып табылады: статистикалық әдістер (1D), прокси модельдеу (2D), гидродинамикалық модельдеу (3D). Статистикалық әдістер кенорындарды өндірудің стратегиялық жобалауында, гидродинамикалық модельдеуде кеңінен қолданылады.

Осыған байланысты біздің зерттеу жұмыстарымызға *ГИС-Micromine* компьютерлік технологиясы, *Petrel E&P software platform 2015* және *Eclipse Reservoir Simulator 2009* бағдарламалары да пайдаланылды.

Модельдеу нәтижесінде күрделі құрылған кенорындардың құрылымды-тектоникалық ерекшеліктерін талдау мен ескеру - шоғырлардың шынайы моделін құру және олардың орналасу заңдылықтарын түсіну осы аймақта мұнайлы кенорындаының қалыптасуын анықтауға мүмкіндік береді [14].

Бұл модель бойынша мынандай тұжырымдар жасалынды (2.2-2.6-суреттер):

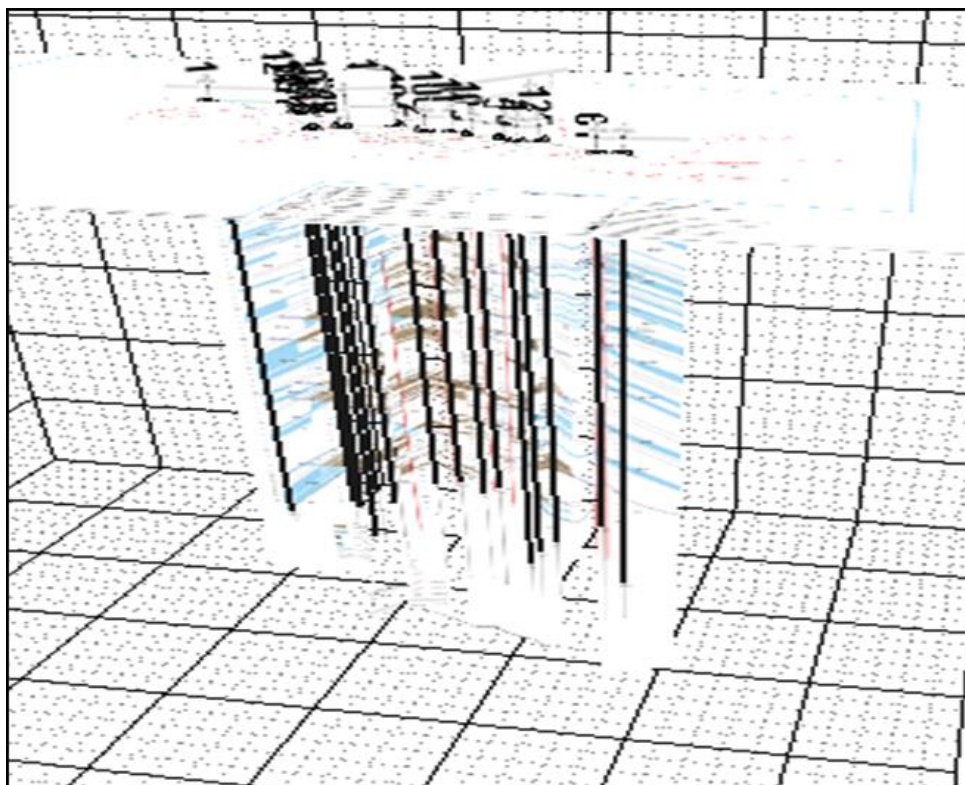
- алынған юра өнімді қабатының геологиялық 3D моделі бойынша геологиялық қимада құрылымды күрделендіретін және оны он екі блокқа бөлетін (I-XII) он бір негізгі тектоникалық бұзылыстар көрсетілген. Бұл тектоникалық бұзылыстардың бар екендігі сейсмикалық мәліметтермен, бұрғылау мәліметтерімен және жаңа ұңғыларды сынамаалаумен дәлелденген. Сондықтан кенорын блокты құрылымды болып келеді;

- горизонттардың шегінде пачкалар ерекшелінеді, олар өзінің шегінде бір ден бірнеше қабат-коллекторды қамтиды;

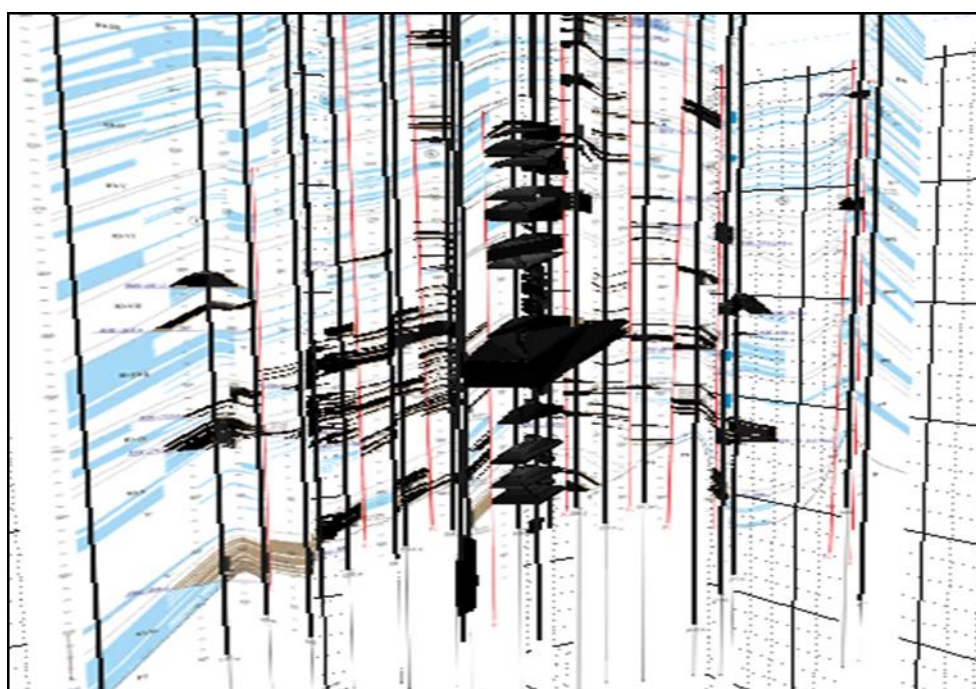
- мұнай және газ шоғырларымен бірге пачкалар бір-бірінен өзара сазды жынысты өткізбейтін қабаттармен бөлініп жатыр. Барлық горизонттардың өнімді екендігі сынама арқылы дәлелденген;

- жоғарғы дебитті ұңғылар әртүрлі блоктар бойынша орналасқан, яғни, ұңғы дебитінің қабаттың өнімділігі бойынша заңдылық жоқ. Бір горизонттың әр блогында 0,05-тен 121 м<sup>3</sup>/тәул. мұнай беруі мүмкін.

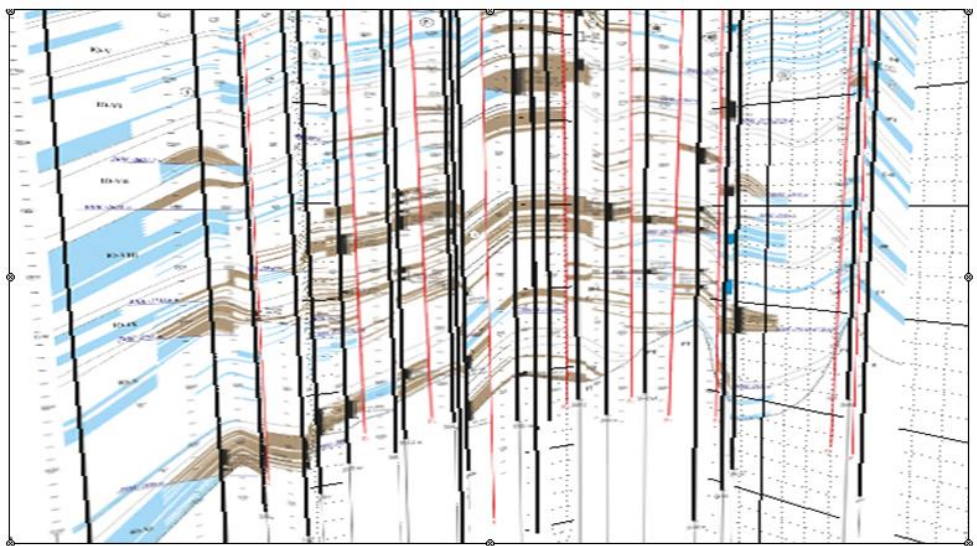
Кенорынның әрбір аралық қабатшаларының жабындысы мен табанының бетін (surfaces) құрастыру. 2.7-суретте барлық коллекторлардың жабындыларының беттері көрсетілген. Коллектордың орталық бөлігінде дөңес байқалады, ол шоғырдың күмбез типтес екендігін айтады. Кенорынның шоғыры литологиялық экрандалған сипатқа ие. Арыстан кенорының шоғыры Маңғыстау облысындағы юра шөгіндісіндегі кенорындармен ұқсас келеді.



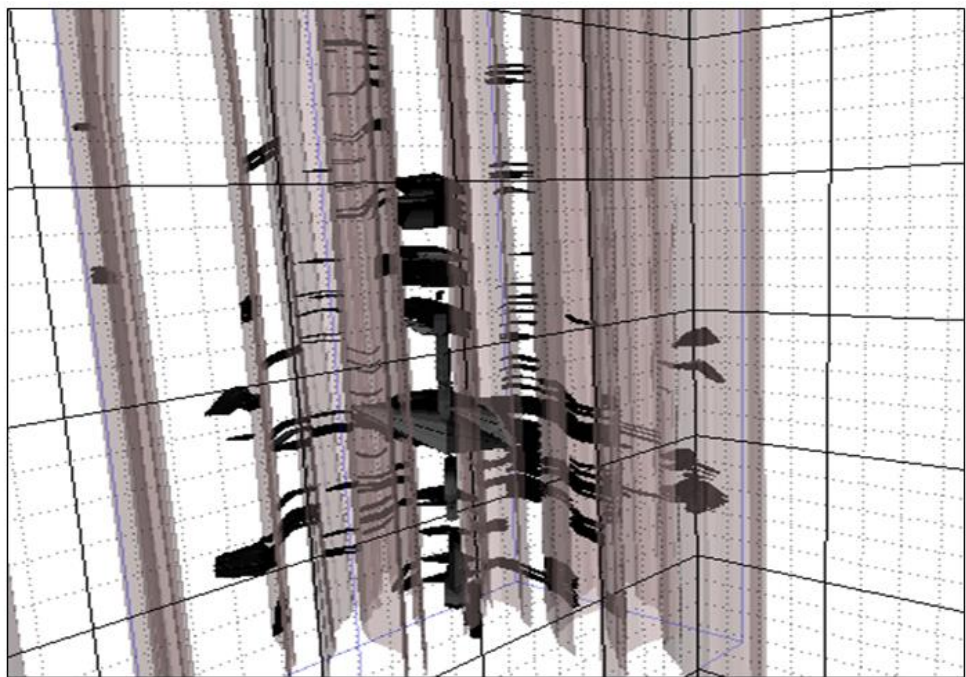
2.2-сурет. Ұңғымалардың орналасуы және геологиялық қиманы байлау



2.3-сурет. Шоғырларды контурлау

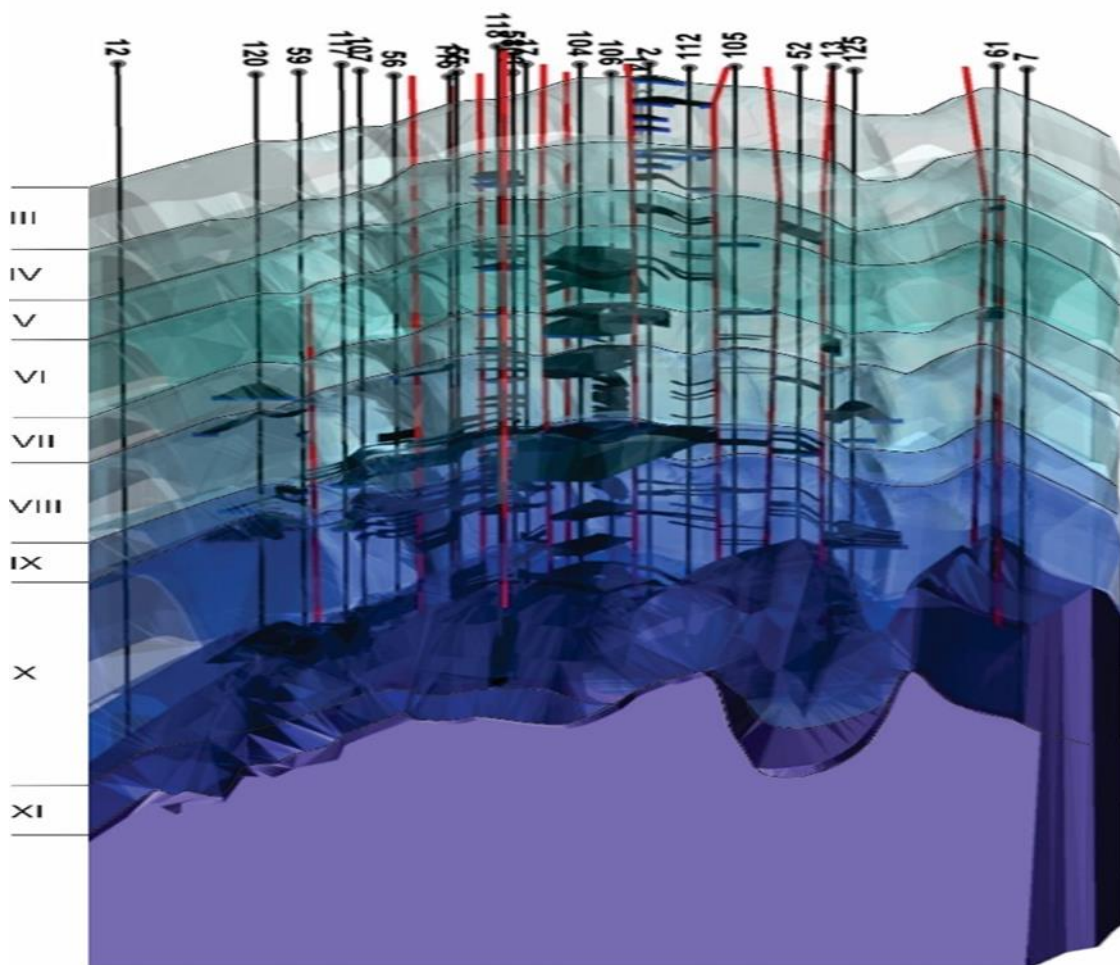


2.4-сурет. Геологиялық қиманың көрінісі



2.5-сурет. Тектоникалық бұзылыстармен көрсетілген шоғырлар





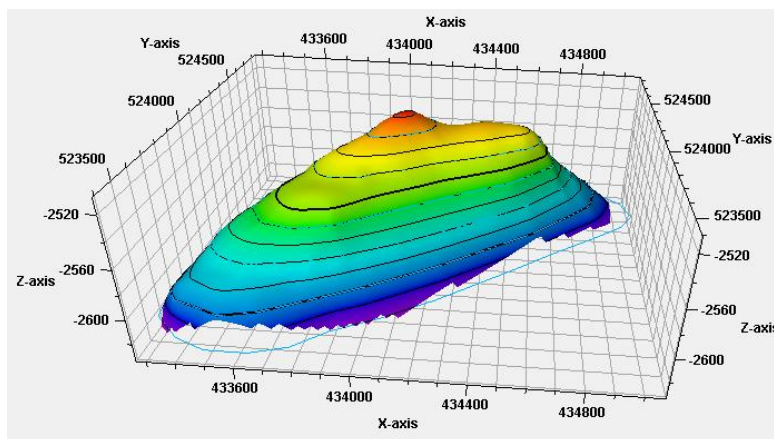
2.6-сурет. Арыстан кенорны геологиялық 3D моделі

Арыстан кенорнының өнімді қабаттарының жалпы қалыңдығы 600 м жетеді (2500м-3100м).

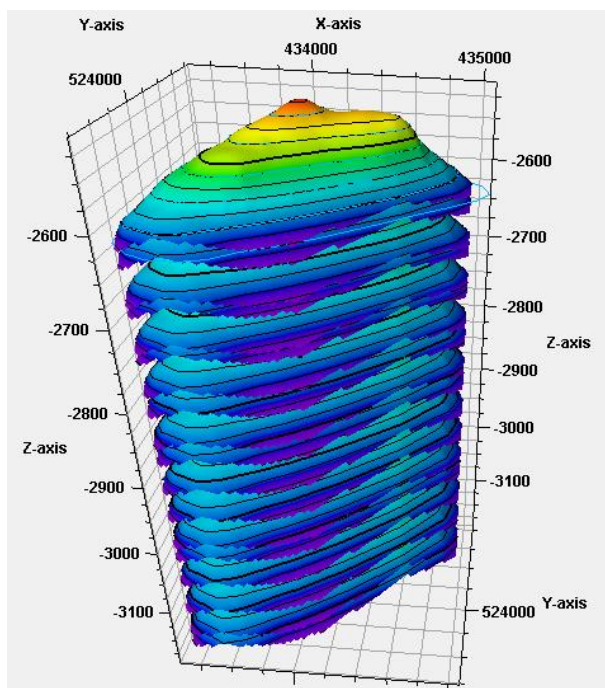
Шоғырдың геологиялық қимасымен келісе отырып, коллектордың антиклинальдығы тереңдік бойынша ұқсас келетіндігіне байланысты флюидпен қаныққан участоктың, сонымен қатар, өткізбейтін аралық қабатшалардың жабындысы мен табаны болып келетін 16 ұқсас келетін беттерді құру шешімі қабылданды (2.8-сурет).

Қимадағы нәтиже келесідей болып көрсетілген (2.9-сурет): Көк – су зонасы, қоңыр – мұнай зонасы. Ұңғылардың геологиялық қимасы мен олардың тереңдік перфорациясы айтарлықтай байқалады және ұңғылардың негізгі қоры J-IX және J-XI горизонттарын ашады. Бұл горизонттағы мұнай:су қатынасының көптігімен түсіндіріледі. Ұңғылардың аз бөлігі J III, J-IV горизонттарын ашады. Мұнайдың аз бөлігі J-IV, J-V және J-VIII горизонттарында байқалады.

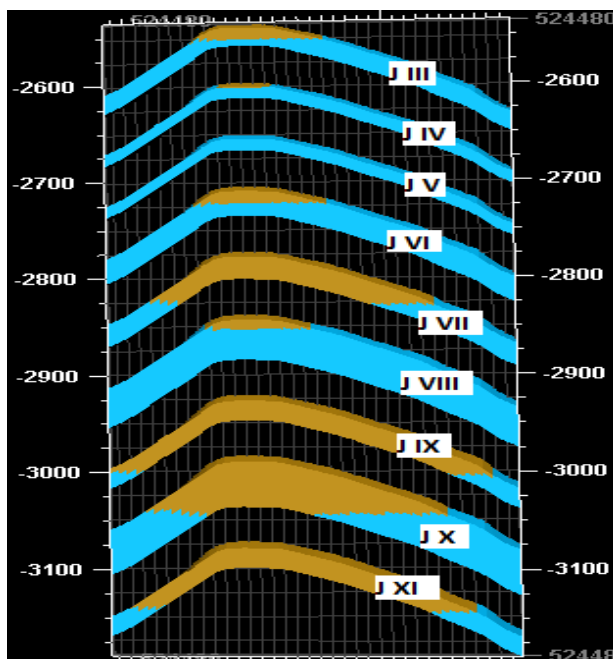
Өткізгіштік қасиеттерін беру. Осы кезеңнен бастап Арыстан кенорнының **петрофизикалық моделі** тұрғызылады. Жобалық құжат негізінде горизонттар бойынша **кеуектілік** келесідей аралықта көрсетілген (2.1-кесте):



2.7-сурет. Коллектордың жабыны



2.8-сурет. Барлық қабатшалардың кешені. Тереңдігі: 2520м-3200м

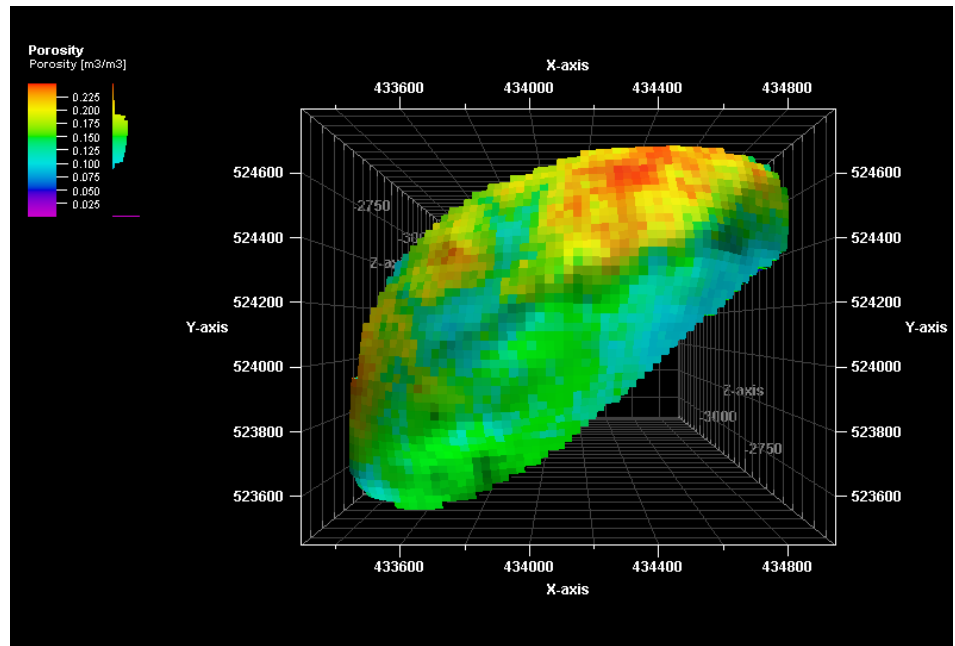


2.9-сурет. Кенорынның қимасы

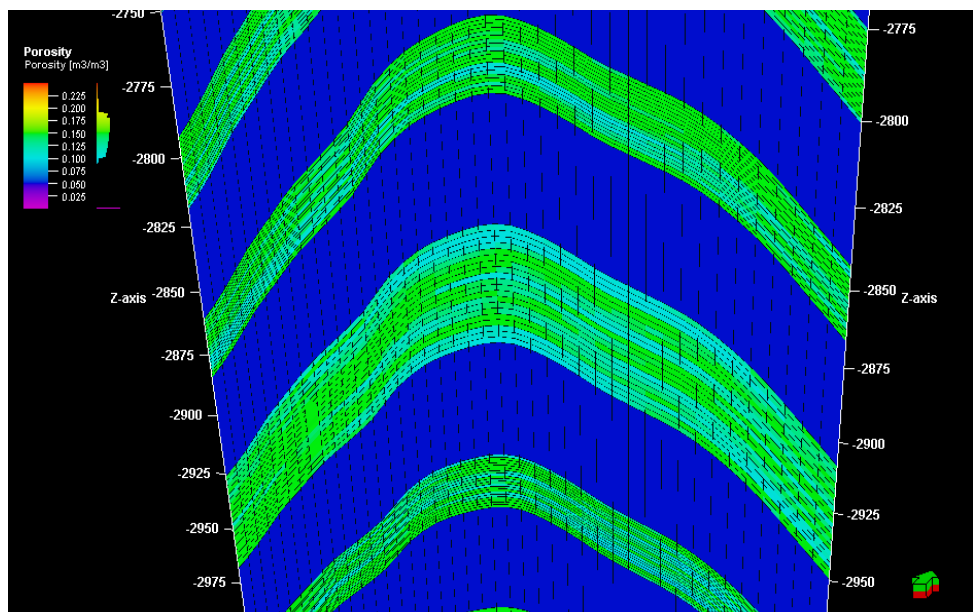
Қабат бастапқыда гетерогенді (біркелкі емес) болып табылады. Жыныстар құрамындағы саздылық пен карбонаттылықтың көптігімен айрықшалаынады. Коллекторлар кеуекті, жарықшақты, өткізгіштігі төмен және сыйымдылығы аз болып келеді. Кенорын бойынша кеуектіліктің негізгі диапазонының мәні 10%-18% құрайды. Кеуектіліктің таралуы тек қана горизонтальды бағытта емес, сонымен қатар, вертикальді бағытта да жүреді. Жоғарыдан көрінісі – аумақ бойынша, тереңдік бойынша кеуектілік (2.10-2.11 суреттер).

2.1-кесте. Кенорындағы горизонттар бойынша кеуектілік көрсеткіштері

Горизонт	Кеуектілік, бірлік үлесі	
	ҰІЗ, 2015ж	
	Анықтау саны	Диапазон
Ю-III	242	0.09-0.25
Ю-IV	165	0.10-0.19
Ю-V	104	0.10-0.18
Ю-VI	163	0.10-0.19
Ю-VII	75	0.10-0.19
Ю-VIII	98	0.10-0.18
Ю-IX	128	0.09-0.19
Ю-X	174	0.09-0.19
Ю-XI	101	0.10-0.22



2.10-сурет. Кеуктіліктің аумақ бойынша көрінісі

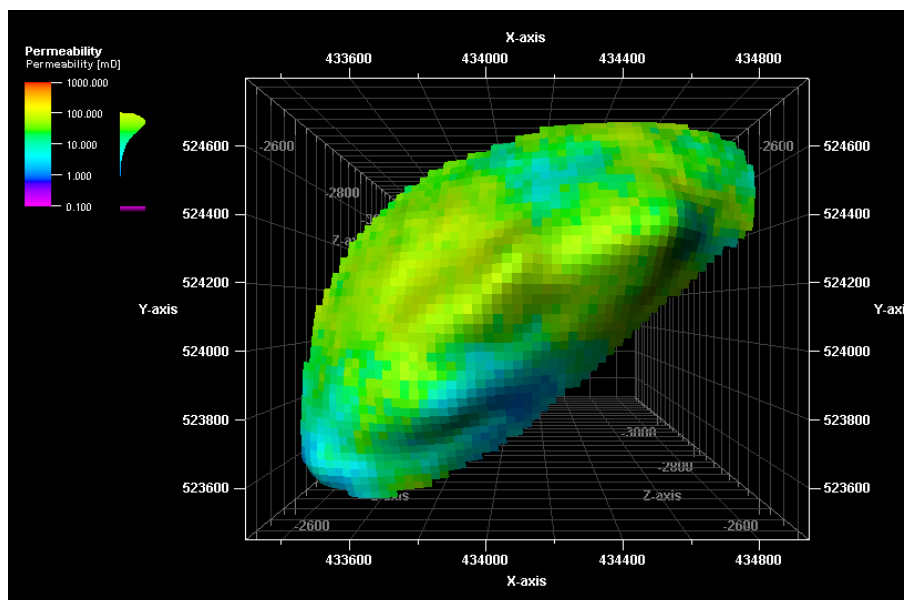


2.11-сурет. Кеуктіліктің тереңдік бойынша көрінісі

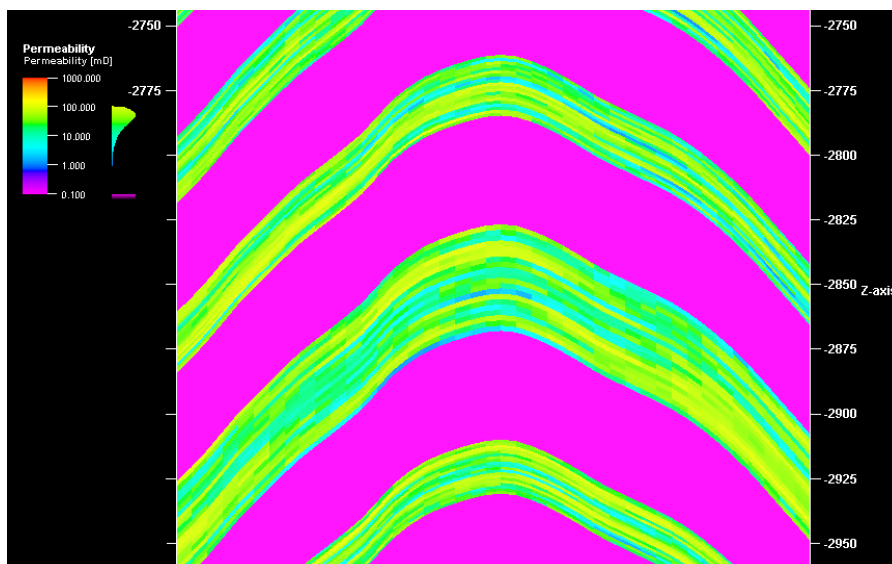
Арыстан кенорыны бойынша *өткізгіштік* 0,001-ден 0,1 мкм<sup>2</sup> (1-100 мД) аралықта өзгереді. Бұл көрсеткіш өткізгіштігі төмен кенорындарға тән. Өткізгіштіктің мәндерін енгіземіз. Жоғарыдан көрінісі, тереңдік бойынша көрінісі (2.12—2.13 суреттер).

*Сумен қанығу* мәндерінің диапазоны: 0,224-0,779 (2.14-2.15-суреттер).

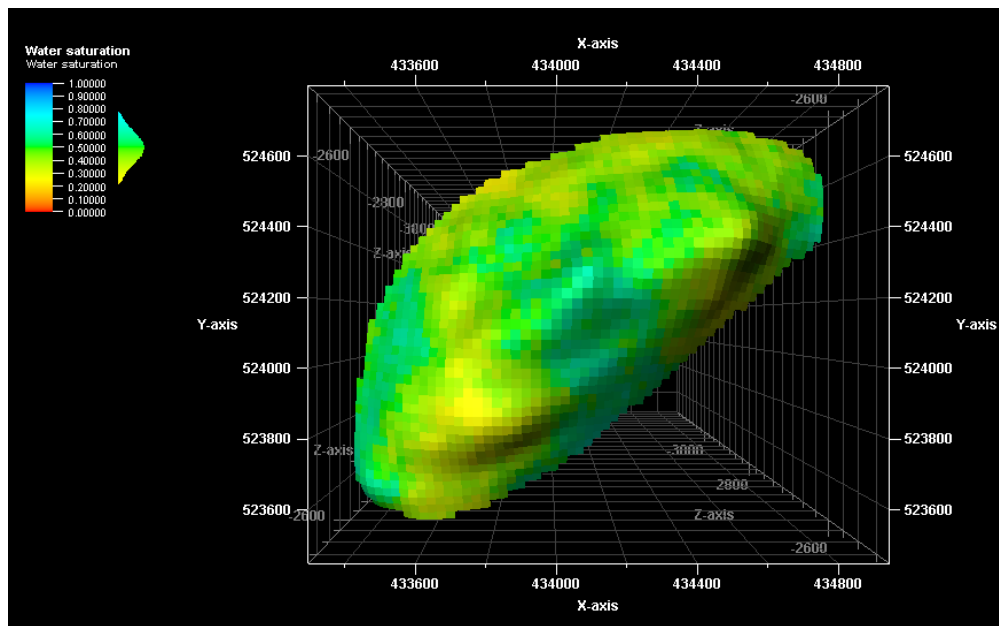
*Мұнаймен қанығу* мәндерінің диапазондары 0,5-тен 0,7 дейінгі аралықта өзгереді (2.16-2.17-суреттер).



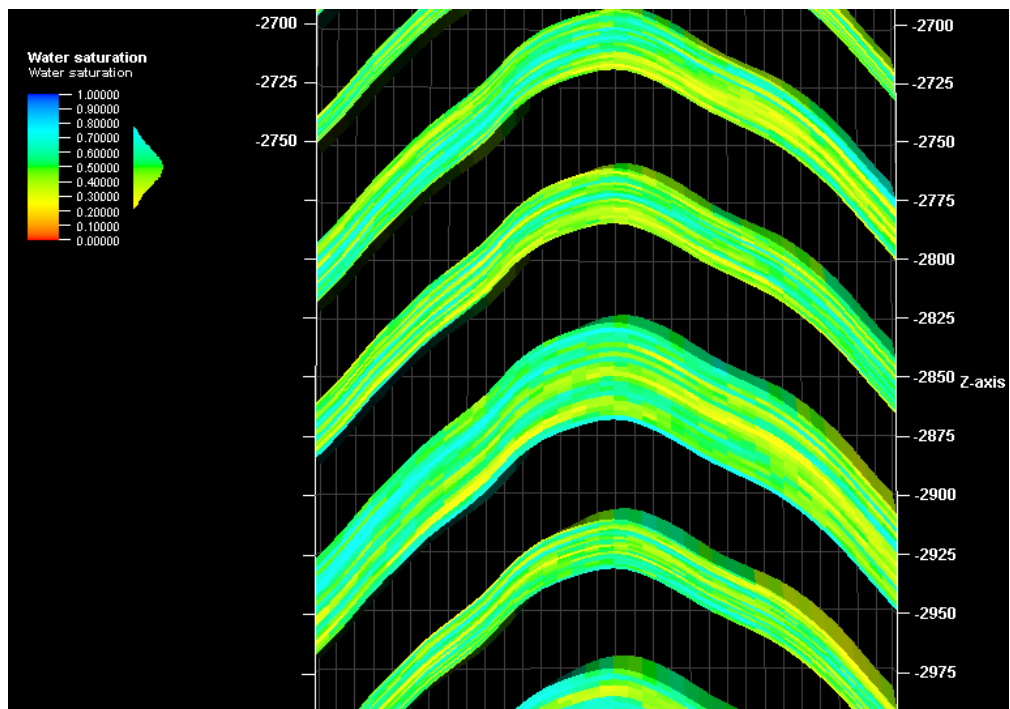
2.12-сурет. Өткізгіштіктің аумақ бойынша көрінісі



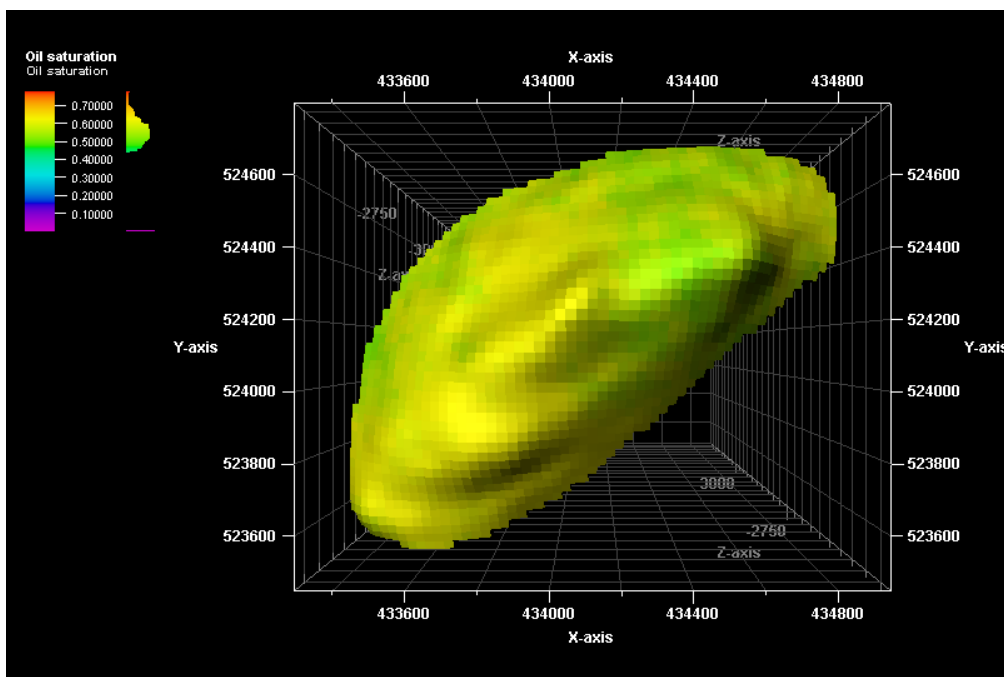
2.13-сурет. Өткізгіштіктің тереңдік бойынша көрінісі



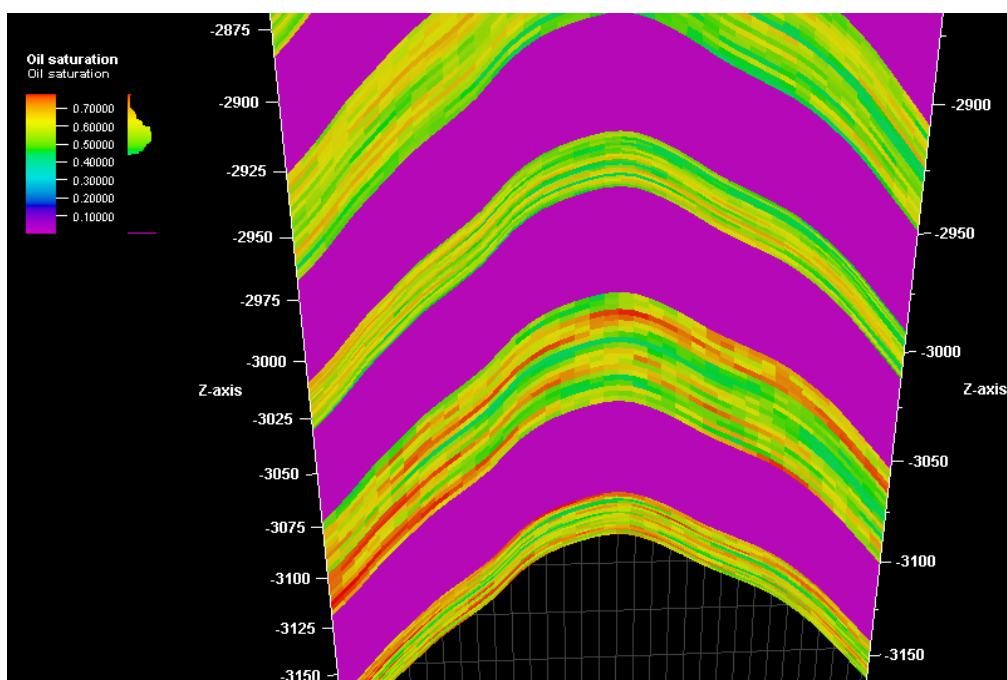
2.14-сурет. Сумен қанығудың аумақ бойынша көрінісі



2.15-сурет. Сумен қанығудың тереңдік бойынша көрінісі



2.16-сурет. Мұнаймен қанығудың аумақ бойынша көрінісі

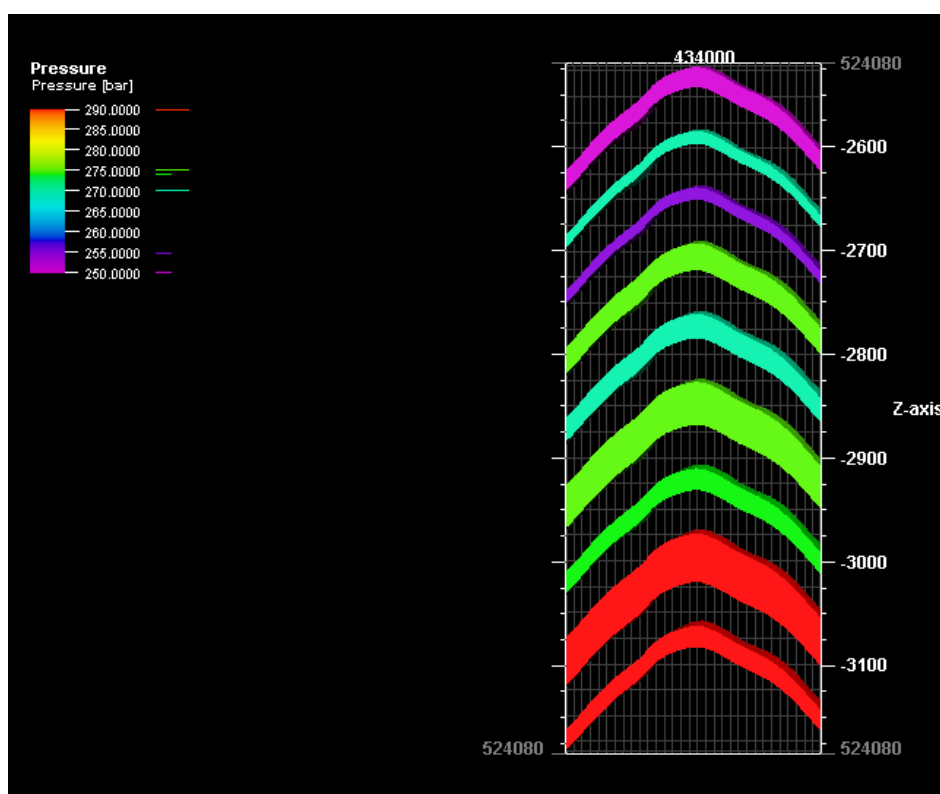


2.17-сурет. Мұнаймен қанығудың тереңдік бойынша көрінісі

Коллектордағы қысым біркелкі таралмаған және кей жерлерде «Тереңдік-Қысым» сызықты тәуелділік жоқ. Егер Ю- IV горизонттыңда қысым 27,34 МПа құраса, одан терең жатқан горизонтта (Ю- V) ол 25,89 МПа құрайды (2.18-сурет). Барлық горизонттар бойынша қысым 25,59 Мпа-дан 29,52 Мпа дейін өзгереді (256 бар – 295 бар). Горизонттар бойынша қысым 2.2-кестеде көрсетілген.

## 2.2-кесте. Горизонттар бойынша қысымның көрсеткіштері

Горизонт	T, °C	P, МПа
Ю-III	99	25,59
Ю-IV	102	27,34
Ю-V	104	25,89
Ю-VI	104	28,4
Ю-VII	108,5	27,39
Ю-VIII	111,6	27,75
Ю-IX	112,9	27,63
Ю-X	114,8	29,37
Ю-XI	117,9	29,52



2.18-сурет. Қабаттағы қысымның көрсеткіштері

Осылайша, Schlumberger компаниясының Petrel бағдарламасында жасалған көмірсутек кенорнының геологиялық моделі көпқабатты кенорындарын игерудің қазіргі технологияларын жетілдіруге мүмкіндік береді. Кенорынның көлемді көрінісін қолданбай екі өлшемді модельде есептеулер жүргізгіннен гөрі үшөлшемді модельде жасалған есептеулер нақтырақ әрі сенімдірек болады. Он екі горизонттан тұратын Арыстан көпқабатты кенорны үшін ұңғымалардың геологиялық қимасы мен перфорация тереңдігіне қарай отырып кенорындағы негізгі ұңғымалар J-IX және J-XI горизонттарын қиып өтетінін байқауға болады. Ұңғымаларды аз ғана бөлігі J-III, J-IV горизонттары арқылы өтеді. Мұнайдың аз көлемі J-IV, J-V және J-VIII горизонттарында байқалады.



Үшөлшемді геологиялық модель қабаттың өткізгіштіктігі, кеуектіліктігі және шоғырдың сұйықтықпен қанығуының өзгеру заңдылықтарын, ССҚ-тің вертикальді және латералды біртекті еместігі туралы егжей-тегжейлі ақпарат алуға мүмкіндік береді. Сонымен қатар, кеуектілік, өткізгіштіктің өзгеру заңдылықтары, шоғырдың қанығу көлемі, ФСҚ-тің вертикальді және латеральді біртекті болмауы туралы түбегейлі мәліметтерді кеңістікті көрінісінен анықтай отырып кенорынды игерудің тиімді режимін таңдауға мүмкіндік береді. Мысалға, Арыстан кенорнының өткізгіштігі 0,001-ден 0,1 мкм<sup>2</sup>(1-100 мД) дейінгі аралықта өзгереді. Бұл өткізгіштігі төмен кенорындарға тән сипат.

## **2.2 Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері мен қышқыл қоспалары негізінде қабатты гидравликалық жару процестерінің заңдылықтарын анықтау**

Қабаттардың макробіртекті болмауы өндіруші ұңғыларға қарай мұнайды интенсификациялауға өз әсерін тигізеді. Бұндай жағдайда көбінесе қабатты гидравликалық жару және ұңғыны қышқылмен өңдеу әдістері қолданылады. Қабатты гидравликалық жару технологиясы өндірілетін сұйықтықтың ұңғы түбіне келуін қамтамасыз ету үшін жоғарғы қысымда қабатқа сұйықтық айдай отырып жарықшақтардың жоғары өткізгіштігін туындату болып табылады. Өткізгіштігі төмен қабаттың кенжар аймағында гидравликалық жару жүргізіледі, әрбір қабат үшін жарықшақтардың өлшемдерін олардың өткізгіштіктеріне кері пропорционалды етіп туындатады. Яғни, қабаттардың өткізгіштігі қаншалықты төмен болған сайын жарықшақтардың ені мен тереңдігі соғұрлым жоғары және керісінше болады. Су негізіндегі жару сұйықтығы қабаттағы сазды бөлшектермен әрекеттескенде олардың ісінуіне алып келетіні мәлім.

Зерттеліп отырылған Арыстан кенорнында ортаңғы және төменгі юра жүйесінде орналасқан он бір өнімді қабат анықталған. Сейсмикалық зерттеулер мен бұрғыланған ұңғылардың мәліметтері бойынша анықталған он бір өнімді қабат он бір тектоникалық бұзылыстармен жеке блоктарға бөлінгендігі анықталған.

Кенорында бұрғыланған ұңғылар арқылы алынған кернді лабораториялық зерттеу барысында коллектордың кеуектілігінің орташа мәні 14%, ал өткізгіштігінің орташа мәні -  $1,42-33,22 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Демек, коллекторлы жыныстардың кеуектілігі мен өткізгіштігі нашар болғандықтан, өндіру ұңғыларының өнімділігі нашар болуы сөзсіз. Сондықтан, ең бастысы өнімділікті арттыру үшін коллекторлы жыныстың өткізгіштігін жақсарту шараларын қолдануға тура келеді. Қабатты гидравликалық жару тәсілі өткізгіштігі төмен кенорындарында кеңінен қолданылып жүрген тәсілдердің бірі болып табылады. Осы мақсатта Арыстан кенорнында қазірге дейін су негізіндегі сұйықтықты қолданып қабатты гидравликалық жару әдісі бірнеше рет жүргізіліп, оң нәтижесін берді. Алайда, су негізіндегі гельді жару сұйықтығы ретінде қолданудың мынадай бірнеше кемшіліктері бар:

1) Өзіндік құны жоғары гельді қоспаларды қосуды қажет етеді;

2) Айдалатын судың құрамына байланысты қабат суының және мұнайының физикалық-химиялық қасиеттеріне қарай тазартуды немесе тұщы суды басқа жақтан тасымалдауды талап етеді;

3) Қабаттың температурасының жоғары болуына байланысты жару сұйықтығының құрамындағы гель өз қасиетін жоғалтып, тиімділігі төмендеуі мүмкін;

4) Жоғары қысымда айдалған су тармақталған жарықшақтарды тудырмай, кернеуі аз бағытпен ұзына бойлы бір ғана жарықшақ тудыруы мүмкін;

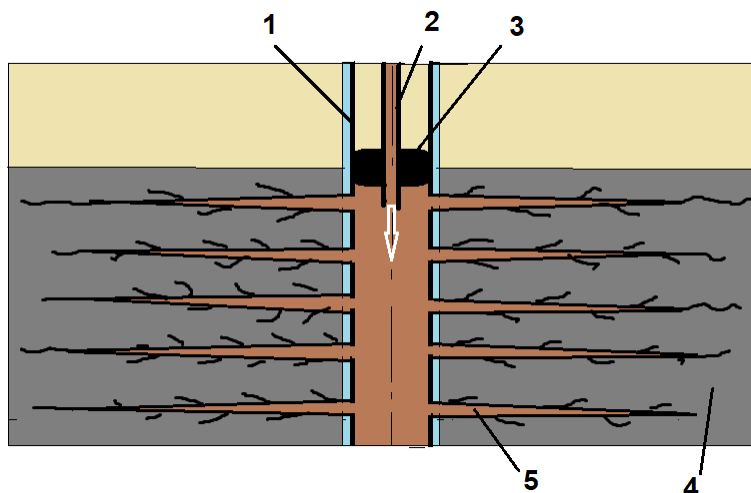
5) Жару сұйықтығын ұңғыдан шығару кезінде су негізіндегі жару сұйықтығының құрамындағы гель қабатта қалып қойып, өткізгіштікті нашарлатуы мүмкін [58,59,60].

Біз көміртегі молекуласында атомдар саны  $\geq C8$  қайнау температурасы жоғары мұнайдың компоненттері және қышқыл қоспасы негізіндегі жару сұйықтығын қолданып қабатты гидравликалық жарудың жаңа әдісін ұсынып отырмыз. Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері негізіндегі жару сұйықтығы өндірістік жағдайда қымбат емес құрылғылар арқылы алынған кенорнының газсыздандырылған мұнайынан алынатындықтан өзіндік құны төмен болады. Су негізіндегі жару сұйықтығына қосылатын өзіндік құны жоғары ешқандай қоспаларды қосуды қажет етпейді. Су негізіндегі жару сұйықтығы мұнайлы қабаттағы жоғары температурада өз қасиетін жоюы мүмкін, ал мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері негізіндегі жару сұйықтығы жоғары температураға тұрақты келеді. Су негізіндегі жару сұйықтығына қарағанда фильтрациялану қасиеті төмен болғандықтан, коллекторлы жыныстардағы қуыстар мен капиллярлы түтікшелерге еніп, оларды біртекті жаруға қабілетті болады [61,62].

Сонымен қатар, көміртегі негізіндегі гидрожару сұйықтығы бар екендігі бәріне аян. Гидрожару сұйықтығының бұл типіне қоюлатылған мұнай, инвертті эмульсиялар, мицеллярлы ерітінділер және көлденең біріктірілген гелдер жатады. Көміртегі негізіндегі жару сұйықтықтарының тұтқырлығын арттыру үшін карбонатты қышқылдардың алюминді тұздары қолданылды. Соңғы жылдары мұнай негізіндегі гельді алу үшін оларды алюминий фосфатының эфирімен алмастырды. Алайда, оларды дайындау қиын және тиімділігі төмен болғандықтан сирек қолданады [63].

Біздің ұсынып отырған көміртегі молекуласында атомдар саны  $\geq C8$  қайнау температурасы жоғары мұнайдың компоненттері және қышқыл қоспасы негізіндегі жару сұйықтығын қолданып қабатты гидравликалық жаруды жүргізудің технологиясы келесідей. Дайындау жұмыстарынан кейін гидрожаруды жүргізбес бұрын алдымен ұңғыны басу үшін құбыр аралық кеңістігіне 1 (2.19-сурет) ұңғының 2-2,5 көлеміндей болатын сұйықтық толтырылады. Ұңғыға насосы-компрессорлы құбыр 2 түсіріледі және кенжар аймақтың жоғарғы бөлігіне пакер 3 орнатылады. Процесс кезінде технологиялық сұйықтықтар мұнайлы қабатқа 4 келесідей реттілікпен айдалады

– жару сұйықтығы (көміртегі молекуласында атомдар саны  $\geq C_8$  мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері), қышқыл ерітіндісі және басу сұйықтығы (газсыздандырылған мұнай).



2.19-сурет. Көміртегі молекуласында атомдар мөлшері  $\geq C_8$  болатын мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін және қышқыл қоспаларын қолданып қабатты гидравликалық жару технологиясын жүргізудің сызбасы

Ұңғыға мұнайдың қайнау температурасы мен тұтқырлығы жоғары компоненттерін қабатқа жоғары қысыммен айдағаннан кейін жаңа жарықшақтар 5 пайда болады және қабаттағы бұл әдісті жүргізуден бұрын бар болған жарықшақтар мен қуыстар кеңейеді. Жарықшақтар мен қуыстардың пайда болуы және бар болған жарықшақтардың кеңеюі ұңғыға жару сұйықтығын жер беттік жағдайда айдағанда қабаттағы қысым жергілікті тау қысымынан жоғары болған жағдайда мүмкін болады. Ұңғының кенжарындағы ҚГЖ қысымы келесі формуламен анықталады:

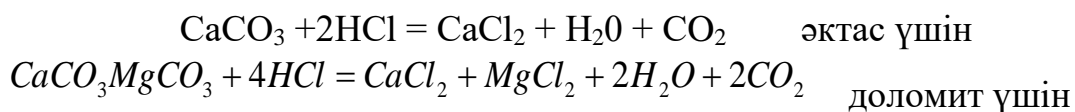
$$P_{\text{кенж}} = p_{\text{тау}} + \sigma_{\text{ж}}, = \rho_{\text{ж}}gh + \sigma_{\text{ж}},$$

мұндағы  $\sigma_{\text{ж}}$  – өнімді қабат жыныстарының жарылуға беріктік шегі, МПа;  $p_{\text{тау}}$  – тау қысымының шамасы,  $\rho_{\text{ж}}$  – тау жыныстарының тығыздығы,  $h$  – қабаттың тереңдігі.

Қабатты жарғаннан кейін ұңғының қабылдағыштығын арттыру мақсатында сұйықтықтың шығынын арттырады және жару қысымын көтереді. Жобалыққа сәйкес келетін жарықшақтың шамасын алған кезде қышқыл ерітіндісін жарықшаққа айдауды бастайды. Қышқыл ерітіндісі сумен әрекеттескенде жеңіл еритін бөлшектердің түзілеуімен қабат жыныстарын ерітеді, қуыстарды кеңейтеді.

Ең жиі қолданылатын қышқылды өңдеу – бұл тұз қышқылы, себебі ол арзан және ерімейтін реакция өнімдерін қалдырмайды. Тұз қышқылының құрамында массасы бойынша 32% жуық хлорсутек газы бар. Оны қолдану

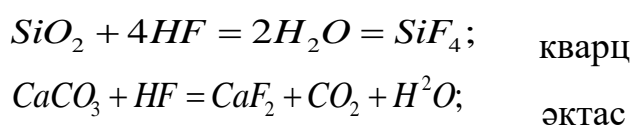
схемасы бойынша суда оңай еритін реакция өнімдерін түзе отырып, карбонатты жыныстарды еріту қабілетіне негізделген.



1м<sup>3</sup> әктасты қабатқа 15%-ды тұзды қышқылды айдаған кезде әтастың шамамен 0,081м<sup>3</sup> ериді. Реакцияның нәтижесінде 52,5м<sup>3</sup> көмірқышқыл газы бөлінеді және шамамен 224 кг кальций хлориды (CaCl<sub>2</sub>) пайда болады [6]. Бұл тұз 39,75 л су қосылған қышқыл ерітіндісінің суында ериді (рис.12).

Реакция кезінде пайда болған кальций хлоридінің ерітіндісі қышқыл ерітіндісінің тұтқырлығын едәуір арттырады. Тұз қышқылының концентрациясының жоғарылаған сайын ерітіндінің тұтқырлығы артады және бұл өз кезегінде пайдаланылған ерітіндіні итеріп шығару үшін жоғары қысымды қажет етеді. Пайдаланылған ерітінділердің тұтқырлығының едәуір артуына байланысты тәжірибеде қышқыл концентрациясы 15% - дан жоғары сирек қолданылады.

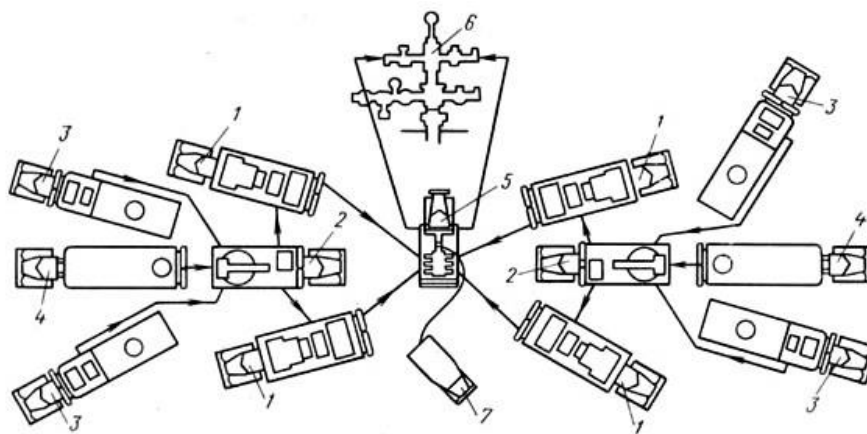
Тұз қышқылымен қатар, карбонатты емес коллекторлары бар пайдалану және айдау ұңғымаларын қышқылмен өңдеу үшін саз қышқылы деп аталатын тұз және фторлы сутегі (плавикті) қышқылдардың қоспасы қолданылады. Бұл қышқыл схемаларға сәйкес силикатты жыныстарды ерітуге қабілетті:



Өңделетін тау жыныстарының химиялық-минералогиялық құрамына және олардың коллекторлық қасиеттеріне байланысты әртүрлі концентрациядағы саз қышқылы қолданылады. Мысалға, 8% HCl+4% HF; 10% HCl+4-5% HF; 12% HCl+6% HF және т.б.

Қабат жынысының қышқыл ерітіндісімен еру сатысы пайда болатын жарықшақтар мен кеуектердің максималды ашылуын қамтамасыз ету үшін максималды қысымда және өнімділікте жүргізеді. Колоннаның көлеміне сәйкес келетін қышқыл ерітіндісін қабатқа айдап, артынан ұңғыға басу сұйықтығын айдайды. Басу сұйықтығы ретінде мұнай ұңғылары үшін мұнай және айдау ұңғымалары үшін су қолданылады. Ұңғыға есептелген көлемдегі басу сұйықтығын (буферлі) айдағаннан кейін насостар дереу тоқтатылады. Содан кейін ұңғының сағасы жабылады және сағадағы қысым түскенше тиіспейді. Сосын ұңғы жуылып шайылады, құмнан тазартылады және оны игеруге кіріседі.

2.20-суретте қабатты гидравликалық жару және ұңғыны қышқылмен өңдеу кезінде жабдықтарды орналастыру схемасы көрсетілген.



2.20-сурет. Қабатты гидравликалық жару және ұңғыны қышқылмен өңдеу кезіндегі жабдықтардың орналасу схемасы– 1- насосы агрегат; 2 – қышқылды ерітіндіні дайындауға арналған агрегат; 3- автоцистерна; 4 - автоцистерна; 5 – манифольд блогы; 6 – саға арматурасы; 7- процесті бақылау және басқару станциясы

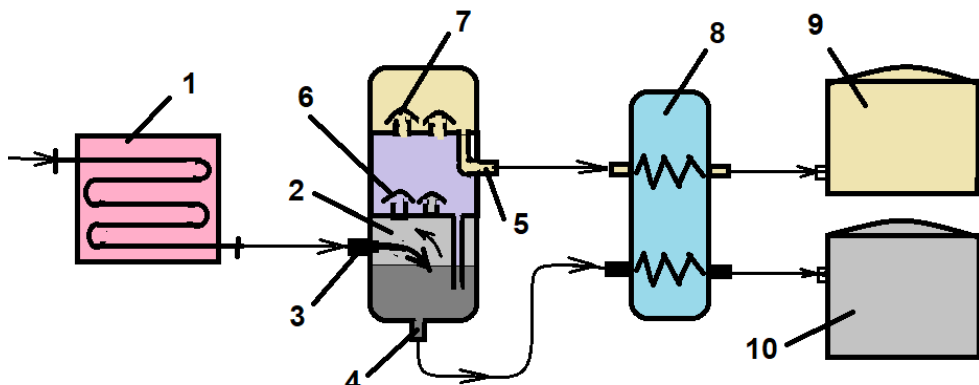
Гидравликалық жару сұйықтығының мөлшері бір реттік жұмыс үшін насосы-компрессорлық құбырлардың көлеміне сай келетін 5-10 м<sup>3</sup> сұйықтыққа тең (бірнеше гидравликалық жару кезінде сұйықтықтың бұл көлемі жоспарланған операциялардың санын ескере отырып артады). Қышқыл ерітіндісінің мөлшері оның тұтқырлығына және бір реттік гидравликалық жару үшін тау жынысын еріту қабілетіне байланысты 20-50 м<sup>3</sup> құрайды (әрбір нақты кенорын үшін сұйықтықтағы қышқылдар мен басқа реагенттердің оңтайлы концентрациясы тәжірибелік жолмен анықталады). Ұңғыны жуу сұйықтығының мөлшері ұңғының 1,5 көлеміне тең.

Осылайша, ұңғыларды қышқылмен өңдеумен ұштастыра отырып, гидравликалық жаруды қолдану арқылы өткізгіштігі төмен қабаттардың ұңғы түбі аймағының өткізгіштігін арттыру мұнай дебитінің жоғарылауын қамтамасыз етеді.

**Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қарапайым бір сатылы бөліп алу тәсілі.** Мұнай сапасының маңызды көрсеткіші оның фракциялық құрамы болып табылады. Әрбір фракция қайнаудың басталу және аяқталу температураларымен сипатталады. Біз, компоненттерінің қайнау температурасының айырмашылығына негізделген, газсыздандырылған мұнайды бір сатылы айдау арқылы алудың қарапайым әдісін жасадық [64]. Әдіс келесідей жүзеге асырылады.

Газсыздандырылған мұнай құбырлы пешке келіп түседі де (2.21-сурет) 200— 220°С дейін қыздырылады және екі фракцияға, яғни сұйық және газды фракцияларға бөлінуі үшін 2 құрылғыға бағытталады. Құрылғыда кіретін 3 және шығатын 4 және 5 келте құбырлар және мұнай фракциясының конденсациясы жүретін отверстиялармен бірге екі қатарлы горизонтальды кедергілер– тарелкалар 6 және 7 бар. Жоғарыда орналасқан тарелкаларда

қайнау температурасы  $200^{\circ}\text{C}$  төмен және көміртегі молекуласында атомдар саны  $< C_8$  болатын жеңіл фракциялар, ал төменгі тарелкаларда – қайнау температурасы  $200^{\circ}\text{C}$  жоғары және көміртегі молекуласында атомдар саны  $\geq C_8$  болатын компоненттер жинақталады. Бұл екі фракция конденсаторға 8 келіп түседі де, онда суытылады және одан ары резервуарларға 9 және 10 бағытталады.



2.21-сурет. Көміртегі молекуласында атомдар мөлшері  $\geq C_8$  болатын мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін бөліп алудың технологиялық сызбасы: 1 - құбырлы пеш; 2 – қыздырылған мұнайды сұйық және газды фракцияларға бөлетін құрылғы; 3 – қыздырылған мұнайды технологиялық құрылғыға өткізетін келте құбыр; 4 – мұнайдың қайнау температурасы төмен компоненттерін шығаруға арналған келте құбыр; 5 – мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін шығаруға арналған келте құбыр; 6 – төменгі тарелкалар; 7 – жоғарғы тарелкалар; 8 – конденсатор; 9 және 10 - резервуарлар.

Сондықтан, қабатты гидрожару кезіндегі ең тиімді жару сұйықтығы көміртегі молекуласында атомдар мөлшері  $\geq C_8$  болатын мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері болып табылады. Бұл сұйықтықты өндірістік жағдайда газсыздандырылған мұнайдан алуға болады.

### 2.3 Тарау қорытындысы

1. Өткізгіштігі біркелкі емес және өткізгіштігі бойынша айтарлықтай ерекшеленетін көпқабатты кенорындарындағы мұнайдың біркелкі ығысуын қамтамасыз ету, сондай-ақ қабаттарды бір объектіге біріктіру үшін өткізгіштігі төмен қабаттардан ұңғыларға қарай мұнайдың жылжуын интенсификациялаудың заманауи әдістерін таңдамалы түрде жүргізуге болады. Осы мақсатта біз көміртегі молекулаларындағы атомдары  $\geq C_8$  және ұңғыларды қышқылмен өңдеу әдісін үйлестіре отырып мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері негізіндегі жару сұйықтығымен қабатты гидрожарудың жаңа әдісін ұсындық.

2. Көпқабатты кенорнының үш өлшемді геологиялық моделі кеуектіліктің, өткізгіштіктің, қабаттың мұнай мен суға қанығуының өзгеру заңдылықтары,

ФСҚ-тің тік және латеральді біркелкі еместігі туралы егжей-тегжейлі ақпарат алуға мүмкіндік береді. Тау жыныстарының өткізгіштік, кеуектілік сияқты коллекторлық қасиеттерінің нақты мәндерін, сондай-ақ кеңістіктегі бейнеленуінде қабаттың мұнай мен суға қанығуын біле отырып, ұңғылардың түбіне сұйықтықтың жылжуын тездету технологиясының ұтымды режимдері мен параметрлерін таңдауға болады.

3. Гидрожару процесі кезінде технологиялық сұйықтықтар мұнай қабатына келесі реттілікпен енгізіледі – жару сұйықтығы (көміртегі молекулаларында  $\geq C8$  атомдары бар мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері), тұз қышқылды ерітіндісі және басу сұйықтығы (газсыздандырылған мұнай). Ұсынылып отырған ҚГЖ әдістемесін Арыстан кенорнының геологиялық құрылымының ерекшеліктерін ескере отырып, тиімді және ілгері деңгейде пайдалану қажет.

4. Құрамында көміртегі атомы  $\geq C8$  болатын мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерінің қайнау температураларының айырмашылығы негізінде газсыздандырылған мұнайды бір сатылы айдауға арналған екі секциялы қондырғыны пайдалану арқылы алудың жаңа әдісі әзірленді. Көміртегі атомдары  $\geq C8$  мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері кенорнында газсыздандырылған мұнайдан алуға болатын ең тиімді гидравликалық жару сұйықтығы болып табылады.

### **3 КӨП ҚАБАТТЫ МҰНАЙ КЕНОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ МҰНАЙДЫҢ ҚАЙНАУ ТЕМПЕРАТУРАСЫ ЖОҒАРЫ КОМПОНЕНТТЕРІ НЕГІЗІНДЕ ҚАБАТТЫ ГИДРАВЛИКАЛЫҚ ЖАРУ ПРОЦЕССТЕРІН ЭКСПЕРИМЕНТТІ ЗЕРТТЕУ**

Бұл тарауда эксперимент жүргізудің әдістемесі, мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін бөліп алу, лабораториялық зерттеудің нәтижелері, алынған экспериментальды зерттеулердің нәтижелеріне талдау жасалынған.

#### **3.1 Эксперимент жүргізудің әдістемесі**

Ұңғының өнімділігін арттыру мақсатында мұнай негізіндегі жару сұйықтығын қолдану су негізіндегі жару сұйықтығын қолдануға қарағанда тиімді болып саналады. Арыстан кенорнының күрделі геологиялық құрылысын, мұнайлы қабаттардың коллекторлық қасиетінің біркелкі еместігін және тектоникалық бұзылыстардың көптігін ескерсек, мұнай негізіндегі жару сұйықтығын қолдану ыңғайлы болады.

Мұнай негізіндегі жару сұйықтығын қабатқа жіберген кезде температура артқан сайын тұтқырлығы төмендеп, фильтрациялануы суға қарағанда тұрақты болады. Айдалған жару сұйықтығы қуыстарды кеңейтіп, капиллярлық түтікшелер ішіндегі кептелістерді ашады және жарықшақтар туындатуы мүмкін.

#### **Материалдар:**

Керн – Арыстан кенорнынан

Мұнай – Арыстан кенорнынан

#### **Құрылғылар:**

Мұнайды сепарациялауға арналған қойма

Қыздырғыш

Шаң тозаңнан тазартуға арналған құрылғы

Фильтрациялауға арналған құрылғы

#### **Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін бөліп алу.**

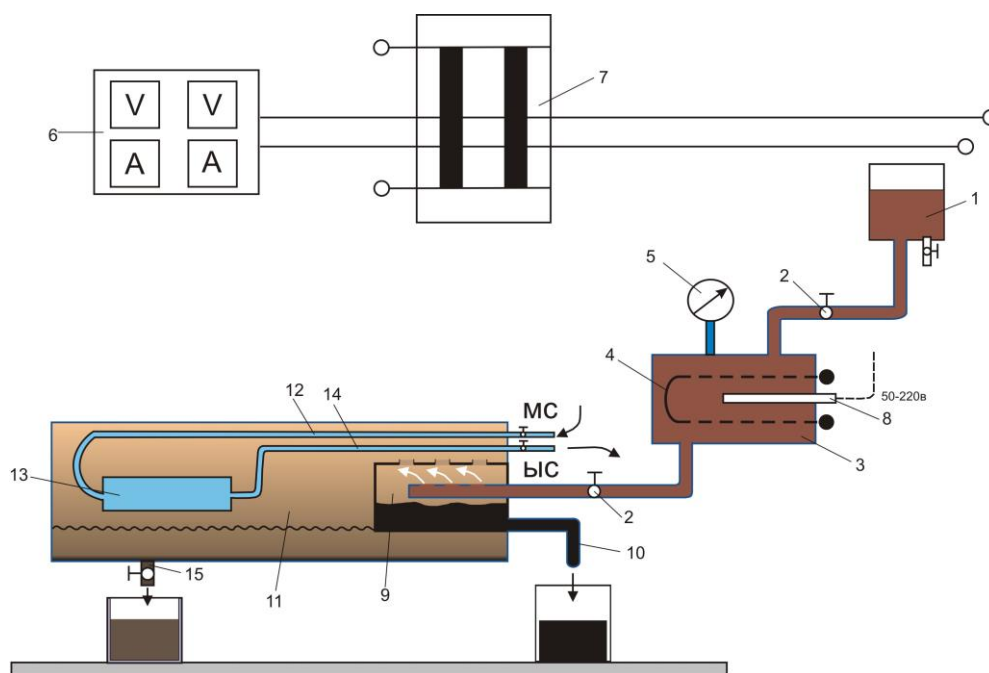
Лабораториялық зерттеулер Сәтбаев Университеті, Мұнай инженериясы кафедрасының лабораториясындағы құрылғыларда жасалынды.

Лабораториялық тәжірибелер аталған құрылғыларда келесідей орындалды.

Лабораториялық жағдайда мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін алу үшін мұнай құйғыш ыдысқа (1) мұнай құйылады. Ыдысқа құйылған мұнай құбыр арқылы қыздырғыш ыдысқа (3) толтырылады. Қыздырғыш ыдысқа жеткен мұнайды қыздыру үшін ток (7) жіберіліп, қыздырғыш ыдыстың температурасын термометр (8) арқылы 100°C, 150°C, 200°C, 250°C бойынша бақылап отырылады. Токтың күші және кернеуі амперметр мен вольтметр (6) арқылы өлшенеді. Қыздырылған мұнай құбыр арқылы саңылауы бар ыдысқа (9) келіп құйылып, сол жерде мұнайдың ауыр фракциясы астында қалып, түтікше (10) арқылы сыртқа шығарылады, ал



мұнайдың жеңіл фракциясы саңылау арқылы суытқыш кеңістікке (11) қарай өтеді. Суытқыш кеңістікте суық су толтырылған ыдыс (13) болады. Сырттан келген суық су (12) осы ыдысқа толтырылып, мұнайдың жеңіл фракциясын суытады да, жылы су (14) болып ары қарай сыртқа шығарылады. Суытылған мұнайдың жеңіл фракциясы түтікше (15) арқылы сыртқа шығарылады (3.1-сурет).



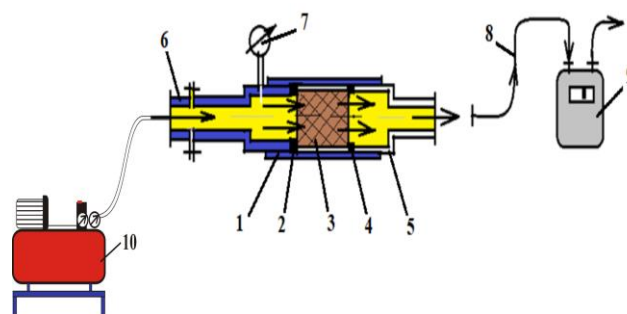
3.1-сурет. Мұнайды фракцияларға бөлу қондырғысының схемасы (а) мен жалпы көрінісі (б)

Бастапқы мұнай мен құрылғы арқылы бөлініп алынған жеңіл және қайнау температурасы жоғары мұнайдың 20°C, 60°C, 80°C және 100°C-тағы тұтқырлығы 3.2-суреттегі қондырғы арқылы анықталады.



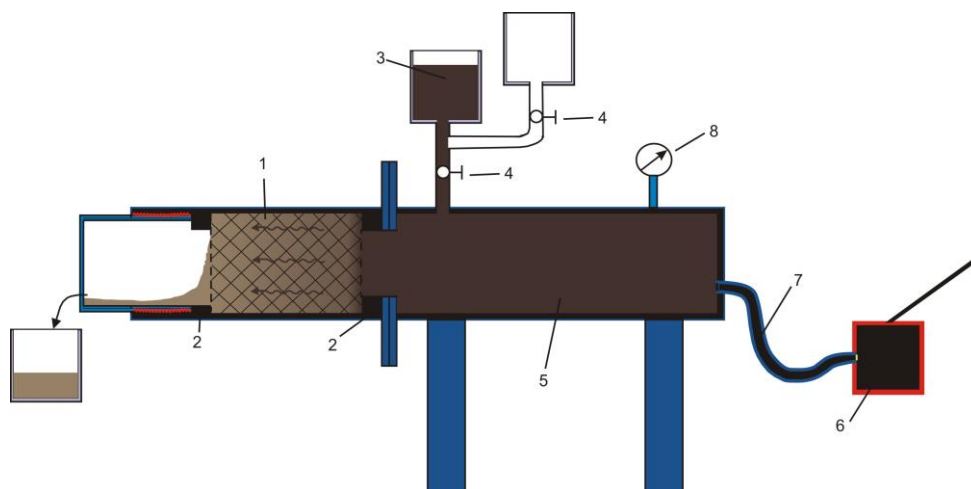
3.2-сурет. Мұнайдың тұтқырлығын анықтауға арналған құрылғы

Лабораториялық жағдайда қабатты мұнай негізіндегі сұйықтықпен жару барысы мынадай кезеңдермен жасалынады. Бірінші кезекте арнайы алмазды коронка арқылы экспериментке қажетті керн дайындалып алынады. Алынған керннің қуыстарындағы шаң-тозанды тазарту үшін кернді арнайы құрылғыға салып (3.3-сурет), компрессордың көмегімен жоғарғы қысымда ауа жіберу арқылы тазартады. Тазартылған керннің салмағы аналитикалық лабораториялық таразы арқылы өлшеніп алынады.



3.3-сурет. Керннің қуыстарындағы шаң-тозанды тазартуға арналған құрылғы

Тазартылған керн дайындалынып алынғаннан кейін, қою мұнаймен жару қондырғысындағы екі жағында резина қалытқысы (2) бар керн тұратын камераға (1) салынады (3.4-сурет).



3.4-сурет. Лабораториялық жағдайда кернді қою мұнаймен жару қондырғысының сызбасы

Қондырғыға салынған керн резбалы трубамен мықтап бекітіледі. Қондырғының бас жағында орналасқан мұнай құятын ыдысқа (3) жеңіл мұнай толтырылып, ашып-жабылатын кран арқылы (4) мұнайды төмен қарай ағызамыз. Сол арқылы мұнай жиналатын кеңістік (5) мұнаймен толтырылады. Керн (1) мен мұнаймен толтырылған кеңістіктің (5) арасында шектеу болмайды. Одан кейін, қол насосының көмегімен (6) мұнай толтырылған кеңістіктің арасындағы түтікше (7) арқылы жоғары қысымда жеңіл мұнайды кернге қарай итереді. Қол насосы арқылы берілген жоғары қысым мұнай толтырылған кеңістіктің үстінде орналасқан манометр (8) арқылы өлшенеді.

Кернге жеңіл мұнайды жоғары қысымда итеру уақыты және керннен шыққан мұнайдың салмағы арнайы журналға жазылып алынады, сонымен

қатар, жұмыс аяқталғаннан кейін қондырғыдағы кернді шешіп алып арнайы аналитикалық зертханалық таразыда өлшеп, мәліметтері арнайы журналға жазылып алынады. Алынған мәліметтерді есептеу арқылы керннің кеуекті қуыстарындағы жеңіл мұнаймен итеру нәтижесінде алынған мұнайдың салмағы анықталады. Жеңіл мұнаймен итеру жұмысы аяқталған соң, дәл осындай ретпен кернді қайнау температурасы жоғары мұнаймен, одан кейін жеңіл мұнайды қайта итеру жұмыстары жүргізіледі.

Лабораториялық жұмыстар Сәтбаев Университетінің Мұнай инженериясының лабораториясында техника ғылымдарының докторы, профессор Абдели Дайрабай Жұмаділұлының жетекшілігімен жүргізілді.

### 3.2 Лабораториялық зерттеу жұмыстарының нәтижелері

Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін айдау арқылы керннің қуыстарында жарықшақтар пайда болдырып, қуыстарды үлкейту мақсатында қолданылатын мұнайды лабораториялық жағдайда бөліп алу 3.1-ші суреттегі қондырғыда жүргізілді.

Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін лабораториялық жағдайда бөліп алу кезінде бастапқы мұнай ретінде Арыстан кенорнының тығыздығы 0,860 гр/см<sup>3</sup> болатын мұнайы қолданылды. Мұнайдың тұтқырлығы лабораториялық жағдайда Пуазейля формуласы бойынша анықталды (3.1-кесте).

3.1-кесте. Арыстан кенорны мұнайының тұтқырлығы

№	T, °C	$\rho$ , гр/см <sup>3</sup>	t, сек	Q, м <sup>3</sup> /с	m, гр	V, мл	$\mu$ , Па*с
1	20	0,860	60	$2,637 \cdot 10^{-6}$	135,99	158	0,020
2	60	0,848	60	$3,003 \cdot 10^{-6}$	152,81	180	0,017
3	80	0,824	52	$4,773 \cdot 10^{-6}$	204,52	248	0,010
4	100	0,816	48	$5,171 \cdot 10^{-6}$	202,54	248	0,009

Қондырғының мұнай құйылатын кеңістігі толтырылғаннан кейін мұнай 100°C, 150°C, 200°C, 250°C температурада қыздырылды. Қыздырылған мұнайдың қысымы 10 МПа құрады. Мұнайдың жеңіл фракциясы қондырғының жоғарғы түтікшесі арқылы суық су арқылы суытылатын кеңістікке бөлініп шығады, ал қайнау температурасы жоғары компоненттері астында қалады. Бөлініп алынған мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерінің тығыздығы 0,943 гр/см<sup>3</sup> құрады, тұтқырлығы 3.2-кестеде көрсетілген.

3.2-кесте. Бөлініп алынған мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерінің тұтқырлығы

№	T, °C	$\rho$ , гр/см <sup>3</sup>	t, сек	Q, м <sup>3</sup> /с	салмағы, гр	V, мл	$\mu$ , Па*с
1	20	0,943	11	$1,006 \cdot 10^{-6}$	10,44	11,1	0,057
2	60	0,851	4	$3,802 \cdot 10^{-6}$	12,95	15,2	0,033
3	80	0,832	2	$4,533 \cdot 10^{-6}$	11,32	13,6	0,021
4	100	0,818	2	$6 \cdot 10^{-6}$	9,7	12	0,014

Бөлініп алынған мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерімен лабораториялық жағдайда кернде мини гидравликалық жаруды жүргізу жұмыстары 3.4-ші суреттегі қондырғыда жүргізілді.

Жұмысты бастамас бұрын алдымен алмазды коронка арқылы жұмысқа қажетті 4 керн дайындалып алынды. Алынған керндердің қуыстары жоғары қысымда тазартылып алынды. Тазартылған керннің сипаттамалары келесі 3.3-кестеде көрсетілген.

3.3-кесте. Керннің сипаттамалары

№	салмағы, гр	h, см	г, см
1	84,53	3,5	2,15
2	86,35	3,4	2,15
3	74,91	3	2,15
4	85,05	3,5	2,15

Дайындалған керн мұнаймен жару қондырғысына салынады. Керннің бастапқы өткізгіштігін анықтау мақсатында кернге алдымен мұнайдың жеңіл фракциясы айдалды. Кернге жеңіл мұнайды айдау кезіндегі қысым 5 МПа құрады. Керннен шыққан мұнайдың уақыты мен салмағы өлшеніп алынды да, 60 сек шыққан мұнайдың салмағының мәндері сәйкесінше 3; 7,3; 2,23 құрады және жеңіл мұнайды айдау жұмысы біткеннен кейінгі керндердің салмақтары 97,64; 99,13; 85,66 тең болды.

Кернге мұнайдың жеңіл фракциясын айдау жұмыстары аяқталғаннан кейін, мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін айдау жұмыстары жасалады. Кернге мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін айдау кезіндегі қысым 5 МПа және 60 сек шыққан мұнайдың салмақтары сәйкесінше 1,06; 2,36; 0,18 құрады.

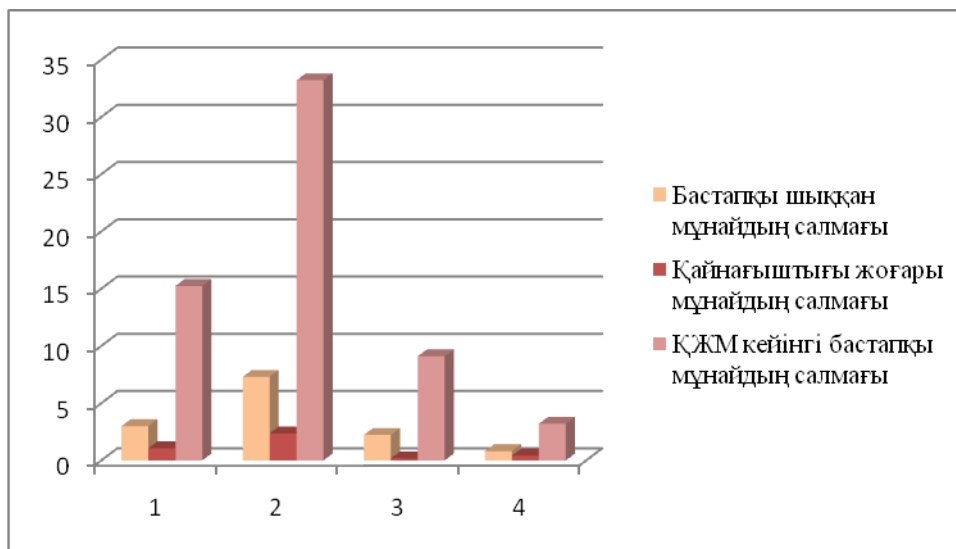
Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін айдау жұмыстары біткеннен кейін, кернде жарықшақтар мен қуыстардың қаншалықты ұлғайғандығын анықтау мақсатында кернге қайтадан мұнайдың жеңіл фракциясы айдалды. Кернге 5 МПа қысымда мұнайдың жеңіл фракциясын қайтадан айдау кезіндегі 60 сек шыққан мұнайдың салмақтары 15,24; 33,21; 9,10 құрады.

Лабораториялық жағдайда алынған мәліметтерді талдау барысында керннің кеуектілік коэффициенті 3.4-кестеде көрсетілген.

3.4-кесте. Керннің кеуектілік коэффициенті

Керннің №	$m_0$	$m_n$	$m_k$ , гр	V, см <sup>3</sup>	$K_k$ , %
1	84,53	97,64	13,11	15,24	13,42
2	86,35	99,13	12,78	14,86	12,89
3	74,91	85,66	10,75	12,5	12,54
4	85,05	96,91	11,86	13,79	12,23

Жүргізілген эксперименталды зерттеулер нәтижелері бойынша бастапқы шыққан мұнайдың салмағы әрқайсы керндер бойынша сәйкесінше 3; 7,3; 2,23; 0,82 болады, мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерінің салмақтары сәйкесінше 1,06; 2,36; 0,18; 0,42 болады, ал ҚЖМ-дан кейінгі бастапқы мұнайдың салмағы 15,24; 33,21; 9,10; 3,21 болады (3.5-сурет).



3.5-сурет. ҚГЖ жүргізу барысындағы шыққан мұнайдың көлемдері

Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін айдауға дейінгі және айдаудан кейінгі керннің өткізгіштік коэффициенті 3.5-кестеде көрсетілген және келесі формуламен анықталды:

$$K_{пр} = \frac{QML}{[10F(P_1 - P_2)]}$$

3.5-кесте. Керннің өткізгіштік коэффициенті

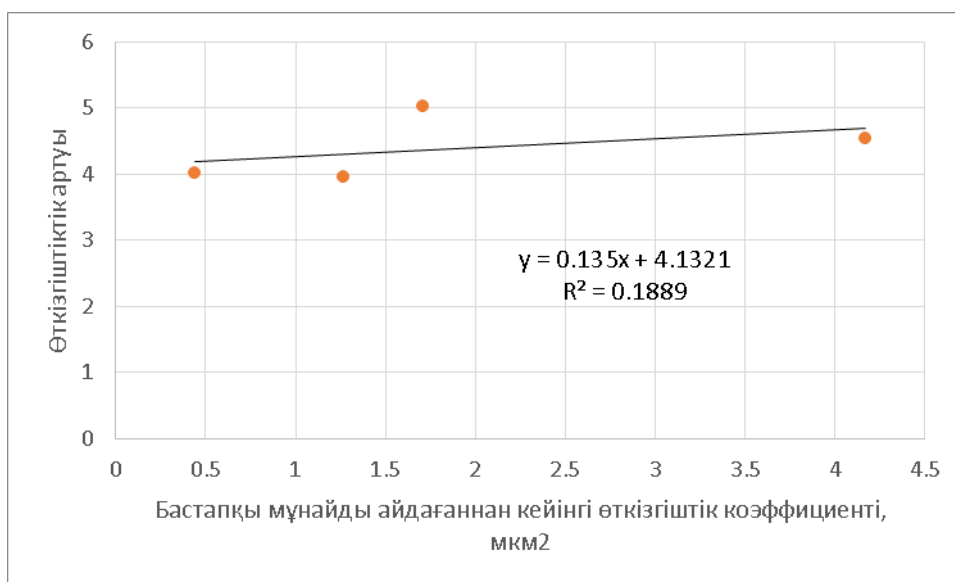
Керннің №	Бастапқы мұнайды айдағаннан кейінгі өткізгіштік коэффициенті, мкм <sup>2</sup>	Мұнайдың қайн. темп. жоғ. компонент. айдағаннан кейінгі өткізгіштік коэффициенті, мкм <sup>2</sup>
1	1,71	8,59
2	4,17	18,96
3	1,27	5,03
4	0,44	1,77

Жасалған эксперименталды зерттеулер нәтижелерінен керннің өткізгіштігін бастапқыға қарағанда қабатты мини-гидравликалық жарудан кейін бірнеше есеге арттырғандығын көруге болады. Демек, қабаттық жағдайда мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қолданып мини-гидравликалық жару әдісі қабаттың мұнай бергіштігін арттыруда үлкен роль атқаратындығы анықталды.

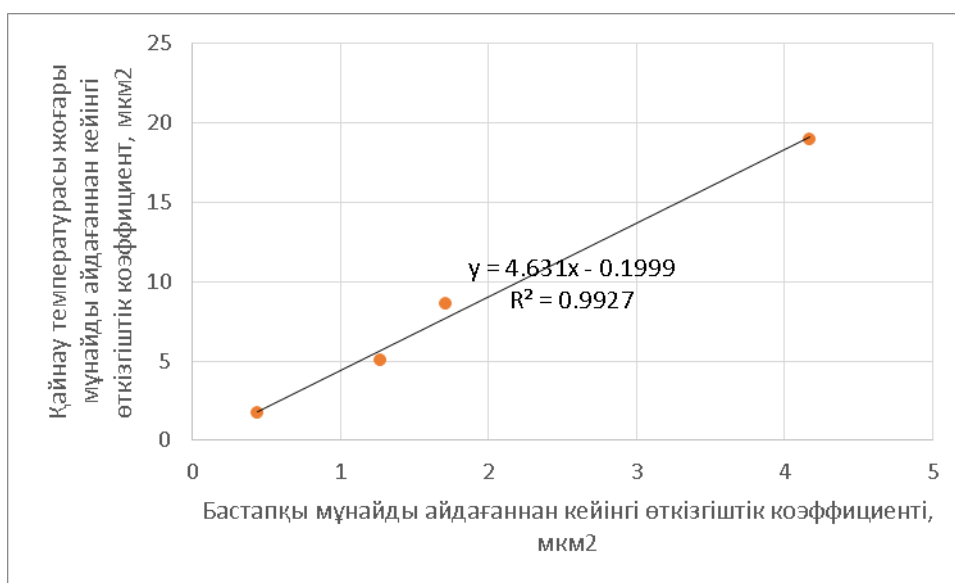
### 3.3 Алынған эксперименталды зерттеулердің нәтижелерін талдау

Мұнайға қаныққан кернді арнайы қондырғыда жоғары қысымда жару сұйықтығы ретінде ең алдымен жеңіл мұнай қолданылды, одан кейін қыздыру арқылы алынған мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері қолданылды. Ең соңында кеуекті қуыстардың қаншалықты кеңейгендігін немесе жарықшақтардың пайда болғандығын білу мақсатында жеңіл мұнайды қолданып, тағы да бір рет эксперимент жасалынды.

Арнайы қондырғыда ең алдымен жүргізілген жару сұйықтығы ретінде жеңіл мұнайды қолданған кезде керндердің өткізгіштігі сәйкесінше 1,71; 4,17; 1,27 және 0,44 болып, ал жару сұйықтығы ретінде мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қолданғаннан кейінгі керндердің өткізгіштігі сәйкесінше 8,59; 18,96; 5,03 және 1,77 құрайды. Бұл жерден керндердің өткізгіштігі бірнеше есеге артқандығына байланысты керндердің қуыстарының кеңейгендігін байқауға болады (3.6-3.7-суреттер).



3.6-сурет. Керннің бастапқы мұнайды айдағаннан кейінгі өткізгіштік коэффициенті



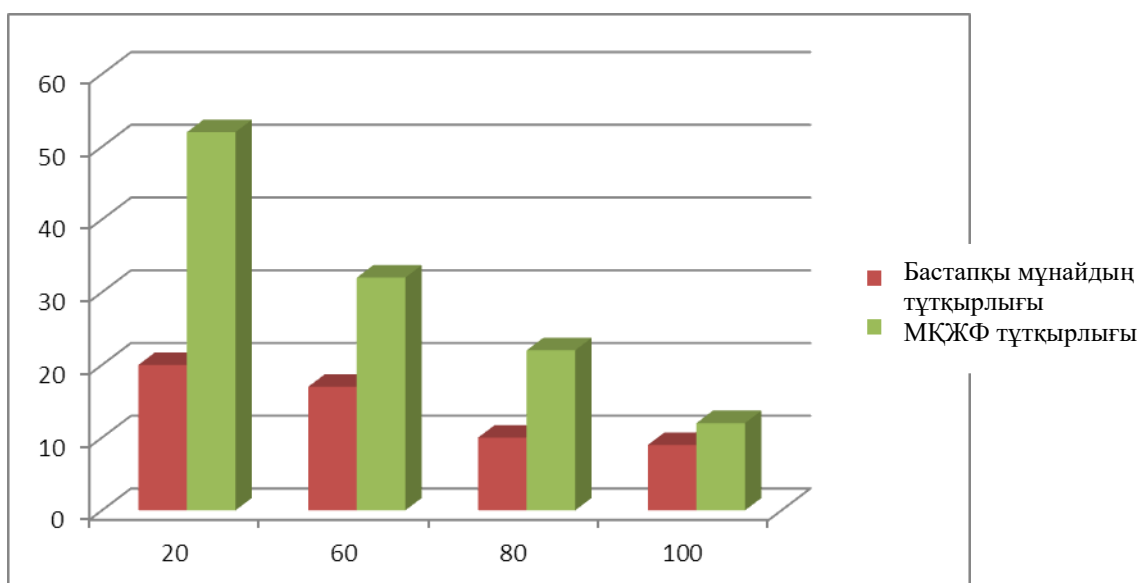
3.7-сурет. Керннің мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін айдағаннан кейінгі өткізгіштік коэффициенті

Жару сұйықтығы ретінде қолданылған мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерінің тұтқырлығын арнайы тұтқырлықты өлшейтін қондырғыда әрқайсы температурада анықталып, қабаттық жағдайға байланысты температура көрсеткіштері талданды. Ол үшін, арнайы қондырғыдағы шыны ыдысқа арнайы таразымен өлшеніп алынған мұнайды құйып, оны қыздырғыш пештің көмегімен керекті температураға қойып, қыздырып алынды. Содан кейін шыны ыдыстағы белгілі температурадағы қызып тұрған мұнайды құрылғының астындағы радиусы 2 мм болатын өткізгіш түтікше арқылы төмен қарай ағызылды. Белгілі уақыт аралығында ағып түскен мұнайды арнайы таразыда салмағы мен көлемі өлшеніп алынды. Сөйтіп, Пуазейля формуласын қолданып мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерінің тұтқырлығы әртүрлі температурада анықталды.

$$\mu = \frac{\pi r^4}{8Q} * \rho g \quad (1)$$

Бұдан температура артқан сайын мұнайдың тұтқырлығының белгілі мөлшерде азаятындығын байқауға болады (3.8-сурет).





3.8-сурет. Тұтқырлықтың температураға қатынасы

Эксперименталды зерттеулер жүргізу арқылы алынған мәліметтердің нәтижесі мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қолданып қабатты жару тәсілін Арыстан кенорнының қабаттық жағдайында қолданып, қабаттың мұнай бергіштігін және ұңғының өнімділігін арттыруға зор мүмкіндік береді. Арыстан кенорнының мұнайының қабаттағы тұтқырлығы 4-12 мПа\*с болса, эксперименталды алынған мұнайдың ауыр фракциясының қабаттық температурадағы тұтқырлығы 57 мПа\*с құрайды. Бұл жару сұйықтығы ретінде мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қолдану тиімді екенін көрсетеді [65,66].

### 3.4 Тараудың қорытындысы

1. Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін арнайы құрылғыда бөліп алудың эксперименталды зерттеулері жасалынды.

2. Қабатты жару сұйықтығы ретінде Арыстан кенорнының мұнайын қолданылатын мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін 250°C температурада бөлініп алынды.

3. Эксперименталды алынған мұнайдың ауыр фракциясының қабаттық температурадағы тұтқырлығы жоғары болғандықтан қабатты жару сұйықтығы ретінде мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қолдану тиімді болады.

## 4 АРЫСТАН КЕНОРНЫҢ МЫСАЛҒА АЛА ОТЫРЫП, КӨП ҚАБАТТЫ КЕНОРЫНДАРДЫҢ ИГЕРУ ЖҮЙЕСІН ЖЕТІЛДІРУ БОЙЫНША ҒЫЛЫМИ ҰСЫНЫСТАР ЖАСАУ

Бұл тарауда қабатты гидравликалық жарудың параметрлері есептелген, компьютерлік модельдеу негізінде қабатты гидравликалық жару жүргізілген және Арыстан кенорнының игеру жүйесін жетілдіру бойынша ғылыми ұсыныстар жасалған.

### 4.1 Қабатты гидравликалық жарудың негізгі параметрлерін есептеу

Арыстан кенорнындағы әсіресе дебиті төмен шоғырлар 4.1-кестедегі 6 бағанада көрсетілген. Мұнайға қаныққан 88 нысандардың ішіндегі дебиті төмен 29 нысандар таңдалынып алынды.

Таңдалынып алынған ұңғылардың саны 17 және оларды сынамалау кезіндегі дебиттерінің қосындысы тәулігіне 107,27м<sup>3</sup> құрайды.

Бұл диссертациялық жұмыста қосымша өндірілетін мұнайдың көлемін арттыру мақсатында 4.1-кестеде келтірілген ұңғыларда қабатты гидравликалық жару әдісін жүргізу ұсынылады.

4.1-кесте. Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қолданып қабатты гидравликалық жару әдісін жүргізуге ұсынылатын нысандар

№	Горизонт	Шоғыр	Блок	№ұңғ	Қабаттың тереңдігі, м	Қабаттың температурасы, °С	Қабаттың қысымы, МПа	Сынамалау кезіндегі мұнай дебиті, м <sup>3</sup> /тәул.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Ю-III	«а»	VI	2	2316,5	99	25,88	1,8
2		«б»			2337,6			3,3
3		«в»			2351,9			5,5
4	Ю-IV	«а»	VI	2	2562	102	27,34	2,32
5		«в»						3,7
6	Ю-V		VI	2	2613	104	2	3,12
7			VIII	52	2764	-	-	1,88
8	Ю-VI			62	2782,0	-	-	6,19
9	Ю-VII	«а»	IX	13	2787	-	-	2,3
10			VIII	66	3035	112,5	27,85	10,5
11	Ю-VIII	«в»	III	55	2843	-	-	1,06
12		«б»	IX	13	2838	-	-	1,4
13		«б»	V	65	3035	113,7	27,65	11,1
14	Ю-IX		III	116	3038	-	-	1,4
15			IV	17	2908	-	-	4,94
16						-	-	7,48
17			VI	112	3011	-	-	4,3
18			VII	105	3023,61	115	17,22	3
19			VIII	52	2874	-	-	4
20		«а»	I	59	3024	-	-	0,13
21		«а»	II	56	2929	-	-	1,21
22		«а»	III	55	2950	-	-	0,43

23	Ю-Х	«а»	IV	58	2934	-	-	0,42
24		«б»		58	2980	-	-	3,6
25		«б»		103	3019,8	-	-	0,85
26		«б»	VIII	52	2865	114,8	30,02	5,9
27			I	63	2998	114,6	30,82	7,9
28	Ю-ХІ		II	107	3083,82	118	29,88	0,82
29			V	104	3032,5	-	-	6,72

Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерімен қабатты гидравликалық жару әдісін жүргізу үшін сынамалау барысында мұнай дебитінің төмен болуына байланысты 116 ұңғы таңдалып алынды және келесідей параметрлер ескерілді: қабат қысымы  $P_{пл} - 29,52$  МПа; ұңғы тереңдігі  $H - 3038$ ; құбырдың сыртқы диаметрі  $D_n - 0,177$  м; құбырдың ішкі диаметрі  $D_b - 0,161$  м; болаттың аққыштық шегі  $650$  МПа; беріктік қоры  $K - 1,5$ ; мұнайдың тұтқырлығы  $52$  мПа\*с; құбырлар арқылы сұйықтық қозғалысының жылдамдығы  $v - 33$  м/сағ; с-эмпирикалық коэффициент  $- 0,0173$ ; қабаттың тиімді қалыңдығы  $h - 22$  м; ұңғытүбіндегі депрессия  $\Delta p = p_{пл} - p_3 = 29,52 - 24,34 = 5,18$  МПа; динамическая вязкость нефти  $\mu - 1$  сПс\*с; цементтеу агрегаттары ЦА-320М.

#### 4.2-кесте. Арыстан кенорны бойынша гидрожарудың негізгі көрсеткіштері

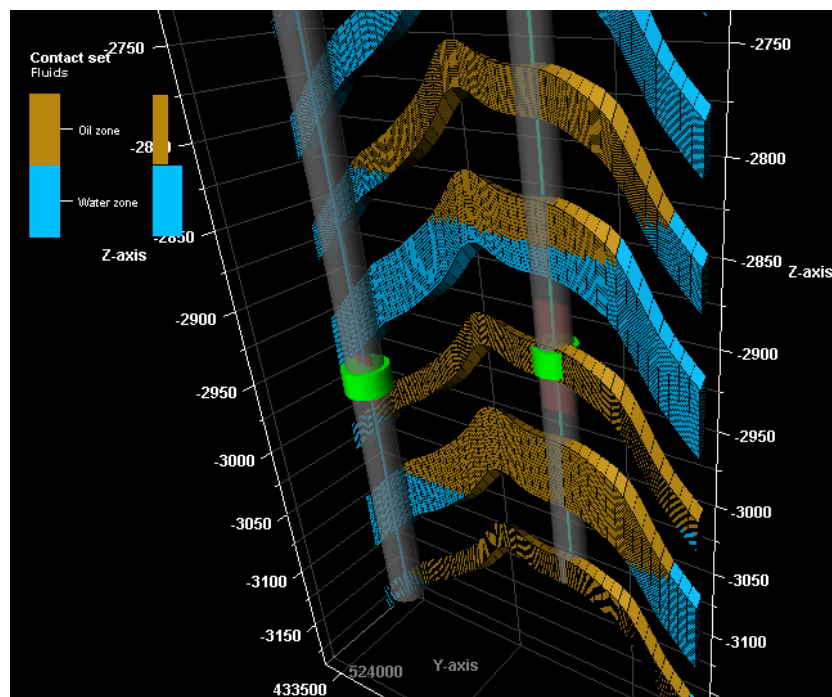
№	Көрсеткіштер	Формуласы	Өлш. бірл.	Мәні
1	Қабатты гидрожару қысымының есебі	$P_{разр} = P_{в.г.} - P_{пл} + \sigma_p$	МПа	58,38
	Вертикальді тау қысымы	$P_{в.г.} = \rho_n g H$	МПа	74,13
	Ұңғы түбіндегі жару қысымы	$P_{разр} = 10^4 * НК$	МПа	52,902
2	Гидрожару кезіндегі ұңғы сағасының жұмыс қысымын есептеу			
	Гидрожару кезіндегі ұңғы сағасының шектік қысымы	$P_{д.у} = \frac{D_n^2 - D_b^2}{D_n^2 - D_b^2} \frac{\sigma_{мек}}{K} + P_{пл} - \rho g H + P_{тр}$	МПа	25,789
	Құбырлардағы үйкеліске қысымның жоғалуы Дарси-Вейсбах формуласы бойынша анықталады	$P_{тр} = \lambda \frac{\rho_{см} v^2 H}{2gD}$	МПа	0,019
	Рейнольдс саны	$Re = v d \rho_{см} / \mu_{см}$		1869,17
	Құмды-сұйықты қоспаның тұтқырлығы	$\mu_{см} = 90 * e^{3,18 * 0,091}$	мПа*с	69
	Құбыр бойымен сұйықтықтың қозғалу жылдамдығы	$v = Q/F$	м/с	0,739
	НКҚ ішкі қимасының ауданы	$F = \pi D_b^2 / 4$	м <sup>2</sup>	0,0203
	Қоспаның тығыздығы (мұнай + құм)	$\rho_{см} = (\rho_n - \rho_ж) C + \rho_ж$	кг/м <sup>3</sup>	1084
	Құмның көлемдік құрамы	$C = C_0 / (C_0 + \rho_n) -$		0,091
	Бұранда беріктігіне байланысты ұңғы сағасындағы рұқсат етілген қысым	$P_{д.у} = \frac{P_{смп} - G}{\pi * d^2 / 4}$	МПа	27,52

	Ұңғы түбінде мүмкін болатын қысым	$P_3 = P_{д.у.} + \rho gH - P_{тр}$	МПа	59,64
	Ұңғы сағасындағы жұмыс қысымы	$P_y = P_{разр} - \rho gH + P_{тр}$	МПа	21,33
3	Жұмыс сұйықтығының қажетті мөлшерін анықтау			
	Құм тасығыш сұйықтықтың көлемі	$V_{пж} = G_{пес}/C$	м <sup>3</sup>	32
	Құмның тиімді концентрациясы	$C = 4000/v$	кг/м <sup>3</sup>	114,28
	Нығыздау сұйықтығының көлемі	$V_{пр} = \frac{\pi D_B^2 H * 1.3}{4} = 3,$	м <sup>3</sup>	79,96
4	Гидрожару жүргізу уақыты	$T = (V_p + V_{жп} + V_{пр}) / Q$	сут	0,07
5	Горизонтальді жарықшақтардың радиусы	$r = c(Q\sqrt{(10^{-9} * \mu * tp)/\kappa})^{0.5}$	м	4,7
6	Горизонтальді жарықшақтардың өткізгіштігі	$K_{т.з} = \omega^2 / 10^4 * 12$	м <sup>2</sup>	$83,3 * 10^{-9}$
7	Ұңғы түп маңы зонасының өткізгіштігі	$K_{п.з} = (\kappa_{п.} * h + \kappa_{т.} * \omega) / (h + \omega)$	м <sup>2</sup>	$3,86 * 10^{-12}$
8	Барлық құрғалатын жүйенің өткізгіштігі	$K_{д.с} = [\kappa_{п.} * \kappa_{п.з} * \lg(R\kappa/r\epsilon)] / (\kappa_{п.з} * \lg(R\kappa/rT) + \kappa_{п.} * \lg(rT/r\epsilon))$	м <sup>2</sup>	$1,47 * 10^{-13}$
9	Гидрожарудан кейінгі ұңғы дебиті	$Q = (2\pi * \kappa_{д.с} * h * p) / (\mu * \lg(R\kappa/rT))$	м <sup>3</sup> /с	$60,95 * 10^{-4}$
10	Насос агрегаттарының саны	$N = (q/q_{ар}) + 1$		~4 (3,4)
11	ҚГЖ жүргізудің тиімділігі			
	ҚГЖ күтілетін әсер	$n = Q_2/Q_1 = \lg(R\kappa/r\epsilon) / \lg(R\kappa/rT)$	есе	2,02

Жүргізілген есептеулерге қарағанда ұсынылып отырылған әдісті қолданған кезде қабаттың мұнай бергіштігі екі есе артатындығын байқауға болады.

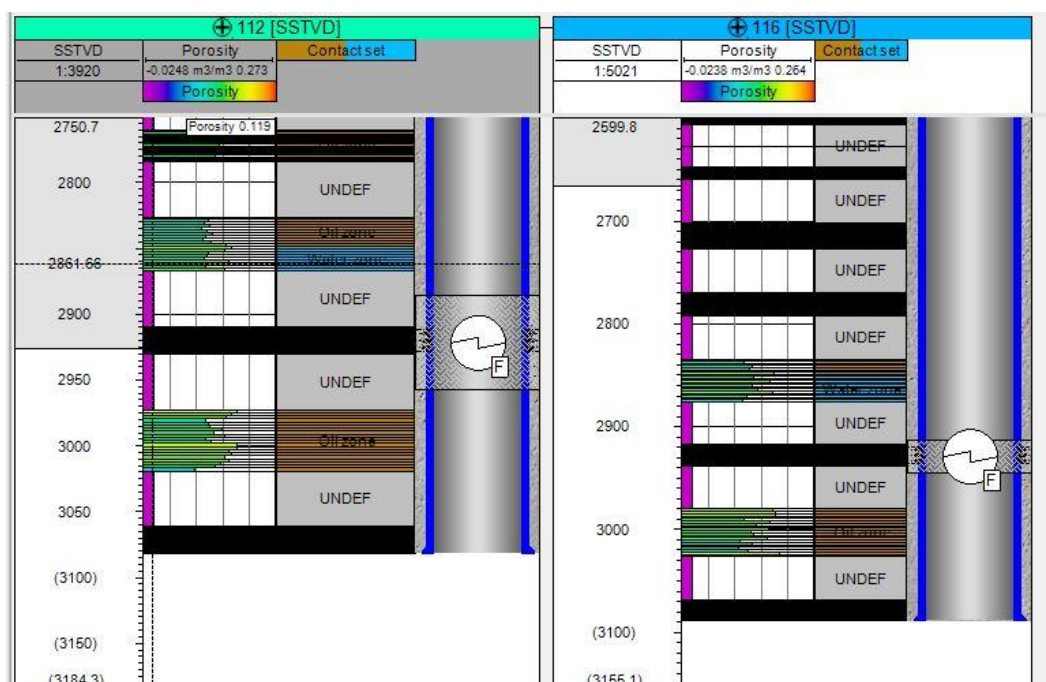
**Компьютерлік модельдеу негізінде қабатты гидравликалық жару жүргізу.** Қазіргі уақытта адамзат қызметінің барлық саласында, басқа да процесстердің барлығында жақандық автоматтандыру мен компьютерлендіру байқалады. Бұл, өз кезегінде, еңбек өнімділігінің өсуін және осы салаларда ресурстарды пайдалану тиімділігінің артуын қамтамасыз ететін жоғары технологиялардың дамуына әкеледі [67,68].

Гидравликалық жару жүргізілетін учаскелерді таңдап олардың моделін жасамас бұрын ұңғылардың мұнай, су және газ бойынша жұмыс графикасы, қысым динамикасы, ұңғылардың орналасуы талданды. Мұнайға қанығуы жоғары Ю-IX горизонты арқылы өтетін 116 және 112 ұңғылар таңдалып алынды. (4.1-сурет).



4.1-сурет. Ю-IX горизонты арқылы өтетін 116 және 112 ұңғылары

Ұңғыны аяқтау, атап айтсақ, перфорация мен ҚГЖ іс-шарасын жасаймыз (4.2-сурет). Ескеретін жайт, ҚГЖ уақыты қазіргі мәліметтермен толықтай сәйкес келеді: 112 ұңғыда ҚГЖ 2014 жылдың 4 қазан айында, ал 116 ұңғыда аталған жылдың 1 тамызында жүргізілген. ҚГЖ жүргізгеннен кейінгі ұңғының кенжар аймағындағы өткізгіштіктің мәнін біз, 10000мД тең мән ретінде алдық.



4.2-сурет. 112 және 116 ұңғыларындағы ҚГЖ

Шынайы мәліметтерге сәйкес ұңғылардағы ҚГЖ-дың ұзындығы мен енін енгіземіз (4.3-кесте) (4.3-сурет).

4.3-кесте. Ұңғылардағы ҚГЖ-дың ұзындығы мен ені

№ Ұңғылар	Жарықшақтың ұзындығы	Жарықшақтың биіктігі
116	54,4 м	30,9 м
112	113,9 м	69,8 м

Geometry

Length (m):  ?

Orientation (deg):

Vertical extent

Fracture height:  ?

Top:  →

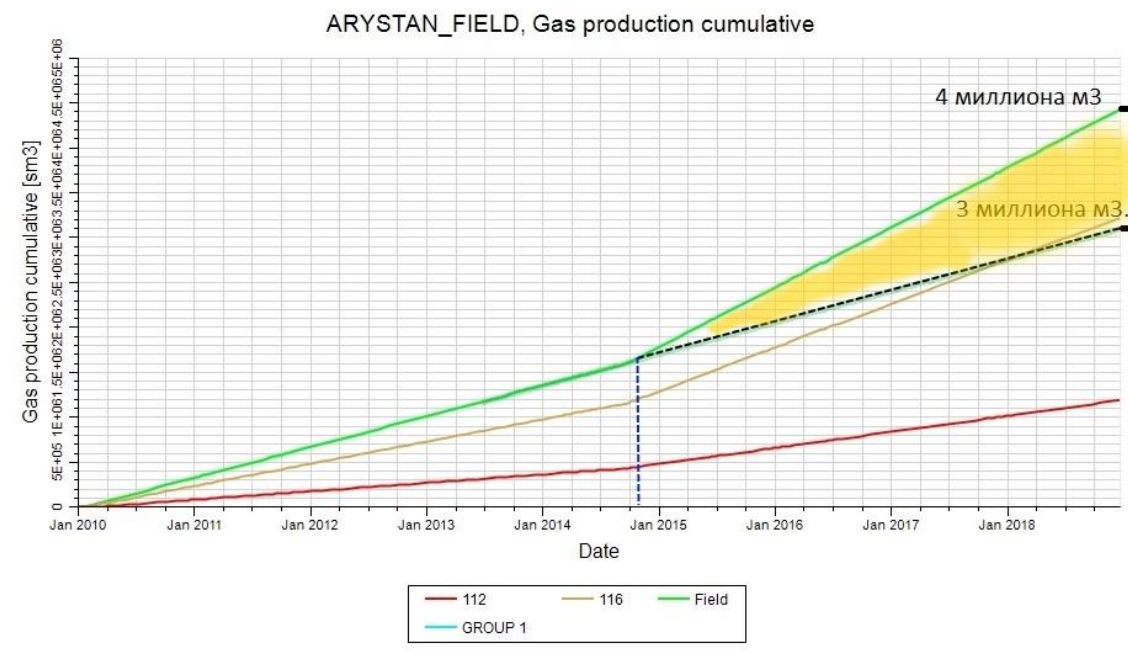
Bottom:  →

Use correlation ?

4.3-сурет. 116 ұңғыдағы жарықшақтың параметрлері

**Гидродинамикалық симуляция нәтижелерін талдау.** Гидродинамикалық симуляцияны жүргізгеннен кейін біз, келесі нәтижелерді алдық:

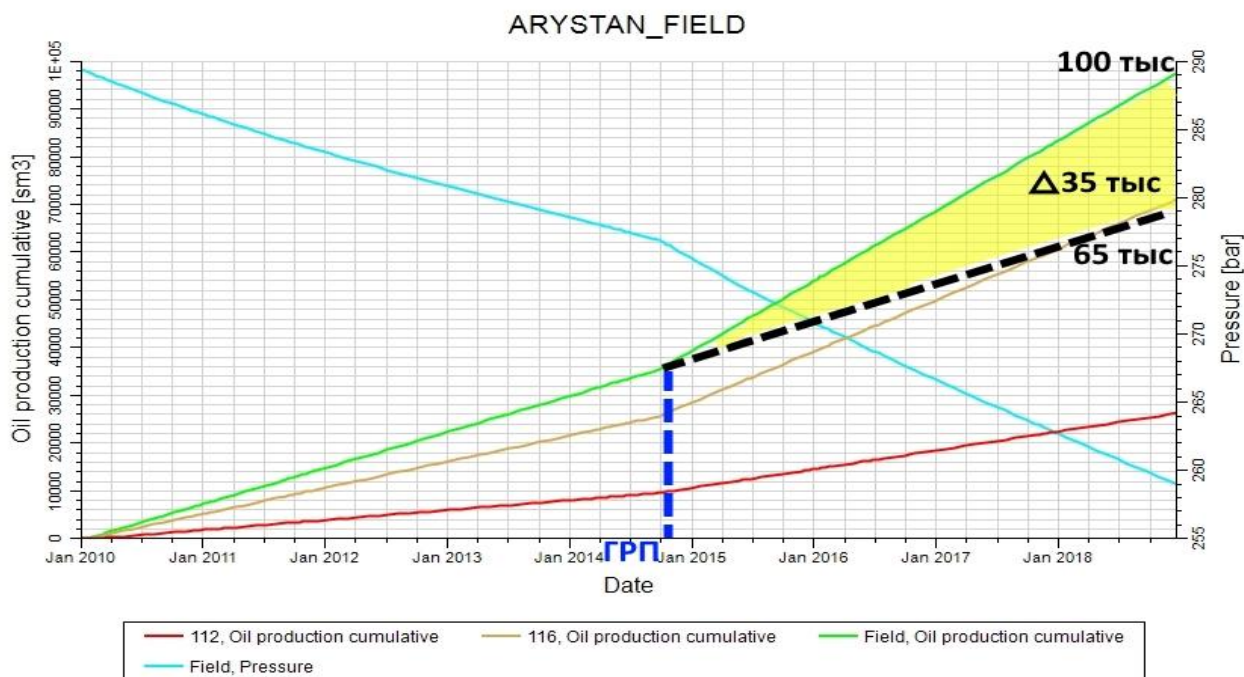
Газ бойынша өндірудің кумулятивті (үдемелі) деңгейі (4.4-сурет):



4.4-сурет. Газ бойынша өндірудің кумулятивті деңгейі

Көрсетілген кестедегі Х осі уақыт ағымын, Y осі – текше метрдегі кумулятивті өндірудің деңгейін, жасыл сызық – екі ұңғының өндіруінің жиынтық деңгейі, қоңыр сызық – 116 ұңғы бойынша мөндер, қызыл сызық – 112 ұңғының өндірісі көрсетілген. Кестеде көрсетілгендей, ҚГЖ жүргізгеннен кейін (2014 ж көк пункт) екі ұңғы бойынша газдың жалпы жинақталған сызығы өзінің жинақтау трендін өзгерткен. ҚГЖ бірге жалпы жинақталған газ 4 млн текше метрді құрады, егер ҚГЖ-сыз (қара пункт) болса ол 3 млн текше метрге сәйкес келер еді, бұл бір ҚГЖ жүргізілген 116 ұңғының көрсеткішінен де аз болар еді. ҚГЖ-мен және ҚГЖ-сыз (сары аймақ) газды кумулятивті өндірудің айырмашылығы 1 миллион текше метрді құрайды, бұның пайыздық қатынасы 25% құрайды. 2018 жылдың ортасына қарай ұңғыларда ҚГЖ қолдану арқылы жинақталған газдың көлемі 3 млн текше метрден артығырақты құрады, 112 ұңғы бойынша 1 млн текше метрді құрайды. Тренд сызығы 116 ұңғыманың сызығына қарағанда 112 ұңғыда шамалы ғана өзгерді, бұл бастапқыдағы өндірудің түрлі көрсеткіштеріне байланысты (112 ұңғыға қарағанда 116 ұңғы көп өндірілген).

Мұнай және қабат қысымы бойынша өндірудің кумулятивті (үдемелі) деңгейі (4.5-сурет):



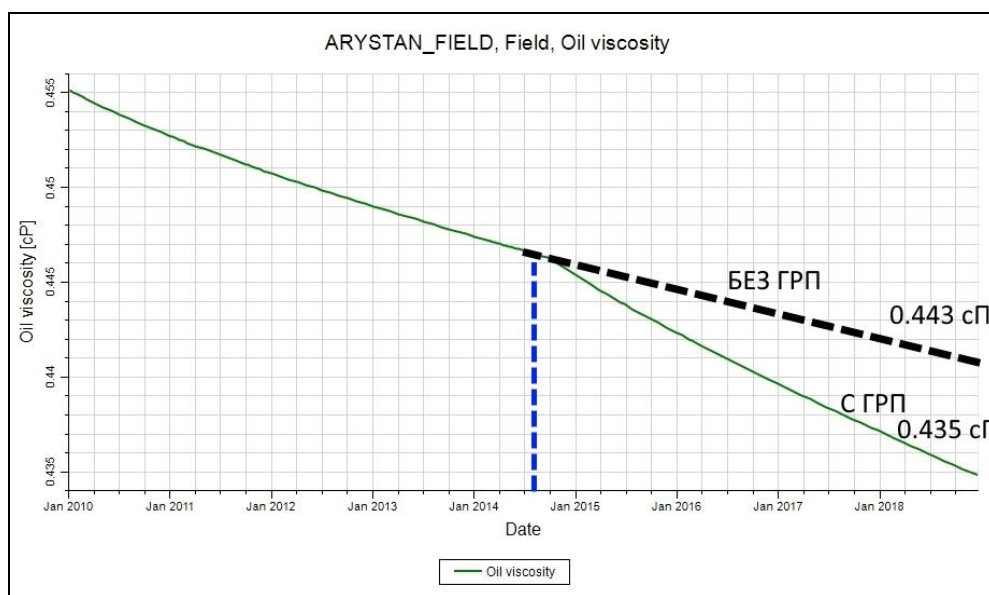
4.5-сурет. Мұнай және қабат қысымы бойынша өндірудің кумулятивті (үдемелі) деңгейі

Суретте Арыстан кенорнында өндірілген мұнай қорының графигі көрсетілген. Бұл графикте №112 және №116 ұңғылары бойынша өндірілген мұнай қорының м<sup>3</sup> (сол жақтағы ОY осі), сонымен қатар, жалпы кенорын бойынша уақытқа (OX осі) тәуелділігі көрсетілген. Оң жақтағы Y осі қабат

қысымының мәнін көрсетеді (көк сызық). 10 жылдан кейін №112 ұңғы бойынша жинақталған өнім 25 000 м<sup>3</sup>, ал №116 ұңғы бойынша 70 000 м<sup>3</sup> және кенорын бойынша жалпы 100 000 құрайды. Қабатты гидравликалық жарудан кейін (4 жыл, 9 ай, көк пунктир) жинақталатын өнімнің уақытқа қатынасы ұлғаяды. Бұл ұңғылардың өнімділігінің артқандығын білдіреді. Егер нәтижелерді қабатты гидравликалық жаруды жүргізбеумен салыстыратын болсақ, онда кенорын бойынша айырмашылық 35 000 м<sup>3</sup> немесе ~35% құрайды. №116 ұңғыда қабатты гидравликалық жаруды жүргізгеннен кейінгі өндіру №112 ұңғыға қарағанда көбірек. Бірақ, №112 ұңғыдағы бастапқы өндіру №116 ұңғымен салыстырғанда айтарлықтай аз болған. Соған қарамастан қабатты гидравликалық жаруды жүргізгеннен кейінгі эффект әр ұңғы бойынша бірдей және 35% құрайды. Қабатты гидравликалық жаруды жүргізгеннен кейінгі эффект 4 жыл және 3 ай бойы бірқалыпта тұрады. Әр ұңғыда қабатты гидравликалық жаруды қолданудың ақырғы қорытындысы техникалық-экономикалық негіздемеден кейін ғана жасалады.

Екі ғана қабатты өндіретін ұңғылардағы қабат қысымының төмендеуі келесідей көрініске ие: бастапқыда қысым 290 бар құрады және қабатты гидравликалық жаруды жүргізбестен бұрын жыл сайын 2,9 бар төмендеп отырды, қабатты гидравликалық жаруды жүргізгеннен кейін жыл сайынғы қабат қысымының төмендеуі ұлғайды және бастапқы төмендеудің ~60% құрап, мәні 4,25 бар құрады. Қабатты гидравликалық жаруды жүргізу сәтінде 277 бар құраса, болжам соңында 258 бар құрады.

Мұнайдың тұтқырлығы (4.6-сурет) :

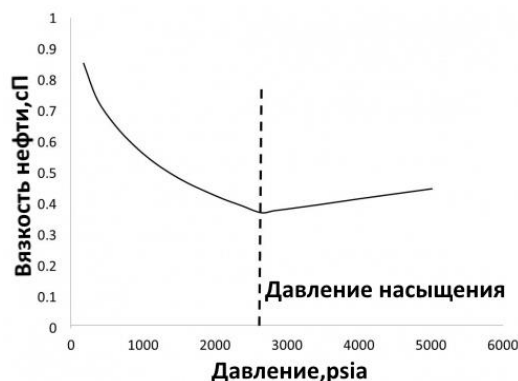


4.6-сурет. Мұнайдың тұтқырлығы. Пунктирлі сызық – қабатты гидравликалық жаруды қолданбаған жағдайдағы болжам

Берілген графикте мұнай тұтқырлығының (Y осы) уақыт ағымына тәуелділігі (X осы) көрсетілген.

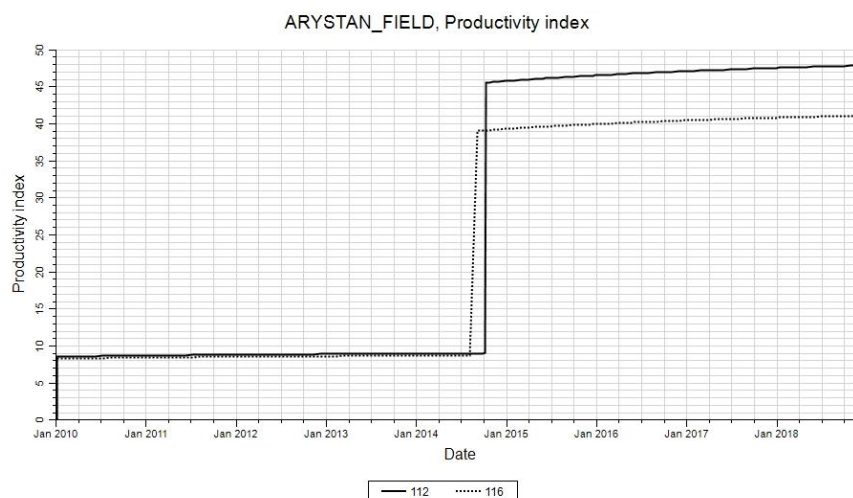


Қабатты гидравликалық жаруды қолданудың болжамына сәйкес 2018 жылдың ортасында мұнайдың тұтқырлығы 0,435 сП құрады, қабатты гидравликалық жаруды қолданбаған жағдайда (қара пунктир) мұнай тұтқырлығының көрсеткіші 0,443 сП сәйкес келер еді. Қисық өзінің құлау бұрышын қабатты гидравликалық жаруды қолданудан кейін өзгертті (көк пунктир). Модельдің симуляциясы Eclipse E100 модулінің көмегімен жүргізілгеннен кейін, флюидқа ұшпайтын мұнай қасиеті (Black oil) берілді. Ұшпайтын мұнайдың PVT корреляциясына сәйкес, қабаттағы қысымның мәні қанығу қысымына жетпейінше тұтқырлықтың көрсеткіші қысымның төмендеуіне байланысты төмендей береді, бұл жағдайда тұтқырлықтың мәні жоғарылай бастайды (4.7-сурет). Біздің симуляцияның соңына қарай (2018 жылдың ортасы) қабаттағы қанығу қысымы қанығу қысымына дейін түспегендігіне байланысты, симуляцияның барлық уақытында тұтқырлықтың азайғандығын байқаймыз.



4.7-сурет.  $\mu_o$  vs P. Мұнайдың тұтқырлығы – қысым. Ұшпайтын мұнайдың мысалы

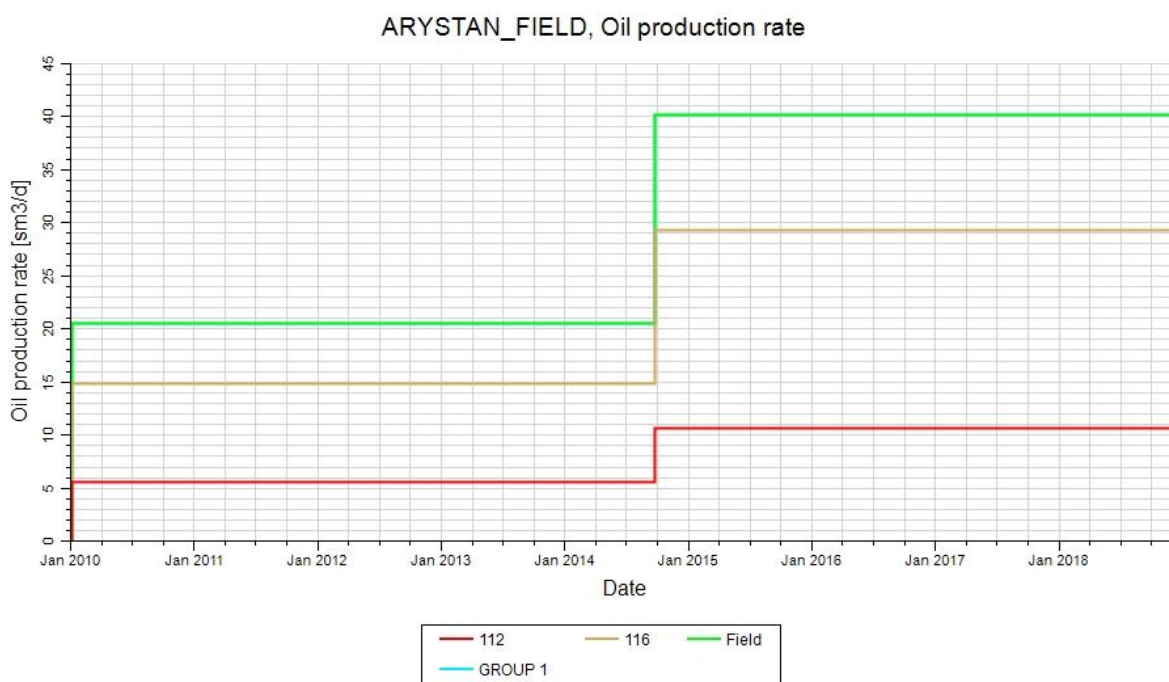
Ұңғы өнімділігінің коэффициенті (4.8-сурет):



4.8-сурет. Ұңғы өнімділігінің коэффициенті

Берілген график уақыт ағымына байланысты өнімділік коэффициентінің көрсетішін суреттейді. Ұңғы өнімділігінің коэффициенті ұңғының потенциалын, ұңғы түбіндегі қысым 1 бар төмендеу барысында уақыт бірлігінде ұңғыдан өндірілуі мүмкін мұнайдың көлемін көрсетеді. Басқаша айтқанда, бұл мұнай дебитінің депрессияға қатынасы (қабат қысымы – ұңғы түбінің қысымы). Қара сызық 112 ұңғының мәндерін, ал пунктирлі сызық – 116 ұңғының көрсеткіштерін көрсетеді. Қабатты гидравликалық жаруды қолдану осы 2 ұңғының өнімділік коэффициентінде ерекше жақсы байқалды, №112 ұңғы үшін 8-ден 45-ке дейін және №116 ұңғыда 8-ден 38-ге дейін ұлғайды.

Тәулік сайынғы мұнай өндіру (4.9-сурет):



4.9-сурет. Тәулік сайынғы мұнай өндіру

Графикте текшеметрде тәулік сайынғы өндірудің уақыт ағымындағы өзгерісі көрсетілген. Қабатты гидравликалық жаруды жүргізгенге дейінгі №116 ұңғыдағы дебиттің көрсеткіші тәулігіне мұнайдың 13,2 текшеметрін, №112 ұңғы үшін тәулігіне мұнайдың 5 текшеметрін құрады. Қабатты гидравликалық жаруды жүргізгеннен кейін 116 ұңғыдағы дебит тәулігіне 27 текшеметр, 112 ұңғы үшін тәулігіне 10 текшеметрге дейін көтерілді. Қабатты гидравликалық жаруды жүргізгеннен кейінгі тәулік сайынғы дебиттің көтерілуі қабаттың кенжар аймағындағы өткізгіштіктің артқандығына тікелей байланысты, бұл өз кезегінде флюид ағынының ұңғының кенжар аймағына қарай қарқындануына алып келді.

Осылайша, мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қолдана отырып қабатты гидравликалық жаруды жүргізудің негізгі есептеулерінен ұңғының өнімділігі 2 есеге артқандығын байқауға болады.

ҚГЖ-ды жүргізудің тиімділігін анықтау мақсатында компьютерлік модельдеу жүргізілді. Ұсынылып отырылған әдіс бойынша Арыстан кенорнындағы қосымша өндірілетін мұнайдың көлемі 35 мың м<sup>3</sup> құрады.

## 5 ЗЕРТТЕУ НӘТИЖЕЛЕРІНІҢ ЭКОНОМИКАЛЫҚ ТИІМДІЛІГІ

Бұл тарауда ұсынылған әдістің экономикалық тиімділігін бағалау қарастырылған.

### 5.1 Ұсынылып отырылған әдістің экономикалық тиімділігін бағалау

Ұсынылып отырылған мұнай бергіштікті арттыру әдісінің экономикалық тиімділігі қосымша өндірілген мұнайдың табысымен есептелінеді. Сонымен қоса, шығындардың барлығы ескеріледі: дайындық жұмыстарының шығындары, ҚГЖ жүргізу, эксплуатациялық шығындар, электроэнергияға кететін шығын, салықтық есептер [69,70].

Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін жару сұйықтығы ретінде қолдана отырып ұңғыда жүргізілген гидравликалық жарудан кейінгі күтілітін эффектті анықтау үшін қарастырылып отырылған уақыт аралығында қосымша өндірілетін мұнайдың көлемін анықтаймыз. Ол үшін  $T_3=1$  жыл әсер ету ұзақтығын белгілейміз, оның барысында ұңғы тәулігіне  $q_2=4,9$  тонна тұрақты жоғары дебитпен жұмыс істейді. Іс-шараны жүргізудің алдындағы ұңғы дебиті тәулігіне  $q_1=2,4$  тонна мұнайды құрайды. Ұңғылардың игеру коэффициенті 0,88 құрайды.

Бір ұңғы үшін гидравликалық жаруды жүргізгеннен кейін бір жыл ішінде алынған мұнай мөлшері келесі формула бойынша анықталады:

$$Q_2 = q_2 \cdot T_3 \cdot K_3$$
$$Q_2 = 4,9 \cdot 365 \cdot 0,88 = 1573,88 \text{ тонна жылына}$$

Іс-шараны енгізуге дейінгі дебит

$$Q_1 = 2,4 \cdot 365 \cdot 0,88 = 770,88 \text{ тонна жылына}$$

Өңдеу нәтижесінде алынған мұнай өндірудің жалпы өсімін мына формула бойынша анықтаймыз:

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1$$
$$\Delta Q = 1541,76 - 770,88 = 803 \text{ тонна жылына}$$

Іс-шара енгізілгенге дейін калькуляция баптары бойынша мұнай өндірудегі шығындар деңгейін есептеуге арналған негізгі деректері 5.1-кестеде келтірілген.

5.1-кесте – Игеру шығындарын есептеуге арналған нормативтер:

Атауы	Шамасы
1	2
Электрэнергияның құны, тг/кВт*сағ	17,96

5.1- кестенің жалғасы

1	2
1 тонна мұнайды өндіруге кететін электроэнергияның шығыны, кВт*сағ/тонн	42,48
1 м <sup>3</sup> гидравликалық жаруға кететін электрэнергия шығыны, кВт*сағ/м <sup>3</sup>	18
Ең төменгі айлық есептік көрсеткіш, теңге	42500
Айлық есептік көрсеткіш	2917
Әлеуметтік сақтандыру, зейнетақы қоры, т.б. айлықтан ұсталатын бөлігі, %	31
1 тонна мұнайды жинауға, тасымалдауға, дайындауға кететін шығын, тг/тонн	899
Жабдықтарды амортизациялау шығыны, %	6,7
Күнделікті жөндеу шығындары, %	1,2
Жалпы өндірістік шығындар, %	21
Өндірістен тыс шығындар, жалпы өзіндік құнынан %	1

Мұнайды алу үшін электр энергиясының жылдық шығындары 1 тонна мұнайға жұмсалатын энергия нормалары бойынша есептеледі. Олар өңдеуге дейін дебитпен жұмыс істейтін ұңғыны құрайды:

$$Z_3 = Q_1 \cdot P_3 \cdot Ц_3,$$

мұнда  $Q_1$ -іс-шараны жүргізбестен мұнай өндірудің жылдық көлемі,т;

$P_3$ —энергияның меншікті шығыны және өндірілетін мұнайдың 1 тоннасына, кВт·сағ/т;

1кВт·сағ электр энергиясының құны, тг / кВт \* сағ;

Ұсынылатын әдісті енгізуге дейінгі 1тонна мұнайдың өзіндік құны:

$$C_1 = Z_{ж1} / Q_1 = 46474421,43947 / 770,88 = 60287,4914 \text{ тг}$$

мұнда  $C_1$  - ұсынылатын әдісті енгізуге дейінгі 1тонна мұнайдың өзіндік құны.

$Z_{ж}$  - ұсынылатын әдісті енгізуге дейінгі кететін жалпы шығын

Ұсынылатын әдісті енгізгенге дейінгі 1тонна мұнайдың өзіндік құны: 60287,4914 тг.

$$C_2 = Z_{ж2} / Q_2 = 47961748,10558 / 1573,88 = 30473,5736 \text{ тг}$$

Ұсынылатын әдісті енгізгеннен кейінгі 1тонна мұнайдың өзіндік құны: 30473,5736 тг.

5.2-кесте - Қабатқа гидравликалық жару жүргізудің экономикалық тиімділігі

Шығындардың атаулары	Гидравликалық жаруға дейінгі игеру шығындары	Гидравликалық жарудан кейінгі игеру шығындары	Шығынның өзгеруі
Электрэнергия $Z_{эл} = Q \cdot \Delta U_{уд} \cdot \rho_{э}$	612641,462	1200777,26	588135,798
ҚҚҰ кеткен шығындар $Z_{ппд} = Q_{в} \cdot \rho_{з} \cdot \Delta H^B$	610564,712	1246569,61968	636004,9077
Еңбекақы төлеу қоры $Z_{пп} = N_{ч} \cdot S_{з/п} \cdot \Phi_{нас}$	10367280	10367280	
Әлеуметтік ұсталынымдар (31%) $Z_{ор} = Z_{пп} \cdot 0,31$	3213856,8	3213856,8	
Ұңғының амортизациялануы $A_r = (C_{п} \cdot N_a) / 100 \%$	19297005	19297005	
Мұнайды жинау, тасымалдау және дайындау $Z_{стп} = Q \cdot Z_{уд стп}$	693021,12	693021,12	
Күнделікті жөндеу $Z_{рем.} = \frac{C_n \cdot N \cdot 1,2}{100}$	3456180	3456180	
Жалпы өндірістік шығындар $Z_{опр} = 21\%$ $*(Z_{э} + Z_{пп} + Z_{ор} + A_r + Z_{стп} + Z_{тр}) / 100 \%$	8032619,50	8289684,857	257065,357
Өндірістен тыс шығындар $Z_{втп} = 1 * \Sigma Z / 100\%$	191252,84547	197373,4489	6120,60343
Өзіндік құны $C = Z_{ж} / Q$	60287,4914	30473,5736	-29813,9178
Жылдық экономикалық тиімділігі $\Delta = (C_1 - C_2) \times \Delta Q$			23940575,9934

Алынған нәтижелер бойынша мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері негізінде ұсынылған ұңғыларда қабатты гидравликалық жару жүргізу тек қана мұнайдың өндірілуі қиын қорларын тиімді игеріп қана қоймай, өнеркәсіпке қосымша табыс алып келеді.

Осылайша, барлық шығындарды ескеретін ұсынылған әдістің экономикалық тиімділігін зерттеу кезінде мұнайдың өзіндік құны төмендеп, жылдық экономикалық тиімділік артты. Ұсынылған әдіс тиімді болып шықты.

## ҚОРЫТЫНДЫ

**«Арыстан кенорнының геологиялық құрылымының моделі, игеру жүйесін жетілдіру және мұнай мен газ қорын арттыру»** тақырыбы бойынша зерттеу жұмыстары мынандай нәтижелерге алып келді:

1. Геофизикалық деректер бойынша геологиялық қимада құрылымды күрделендіретін және оны он екі блокқа (I-XII) бөлетін он бір негізгі тектоникалық бұзылыс анықталған. Бұл тектоникалық бұзылыстардың болуы сейсмикалық деректермен, жаңа ұңғымаларды бұрғылау және сынау деректерімен расталады. Осылайша, кен орнын блокты-құрылымдық, яғни күрделі кенорындар қатарына жатқызуға болады.

2. Өткізгіштігі біркелкі емес және өткізгіштігі бойынша айтарлықтай ерекшеленетін көпқабатты кенорындарындағы мұнайдың біркелкі ығысуын қамтамасыз ету, сондай-ақ қабаттарды бір объектіге біріктіру үшін өткізгіштігі төмен қабаттардан ұңғыларға қарай мұнайдың жылжуын интенсификациялаудың заманауи әдістерін таңдамалы түрде жүргізуге болады. Осы мақсатта біз көміртегі молекулаларындағы атомдары  $\geq C8$  және ұңғыларды қышқылмен өңдеу әдісін үйлестіре отырып мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері негізіндегі жару сұйықтығымен қабатты гидрожарудың жаңа әдісін ұсындық.

3. Көпқабатты кенорнының үш өлшемді геологиялық моделі кеуектіліктің, өткізгіштіктің, қабаттың мұнай мен суға қанығуының өзгеру заңдылықтары, ФСК-тің тік және латеральді біркелкі еместігі туралы егжей-тегжейлі ақпарат алуға мүмкіндік береді. Тау жыныстарының өткізгіштік, кеуектілік сияқты коллекторлық қасиеттерінің нақты мәндерін, сондай-ақ кеңістіктегі бейнеленуінде қабаттың мұнай мен суға қанығуын біле отырып, ұңғылардың түбіне сұйықтықтың жылжуын тездету технологиясының ұтымды режимдері мен параметрлерін таңдауға болады.

4. Гидрожару процесі кезінде технологиялық сұйықтықтар мұнай қабатына келесі реттілікпен енгізіледі – жару сұйықтығы (көміртегі молекулаларында  $\geq C8$  атомдары бар мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері), тұз қышқылды ерітіндісі және басу сұйықтығы (газсыздандырылған мұнай). Ұсынылып отырған ҚГЖ әдістемесін Арыстан кенорнының геологиялық құрылымының ерекшеліктерін ескере отырып, тиімді және ілгері деңгейде пайдалану қажет.

5. Құрамында көміртегі атомы  $\geq C8$  болатын мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерінің қайнау температураларының айырмашылығы негізінде газсыздандырылған мұнайды бір сатылы айдауға арналған екі секциялы қондырғыны пайдалану арқылы алудың жаңа әдісі әзірленді. Көміртегі атомдары  $\geq C8$  мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері кенорнында газсыздандырылған мұнайдан алуға болатын ең тиімді гидравликалық жару сұйықтығы болып табылады.

6. Гидрожарудан кейінгі мұнай дебитінің ұлғаюы орташа есеппен тәулігіне 15,7 т, ал тұз қышқылымен өңдеуден кейінгі мұнай шығынының орташа өсімі тәулігіне 7,3 т, яғни гидрожарудың тиімділігі екі есе жоғары. Эффектінің ұзақтығына келетін болсақ, гидрожару іс-шарасының орташа ұзақтығы 292 күн, ал тұз қышқылымен өңдеу іс-шарасының ұзақтығы 413 күн. Гидрожарудан кейін мұнай алудың ұлғаюына қарамастан, эффектiнiң ұзақтығы тұз қышқылымен өңдеуге қарағанда қысқа болады.

7. Геологиялық-геофизикалық және петрофизикалық деректер негiзiнде Арыстан кенорнының геологиялық құрылымының 3D моделi әзiрлендi. Кенорынның моделi - математикалық символдарды қолдана отырып, зерттелетiн объектiнiң шамалас сипаттамасы жасалынды. Модельдiң көмегiмен жаңа ұңғылардың орналасу орнын таңдауға, мұнай қабаттарының орналасуын көруге, уақыт бойынша қабаттағы ығысулар мен қысымдардың таралуын, ұңғылардың дебитiн және т. б. көруге болады.

8. Модельдiң гидродинамикалық симуляциясы, сондай-ақ кенорнының алдыңғы статикалық моделi нәтижелердi оңай алуға мүмкiндiк бередi. Бiздiң жағдайда "мұнай-су" қатынасы жоғары болатын және бiр мұнай горизонты бойынша игерiлетiн №112 және №116 ұңғылары таңдалып алынды. Модельдеу нәтижелерi бiзге 8 жылдық болжам бойынша жинақталған мұнай дебитiн бiлуге мүмкiндiк бердi. Екi ұңғыманың газ бойынша жиынтық дебитi ҚГЖ-ды жүргiзуге дейiнгi кезеңмен салыстырғанда 25% - ға артты, ал мұнай бойынша бұл көрсеткiш 35% - ды құрады.

9. Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерi мен қышқыл ерiтiндiсiмен гидрожаруды жүргiзу ұңғылардың өнiмдiлiгiн арттыруға мүмкiндiк бередi. Бұл ығысуды тездетуге септiгiн тигiзедi. Жоғары қысыммен тұтқырлығы жоғары мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерi өткiзгiштiгi төмен қабаттардың тереңдiгiнде жеткiлiктi ұзына бойлы жарықшақтар тудыруы мүмкiн, ал бекiткiштiң (құм немесе пропан) орнына қолданылатын қышқыл ерiтiндiсi пайда болған жарықшақтардағы таужынысының ерiтуге септiгiн тигiзедi.



## ҚОЛДАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Фык М.И., Хрипко Е.И. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Учебник. Под редакцией доктора технических наук, профессора И.М. Фыка. Харьков, 2015. 301 стр.
2. В.Г. Каналин. Справочник геолога нефтегазоразведки: нефтегазопромысловая геология и гидрогеология. Учебно-практическое пособие. Москва, Инфра-Инженерия, 2016, 416 с.
3. Nagasree Garapati, Jimmy B. Randolph, José L. Valencia Jr., and Martin O. Saar. CO<sub>2</sub> -Plume Geothermal (CPG) Heat Extraction in Multi-layered Geologic Reservoirs. Energy Procedia 63 (2014) 7631 – 7643. doi: 10.1016/j.egypro.2014.11.797.
4. Alexandr Alexeevich Yakovlev. Summary of Application Results and Prospects for the Further Implementation of Simultaneous-Separate Operation in Slim Hole Wells and Simultaneous-Separate Operation for Three Development Locations. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020. SPE-201900-MS. <https://doi.org/10.2118/201900-MS>
5. Саранча А.В., Саранча И.С., Митрофанов Д.А., Овезова С.М. Концепция выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтегазоконденсатных месторождениях и ее апробация в условиях Южно-Русского и Берегового месторождений.
6. Кильдешев С.Н., Кубасов Д.А., Дорофеев А.А., Саранча А.В. Концепция выделения эксплуатационных объектов на Южно-Русском многопластовом нефтегазоконденсатном месторождении//Горные ведомости. – 2011. – № 7 (86). – С. 52–59.
7. Кильдышев С.Н., Кубасов Д.А., Дорофеев А.А., Саранча А.В. Выделение объектов эксплуатации на многопластовом Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении//Территория Нефтегаз. – 2011. № 6. – С. 42–47.
8. Базив В.Ф. Экспертно-аналитическая оценка эффективности систем разработки нефтяных месторождений с заводнением. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – 396 с.
9. Дияшев Р.Н. Некоторые причины негативных последствий совместной разработки многопластовых месторождений и учет их при формировании эксплуатационных объектов (часть 1) // Нефтяное хозяйство. – 2005. — № 6. – С. 92–96.
10. И.В. Владимиров, Д.Т. Абилхаиров. Влияние плотности сетки скважин на коэффициент извлечения нефти низкопроницаемого коллектора при разных режимах течения нефти. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 3(109) 2017, 56-63
11. Салимов Ф.С., Лесной А.Н., Котенов Ю.А., Чудинов Д.Ю. Особенности разработки залежей осложненных тектоническими нарушениями. Нефтегазовое дело. 2016, т.16, №1, С. 42-48

12. Промежуточный этап в истории развития складчатого фундамента Туранской плиты. Князев В.С., Чарыгин А.М. «Геология нефти и газа», 1970г., № 2, с. 29-33.

13. Оздоев С.М., Машрапова М.А., Тлеуберди Н. Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Северный Карамандыбас и Арыстановская/ Вестник Казахстанско-Британского Технического Университета. Алматы, ISSN 1998-6688 Том 14, Выпуск 4, Декабрь 2017, С.37-41.

14. Оздоев С.М., Тлеуберди Н., Машрапова М.А. Перспективы нефтегазоносности позднепалеозойского и раннемезозойского рифтогенеза Северного Устюрта и Мангышлака/ Вестник Казахстанско-Британского Технического Университета. Алматы, ISSN 1998-6688 Том 14, Выпуск 4, Декабрь 2017, С.42-46.

15. Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Арыстановское по состоянию на 01.10.2015 г.

16. Оздоев С.М., Машрапова М.А., Тлеуберди Н. Геохимия органического вещества и нефтегазоматеринский потенциал мезозойских пород Мангышлака и Устюрта/ Международная научно-практическая конференция «Минерагения Казахстана» - посвященная 90-ю академика Есенова Ш.Е. Сборник статей, г.Алматы, 2017, ISBN 978-601-7146-32-0, С. 253-257.

17. Оздоев С.М., Тлеуберди Н., Машрапова М.А. Перспективы поисков нефти и газа в триасовых и палеозойских отложениях Устюрта и Мангышлака/ Международная научно-практическая конференция «Минерагения Казахстана» - посвященная 90-ю академика Есенова Ш.Е. Сборник статей, г.Алматы, 2017, ISBN 978-601-7146-32-0, С. 257-260.

18. Белоногов Е.В., Пустовских А.А., Ситников А.Н. Критерий выбора способа разработки низкопроницаемых коллекторов. ProНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2018. № 1 (7). С. 49-51. DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-49-51

19. Обзор мировых энергетических рынков. Рынок нефти./ Полищук Ю.М., Ященко И.Г. // Информационно-аналитические материалы. – 2019; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.nifi.ru/images/FILES/energo/2019/Oil\\_Market\\_4.2019.pdf](https://www.nifi.ru/images/FILES/energo/2019/Oil_Market_4.2019.pdf) (дата обращения:20.03.2020).

20. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Д. Морариу. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ / // -ФГУП «ВНИГРИ», 2014. -323 с.

21. Белоногов Е.В., Пустовских А.А., Ситников А.Н. Критерий выбора способа разработки низкопроницаемых коллекторов. ProНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2018. № 1 (7). С. 49-51. DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-49-51

22. Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. –М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. -398 с.: ил. – ISBN 5-247-03815-07

23. Ибрагимов Л. Х., Мищенко И. Т., Челоянц Д. К. Интенсификация добычи нефти. – М. : Наука, 2000. – 414 с.
24. Гиматудинов Ш. К., Дунюшкин И. И., Зайцев В. М. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для вузов. – М. : Недра, 1988. – 302 с.
25. Мищенко И. Т. – Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – 2-е изд., испр. – М. : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 826 с.
26. Хлебников В. Н., Алмаев Р. Х., Базекина Л. В. и др. Влияние реагентов на взаимодействие кислот с нефтесмоченной карбонатной породой. // Интервал. – 2003. – №2. – С. 44–46.
27. Атинин Ю. В., Карпов А. А., Тухтеев Р. М. Влияние обработок призабойных зон скважин на показатели разработки карбонатных коллекторов.//Интервал. – 2003. – №8. – С. 39–41.
28. Орлов Г. А., Мусабилов М. Х., Денисов Д. Г. Системное применение технологий кислотной стимуляции скважин и повышения нефтеотдачи пластов в карбонатных коллекторах. // Интервал. – 2003. – №9. – С. 27–31.
29. Рахмангулов К. Х., Сергиенко В. Н., Земцов Ю. В. и др. Геологопромысловые факторы, определяющие эффективность кислотных обработок скважин Ватьеганского месторождения. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №7. – С. 44–46.
30. Хлебников В. Н. Исследование влияния химических реагентов на взаимодействие соляной кислоты с карбонатной породой. // Интервал. – 2003. – №2. – С. 4–8.
31. Hoefner M. L., Fogler H. S., Stenius P., Sjoblom J. Role of acid diffusion in matrix acidizing of carbonates. SPE. Int., Semp. Jilfield and Geoterm. Chev. Phenix., Arizona. – 1985. April, 9.
32. Вердеревский Ю. Л., Арефьев Ю. Н., Гайнуллин Н. И., Шешукова Л. А. Новая технология обработки призабойной зоны скважин в заглинизированных коллекторах. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №11. – С. 29–31.
33. Bennion D. B., Bietz R. F., Thomas F. B., Cimolai M. P. Reduction in the productivity of oil and low permeability gas reservoirs due to aqueous phase trapping. // Petrol. Technol. – 1994. – Vol. 33. – № 9. – P. 45–54.
34. Старковский А. В. Гидрофобизация призабойной зоны пласта как метод повышения нефтеотдачи. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №12. – С. 36–38.
35. Аминев М. Х. Минимум воздействия – максимум добычи нефти. // Интервал. – 2009. – №1. – С. 49–52.
36. Аглиуллин М. М., Абдуллин В. М., Шайхулов А. М. Термобарохимический метод обработки призабойной зоны нефтяных скважин и его перспективы для нефтяных месторождений Западного Казахстана. // Нефть и газ. – 2009. – №2. – С. 59–66.

37. Clark. Hydraulic process for increasing productivity of wells. Trans. AIME, 1949. –vol.186, p. 1-8.
38. M.K. Hubbert, D.G. Willis. Mechanics of hydraulic fracturing. Trans. AIME, 1957. –vol.210, p. 153-168.
39. Ю.П. Желтов, С.А. Христианович. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта//Изв. АН СССР. ОН, -1955, №5. С.3-41.
40. Ю.П. Желтов. Деформации горных пород. –М.: Недра, 1966. -198 с.
41. Ю.П. Желтов. Механика нефтегазового пласта. –М.: Недра, 1975. - 207 с.
42. Р.Д. Каневская. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. –М.: ВНИИОЭНГ, 1998. –с 3.
43. Economides M.J., Watters L.T., Dunn-Norman S. Petroleum Well Constraction. – John Wiley&Sons, Chichester. -1998. -622pp.
44. Smith M.B., Hannah R.R. High-permeability fracturing: the evolution of a technology//J.Petrol. Technol. -1996. V.48, №6. P. 628-633.
45. J.P. Martins, K.H. Leung, M.R. Jackson and others. Tip screenout fracturing applied to the Ravensprun South gas field development//SPE Prod Eng. -1992. V.7, №3. P. 252-258.
46. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. –Prentice Hall, Eglewood Cliffs, New Jersey 07632. 1989. 430 pp.
47. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: Недра, 1999. -213 с.
48. Dusterhoft R.G., Chapman B.J. Fracturing high-permeability reservoirs increases productivity//Oil and Gas J. -1994, №20. P. 40-44.
49. Al-Hashim H., Kissami M., Al-Yousef H.Y. Effect of multiple hydraulic fractures on gas-well performance//J. Petrol. Technol. -1993. V.45, №6. P. 558-563.
50. Mader D. Hydraulic proppant fracturing and gravel packing. Developments in petroleum science//Elsevier Science Publishers. -1989. V.26. 1240 pp.
51. Ибрагимов Л. Х., Мищенко И. Т., Челоянц Д. К. Интенсификация добычи нефти. – М. : Наука, 2000. – 414 с.
52. Нгуен Тхак Хоай Фыонг, Фам Минь Кыонг, Карпова Е.Г. Выбор жидкости и пропанта при гидроразрыве пласта. VI Всероссийская научно-практическая конференция «Научная инициатива иностранных студентов и аспирантов российских вузов»/ С. 351-354.
53. Магадова Л.А. Разработка жидкостей разрыва на водной и углеводородной основах и технологий их применения для совершенствования процесса гидравлического разрыва пласта. Автореферат дисс. на соискание уч.ст. д.т.н. Москва, 2007.
54. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. –М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. -304 с.
55. M.M. Elgassier, SPE, and S.M. Stolyarov, SPE, BJ Services. Reasons for Oil-Based Hydraulic Fracturing in Western Siberia. SPE International Symposium

and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, U.S.A., 13-15 February 2008. SPE-112092-MS, <https://doi.org/10.2118/112092-MS>.

56. Л.А. Магадова, Д.Н. Малкин, В.В. Пономарева, И.П. Киселева. Реологические исследования комплексов, образующихся при получении железных солей органических ортофосфорных эфиров в растворах углеводородов. Технологии нефти и газа. Научно-технологический журнал. №1(72), 2011. С. 11-13.

57. В.Дж.Абдуллаев, М.А.Гусейнов, М.М.Исмаилов, К.М.Набиев (НИПИ «Нефтегаз»). Создание трехмерной геологической модели месторождения «Гюнешли» для повышения эффективности доразработки. Научные труды, 2014, №2, С.75-82.

58. Баймаханов Г.А., Машрапова М.А., Тілеуберді Н. Исследование работ по проведению гидроразрыва пластов/ Materials of the XI international scientific and practical conference, «Science without borders», Science and education LTD 2015, ISBN 978-966-8736-05-6, С.34-39.

59. Магадова Л.А., Михайлов С.А., Магадов В.Р. Научно-технический отчет о выполнении научно-исследовательской работы по гранту компании «ВР» по теме: «Исследование долговременной проводимости проппантов различных производителей». Москва, 2011. 89 с.

60. А.С. Меликбеков. Теория и практика гидравлического разрыва пласта. –М.: Недра, 1967. 141 с.

61. Оздоев С.М., Машрапова М.А. Повышение нефтеотдачи продуктивных горизонтов Арыстановского месторождения/ Научно-технический журнал «Нефть и газ», Алматы, ISSN 1562-2932 №6(102)/2017, С.88-96.

62. Абдели Д.Ж., Оздоев С.М., Конторович А.Э., Машрапова М.А. Зертханалық жағдайда қабатты гидравликалық жару әдісін зерттеу. ҚазҰТЗУ Хабаршысы. Алматы, ISSN 1680-9211. №1 (131)/2019.

63. Baimakhanov G., Koishybaev A., M.A. Mashrapova, Tileuberdi N. Highly pressurized hydraulic fracturing fluid behavior in oil-bearing rocks/ Int. J. Chem. Sci. 13(2) 2015, Indian, ISSN 0972-768X, pp.963-970.

64. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Уфа: Изд. «Гилем», 2002. 673 с.

65. S.M. Ozdoyev, M.A. Mashrapova. Geological structure and methods of increasing oil recovery of the productive horizons of the Arystan deposit/ News of National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences. ISSN 2224-5278, Vol.4, Number 424(2017), pp. 270-275.

66. Mashrapova, M.A., Zholtayev, G.Z., Abdeli, D.Z., Ozdoyev, M.O., Togizov, K.S. Improvement of hydraulic facing method to increase wells productivity// News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences// 2021, 4(448),pp. 124–129//

67. И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов, Ш.К. Гиматудинов, Г.Л. Говорова, В.Т. Полозков. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Издание третье, переработанное и дополненное. М.: Недра, 1970. -448 с.

68. В.В. Андреев, К.Р. Уразаков, В.У. Далимов, Р.Ш. Сахибгареев, С.Ю. Вагапов, Н.Х. Габдрахманов, В.З. Минликаев. Справочник по добыче нефти. Под ред. К.Р. Уразакова. –М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. -374 с.

69. Яковлев А.Л., Кусов Г.В., Машаду М.Л.Б., Очерedyкo Т.Б. Анализ эффективности применения ГРП на Ельниковском нефтяном месторождении. Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле. С.128-151.

70. Тепляков Н.Ф. Абдульманова Р.Я. Проект на тему: Оценка технико-экономической эффективности мероприятий и процессов нефтегазодобычи на основе компьютерного моделирования. НК «ЮКОС», ОАО «Юганскнефтегаз», НГДУ «Правдинскнефть». Пойковский, 2003, 30 стр