

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ



**СӘТБАЕВ**  
УНИВЕРСИТЕТІ

Қ.Тұрысов атындағы Геология және мұнайгаз ісі институты

«Мұнай инженериясының» кафедрасы

Қарагулов Айтжан Жанабергенович  
Хайрамов Муслим Алимович

**Дипломдық жобаның**  
**ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА**

Тақырыбы : «Жаңажол кен орнында ұңғыны газлифтілі әдіспен пайдалану және оның тиімді технологиялық режимін орнату»

5В070800 – Мұнай-газ ісі

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ



СӘТБАЕВ  
УНИВЕРСИТЕТІ

Қ.Тұрысов атындағы Геология және мұнайгаз ісі институты

«Мұнай инженериясының» кафедрасы

**ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ**  
Кафедра меңгерушісі

 М.К. Сыздықов  
«20» 05 2019ж.

Дипломдық жобаға  
**ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА**

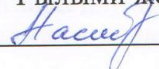
**«Жаңажол кен орнында ұңғыны газлифтілі әдіспен пайдалану және оның тиімді технологиялық режимін орнату» тақырыбына**

5B070800 – «Мұнай-газ ісі»

Орындаған

Карагулов Айтжан Жанабергенович  
Хайрамов Муслим Алимович

Ғылыми жетекші

 Насибуллин Б.М.

«17» мамыр 2019ж

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ



СӘТБАЕВ  
УНИВЕРСИТЕТІ

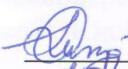
Қ.Тұрысов атындағы геология және мұнайгаз ісі институты

«Мұнай инженериясының» кафедрасы

5В070800 – Мұнай-газ ісі

**БЕКІТЕМІН**

Кафедра меңгерушісі

 М.К. Сыздықов  
« 25 » 01 2019ж

**Дипломдық жоба орындауға  
ТАПСЫРМА**

Білім алушы Қарагулов Айтжан Жанабергенович

Хайрамов Мұслим Алимович

Тақырыбы «Жанажол кен орнында ұңғыны газлифтілі әдіспен пайдалану және оның тиімді технологиялық режимін орнату»

Университет ректорының «17» қазан 2019 ж. №1167-Б бұйрығымен бекітілген

Аяқталған жобаны тапсыру мерзімі «30» сәуір 2019ж.

Дипломдық жобаның бастапқы берілістері дипломдық жоба алдындағы жинақталған мәліметтер бойынша (кенорынның игеру жобасы, кенорынды игерудің технологиялық сұлбасы)

Дипломдық жобада қарастырылатын мәселелер тізімі

а) геологиялық бөлім

ә) технологиялық бөлім

б) экономикалық бөлім

в) қауіпсіздік және еңбекті қорғау бөлімі

г) қоршаған ортаны қорғау бөлімі

Сызбалық материалдар тізімі (міндетті сызбалар дәл көрсетілуі тиіс)

Шолу картасы, игеру көрсеткіштер динамикасы, техника-экономикалық көрсеткіштер кестесі

Ұсынылған негізгі әдебиет 12 атау



Дипломдық жобаның дайындау  
**КЕСТЕСІ**

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Геологиялық бөлім	16.04.19-19.04.19	<i>жәу</i>
Техника-технологиялық бөлім	16.04.19-19.04.19	<i>жәу</i>
Арнайы бөлім	23.04.19-26.04.19	<i>—</i>
Экономикалық бөлім	23.04.19-26.04.19	<i>—</i>
Еңбекті қорғау және қоршаған ортаны қорғау	26.04.19-30.04.19	<i>—</i>

Дипломдық жоба бөлімдерінің кеңесшілері мен қалып бақылаушының аяқталған жобаға қойған  
**қолтаңбалары**

Бөлімдер атауы	Кеңесшілер, аты, әкесінің аты, тегі (ғылыми дәрежесі, атағы)	Қол қойылған күні	Қолы
Геологиялық бөлім	Б. М. Насибуллин (MSc)	<i>17.05.19м</i>	<i>Насибуллин</i>
Техника-технологиялық бөлім	Б. М. Насибуллин (MSc)	<i>17.05.19м</i>	<i>Насибуллин</i>
Арнайы бөлім	Б. М. Насибуллин (MSc)	<i>17.05.19м</i>	<i>Насибуллин</i>
Экономикалық бөлім	Б. М. Насибуллин (MSc)	<i>17.05.19м</i>	<i>Насибуллин</i>
Еңбекті қорғау және қоршаған ортаны қорғау	Б. М. Насибуллин (MSc)	<i>17.05.19м</i>	<i>Насибуллин</i>
Норма бақылау	Б. М. Насибуллин (MSc)	<i>17.05.19м</i>	<i>Насибуллин</i>

Ғылыми жетекшісі *Насибуллин* Б. М.  
Насибуллин

Тапсырманы орындауға алған білім алушы Қарагулов Айтжан Жанабергенович

Хайрамов Муслим Алимович

Күні «*17*» *мамыр* 2019ж

## Отчет подобия



Университет:	Satbayev University
Название:	Жаңажол кен орнында ұңғыны газлифтілі әдіспен пайдалану және оның тиімді технологиялық режимін орнату
Автор:	Карагулов Айтжан, Хайрамов Муслим
Координатор:	Насибуллин
Дата отчета:	2019-05-09 18:42:37
Коэффициент подобия № 1: ?	<b>26,9%</b>
Коэффициент подобия № 2: ?	<b>18,6%</b>
Длина фразы для коэффициента подобия № 2: ?	<b>25</b>
Количество слов:	6 715
Число знаков:	50 751
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок: ?	48



К вашему сведению, некоторые слова в этом документе содержат буквы из других алфавитов. Возможно - это попытка скрыть позаимствованный текст. Документ был проверен путем замещения этих букв латинским эквивалентом. Пожалуйста, уделите особое внимание этим частям отчета. Они выделены соответственно.  
Количество выделенных слов 19



Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные



Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks



### ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

Дипломдық жұмысты орындағандар:

Карагулов А.Ж\_Хайрамов М.А

5B070800 – Мұнай газ ісі

Тақырыбы: «Жаңажол кен орнында ұңғыны газлифтілі әдіспен пайдалану және оның тиімді технологиялық режимін орнату». Бұл дипломдық жұмыс, кафедраның «Дипломдық жұмыстарды (жобаларды) жасау және рәсімдеу» әдістемелік талаптарына сәйкес жазылған. Дипломдық жұмысты жасау барысында студенттер өздерінің бірінші өндірістік және диплом алдындағы практикаларынан өту барысында жинаған материалдарын сауатты қолдана білді.

Дипломшылардың жобаны орындау кезіндегі жауапкершілігін, инженерлік ойлау дағдысы мен сәйкесті дұрыс шешім қабылдау қабілетін ескере кету қажет.

Жобаның арнай бөлімінде, Жаңажол кен орнының ағымдағы игеру жағдайына талдау жасай отырып, өндіру ұңғыларының қорына және ұңғыны пайдалану тәсілдеріне, сондай-ақ газлифтілі ұңғының тиімді технологиялық жұмыс режимін орнату және жабдықтарын тандау шаралары қарастырылған және экономикалық бөлімде күрделі қаржылар мен табысты болжай отырып техникалық-экономикалық көрсеткіштері көрсетіліп, әдістің экономикалық тиімділігі бағаланған.

Диплом жұмысын орындау үшін аталған дипломшылар ғылыми - теориялық, ғылыми-әдістемелік әдебиеттерді, мақалаларды саралап, пайдалана білген. Жұмыс 5 тараудан, кіріспе мен қорытындыдан және пайдаланылған әдебиеттер тізімінен тұрады. Жұмыста баяндалған мәселелер әр тақырыпшаға сай іріктелген, мысалдары жеткілікті.

Диплом жұмысын орындаушылар тақырыпты толық ашуға әрекет еткен. Тұжырым, дәлелдемелері ғылыми негізде тиянақталған. Зерттеу жұмысы дипломның талабына сай жазылған және қорытындыланған.

Дипломдық жұмыс МАК алдына қорғауға ұсынылады. Ал, дипломшылар инженер біліктілігі бар Мұнайгаз ісі бакалаврының академиялық дәрежесіне лайықты.

МИ кафедрасының лекторы,  
MSc (ғылым магистрі), ҚазҰТЗУ

Насибуллин Б.М. *Насибуллин* (қолы)  
«13» *сәуір* 2019 ж.

## МАЗМҰНЫ

<b>КІРІСПЕ</b> .....	9
<b>1. ГЕОЛОГИЯЛЫҚ БӨЛІМ.</b>	
1.1. ЖАҢАЖОЛ КЕН ОРНЫНА ЖАЛПЫ ШОЛУ.....	11
1.2. ТЕКТОНИКА.....	13
1.3. СТРАТИГРАФИЯ.....	15
1.4. МҰНАЙ МЕН ГАЗДЫҢ ФИЗИКА-ХИМИЯЛЫҚ ҚАСИЕТІ.....	18
1.5. ӨНІМДІЛІК ҚАБАТЫНЫҢ КОЛЛЕКТОРЛЫҚ ҚАСИЕТІ.....	23
<b>2. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ БӨЛІМ.</b>	
2.1. МҰНАЙ ӨНДІРУ ҰҢҒЫЛАРЫН ГАЗЛИФТІЛІ ӘДІСІМЕН ИГЕРУ.....	24
2.2. ГАЗЛИФТІ ӘДІСІНІҢ ЕРЕКШЕЛІГІ.....	25
2.3. ГАЗ АУА КӨТЕРГІШНІҢ КОНСТРУКЦИЯСЫ.....	26
2.4. МҰНАЙ ӨНДІРУГЕ ГАЗЛИФТ ӘДІСІНІҢ ҚУАТЫНЫҢ ..... МІНЕЗДЕМЕСІНІҢ ТИІМДІЛІГІ.	28
2.5. КОМПРЕССОРЛЫҚ ҰҢҒЫНЫ ПАЙДАЛАНУҒА БЕРУ .....	29
2.6. ТЕРЕҢДІК КЛАПАНАРДЫ ҚОЛДАНУ ЖӘНЕ ОЛАРДЫҢ ОРНАТУ ..... ТЕРЕҢДІГІН АНЫҚТАУ	30
2.7. КОМПРЕССОРСЫЗ ГАЗЛИФТ.....	31
2.8. ГАЗЛИФТ ҰҢҒЫСЫН АУЫСПАЛЫ ТҮРІНДЕ ПАЙДАЛАНУ .....	32
2.9. ПЛУНЖЕРЛІК КӨТЕРГІШ.....	33
2.10. ГАЗЛИФТІ ПАЙДАЛАНУ КЕЗІНДЕГІ АҚАУЛАР, ОЛАРДЫ ЖОЮ ..... ШАРАЛАРЫ	34
<b>3. ЭКОНОМИКАЛЫҚ БӨЛІМ.</b>	
3.1. ГАЗЛИФТІ ҰҢҒЫЛАРДЫ ЗЕРТТЕУ ЖҰМЫСЫН ҰЙЫМДАСТЫРУ ... ЖӘНЕ ОНЫҢ ТИІМДІЛІГІНІҢ КӨРСЕТКІШТЕРІ	36
3.2. ӨНДІРІСТІҢ ТИІМДІЛІГІН АРТТЫРУДЫҢ НЕГІЗГІ ЖОЛДАРЫ.....	40
3.3. ГАЗ АУА КӨТЕРГІШТІ ЕСЕПТЕУ .....	41
3.4. КӨТЕРГІШТІҢ ТИІМДІ ЖӘНЕ ЖОҒАРҒЫ ӨНІМІН ЕСЕПТЕУ .....	42
3.5. МАТЕРИАЛДЫ-ТЕХНИКАЛЫҚ ҚАМТАМАСЫЗ ЕТУ	
<b>4. ТЕХНИКА ҚАУІПСІЗДІГІ ЖӘНЕ ҚОРШАҒАН ОРТАНЫ ҚОРҒАУ БӨЛІМІ</b>	
4.1. ГАЗ ҰҢҒЫСЫНДАҒЫ ТЕХНИКА ҚАУІПСІЗДІГІ.....	45
4.2. ҚОРШАҒАН ОРТАНЫ ҚОРҒАУ.....	46
<b>ҚОРЫТЫНДЫ</b> .....	48
<b>ҚОЛДАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ</b> .....	50

## Аңдатпа

Осы дипломдық жобадатөрт негізгі бөлім қарастырылған. Бірінші бөлімде жалпы аталған Жаңажол кен орнына жалпы шолу, соның ішінде кен орнының геологиялық сипаттамасы, стратиграфиясы, тектоникасы, мұнай мен газдың химиялық және физикалық қасиеттері. Екінші бөлім техника-технологиялық бөлім. Осы бөлімде мұнай өндіру ұнғыларын газлифтілі әдісімен игеру тәсілдерімен түрлері жайлы жалпылама түрде айқындалған. Сол сияқты тереңдік клапандарды қолдану және оларды орнату тереңдігін анықтау. Үшінші бөлімде Экономикалық жағы қарастырылған. Соның ішінде газлифті ұнғыларды зерттеу жұмысын ұйымдастыру және оның тиімдік көрсеткіштерін көрсету. Соңғы бөлімде техника қауіпсіздігі және қоршаған ортаны қорғау қарастырылған. Осы бөлімде газ ұнғысындағы техникалық қауіпсіздігі қарастырылған.



### **Аннотация**

В данном дипломном проекте предусмотрены четыре основных раздела. В первом разделе представлен общий обзор Жанажолского месторождения, в том числе геологическая характеристика месторождения, стратиграфия, тектоника, химические и физические свойства нефти и газа. Вторая часть технико-технологический отдел. В данном разделе обобщенно определены виды и способы освоения нефтедобывающих скважин газлифтным методом. Также применение глубинных клапанов и определение глубины их установки. В третьей части предусмотрена экономическая сторона. В том числе организация работы по исследованию газлифтных установок и демонстрация его критических показателей. В последнем разделе предусмотрена техника безопасности и охрана окружающей среды. В данном разделе предусмотрена техническая безопасность газовых скважин.

### **Annotation**

This diplomaproject has four main sections. The first section provides an overview of the zhanazholskoye field, including the geological characteristics of the field, stratigraphy, tectonics, chemical and physical properties of oil and gas. The second part of the technical and technological Department. This section summarizes the types and methods of development of oil wells by gas-lift method. Also, the use of depth valves and determining the depth of their installation. The third part provides for the economic side. Including the organization of work on the study of gas lift installations and demonstration of its critical indicators. The last section provides for safety and environmental protection. This section provides technical safety of gas wells.

## КІРІСПЕ

Мұнай грек халқының «*Нефта*» деген сөзінен шыққан, «*Нефта*» жағарлық қасиеті бар деген мағынаны білдіреді. Шынында, жер бетінде кездесетін мұнай және газ көздерінің терең орналасқан қабаттармен байланысты екендігі белгілі. Бірақ, осы мұнай мен газ кенорындарын игеру және пайдалану ісі шамамен бір ғасырға жуық уақыттан бері жүргізіліп келеді. Осы уақыт ішінде мұнай туралы жинақталған тәжірибелер де аз емес. Осыған қарамастан мұнайгаз және олар тектес заттардың пайда болуы жайында деректер түбегейлі анықталып біткен жоқ деуге болады.

Отын-энергетика кенінің бұл саласы екі тармаққа бөлінеді: мұнай және газ шығару, мұнай және газ өңдеу. Қазақстанда әсіресе мұнай және газ шығару саласы дамыған.

Қазақстан Республикасында мұнай газ саласын қазіргі замандағы талапқа сай дамыту мынаған байланысты: мұнайы бар тұз асты шөгінділерін игеруді қолға алу, Каспий шельфі мен Қазақстан секторының мұнайлы аймақтарын пайдалану мен барлауды қолға алу.

Қазақстан жерінде бірінші мұнай фонтанын 1899 жылы Қарашұңғыл барлау алқабы атты, кейін Доссор (1911 жылы) және Мақат (1915 жылы) екі мұнай кәсіпорындары іске қосылды. Осы үш мұнай кен орындары республиканың батысында Атырау облысында орналасқан.

1965 жылға дейін мұнай тек қана Ембі бассейнінде көптеген қуаты тапшы кен орындарында шығарылған. Бұған себеп болған Ембі мұнайлы ауданының ұтымды географиялық орналасуы және мұнайдың жоғары сапалылығы.

Қазіргі уақытта Қазақстан мұнайы өңделместен, негізінен республикадан тыс аймақтарға (Ресей, Азербайжан, Түркменстан) тасымалданады, ал Қазақстанға сырттан толып жатқан мұнай өнімдері тасып әкелінеді. Мұндай жағдай мұнайды тасымалдаудың және өңдеудің ұтымды жолдарын таңдауды дәлелдеу проблемаларын туғызады.

Республика мұнай қорының молдығы және мұнай шығарудың техника-экономикалық қолайлылығы оны шығару көлемін шұғыл көбейтуге мүмкіншілік береді. Бірақ та онда екі проблеманы дәлелдеп шешу қажет: біріншісі, егер де Маңғышлаққа шикі өнім өндіретін бағыт берілсе, онда мұнайды өңдейтін бағыттарға қарай қуатты мұнай құбырын салуды бастау қажет; екіншісі, шикі мұнайды шығарылған жерде өңдеуге бағыт алатын болсақ, Маңғышлақ мұнайын өңдеу нобайын өзгерту қажет. Мұнайды шығарылған жерде өңдеу, шикі мұнайды шетке шығарудан және мұнай өнімдерін шеттен әкелуден экономикалық жағынан ұтымды.

Қазақстан мұнай өнеркәсібінің екінші жолмен дамуы орасан зор инвестицияны және шетел капиталын тартуды қажет етеді. Осы себептен Атырау және Маңғыстау еркін экономикалық аймақтары ашылды, ал көмірсутектер шикізаттар шығаратын және өңдейтін Қарашығанақ мұнай компаниясы, Тенгизшевройл сияқты ірі ортақ кәсіпорындары құрылды.

Барланған кен орындарынан Қазақстан бойынша, соның 28-і Ақтөбе облысында орналасқан (2002жылы), оның батыс бөлігі мұнай газ кеніштерін

іздеуге тиімді Каспий маңы ойпатының шығыс жағында орналасқан. Ақтөбе қаласында академик А.Л. Яншиннің күштеуімен «Ақтөбемұнайгаз геология» өндірістік геологиялық бірлестігі ұйымдастырылды.

Ақтөбе аумағында жүргізілген маршруттық геологиялық суретке түсіру кезінде табылған белгілерді негізге ала отырып, мұнай кен орындарын іздеу, барлау жұмыстары жүре бастады. 1932 жылы облыста мұнай өндірудің негізі қаланып кәсіпшілік жұмысқа кірісті. Ал 1933 жылы Жақсымай кен орны ашылды. 1932-33 жылдары Жақсымай кен орнын Шұбарқұдыққа өнеркәсіптік пайдалану басталды. Ал 1960 жылдарға келер болсақ бұл аймақтың геологиялық құрлымын нақты зерттеу кең өріс алды. 1966 жылы Кеңқияқ Кен орны іске қосу жүзеге асырылды. Ақтөбе мұнай өнер кәсібіндегі ең ірі кен орын Жаңажол. Ол 1983 жылы іске қосылды.

1983 жылы Жаңажол кен орынының тәжірибе өнеркәсіптік өндірісі, жоғарғы карбонат қабаттан КТ-I бұрғылаудан басталды. Бұның «Технологиялық схемасын» 1982 жылы «Гипрвосток нефть» (Самара, Ресей) институты құрастырды.

Қазіргі кезде 1986 жылы құрастырылған «Технологиялық өндіру схема» бойынша өнеркәсіптік өндірулер жүргізіліп жатыр, мұнда бұрғылаудың басты көлемі карбонатты қабылданған екінші объектілеріне КТ-II тасымалданған. Сол институттың құрастырған техникалық өндіру схемасында Жаңажол кен орнын өндіру скважиналарын, 1991 жылдан бастап, мұнай өндірудің механизацияланған түрі компресорлы газлифтті өндіруге аударылуы көзделген. Бірақ совет одағының ыдырауы, экономиканың тұрақсыздығы, қаржының жеткіліксіз болуы бұл проектіні орындауға мүмкіндік бермеді. Сондықтан «Гипрвосток нефть» институты Жаңажол кен орнын игерудің 1992 жылы тұйықталған схемасын құрастырды. Осы схемаға сүйеніп, Жаңажол кен орынын 2000 жылға дейін игерілді.

1998 жылы «Ақтөбемұнайгаз» қытайдың мұнай корпорациясымен қосылғаннан кейін, Жаңажол кен орнын игеру проектісі Синьцзянь мұнайгаз ғылыми зерттеу институтына тапсырылды. Қазіргі кезде проектіні игеру аяқталды да Қазақстан Республикасының мемлекеттік органдарындасына қтан өтіп бекітілді. 1983 жылдан бастап Жаңажол кен орнын игеруге 498 скважина бұрғылаған, соның ішінде: өндіру скважиналары – 369; айдау скважиналарды – 113; бақылау скважиналарды - 11 (502); консервацияда – 0; тұзды – 1.

Жаңажол кен орны игеру басынан – 34444,570 мың тонна мұнай өндіріледі, қабат қысымын тұрақты ұстау мақсатында қабатқа – 45081,285 мың м<sup>3</sup> су айдалды.

Жаңажол кен орынында мұнайдың жалпы қоры 118,140 млн. тонна. Әр тәулікте жаңа кен орны бойынша 6839 тонна мұнай өндірілді, ал жоспар бойынша 8152 тонна мұнай алынуы қажет, соның ішінде «Солтүстік» бойынша 6200 тонна тәулігіне, ал «Оңтүстік» бойынша 2550 тонна тәулігіне өндіру қоры – 369 скважина құрайды, соның ішінде өнім беретін 336



скважина, фонтанды түрде пайдаланатын - 90 скважина, (ШТС) - 33 скважина,(НДГ) – 47 скважина, газлифтті – 41 скважина.

## I. ГЕОЛОГИЯЛЫҚ БӨЛІМ

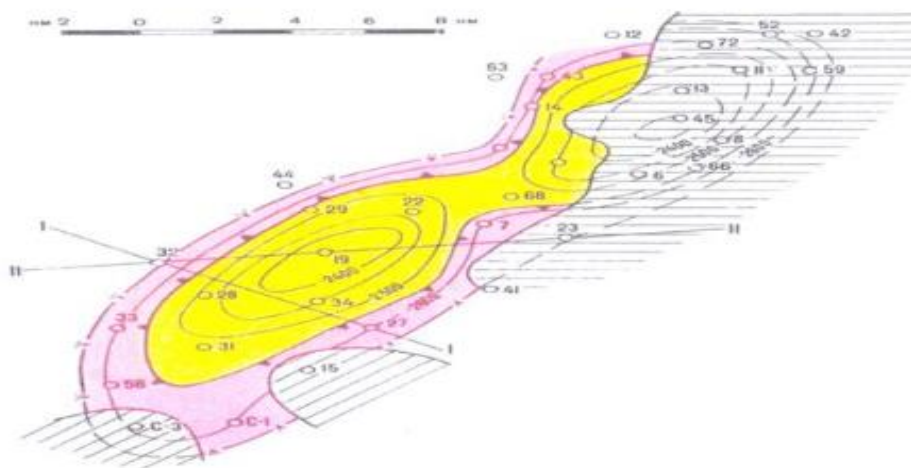
### 1.1. ЖАҢАЖОЛ КЕН ОРНЫНА ЖАЛПЫ ШОЛУ

Жаңажол кен орны Каспий маңы ойпатының шығыс жақ қабатында Орал мен шекаралас Мұғаджар тауларымен Ембі өзенінің алқабасында орналасқан. Әкімшілік жағынан қарағанда Ақтөбе облысынан Мұғалжар ауданының құрамына кіреді.



1.1.1-сурет. Жаңажол кен орнының аумақтық картасы

Жаңажол кен орнының солтүстік батысына 35 км арақашықтықта Кенқияқ кен орны орналасқан. Онда тұз үсті комплексінде мұнай кеніші игеріліп жатыр және тұз астындағы комплекстегі төменгі құмайт және корбанат мұнай кеніші айқындалған.[7]



1.1.2-сурет. Жаңажол кен орнының құрылымдық картасы

Жер бедері аз (қыраты, белес, жазық болып келген терең сай) валнамен жіктелген.

Ақиқаты тербелу белгісі +120+270м минималды белгі оңтүстік батысынан кен орынның аумағын шектейтін Ембі өзенінің алқабымен ұштастырылған.

Ауданның негізгі гидрофиналық желісіне Ембі өзені жатады. Ол кен орнынан 2-14 км Оңтүстік батыста ағып жатыр. Суы миниральды және техникалық мұхтаждықтар үшін қолданылады, тұрмыстық мақсатта құдықтардың сулары қолданылады. Құдықтарға және Ембі өзеніндегі судың деңгейі 2 метр және одан жоғары.

Ембінің сол ағысы Ат-жақсы үздіксіз су ағысына ие емес және сумен көктемгі су тасқыны кезінде толтырылады, қатты континентальды жылдық және тәуліктік температурамен теңселді (-40<sup>0</sup>; +40<sup>0</sup>с) және өте төмен ылғалды. Орташа жылдық атмосфераның жауын-шашын мөлшері көп емес және жылына 140-200 мм дейін. Топырақтың қату тереңдігін 1,5-1,3 метрді құрайды.

Аудан жиі қоныстанған кен орнына солтүсік – шығысқа қарай 15 км- де Жаңажол совхозының шаруашылықтары орналасқан, 35 км солтүстік батыста жұмыс жасап тұрған Кенқияқ мұнай кәсіпшілігі бар. Шамамен 100 км арақшықтықта Атырау – Орск мұнай құбыр желісі өтіп жатыр. Жақын теміржол станциясы Ембі кен орнынан 100 км қашықтықта орналасқан.

Ақтөбемұнайгаз өндірістік бірлестігінен базалық поселка Жаңажолдан 130 км солтүстіктегі Қандағаштан Жаңажолға дейін тас жол төселген, сонымен берге өндіру шыңырауларын бұрғылау үшін электр беріліс желісі жүргізілген.

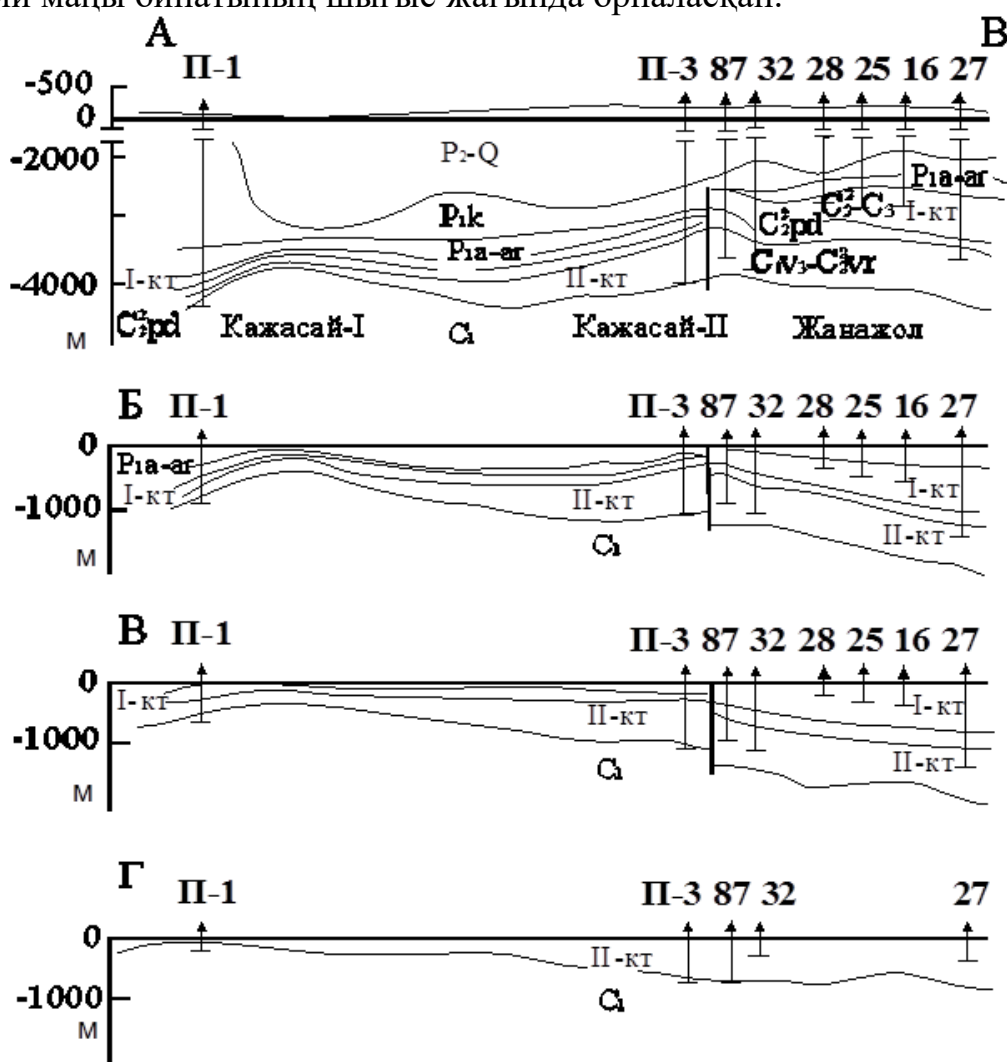
Облысорталығы Ақтөбеден Жаңажолға дейін шамамен 240 км. Кен орнының аумағында құрылыс минералдары ретінде қолданылатын саз, құм, шебін, мергель бар.

Сазды саз ерітіндісін дайындауға қолдануға болады. жаңажолды көтеу 1960 жылы Ақтөбе геофизикалық эксплуатациясының жұмыстарынан кейін дайын болды. 1975 жылмен 1988 жылы оның құрылысы МОТТ-пен бекітілді. Қабат кен орны 1973 жылға жоғары корбанат қабатындағы тұз үстінен мұнай ағынының кәсіпшілік мәні алынған №4 шыңыраумен ашылды.

1.01.1982 жылы кен орнының карбонат қабатын барлау аяқталды. Атырау мұнайгаз жолына және Ақтөбе мұнайгаз геология бірлестігімен мұнайдың қорын есептеу жүргізіледі. Мұнай қоры 23.06.1982 жылы ГПЗ СССР-мен бекітіледі. [7]

## 1.2. ТЕКТОНИКА

Тектоникалық жағынан Жаңажол кен орнының ауданы Ащысай және Солтүстік-Көкпекті жарылымдарымен Орал геосинклиналды аймақтан бөлінген Каспий маңы ойпатының шығыс жағында орналасқан.



1.2.1 сурет-Жаңажол-Қожасай құрылымдар тобының Палеотектоникалық профильдері қазіргі уақытта (А), Кунгур дәуірінің басында (Б), Ассель ғасырының басында (В), Подол уақытының басында (Г)

Геологиялық жетілу ерекшелігінің бірі аумақтық қарқынды шөгуі және калың шөгуі тыс құрылуы 7-10 км.

Шөгінді тау жыныстарының басты бөлігі тұз асты комплексінен құрастырылған. Тұз асты беттегі батысқа қарай минимальды түсінікті келеді, 2-2,5 км Ащысай қиындысынан күмбезіне дейін 5,5-6 км.

Айтылған механикалық аралығында жекелеген саты қатары бөлінген. Шығыстан батысқа қарай Жаңажол, Кенқияқ, Қожасай және Шұбарқұдық жүйелерінің сатысы бөлінеді, ол аралықтарда тұз түзілімдерінің жамылтқы беті келесі тереңдіктермен ерекшеленеді : 3-35 км, 3-4 км, 4-5 км, 5 км төмен.

Ұзын ось бойынша Жаңажол көтерілісі 28 км брахиантиклинал қатпары түрде көрсетілген. Қатар локалды комплекстегі (дөңге) тұрады. Солтүстік аудандарда 50 шыңырау, оңтүстік шыңыраудың аумағында. Мұнайлық контурда структураның шамасы 28x7 км тұрады. Бұрғылаумен анықталған бөлімнің көтерілу амплитудасы 250 м тұрады . [7]

### **1.3. СТРАТИГРАФИЯ**

Жаңажол кен орныдағы бұрғылау жұмыстарының нәтижесінде төменгі тас көмірлі қабаттан төрттік түзілімдерге дейінгі түзілімдер комплексі бөлшектеп зерттеледі.

Тіліктерді стратиграфиялық мүшелеу кезінде геологиялық-геофизикалық материалдар керні суреттемесі полетологиялық анықтамалар қолданылады.

#### **Таскөмір жүйе – С.**

Таскөмір жүйе барлық үш бөліммен келтірілген төменгі, орта және жоғары.



СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС	ГОРИЗОНТ	ИНДЕКС	ЛИТОЛОГИЯ	МОЩНОСТЬ (М)	КОЛЛЕКТОРЫ, ПОКРЫШКИ	НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ	СЕЙСМИЧЕСКИЙ ГОРИЗОНТ
Пермская	Нижний	Кулгурской		P <sub>1</sub> kg	△ △ △	0-2500			P <sub>1</sub>
		Артинский		P <sub>1</sub> ar		0-334			P <sub>1</sub> <sup>2</sup>
		Сакмарский		P <sub>1</sub> s					P <sub>1</sub> <sup>c</sup>
		Ассельский		P <sub>1</sub> a		10-524			P <sub>1</sub> <sup>c</sup>
Каменноугольная	Верхний	Гжельский		C <sub>2</sub> g		192-339		К <sup>3</sup>	P <sub>1</sub> <sup>c</sup>
		Касимовский		C <sub>2</sub> k					P <sub>2</sub> <sup>T</sup>
	Средний	Московский	мичков-ский		C <sub>2</sub> m <sub>2</sub> <sup>mc</sup>		30-711		P <sub>2</sub>
			подоль-ский		C <sub>2</sub> m <sub>2</sub> <sup>pn</sup>				
		Башкир-ский	каширский		C <sub>2</sub> m <sub>1</sub> <sup>ki</sup>		0-352		
			верейский		C <sub>2</sub> m <sub>1</sub> <sup>vr</sup>				
			прикам-ский		C <sub>2</sub> b <sub>1</sub> <sup>pk</sup>		0-300		
			северокель-тменский		C <sub>2</sub> b <sub>1</sub> <sup>sk</sup>				
	Серпу-ховский	краснопо-лянский		C <sub>2</sub> b <sub>1</sub> <sup>kn</sup>					
		протвин-ский		C <sub>2</sub> s <sup>pr</sup>		110-483			
		стешев-ский		C <sub>2</sub> s <sup>st</sup>					
	Визейский	тарус-ский		C <sub>2</sub> s <sup>tr</sup>					
		алекс.-мик.-веневский		C <sub>1</sub> v <sub>2</sub> <sup>al-vn</sup>		300-450			P <sub>2</sub> <sup>1</sup>
			тульский		C <sub>1</sub> v <sub>2</sub> <sup>tl</sup>		240-530		
			бобринск-ский		C <sub>1</sub> v <sub>1</sub> <sup>bb</sup>		260-500		
	Турнойский	радаев-ский		C <sub>1</sub> v <sub>1</sub> <sup>rd</sup>		370-530			
		косьвин-ский		C <sub>1</sub> t <sub>2</sub> <sup>ks</sup>		260			
		визелов-ский		C <sub>1</sub> t <sub>2</sub> <sup>vl</sup>		150			
черепет-ский			C <sub>1</sub> t <sub>2</sub> <sup>cr</sup>		320				
упинский			C <sub>1</sub> t <sub>1</sub> <sup>up</sup>		430				
малев-ский		C <sub>1</sub> t <sub>1</sub> <sup>ml</sup>		256					

1.3.1-сурет. Жаңажол-аймағының тұзасты шөгінділерінің Литолого-стратиграфиялық қимасы

## **Төменгі бөлім – С.**

Төменгі бөлім түзілімдері визит және серпухов ярустар құрамында ашылған.

Визит ярусы  $C_1-V$  терригенді және карбанатты жыныстармен берілген. Кен орнында ашылған ең ежелгі қабаттар визит ярустың терригенді тұнбалары болып табылады. Олар жасыл-қоңыр, қоңырдан қараға дейінгі тыңыз плиткалы, слюдалы, аргиметтердің өсімдік қалдықтарымен фауна қосылыстарымен, алевролиттер мен қоңыр, жасыл қоңыр, тығыз әртүрлі түйіршікті конгломераттар мен гравелиттің қабатта бөлінуі болып келеді. Қалыңдық тілігінде сонымен қатар ашық қоңыр, қоңыр массивті, тығыз сазды қалыңдығы бірнеше сантиметрден метрге дейін жететін әктастарда кездеседі.

Полеонтологиялық және полилнологиялық анықтау мәліметтері бойынша терригенді қабаттар төменгі және орта визиттік яруспен мерзімделген. Ашылған қалыңдық 682 м. Тілікпен жоғары өтуі паратожды сынаптамасының күрт өзгеруі бойынша айқын, белгіленеді, ваневан жасындағы корбанатты тұнбалар қалыңдығы жатады.

Ланетологиялық веневок қабаттар-ақ, қоңыр, қоңыр сұр, массивті оргоногенді, кейде ұсақ сиоцеңтелген әктастардан қосылады. Құрылымның орта бөлігінің аз қалыңдығы 103 м және 98 м максимум қалыңдық күмбезде 119 м, ал сай күмбезде 112 м. Олай болса батыс қанаттардың қалыңдығы шығыс қанаттармен орталық бөлікке қарағанда үлкен.

Серпухов ярусының бір типті жыныстары веневтік қабаттарда жатады. Полеонтологиялық мәліметтерді ескерсе және каратольды ойпаттама бойынша серпухов қабаттары үш беткейге бөлінеді. тарустік, стевневтік және противиндік. Бұл беткейлердің түзілімдері бір-бірінен литологиялық ерекшеленбейді және ашық сұр түспен қара сұр түске дейін.

Протавиндік уақыттағы түзілімдердің ерекшелігі. Олардың әртүрлі теңіз фауналарына брохсапад, тікен терілілер, корабльдарға байлығы болады.[7]

Кен орындарындағы горизонттардың қалыңдығы негізінен өзгермейді және келесідей тарустік 60 м тегінде стешевтік 98-120 м және проивиндік 47-60 м.

## **Орта бөлім $C_2$**

Орта бөлім түзілімдері башқұрлық және мәскеулік ярустар құрамында ашылған.

Башқұрлық ярус  $C_2$  тек төменгі ярус асты құрылымында бөлінеді және сұр, қатты кристалл, вертикал стилелитті тігістері бар, арселитке ұқсас материалдан жасалған, әктастармен беріледі. Төмен башқұрлық түзілімдер төмен жатқан веневе – серпухов түзілімдерден томпақ әктастармен әктасты гравелит, құмдақтардың кейде солитті әктастардың кең дамығандығымен ерекшелінеді. Биоморфты әктас бар. Кейде кесекті қо айырмалар кездеседі. Полеонтологиялық анықтаулар бойынша краснопологияндық және солтүстік беткейлердің қабаттары сенімді орнатылады, аз анықталған және оның бөлінуі барлық жерде емес. Башқұрлық түзілімдері қалыңдығы 111 метрден 175 метрге дейін өгереді, яғни солтүстік көтерілуде ұлғаяды.

Мәскеулік ярус екі кіші ярустен тұрады, төменгі күрт стратегиялық сәйкессіздікпен жатады. Кен орнының оң жақ бөлігінде мәскеулік төменгі ярус қабаты болмайды және аз қуатты қалыңдықты топтамалар түрінде солтүстік бөлігінде пайда болады. Құрылымның солтүстік шығыс бөлігінде төменгі төменгі мәскеулік қабаттың қалыңдығы ұлғаяды және Жаңажол шыңырауларына шамалас болып қалады. Төменгі бөлік литологиялық қабаттар ашық түсті, массивті, қоңыр сұр әктастармен берілген қалыңдығы 0-ден 130 метрге дейін.

Жоғарғы визиттің венев түзілімдері төмен мәскеулікке дейін қабаттар жыныстардың төменгі карбонатты қалыңдығы түзеді, оны КТ-II индексімен белгілейді. КТ-II қабаты олардың литологиялық-фациалды ерекшеліктерін ескергенде ұсақ сулы шельф жағдайына қалыптасқан. Бұл жағдайлардың өзгеруі қосылатын жыныстар құрамына, олардың қалыңдығының шамасын, шыңырау тіліктерінің түзетілуі дәрежесіне әсер еткен.

Жоғары мәскеулік ярус терригенді жыныстарына қоңыр сұр және қара алиевритті аргелиттермен массивті слюдалы, ұсақ түйіршікті әктастармен берілген. Полеотологиялық мәліметтер бойынша жыныстардың жасы подальдік.

Терригенді топтама көміртектер үшін флюндге төзімді болып табылады. Топтамалар қалыңдығы 64-226 метрге дейін өзгереді.

### **Үстінгі бөлім С<sub>3</sub>**

Үстінгі карбон Касимов және Гексель ярустардан құралған. Касимов ярусы қалыңдығы 50-100 метр доломиттер және әктастармен көрсетілген, ярустың негізінде битумдалған, солтүстік-шығыс бөлімінде ангридудалған.

Гексель ярусы әктастар және доломиттермен, көбінесе оргоногенді жарықшақты әктастардан құралған ортанғы бөлігінде қалыңдығы 10-20 метр екі топтама қапталады, сазды әктастармен тұтқырлы битуммен қаныққан жарықшақтарда. Ауданның солтүстік-шығыс бөлімінде әктастар толық андидрит аргиллит тәрізді сөзбен алмасқан. Андидрит топтамасының қалыңдығы 100-150 метрге дейін. карбонат бөлімінің қалыңдығы 110-240 метр.[7]

#### 1.4. МҰНАЙ МЕН ГАЗДЫҢ ФИЗИКА-ХИМИЯЛЫҚ ҚАСИЕТІ

Мұнайлары жеңіл, тығыздығы - 809-827 кг/м<sup>3</sup>, тұтқырлығы төмен, күкіртті (0,7-1,11%), парафинді (4,9-7,1%). Силикагель шайырларының мөлшері - 4,23-6,8%, асфальтендері - 0,43-1,78%. Қойнауқаттық мұнайдың газбен қанығу дәрежесі 263,3 м<sup>3</sup>/т-дан аспайды. Алғашқы қойнауқаттық қысым 28,7 (А будасы)-29,64 МПа (В, В1 будалары) аралығында өзгереді, қойнауқаттық температура - 57-62°С. Мұнай дебиті - 1347-148 м<sup>3</sup>/тәу., газ дебиті 93-148 мың м<sup>3</sup>/тәу. аралығында.

Жатынның мұнайлы және газды-конденсатты бөлігінде еріген газдар өздерінің құрамы жағынан жеңіл және ауыр мұнайларға жатады, олар этан кіріктіруші, олардың құрамындағы ауыр көмірсутектердің үлесі - 8,5-19,6%, метанның үлесі 68,2-87,3% аралығында өзгереді. Құрамындағы көмірсутектің мөлшері - 2,04- 3,49%, азот - 1,02-2,19%, көмірқышқыл газы - 0,57-1,08%, аз-маз мөлшерде гелий бар (0,0-10-0,014%). Газдағы тұрақты конденсат мөлшері - 283 г/м<sup>3</sup>. Тығыздығы - 711-746 кг/м<sup>3</sup>, ондағы күкірт мөлшері - 0,64%. Топтың құрамында 70%-ға дейін метанды, 20% нафтенді және 10% хошиісті көмірсутек бар. Конденсат дебиті - 34-162 м<sup>3</sup>/тәу. КТ-I қабатының қойнауқаттық сулары хлоркальцийлі типті, тығыздығы - 1067-1091 кг/м<sup>3</sup>, минералдығы - 93,5-133,7 г/л. Төменгі карбонатты қатқабат жатындарының жұмыс режимі суарынды және серпінді-суарынды, жоғарғы карбонатты қатқабаттық бұл көрсеткіші суарынды және газды режимдердің қосындысымен сипатталады. Кен орны игерілуде. [7]

Жаңажол кен орнының мұнайы мен газының қасиеттері 6 шыңыраудан тоғыз тереңдік сапалысы 9 шыңыраудан алынған 22 үстінгі сынамасын зерттеу нәтижесі арқылы белгілі болады.

Зерттеулер «Эмба нефть» орталық лабораториясымен (тереңдік сынама 5 шыңыраудан, 4 шыңыраудан беткі сынама).

«Гурьевмұнайгаз» геология бірлестігінің (тереңдік 5-11-16 шыңыраулардан 19 тереңдік пробасы 4 шығыраудан беттік проба үш зерттеу, 10 – үш зерттеу). Орталық лабораториясымен жүргізілді. (стандарттыгазсыздандыру) тереңдік пробалығын стандартты газсыздандыру кен орнындағы сепарациялық құрылғылар жұмысына сәйкес келмеген жағдайда жүргізіледі. сондықтан да 17 және 25 шыңыраулар бойынша мұнай мен газдың параметрлері тек температура пробасының стандартты жағдайында (атмосфералық қысым және температура 20<sup>0</sup> С).

Бірінші сатылы газсыздандыру кезінде анықталып қана қоймайды. Және де апаратордың жұмысы жағдайында экспериментті РУТ-12 қондырғысында, сонымен қатар қабат мұнайының компоненттік құрамын есебімен және ЭВМ «Минск-32»-де тепе-теңдік тұрақтысын (const) қолданып анықтауға болады. эксперименттер және есептеулер сепарациясының келесі жұмысы жағдайында жүргізіледі.



#### 1.4.1-кесте. Сепарация сатыларының қысым мен температура көрсеткіші

Сепарация сатылары	Қысым атмосфера	Температура
1	20,00	10
2	7,00	8
3	1,05	8
4	1,00	20

Есептеулер экспериментті мәндермен жақсы үйлесетіндігін көрсетті. Пробаларды зерттеу толық көлемде тек 17 және 25 шыңыраулар бойынша жүргізіледі. Осы шыңыраулар бойынша алынған мұнай мен газ параметрлерінің мәні өзара жуық.

Бұдан басқа жоғарыда белгілі болғандай экспериментальды мәндермен есептердің мәндерінің жақсы үйлесетіндігін алынды. Басқа пробаларды зерттеу бойынша мұнай мен газдың бөлек параметрлері анықталды, бірақ бұл мәндік түрлі зерттеулер бойынша өзгешеліктер бар, сондықтан да кеніштің орташа параметрлерін есептеу үшін қолдану мүмкін емес. Сондықтан да қазіргі жұмыста 17 және 25 шыңыраулар бойынша анықталған мұнай мен газдың параметрлері қолданылады. Кеніш бойынша мұнай мен газдың параметрлерінің орташа мәндері үшін 17 және 25 шыңыраулар бойынша орта арифметикалық шамалар ретінде есептелген параметрлер қабылданған.

17 және 25 шыңыраулардың тереңдік пробаларын стандартты зерттеу нәтижелері бойынша қабат мұнайының тығыздығы сәйкесінше  $0,72 \text{ г/см}^2$  тең температурадағы газға қаныққан мұнайдың қысымы  $250\text{-}247 \text{ кг/см}^2$ , қабаттағы газ факторы (газ мөлшері) –  $233,6$  және  $263,3 \text{ м}^3/\text{т}$  (газ көлемі  $20^\circ\text{C}$  және  $760 \text{ мм}$  сынап бағанасына келтірілген) қабат мұнайының динамикалық тұтқырлығы  $0,36$  және  $0,39$  ОПЗ.

Қабаттағы мұнай қысымы жағдайында мұнайдың парафинге қанығу температурасы 17 және 25 шыңыраулар да анықталған мән мен бірдей және тең  $15,5^\circ\text{C}$ . Мұнайдың изотермиялық сығылу коэффициенті, қабат жағдайындағы 17 және 25 шыңыраулар үшін тағы да бірдей және тең  $12 \times 10^{-5} \text{ I ат}$ .

Газдандырылған мұнайдың тығыздығы сәйкесінше  $0,82$  және  $0,83 \text{ г/см}^2$  тең,  $20^\circ\text{C}$  газдандырылған мұнайдың динамикалық тығыздығы  $5,2\text{-}4,9$  СПЗ.

Жоспарлық мінездеме бойынша мұнай күкіртті (күкірт  $0,74$  және  $0,9\%$ ) аз шайырлы (шайыр  $3$  және  $4,3\%$  мас) парафинді (парафин  $4,8$  және  $5,5\%$  мас). Температурасы  $300^\circ\text{C}$ -ге дейін жеткізгенде ашық фракцияның бөлініп шығуы  $55$  және  $53\%$ .

Төрт сатылы газдандырудан кейінгі жұмыс жағдайындағы PVT-12 қондырғысындағы 17 және 25 шыңырауларының мұнайының тығыздығы сәйкесінше  $0,81$  және  $0,32 \text{ г/см}^2$  тең, жұмысшы газ факторы  $227,6$  және  $208,8 \text{ м}^3/\text{т}$  (газ көлемі  $20^\circ\text{C}$ -ға және  $760 \text{ мм}$  сынап бағанасына келтірілген).

Шыңыраулар 17 және 25 мұнайының бөлінген газдың қоспалары жұмыс жағдайында PVT-12 қондырғысында төрт сатылы газсыздануда, сәйкесінше

күкірт сутегі 3,06 және 1,19%, азот 1,47 және 1,11% мол, ауадағы газдың салыстырмалы тығыздығы 0,75 және 0,74.

Жұмыс жағдайындағы сатылы газсыздандыруда жеңіл фракцияның сақталу есебінде мұнай тығыздығы стандартты жағдайда бірінші газсыздандыруға қатысты төмендейді.

Мұнай мен газдың физика-химиялық қасиеттері төменгі карбонатты қалыңдықта КТ-II зерттелген жоқ, сондықтан да бұл қалыңдық үшін КТ-I аналогиясы бойынша мұнай мен газдың параметрлері қабылданған.

Қарастырылып отырған Жаңажол кен орнындағы бірінші және екінші карбонат қалыңдығындағы қабат суы зерттелді, топырақты пробалау процесінде бірінші қалыңдықта КТ-I (7 барлау шыңырауында) сонымен қатар екінші карбонат қалыңдығының 8 сулы жері Г және II сулы жер Д зерттелді.

Бірінші карбонат қалыңдығындағы КТ-I судағы кальцийдің мөлшері 2,9-4,7 г/л құрайды, сульфаттар 1,4-2,6 г/л, бромның мөлшері 197 мг/л жетеді.

Қабат жағдайындағы тұтқырлық 0,59-дан 0,62 мПа дейін өзгереді, орташа 0,60 мПа құрайды, көлемдік коэффициент 1,010 тең, сулар орташа метаморфизациясымен мінездемеленеді (RCL-Na/Mg 2,6 жоғары емес).

Екінші карбонат қалдығындағы қабат суы құрамы кальцийдің жоғарылауы мен 3,7-8,7 г/л сульфат мөлшерінің төмендеуінен – 0,4-1,2 г/л және бромның 183 мг/л жоғары болуымен ерекшеленеді қабат суының тұтқырлығы 0,50-0,55 мПа көлемдік коэффициент 1,018 тең. Суы тым жоғары метаморфозиясымен мінездемеленеді (RCL-Na) Mg 2,6 ал топырақ шөгінділерімен ұштасып жатқан суларда Л, 6-I ол 6,7-17 дейін көбейеді.

Толығымен өңдеудің барлық объектілеріндегі қабат сулары В.А. Сулиннің мінездемесі бойынша хлоркальцийлі топқа жатады. Олардың тығыздығы стандартты жағдайда шамалы өзгереді. Бірінші карбонатты қалыңдық суы үшін КТ-II-I, 0,48-1,067 г/см<sup>3</sup> орташа 1,056 г/см<sup>3</sup> орташа минерализациялау мәні сәйкесінше 87,5 г/л және 74,7 г/л тең.

Жаңажол кен орнының карбонат шөгінділерінің сулары кондационды болып табылады, бірақ сулы аумақтың коллекторының өнімділігі төмен болғандықтан олар өндіріске қолдануға жарамсыз.

1.4.2-кесте. Мұнайдың физика-химиялық қасиеттерінің табицалық мәліметтері

№	Көрсеткіштер	Қондырғы кірісіндісі	Қондырғы шығысындысы
1	Тығыздық кг/м <sup>3</sup> ГОСТ-3900-35 бойынша	827,3-842,1	
2	Кинетикалық тұтқырлық мПа/с ГОСТ 33-82 бойынша		
3	Судың массалық үлесі % ГОСТ 2477-65 бойынша	1-1,5	1-1,5
4	Тұздың массалық концентрациясы мг/дм <sup>3</sup> ГОСТ 21534-76 бойынша	100-2000	100-2000
5	Күкірттің массалық үлесі % ГОСТ 1437-75 бойынша	0,62-108	
6	Парафиннің массалық үлесі % ГОСТ 11351-80 бойынша	6,08-103	
7	Шайырдың массалық үлесі %	3,72-4,71	
8	Асфальтеннің массалық үлесі %	0,14-1,25	
9	Күкіртсутектің массалық үлесі %	0,81	
10	Механикалық қоспалардың массалық үлесі %	0,001-0,104	
11	Қату температурасы °С ГОСТ 20287-74	(-10) (-19)	

Мұнайдағы ілеспе газдың физикалық-химиялық қасиеттері:

- I. Ауаға қатысты газдың тығыздығы 0,758.
- II. Газ тығыздығы 0,9134 кг/м<sup>3</sup>.
- III. Газдың құрамы ГОСТ 13379-82 бойынша.

1.4.3-кесте. Газдың компоненттерге жіктелуі

№	Компоненттер	Сепарациядан кейінгі газ	
		1	2
<b>А</b>	<b>Б</b>		
1.	Күкіртсутегі	2,24	1,44
2.	Көмірқышқыл газы	1,01	0,5
3.	Азот және басқа инерттік	4,27	3,33
4.	Метан	55,83	76,15
5.	Этан	12,07	8,77
6.	Пропан	10,22	5,06
7.	Изобутан	2,44	0,92
8.	Қалыпты бутан	4,82	1,81
9.	Изопентан	2,52	0,76
10.	Қалыпты пентан	1,88	0,57
11.	Циклопентан	0,01	0,00
12.	II-диметилбутан және 2-метилпентан	0,86	0,22
13.	жинақтаған	0,57	0,14
14.	3 – метилпентан	0,45	6,11
15.	Қалыпты гексан	0,14	0,04
16.	Метилциклопентан	0,03	0,05
17.	Циклогексан	0,38	0,09
18.	Изопентан жинақталған	0,05	0,01
19.	Қалыпты гептан	0,02	0,00
20.	Метилциклогексан	0,03	0,01
21.	Изогептан	0,00	0,00
22.	Қалыпты октан	100	100
	Барлығы		

## 1.5. ӨНІМДІЛІК ҚАБАТЫНЫҢ КОЛЛЕКТОРЛЫҚ ҚАСИЕТІ

Жаңажол кен орнын ашылған геологиялық тілігі төрттік, төменгі борлы, юра, триас, пермь және таскөмір көнелікті тау жыныстарынан құралады.

Жаңажол сатысынан, ерекшелігінің бірі карбонат массивынан жетілуі, бронхионтиксминальды түрлі көтеріңкімен асқынған.

Өнеркәсіпшілік мұнайгаздылығы екі карбонатты қалыңдықтармен байланысты: бірінші (КТ-I) және екінші (КТ-II) терригенді топтама тау жынысымен бөлінген, қалыңдығы 206 дан 417 метрге дейін.

Топтамалардың басты параметрлері КТ-I және КТ-II. Бірінші карбонатты қабаттың КТ-I литологиялық құрамы әктас, дололит және олардағы өтпелі айырмашылықтармен көрсетілген. Күш бойынша КТ-I мұнайға қаныққан бөлігінде орташа арифметикалық мәні 11,8 тен, газға қаныққандығы 30% өткізгіштің орташа мәні – 0,116 мкм<sup>3</sup>.

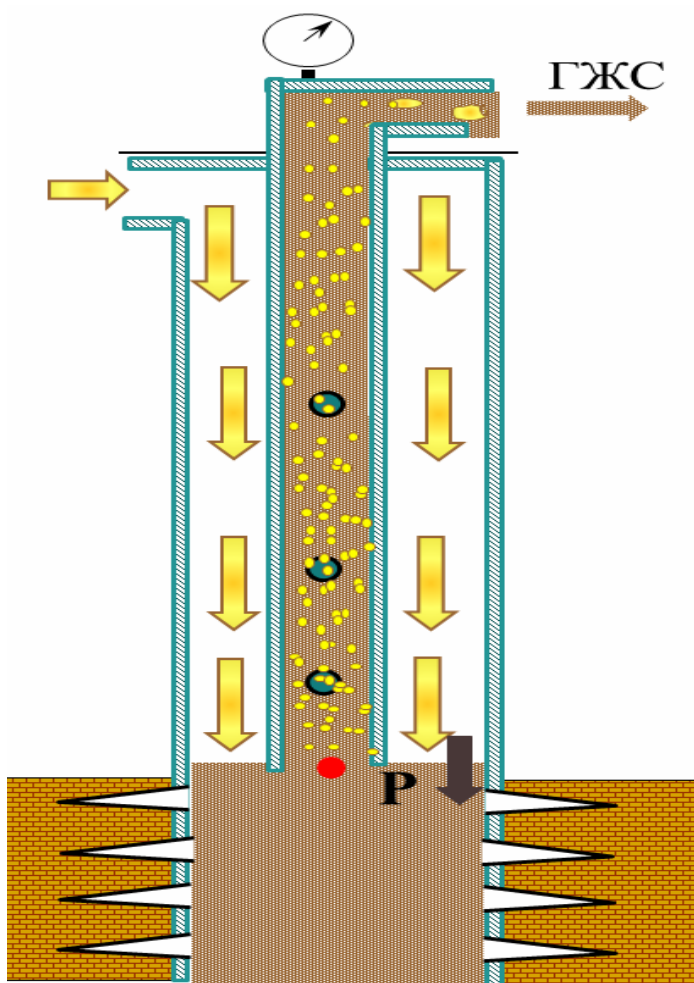
Екінші карбонатты қабаттың литологиялық құрамы көбіне әктас дололиттан құралған. Қуыстылық бойынша 9% өткізгіштігі 0,0824 мкм<sup>3</sup>, газға қаныққандығы 83%. Сынама мәліметтер бойынша № 1,3,12,15 шыңыраулардың аумағында коллекторлар жоқ. [7]



## II. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ БӨЛІМ

### 2.1. МҰНАЙ ӨНДІРУ ҰҢҒЫЛАРЫН ГАЗЛИФТІЛІ ӘДІСІМЕН ИГЕРУ

Сұйықтың жер бетіне қабат күштері арқылы көтерілуі тоқтаған кезде, шыңырау фонтандауы тоқтайды. Ұңғының фонтандауын ұңғыға арнайы клапандар арқылы немесе ауа жіберу арқылы жүзеге асыруды газлифтті әдіспен игеру деп атайды. Газлифтті екі каналдан немесе өткізгіш құбырдан тұрады. Біреуі ауаны немесе газды өткізу үшін, екіншісі газ бен сұйық араласқан қоспаны көтеру үшін ұңғыға екі қатар орналасқан құбыр жіберіледі. Бұл құбырлар арқылы газ немесе ауа айдалады. Олар ауа құбыры деп аталады. Екінші қатармен жоғарыға газ бен мұнай араласқан қоспа көтерілетін құбырлар көтергіш құбырлар деп аталады.



2.1.1-сурет .МҰНАЙ ӨНДІРУ ҰҢҒЫЛАРЫН ГАЗЛИФТІЛІ ӘДІСІ

Сұйықтың құбыр мен ұңғыда бір деңгейде болуы тұрақты деңгей деп аталады. Ұңғыдағы сұйықтың қысымы қабат қысымына тең болады;

$$P_{\text{қаб}} = \rho g H \quad (2.1.1)$$

Ұңғыны игерудің компрессор үстінде сығылған газ немесе ауаны қолданып игеру түрі ұңғыны компрессорлы түрмен игеру деп аталады.

Егер ауа құбыры арқылы газ айдасақ, онда газ құбырдағы сұйықты ығыстырып көтергіш құбырларға өтеді де, ондағы сұйықтықпен араласады. Мұндай қоспаның тығыздығы сұйықтың алғашқы тығыздығынан төмен болады. Өйткені көтергіш құбырлардағы сұйықтықтың деңгейі жоғары көтеріледі. Көтергіш құбырларға газ неғұрлым көп жіберілсе, сұйықтың деңгейі соғұрлым жоғары болады. Қоспаның көтеру биіктігі көтергіш құбырлардың көтеру қабілетіне байланысты болады.

## **2.2. ГАЗЛИФТИ ӘДІСІНІҢ ЕРЕКШЕЛІГІ**

1. Ұңғының тереңдігі мен тізбектің диаметріне қарамастан көп мөлшерде өнім алуы.
2. Құбырға айдалатын газдың немесе ауаның мөлшерінің өзгеруіне байланысты ұңғы өнімін бір қалыпты және жеңіл өндіру.
3. Қондырғылардың жер бетіне орналасуы қисық бағытталған және қисайған ұңғыларды сонымен бірге көп мөлшерде құм шығаратын ұңғыны игеруі.
4. Жоғарғы температураның ұңғыға әсер етпеуі.
5. Жер асты жөндеу жұмыстарының арзанға түсуі.

Пайдалану тізбегі мен оған түсірілген құбырдан тұратын сығылған газ бен ауа көмегімен жоғарыға қарай көтеру жүйесі газлифті немесе эрлифті (газ немесе ауа көтергіш) деп аталады.

Газлифті жүйесінің әсері фонтан жүйесімен әсері бірдей, себебі сұйықтың жоғарыға көтерілуі жұмысшы агентінің қуаты әсерінен болады.

Газды немесе ауаны сығуы, жоғарыда компрессордың көмегімен орындалған мұнай ұңғысын пайдалану компрессорлық деп аталады.

Қоспаның көтеру жоғарылығы тек айдалған газ сонымен байланысты емес, көтергіш құбырдың сұйыққа батуына байлаысты. Егер көтеру құбыры сұйық деңгейінен төмен болса, онда айдалған газ сұйықтан өтіп жоғарыға шығып кетеді. Ал сұйық қабырғасымен қайта төмен қарай ағады. Сұйықтың көтерілуі жоғарылығы көтергіш құбыр диаметріне байланысты. Үлкен диаметрлі құбырларға қарағанда кіші диаметрлі құбырларға бірдей агент шығынымен бірдей сұйық деңгейі көтерілуі мүмкін.

Көтеру жоғарылығына сұйық тұтқырлығы да әсер тигізеді. Мұнайдың көтерілу жоғарылығы суға қарағанда төмен. Себебі мұнай тұтқырлығы үлкен. Газдың, мұнайдың құбыр қабырғасынан өтуі қиын. Сондықтан мұнайды жоғарыға көтереді. Осылай газ ауа көтергішінің жұмыс істеуі көтергіш құбырда газдануымен оның орташа тығыздығымен төмендеу нәтижесінде көтерілу құбырына үздіксіз газ беру кезінде газданған сұйық ұңғының сағасына дейін көтеріледі және сыртқа төгіледі.

Газ көтергіш пайдалану кезінде ұңғыда құбыраралық деңгей пайда болады. Бұл өзгермелі деңгей (Ндеңг) деп аталады.

Өзгермелі деңгей әрқашан тұрақты деңгейінен аз болады:

$$H_{\text{дин}} < H_{\text{ст}} \quad (2.2.1)$$

Сұйық бағасына қысымынан биіктігі өзгермелі деңгейге дейін түп қысымына тең:

$$P_{\text{түп}} = H_{\text{дин}} \rho g \quad (2.2.2)$$

Тұрақты және қысымынан биіктігі өзгермелі деңгейге дейін түп қысымына тең:

$$\frac{P_{\text{каб}}}{H_{\text{түп}}} = \frac{P_{\text{каб}}}{H_{\text{өзг}}} = \rho g \quad (2.2.3)$$

Ұңғысағасына өзгермелі деңгейге дейін көтеру биіктігі:

$$h^{\circ} = H - H_{\text{дин}} = H \cdot \frac{P_{\text{түп}}}{\rho g} \quad (2.2.4)$$

Көтергіш құбырының түп қысымы:

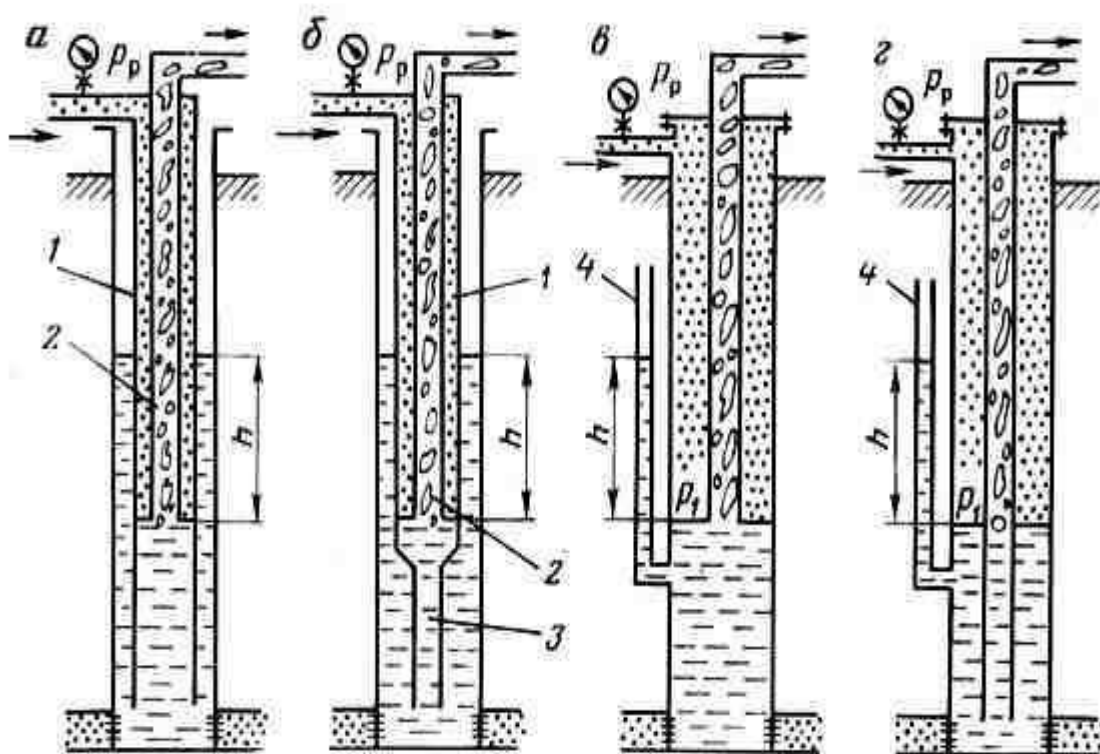
$$P' = (L - h_0) \rho g = h \rho g \quad (2.2.5)$$

Мұндағы: L- көтергіш құбыр ұзындығы, h - өзгеру деңгейінен төменгі құбырдың бату тереңдігі.[8]

### 2.3 ГАЗ АУА КӨТЕРГІШНІҢ КОНСТРУКЦИЯСЫ

Ұңғыға түсірілген құбыр соңына жұмысшы агентімен газ мұнай қоспасының бағытына байланысты көтергіштер бір қатарлы және екі қатарлы болып бөлінеді. Ал жұмысшы агентінің бағытына байланысты сақиналы және орталы жүйелі болып бөлінеді. Көтергіштің сақиналы жүйесінде ауа тізбегі сатылы болады. Төменгі жағында кіші диаметрлі, жоғары жағында үлкен диаметрлі. Оның негізгі ерекшелігі: бірінші қатардағы құбырдың ауырлық күшін азайтады және шыңырау түбінен құмды оңай алып шығуына мүмкіндік береді. Ал сақиналы көтергіштің кемшілігі көтергіш құбырдың ұзарту мүмкін еместігі.

Тереңдікті ұзарту үшін барлық тізбекті көтеру керек болады.



2.3.1-сурет. Газлифті көтергіштер конструкциясының сызбасы: а-екі қатарлы көтергіш; б - бір жарым қатарлы көтергіш; в-бір қатарлы көтергіш; г-жұмыс саңылауы бар бір қатарлы көтергіш

Бір қатарлы көтергіштерде бір тізбек түсіріледі, жұмысшы агентінің берілуіне байланысты. Ол немесе ауа газ көтергіш тізбегі болады. Сақиналы бір қатарлы газ ауа көтергішінде жұмысшы агенті сақиналы кеңестігіне яғни шегендеу құбыр тізбегімен көтергіш құбыр аралығына айдалады. Бір қатарлы көтергіш орталық жүйесінде жұмысшы агенті СКҚ тізбегіне айдалады. Ал газ мұнай қоспасы құбыр аралық кеңістікпен көтеріледі. Бір қатар бұл жүйенің кемшілігі мол құмды ұңғыны пайдалану кезінде құбырларды қосып тұрған муфта шешіліп құбырлар ұңғыға құлауы мүмкін. Өндірісте көбіне көтергіш сақиналы жүйесі пайдаланылады.

Бір қатарлы және екі қатарлы көтергіштер қызметі бір-біріне ұқсас болады. Екі қатарлының ерекшелігі сол бір қатарлы көтергіштің жүйесінің сақиналы жүйесіне қарағанда, сақиналы ауа кеңістігінің көлемі аз болғандықтан жұмысшы агентімен сұйық аз бүлкілдеуімен жұмыс жасайды.

Сонымен қатар құбыраралық кеңістіктегі сұйық бағанасы екі қатарлы көтергішінің жаттық жұмыс жасауына әсерін тигізеді.

Бір қатарлы көтергіш жұмысында болған бүлкілдеу құбылысы қабаттың бұзылуына және ұңғының түбінде немесе көтергіш құбырында құм тығынының пайда болуына әкеліп соғады.

Бір қатарлы көтергіште егер көтергіш құбыры сүзгішке дейін түсірілмеген болса, онда құмды шығару шарты нашарлайды. Ұңғыларды бір қатарлы ұңғыны жабдықтауға 48-89 мм-ге дейінгі және өте сирек жағдайда 144 мм СКҚ пайдаланады.

Екі қатарлы көтергіште сыртқы тізбекке диаметрі 114, 112, 89, 73 мм, ал ішкі қатардағы тізбекке 73, 60, 48 мм диаметрлі құбыр пайдаланады.[8]

## 2.4. МҰНАЙ ӨНДІРУГЕ ГАЗЛИФТ ӘДІСІНІҢ ҚУАТЫНЫҢ МІНЕЗДЕМЕСІНІҢ ТИІМДІЛІГІ.

Мұнай өндіруде газлифт әдісі тығыздалған мұнайдың газдың қуатын пайдаланады.

Деректі шығынға теория жүзінде қажет жұмысанының қатысына пайдалы әсер коэффициентіне, яғни:

$$\eta = \frac{W_{\text{пол}}}{W_{\text{затр}}} \quad (2.4.1)$$

Тереңдіктен (H) бір тонна (1000 кг) көтеру үшін теория бойынша осындай жұмысорындау керек.

$$W_{\text{пол}} = 1000gH; \text{Дж} \quad (2.4.2)$$

Соның жұмысшы агентінің өрістету кезінде

$$W_{\text{затр}} = 2,3P_0V_01g \frac{P_1}{P_2} \quad (2.4.3)$$

Мұндағы:  $P_0$ - атмосфералыққысым, Па;

$V_0$  - атмосфералық қысым кезінде жұмысшы агентінің көлемі;

$P_1 - P_2$  - көтергіш құбырының сағадағы және түптегі жұмысшы агентінің қысымы, Па.

Осыдан көтергіштің пайдалы әсер коэффициенті:

$$\eta = \frac{W_{\text{пол}}}{W_{\text{затр}}} = \frac{1000gH}{2.3P_0V_01gP_1/P_2} \text{ немесе } \eta = \frac{10^3gH}{2.3 \cdot 10^4gV_01gP_1/P_2} = \frac{0,04H}{V_01gP_1/P_2} \quad (2.4.4)$$

Осылайша газ көтергішінің пайдалы әсер коэффициенті құбырдағы сұйықтың көтеру биіктігінен жұмысшы агентінің шығынынан жұмысшы қысымымен газдың өрістеу дәрежесіне байланысты. Аз тереңдікте шығымы аз ұңғыдағы тереңдік сораптарының немесе ауыспалы газлифт әдісінің көмегінен пайдаланылған тиімді.[8]

## **2.5. КОМПРЕССОРЛЫҚ ҰҢҒЫНЫ ПАЙДАЛАНУҒА БЕРУ**

Компрессорлық ұңғы сағасы құбырға алқа үшін түсірілген арматурамен жабдықталады. Ұңғы өнімі сұйық шығатын құбыр жүйесіне сығылған газ немесе ауа ұңғыға бағытталады. Көбіне бұл мақсатқа атқылау кезінен кейін ұңғыда қалған фонтанды арматуралар пайдаланады. Компрессорлық ұңғылар жіберу жүйесі сыртқы қатардағы құбырдан сұйықты алумен, газбен ығыстырудан және айдалған ауа көтергіш құбырының төменгі жағына немесе құбырдағы сұйық бағасына газдандыру үшін жұмысшы тесігінен тұрады.

Екі қатарлы көтергішпен жабдықталған ұңғыны жіберу жүйесі. Ұңғыны жібергенге дейін сұйық деңгейі көтергіш құбырда және екі сақиналы кеңістік бірдей болады. яғни, тұрақты деңгейде. Ішкі және сыртқы құбырлар кеңістігіне, аралығына ауа айдау кезінде сұйық төмен қарай ығысады. Қабатпен жұтылады, себебі: ұңғы қысымы қабат қысымын көтереді. Сұйық сақиналы кеңістікте көтергіш құбырының соңына дейін төмендегенде сұйық шығатын құбыр қысымы жоғарғы биіктікке жетеді. Осы кезде ауа қысымы максималды болады.

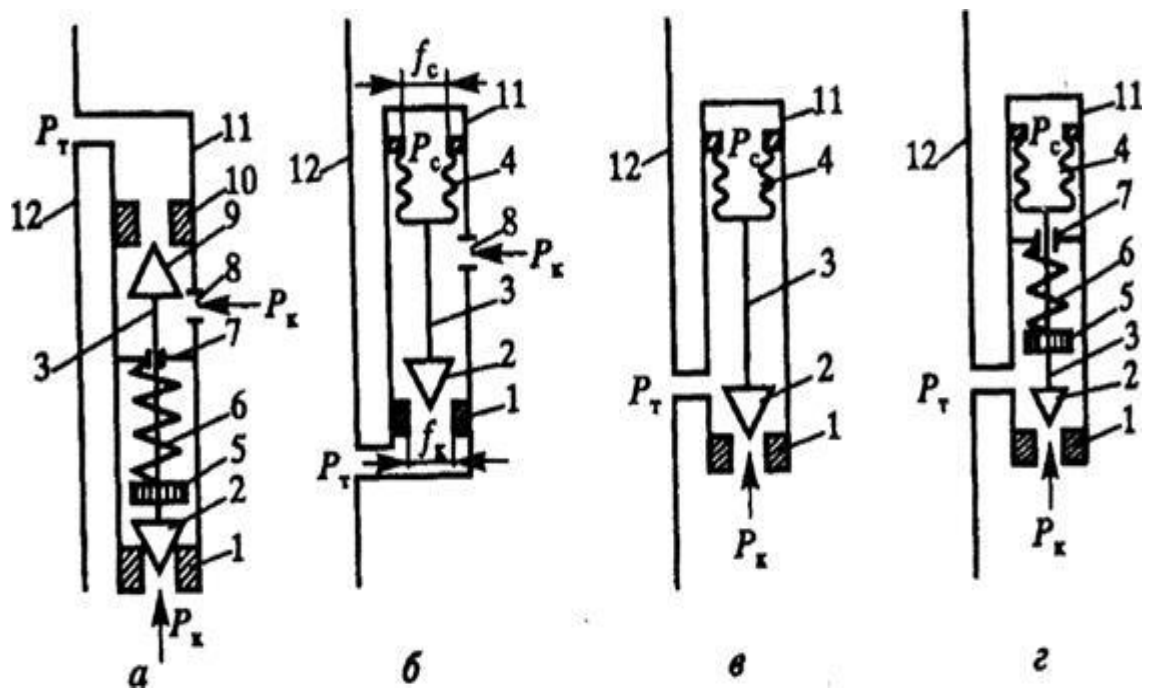
Ол жіберуші қысым деп аталады. Ауа қалай көтергіш құбырының түбінде жетіп және оған кіргенде сұйық бағанасының газдана отырып көтеріле бастайды. Сұйық жоғарыға жетіп және сұйық шығатын құбырмен жете бастағанда, көтергіш құбыр түбіндегі қысым түсе бастайды. Соған байланысты құбыр аралық кеңістіктен сұйық түбіне келе бастайды және көтерілген газбен жоғары қарай көтеріледі. Ұңғының түп қысымына қарағанда қабат қысымы төмен болады. Бұл ұңғыға қабаттан үздіксіз сұйықтың келуіне әсер етеді. Осы кезде құбыр аралық кеңістікте өзгермелі деңгейде, яғни пайдалану құбыры мен сыртқы қатар аралығында болады. Сақиналы кеңістікте белгілі мөлшерде болады, ол жұмысшы қысым деп аталады және ол әрқашанда жіберуші қысымнан төмен болады.

Жіберуші қысым көтергіш конструкциясын ұңғы диаметрінен, ұңғыдағы сұйық мөлшерінің бағасынан көтергіш құбырының бату тереңдігіне тәуелді.[8]

## **2.6. ТЕРЕҢДІК КЛАПАҢДАРДЫ ҚОЛДАНУ ЖӘНЕ ОЛАРДЫҢ ОРНАТУ ТЕРЕҢДІГІН АНЫҚТАУ.**

Осы заманғы мұнай ұңғыны пайдалану технологиясы мен тереңдік клапандарды қолдануды қарастыруда ұңғыны жіберуді және осы қалай пайдалануға арналған көтергіш құбырмен қысқартылады және орнатылады. Көтергіш ұзындығы бойымен алдын ала есептелген нүктелерде орналасқан клапандар мен сүзгіш белдеуінен ұңғының құбыр аралық кеңістігін ауа шалаушы пакердің болуы бұл көтергішке тән өзгешелік. Пакерді пайдалану ұңғыны тез және толық жіберуге жасауына, нәтижесінде газдың меншікті шығынының азаюына және осы пайдалану әдісін тигізеді.Отынның және шет ел мұнай кәсіпшілігіне тереңдік клапандардың төменгі конструкциясын пайдаланады.





2.6.1-сурет . Тереңдік клапандардың принциптік схемалары:

а-серіппелі; б -  $P_K$  құбыр кеңістігіндегі қысымнан іске қосылатын сиффонды; в -  $P_T$  (көтергіштегі) құбырларындағы қысымнан іске қосылатын сиффонды; г - құрамдастырылған; 1 - клапанның төменгі ершігі; 2 - төменгі клапан; 3 - клапанның шток; 4 - сиффонды камера; 5 - реттеу гайкасы; 6 - серіппе; 7 - серіппе тіреуі; 8 - клапанның корпусындағы тесік; 9 - жоғарғы клапан; 10-клапанның жоғарғы ершігі; 11 - клапанның корпусы; 12-қақпақтың қабырғасы; [8]

1. Механикалық клапан әсері. Мұнай клапанды ашу үшін ұңғыны жіберу кезінде құбырдан сұйық шыққанға дейін клапанды ашық ұстайтын аспапты ұңғыға қарқынмен жіберіледі. Сұйықтың шығуына қарай аспап келесі клапанға түсіреді және ұңғы жібергенге дейін оларды ашық ұстайды. Содан кейін аспап жоғарыға шығарып тастайды да ұңғы осы режимде жұмыс жасай бастайды.

2. Көтергіш құбыр мен құбыр аралық кеңістік аралығында қысымдардың төмендеу жүйесі дифференциалды.

Көтергіш құбырының артқы жағына орналасқан дифференциалды жібергіш клапанын шыңырауға алдын ала есептеу арқылы анықталған терндікте түсіріледі. Айдалған газ құбыр аралық кеңістіктегі сұйық деңгейінен төмендетеді. Сол кезде көтергіш құбырлары бірдей деңгейде көтерілмейді. Құбыр аралық кеңістікте газ клапаны деңгейіне жеткенде және оның қысымы көтергіш құбырдағы сұйықтың гидростатикалық қасиет бағанасынан жоғары болады. Ол клапаны арқылы құбырға өтеді. Және ондағы сұйықтық газданады. Клапаны жоғары құбыр ішіндегі сұйық ішінара қозғалады. Содан кейін құбырдағы қысым клапаны деңгейінде төмендей бастайды. Бұл құбырмен құбыр арқылы кеңістіктен қысымның жоғарылауына әкеліп соғады.

Белгілі жағдайда қысымның әсерінен клапан жабылады. Бұл мезгілде құбыр аралық кеңістікте сұйық деңгейі келесі төмен жатқан клапанға немесе көтергіш құбырынң түбіне жетуі керек. Дифференциалды клапандарды, сильфонды плунжерлі және аралас етіп дайындалады.

Құбыр аралық қысым жіберуші қысыммен тең болғанда құбыр аралық кеңістікте сұйықтың максималды тереңдігі анықталады.

Барлық клапанды орнату кезінде бұл деңгейде қысым өзгермейді. Сондықтан 1-ші клапанды құбыр аралық кеңістікте ығыстырылған суық деңгейінен шамамен 20 м биік орнатады.

Егер сұйық қабатпен жұтылу мүмкіндігін ескермей мына формулаға сүйене отырып

$$P_{\text{пуск}} = h_1 \rho g \frac{D^2}{d} \quad (2.6.1)$$

Шыңыраусағасына бірінші клапанға дейінгі қашықтықты төмендегі формуламен анықтауға болады

$$L_1 = h_{\text{ст}} + \frac{P_{\text{max}}}{\rho g} \cdot \frac{d^2}{D} - 20 \quad (2.6.2)$$

Сұйықтың құбырдан асуы кезінде құбыр аралық кеңістік қысымы жіберуші қысымынан төмен болған жағдайда шыңыраусағасынан барынша дейін арақашықтық анықталады.

$$L_1 = \frac{P_{\text{max}}}{\rho g} + 20 \quad (2.6.3)$$

Скважина сағасының екінші клапанға деңгейінгі қашықтық

$$L = L_1 + \frac{(P_{\text{max}} - P_i)}{\rho g} - 10 \quad (2.6.4)$$

Мұндағы:  $h_{\text{ст}}$  - сағадан тұрақты деңгейге дейінгі арақашықтық;

$P_{\text{max}}$  - жіберуші қысым, Па;

$(P_{\text{max}} - P^1), \dots, (P_{\text{max}} - P_{n-1})$  - бірінші және келесі клапандар қысымының максималды жіберілуі, Па;

$\rho$  - сұйық тығыздығы, кг/м<sup>3</sup>

$g$  - ауырлық күшінің жылдамдығы, ( $g=9,8$  м/сек<sup>2</sup>) [8]

## 2.7. КОМПРЕССОРСЫЗ ГАЗЛИФТ

Компрессорсыз газлифтің компрессорлы газлифтіден айырмашылығы компрессор станциясының жоқтығы. Табиғи газ көзінің болуымен коммуникациялық желісіне гидрад қоспаларымен күресетін қондырғыларының болуы.

Егер мұнай кен орнына жақын немесе сол ауданда жеткілікті газ қоры бар және қысым қабаттары болса, газлифт үшін газды газ шыңырауынан алуға

болады. Бұл масатқа газ өңдеу зауытынан келетін немесе магистральды газ құбырынан келетін жоғары қысымды пайдаланады.

Шыңыраудан жоғары қысыммен газ гидроциклонды сипоратормен конденсат жинақтаушы арқылы кептіру пунктіне өтеді. Ішкі ара қашықтық кептірілген газ әрі қарай жалынсыз қыздырғышқа арналған ирек түтікше түсіп 80-90° С-қа дейін қыздырылады. Қыздырылған газ айырғыш батареяға қарай жүреді. Одан кейін газлифт жабдықтармен мұнай шыңырауына қарай кетеді. Шыңыраудан газ мұнай қоспасын газ айырғыш арқылы газ бензин зауытына немесе жанармай желісіне кетеді. Сұйық газ айырғыштан көлемді ыдысқа кетеді.

Егер басқа мақсатқа жұмсалған жоғары қысымды газ қоры болса жән егер мұнайды жоғарыға шығару жұмысынан кейін осы газ қорымен нарыққа жөнелтіледі. Пайдаланылса шыңырау компрессорсыз газлифтіден пайдалану пайдалы және үнемді болады. Көп қабатты кен орнында тілікті мұнайдан басқа жоғары қысымды газ қабатты бар болса шыңырау газлифт жүзеге асыруға болады.[8]

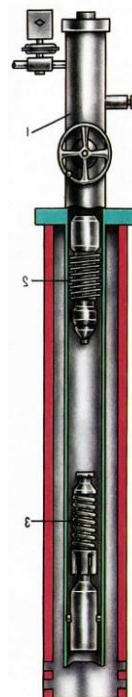
## **2.8. ГАЗЛИФТ ҰҢҒЫСЫН АУЫСПАЛЫ ТҮРІНДЕ ПАЙДАЛАНУ**

Аз шығымды ұңғыда қабат қысымы мен өзгермелі деңгейдің төмен кезінде, сұйық деңгейіне көтергіш құбырының батуы 20-25% төмендесе ұңғыға үнемі газ беруші газ көтергішін пайдалану жоғары меншікті газ шығымының әсерінен тиімсіз болып табыады. Ауыспалы түрдегі газлифте кіріс жиілісі сақиналы кеңістікке үш жүрісті кран орнатылады. Кранның жабық кезінде сақиналы кеңістік сұйық шығаратын құбыр желісімен қосылады. Сол себептен сұйық ұңғыда жиналады. Түп қысымы керек жағдайға жеткенде кран жоқ жағдайға ауыстырылып газ кіріс жиелігінен сақиналы жиелігіне түседі. Сақиналы кеңістікте сұйық деңгейі төмендейді де, ал СКҚ тізбегінде жоғарылайды. Сақиналы кеңістіктен көтергіш құбырын сұйықтың газбен толық ығыстыру кезінде газ түп арқылы жарып шығады. Және сұйық жоғарыға қарай итеріледі. Сұйық лақтырылғаннан кейін кран қайта орнына келіп және цикл қайталана береді. Қарастырылған пайдалану схемасы пайдаланылған жабдықтарына қарағанда өте қарапайым бірақ оның кемшіліктері бар.

Барлық ұңғы көлемін жоғары қысымды толтыруға тура келеді. Бұл салыстырғанда сұйықты көтеруге үлкен агент шығыны жұмсалады. Сұйықты бастыру кезінде газ қысымы ұңғы түбіне беріледі. Сондықтан сұйық ішінара қабатқа ығыстырылады. Егер өнім құрамында құм болса, онда құмды сұйықты ауыспалы түрде бастыру түп маңындағы аймақта кеуектілік кеңістігінің бітелуіне әкеліп соғады осының әсерінен ұңғының өнімділігі төмендейді.[8]

## 2.9. ПЛУНЖЕРЛІК КӨТЕРГІШ

Плунжерлік көтергіш – газлифтің бір түрі. Оның өзгешелігі сол жылжу шығыны мен газдың меншікті шығыны үшін көтергіш құбырының тізбегі жоғары қозғалғанда сұйықты газдан айыратын плунжер енгізеді.



2.9.1-сурет . Плунжерлік көтергіш конструкциясы .

Плунжерлі көтергіш бір қатарлы қырлы көтергіштен айырмашылығы аз және төменгі амортизаторы бар көтергіш құбыр тізбегімен жоғары амортизаторлы бар көтергіш саға арматурасынан тұрады. Компрессорлы немесе фонтанды әдіспен пайдаланып жатқан көтергіш құбыр тізбегіне плунжер соңында ашық клапаны бар цилиндр енгізіледі. Жоғары қарай көтерілген плунжерден ұңғы өнімі мұнай мен газ еркін өтеді.

Көтергіш құбырының төменгі жағына жеткеннен кейін плунжер амортизаторға соғады да клапан жабылады және оған төменгі жағынан компрессордың құбыр аралық кеңістігіне айдаушы немесе қабат газы итермелей бастайды. Плунжер өзінің алдында бар сұйықты итермелей жоғары қарай көтеріледі. Сұйық ұңғы сағасына жеткенде сұйық шығару жиеліс арқылы трапқа немесе мұнай жинағышқа қарай құйыла бастайды. Ал плунжер саға арматурасына орналасқан. Жоғарғы амортизаторға сығылады. Сондықтан плунжер клапаны ашылады және плунжер төмен қарай құлайды. Осылай цикл қайталана береді. Ұңғыны пайдалану жүйесінде сұйық шығару жүйесі барлық уақытта ашық болады, көтергіш құбырында сұйықты газдандыратын газ қозғалысы қарастырылмайды. Плунжердің құлауы кезінде құбыр арқылы бір жота газ ағып кетеді. [8]

## 2.10. ГАЗЛИФТИ ПАЙДАЛАНУ КЕЗІНДЕГІ АҚАУЛАР, ОЛАРДЫ ЖОЮ ШАРАЛАРЫ

Газлифті ұңғыны дұрыс пайдалану бірқатар кемшіліктермен бұзылады.

1. Көтергіш және ауа құбырларында ұңғы түбінде құм тығынының пайда болуы.
2. Сұйық шығару жиелігі мен құбырларда парафин немесе тұздың шөгілуі.
3. Бір қатарлы көтергіштегі құбыр аралық кеңістіктен екі қатарлы көтергіштегі сақиналы кеңістікте сальниктің пайда болуы.
4. Сұйық шығаратын желінің ластануы.
5. Мұнайдың ерімейтін талшықтарына қаныққан заттар (эмульсия) пайда болуы.

Құм шөгінділерімен күрес – көп жағдайда ұңғыға сұйық пен бірге құм келеді. Егер ұңғыға түскен құмның жоғарыға шығуына жағдай жасалмаса, ұңғы түбіне шөгіп құм тығыны пайда болады. Мұндай тығын сүзгішті жауып қалады. Осының сесебінен қабаттан ұңғыға сұйықтың келуі қиындайды. Кейде құм тығыны көтергіштерде сыртқы қатарлардағы құбырларда пайда болады. Өндірісте құм тығынын болдырмаудың мақсаты шыңырауға құмды келтірмеу немесе ұңғыдағы құмның сұйықтықпен бірге жоғарыға шығарылып және ұңғыда тығын шөктірмеу.

Ұңғыдағы құмды келтірмеу шарасы режим мінездемесімен депрессияны болдырмау, яғни, сұйықты алуды төмендету.

Компрессор ұңғысынан сұйықты алуды реттеу үшін көтергіш құбырына бапту тереңдігін, көтергіш құбыр диаметрін немесе жұмысшы агентін айдау көлемін өзгертеді.

Ұңғыда құм тығынын пайда болуына бақылау өлшеу аспаптарының көрсеткішіне және ұңғы шығынына қарап білуге болады. Сол сияқты ұңғының өнім беруі тоқтатылып ұңғыдан төмендетілген қысым кезінде тек ауа (немесе газ) ғана шығатын болса, ұңғы ішінде құм тығыны пайда болады деуге болады. Ұңғы түбіне құм тығынынан тазарту үшін пайдалану тізбегін көтеру құбырлары арасынан газ беруді тоқтатпай мұнай айдалады.

Кейде осы әдіспен тығынды жуу іске асады, егер ол болмаса жер асты жөндеу жұмысын жүргізеді.

Бір қатарлы көтергіш құбырына шөккен құмды шығару мүмкіндігі өте аз. Сондықтан ұңғыға сүзгіш түсіріледі.

***Көтергіш құбырларындағы тұз шөгінділері мен күрес.*** Сулы ұңғыларды пайдалану кезінде кей жағдайларда көтергіш құбырлар мен арматураларда қабат қысымымен температурамен салыстырғанда ұңғыдағы температура мен

қысымның өзгерісінің әсерінен тұз түзіледі. Тұз көтергіш құбырының жоғарғы жағына яғни сағадан 150-300 м бойында түзіледі.

Соның әсерінен жұмысшы агент қысымы көтеріледі және ұңғы шығымы төмендейді. Тіпті өнім беруі тоқтайды. Карбонатты кальциеммен яғни тұздардың түзілуінің алдын алу үшін көтергіш құбырына арматураға және сұйық шығатын жиелігіне түрлі химиялық реагенттерді айдаймыз.

**Парафин шөгінділерімен күрес.** Парафинді мұнай беретін ұңғыны газлифті әдіспен пайдалану көтергіш құбырының қабырғаларына парафин жиналады.

Құбырды парафиннен тазарту мен оның алдын алу тәсілдері фонтанды пайдаланудағы әдістермен бірдей құбырды, әсер ету жұмыстары қолданылады.

**Металл сальниктерді жою.** Эрлифтпен пайдалану кезінде сығылған газ компрессорлық станциядан ұңғыға дейін бір шама арақашықтықтан өтеді. Ауаның құбырмен қозғауы, әсіресе ауа аса дымқыл болса металл тотығуы бірге жүреді. 70-80% дымқылда көрініп тұратындай тотығу болады. Одан басқа қысымның жоғарылауына байланысты тотығу жылдамдығы жеделдейді. Құбырдың тотығуына күкірт қышқылы мұнайдағы күкірт қоспаларымен айдалған ауа оттегінің өзара әректесуінен пайда болған әсерінен тигізеді. Даттануды төмендету үшін төмендегі шаралар жасалады:

1. Құбырдың ішкі жағынан лакпен, әйнекпен немесе эмальмен жағады.
2. Ауаның конденсатты құм арада кептіреді.
3. Ауа қозғалысын бағытын сақиналы жүйедене орталық жүйеге ауыспалы түрде ауыстыруды және керісінше.

Сальниктің пайда болуын алдын алуының жақсы әдісі – мөлшерлеу сораптарының көмегімен ауамен бірге үстіртін әрекетті заттар (ПАФ) айдалады. Егер әдіспен сальник жойылмаса жер асты жөндеуге беріледі. Сұйықтың ерімейтін талшықтарына қанықан заттың пайда облуымен күрес.

Қабаттан мұнай мен бірге судың келуіне байланысты эмульсия пайда болуы мүмкін.

Эмульсиялды мұнайды таза мұнайдан бөлек тасымалдайды. Одан әрі арнайы қондырғыдан эмульсияны мұнай мен суға бөледі.

Эмульсияны болдырмаудың тиімді шараларының бірі жұмысшы агентіне мұнай газ пайдалану. Ұңғыдан таза мұнай алудан ұңғы ішінде сұйықтан мұнайды ажырату (деэмульгатор) жақсы нәтиже береді. Бұл әдісте сақиналы кеңістікте сығылған ауамен бірге эмульсияны болдырмайтын сұйық деэмульгатор беріледі. Газлифт жүйелеріне деэмульгаторды қажетті концентрацияда мөлшелеу сораптарының көмегімен беріледі.[8]

### III. ЭКОНОМИКАЛЫҚ БӨЛІМ

#### 3.1. Газлифті ұңғыларды зерттеу жұмысын ұйымдастыру және оның тиімділігінің көсеткіштері

Экономикалық тиімділіктің жалпылама критерийіне қоғамдық еңбектің өнімділігі жатады. Қоғамдық еңбектің өнімділігі ұлттық табысты, материалдық өндіріссаласында жұмыс жасайтын адамдардың орташа санына бөлу арқылы табылады.

$$E\Theta = \Upsilon T / A, (3.1.1)$$

Кен орнында ұңғыны зерттеу жұмысы ұңғылардан шығатын сұйықтың су көлемінің өзгерісін бақылау арқылы ұйымдастырылады. Зерттеу жұмысын төмендегідей жолдармен ұйымдастырады:

– Диаметрі белгілі штуцері бар ұңғының өнімін екі сағаттан кем емес бір неше рет өлшейміз.

– Бұл кезде траптан газ шығаратын құбыр өткізгіште қондырылған шығын өлшегіш арқылы ұңғыдан бөлінген газ көлемін анықтайды. Шығарылған газ көлемін өндірілген мұнай көлеміне қатынасы ұңғының газ факторына тең.

– Сұйықтың құрамындағы құмды анықтау үшін фонтанды арматураның тармағынан сұйық үлгісі алынады. Алынған сұйықты сілкіп, шайқап шыныларға толтырып лабораторияға жіберіледі.

– Штуцер орнатқаннан кейін 2 – 3 күн сайын өнімін өлшейді.

Бұл ұңғының белгілі бір қалыптасқан режимде жұмыс жасауына көз жеткізу үшін қажет, содан кейін штуцер диаметрінің 1 мм – ге азайтып белгілі бір уақыттан кейін (12 – 24 сағ. дейін жаңа режим қалыптасу үшін) өлшеулерді қайталайды. Бұл жұмысты мына шарт орындалғанға дейін қайталайды: штуцер диаметрін азайтуы, газ факторының көбейюіне әкеліп соғады. Ал егерде штуцер диаметрін бір өзгерткеннен кейін газ факторының көбейгені байқалса, онда штуцер диаметрін азайтпайды. Оның орнына ұңғыға диаметрі 1 мм – ге үлкен штуцер орнатылады, егерде жаңа штуцер салғаннан кейін ұңғының газ факторы азайса, оның газ факторы көбейгенге дейін, штуцерінің диаметрін 1мм – ге көбейтіп отырады. Газ факторының кенеттен өзгерулері байқалса штуцер диаметрін 0,5 мм немесе одан аз ғылып та өзгертуге болады.

Зерттеу барысында алынған өлшемдер арқылы штуцер диаметрінің өзгеруіне байланысты газ факторының өзгеру қисығын салуға болады.

Зерттеу кезінде алынған сұйық ағындағы су мен құм құрамы диаграммаға тіркіледі. Ұңғыларды зерттеуді әр 2-3 ай сайын қайталап отыру керек.

Сонымен қатар, экономикалық тиімділіктің аса маңызды көрсеткіштері ретінде еңбек сыйымдылығы, материал сыйымдылығы, капитал сыйымдылығы және қор сыйымдылығы алынады.

Кен орнында ұңғыны зерттеуді ұйымдастырудың экономикалық тиімділігін анықтау үшін төмендегідей көрсеткіштер қолданылады:



Мұнай өнімнің еңбек сыйымдылығы материалдық өндіріссаласында жұмсалған еңбек санын, шығарылған өнімнің жалпы көлеміне бөлу арқылы анықталады:

$$\text{Есый} = T / Q, (3.1.2)$$

Мұндағы: Есый – еңбек сыйымдылығы;  
T – еңбек саны;  
Q – шығарылған өнімнің жалпы көлемі.

Қоғамдық еңбектің материал сыйымдылығы шикізат, материал, отын, энергия және т.б. шығындарының көлемін, шығарылған өнімнің жалпы көлеміне бөлу арқылы анықталады:

$$\text{Мсый} = Ш / Q, (3.1.3)$$

Мұндағы: Мсый – материал сыйымдылығы деңгейі;  
Ш - шикізат, материал, отын, энергия және т.б. шығындары.

Капитал сыйымдылығы халық шаруашылығындағы капитал салымдарының көлемін, шығарылған өнімнің жалпы көлемінің өсіміне бөлу арқылы анықталады:

$$\text{Ксый} = K / \Delta Q, (3.1.4)$$

Мұндағы: Ксый - өнімнің капитал сыйымдылығы;  
K – капиталдық салымдардың жалпы көлемі;  
 $\Delta Q$  – шығарылған өнім көлемінің өсімі.

Тиімділік – жалпы және салыстырмалы болып бөлінеді.

Жалпы тиімділік – шығындарды атқару арқылы пайда болған әсердің жалпы көлемін көрсетеді және оны инвестициялардың әрбір объектілері бойынша есептеуге болады.

Салыстырмалы тиімділік – белгілі бір өндірістік және шаруашылық есептерді шешуде, екі немесе бірнеше шешім варианттарының ішінен біреуін таңдап алуда есептелінеді. Ол бір варианттың басқа вариантпен салыстырғандағы экономикалық қолайлылығын көрсетеді.

Жалпы өнімділіктің көрсеткіштері мынадай категориялар бойынша топталады:

- өндірістік іс-әрекетінің тиімділігін көрсететін көрсеткіштер, кәсіпорынның пайдалылығын және оның активтерді қолдану мүмкіншіліктерін өлшейді;
- өтімділік көрсеткіштері, кәсіпорындардың қысқа мерзімді міндеттемелерді орындау мүмкіншіліктерін, айналым қорларын басқаруын сипаттайтын көрсеткіштер;
- қаржылық тұрақтылық көрсеткіштері, кәсіпорынның активтерін қаржыландыруда қолданылатын капиталдың құрылымын құру әдістеріне байланысты болған тәуекелшілдік деңгейін анықтайтын көрсеткіштер.

Өндірістік іс-әрекеттің тиімділігінің көрсеткіштері. Бұл топ көрсеткіштері ағымды негізгі өндірістік іс-әрекеттің нәтижелері мен тиімділігін сипаттайды. Бұлардың көмегімен кәсіпорынның іскерлік белсенділігін бағалауға болады. Ол үшін қаралып отырған кәсіпорынның қызметтік іс-әрекетін басқа да

кәсіпорындармен салыстыру қажет. Мұндағы сапалық критерийге кіретіндер: өнімді сату нарығының кеңдігі; экспортқа шығарылатын өнімнің көлемі; кәсіпорын репутациясы және т.б.

Сандық бағалау екі бағытта жүргізіледі:

- негізгі көрсеткіштер бойынша жоспардың орындалу деңгейі;
- кәсіпорын ресурстарын қолданудың тиімділік деңгейі.

Шаруашылық іс-әрекеттің тиімділігін көптеген абсолюттік және салыстырмалы көрсеткіштер арқылы бағалауға болады. Солардың ішіндегі маңыздылары – пайда көрсеткіші болып есептелінеді. Пайда әрбір кәсіпорынның іс-әрекетінің негізгі критерийі және ақырғы мақсаты болып табылады.

Сату рентабельдігі (есеп беру кезеңіндегі таза пайда / есеп беру кезеңінің соңындағы активтер  $\times 100\%$ ). Бұл көрсеткіш кәсіпорынның барлық мүлігінің (айналым және негізгі капиталының) қолданылу тиімділігін көрсетеді.

Негізгі капиталдың рентабельділігі (есеп беру кезеңіндегі таза пайда / есеп беру кезеңінің соңындағы негізгі капитал минус амортизация  $\times 100\%$ ), кәсіпорынның негізгі қорларының қолданылу тиімділігін көрсетеді.

Меншік капиталының рентабельділігі (есеп беру кезеңіндегі таза пайда / есеп беру уақытының соңындағы меншік капиталы  $\times 100\%$ ). Кәсіпорынның өзінің қаржыландыру көздерінен инвестицияланған капиталдың қолданылу тиімділігін көрсетеді.

Тиімділіктің салыстырмалы көрсеткіштері:

- Активтердің айналымдылығы (сату көлемі / активтердің орташа жылдық құны  $\times 100\%$ ) кәсіпорынның тауарлары бар активтердің негізінде шығарылып, сатылу мүмкіншіліктерін сипаттайды;
- Негізгі капиталдың айналымдылығы (сату көлемі / негізгі капитал), негізгі капиталға кіргізілген қаражаттардың қолданылу тиімділігін көрсетеді;
- Айналым қаражаттарының айналым коэффициенті (сату көлемі / айналым капиталы), айналым саны неғұрлым көбірек болса, соғұрлым фирманың коммерциялық іс-әрекеті жылдамырақ және ағымды операцияларды жүргізуге қаражат мөлшері де аз кетеді;
- Материалдық-өндірістік запастардың айналым коэффициенті (сату көлемі / материалдық-өндірістік запастар), материалдық-өндірістік запастардың жылдық, айналым санын көрсетеді.

Өтімділік көрсеткіштері:

- Меншіктік айналым қаражаттарының көлемі немесе таза айналым капиталы (ағымды активтер / ағымды міндеттемелер). Кәсіпорынның меншік капиталының, ағымды активтерді жабу көздері болып табылатын бөлшегін сипаттайды. Бұл көрсеткіш коммерциялық іс-әрекеттермен, шұғылданатын кәсіпорындар үшін аса маңызды болып келеді. Меншіктік айналым қаражаттарын көбейтудің ең негізгі және тұрақты көзі – пайда.

- Қолданылып жүрген немесе таза айналым капиталының оңтайлануы (ақша қаражаттары / таза айналым капиталы). Меншіктік айналым қаражаттарының ақша түріндегі формасын, яғни абсолюттік өтімділігі бар қаражаттарды сипаттайды. Бұл көрсеткіш 0 мен 1 аралығында өзгеріп отырады.

- Жабу коэффициенті (ағымды активтер / ағымды міндеттемелер). Активтердің өтімділік жалпы бағасын береді. Кәсіпорынның ағымды активтерінің қанша теңгесі, ағымды міндеттемелерінің 1 теңгесіне келетінін көрсетеді.

- Тез өтімділік коэффициенті. Бұл коэффициент жабу коэффициенті сияқты есептеледі, бірақ ағымды активтердің аз-маз бөлшектерімен есептелінеді, есептеуден - өндіріс запастары алынып тасталады.

- Абсолюттік өтімділік коэффициенті (ақша қаражаттары / ағымды міндеттемелер). Кәсіпорын өтімділігінің ең тұрақты критерийі, қысқа мерзімді қарыз міндеттемелерінің қай бөлігі, қажет болған жағдайда тез арада өтеле алатынын көрсетеді.

- Запастарды жабудағы меншіктік айналым қаражаттарының үлесі (меншіктік айналым қаражаттары / запастар мен шығындар), запастардың меншіктік айналым қаражаттарымен жабылатын бөлігін көрсетеді.

Қаржылық тұрақтылық көрсеткіштері:

Кәсіпорынның қаржылық жағдайының негізгі бір сипаттамасы – ұзақ мерзімді жоспарлардағы оның іс-әрекетінің тұрақтылығы. Ол кәсіпорынның жалпы қаржылық құрылымымен және оның кредиторлар мен инвесторлардан тәуелділік дәрежесіне байланысты. Қаржылық тұрақтылық ұзақ мерзімді жоспарларда, меншіктік және қарызға алынған қаражаттардың арақатынасымен сипатталады.

Көрсеткіштер:

- Меншік капиталын шоғырландыру коэффициенті (меншік капиталы / активтер). кәсіпорын жұмысына қажетті қаражаттардың жалпы көлеміндегі, кәсіпорын иелерінің үлесін көрсетеді. Бұл коэффициент неғұрлым жоғары болса, кәсіпорын сыртқы кредиторлардан неғұрлым қаржылы тұрақты және тәуелсіз.

- Қаржылық тәуелділік коэффициенті (активтер / меншік капиталы) – меншік капиталын шоғырландыруға кері коэффициент. Бұл көрсеткіштің динамикада өсуі, кәсіпорынды қаржыландырудағы қарыз қаражаттары үлесінің көбейгенін көрсетеді. Егер оның маңызы бірге дейін төмендесе (немесе 100%), онда ол, кәсіпорын иелерінің өз кәсіпорынын толық қаржыландырып отырғанын көрсетеді.

- Меншік капиталының оңтайлылық коэффициенті (меншіктік айналым қаражаттары / меншіктік капитал). Меншіктік капиталдың қай

бөлігі, ағымдық іс-әрекеттерді қаржыландыруға жұмсалатынын көрсетеді.

- Ұзақ мерзімді салымдардың құрылымдық коэффициенті (ұзақ мерзімді міндеттемелер / негізгі қаражаттар және басқа да айналымнан тыс активтер). Бұл коэффициент, негізгі қаражаттар мен басқа да айналымнан тыс активтердің қай бөлігі сыртқы инвесторлар арқылы қаржыландырылғандығын көрсетеді, яғни кәсіпорын иелеріне емес, сыртқы инвесторларға тиесілі.

### **3.2. Өндірістің тиімділігін арттырудың негізгі жолдары**

Еліміз нарық экономикасының орнауы әртүрлі тауарлар мен қызметтерді өндіру, сату және тұтыну процестерін реттейтін механизмдердің пайда болып, дамуына жағдай жасайды. Экономикалық іс-әрекеттің төлем қабілетті сұранысы мен талаптарына сай келетін, өндірістің оңтайлы инфрақұрылымын құру, ұлттық нарық пен өзгеріп отыратын нарық жағдайларына байланысты тауар өндіріп, қызмет атқаратын кәсіпорындар мен экономика секторларының жағдайлары нарықтың тұтыну құрылымына, оның бағытына, оны бағдарлау мүмкіншіліктеріне байланысты.

Қазіргі Қазақстан экономикасының бір қалыпсыз дамуы, өндіру, сату көлемдерінің ауытқуы, өндіріс қарқынының төмендеуі жағдайында, кәсіпорындардың өндіріс тиімділігін арттыру жолындағы мынадай тактикаларды кездестіруге болады:

Қорғаныс тактикасы – оперативтік қорғану шараларын жүргізуге бағытталған, негізгі нышаны - өндіріс пен сатуға, негізгі қорлар мен персонал ұстауға кеткен шығындарды азайту, сонымен бірге ішкі резервтерді анықтау, кадрлар ауыстыруды жүргізу, тәртіпті нығайту, кемшіліктерді жою және т.б. шаралар. Бұл тактика, бүкіл экономикалық жүйенің бір қалыпсыз даму жағдайында, көптеген кәсіпорындарға тән. Бірақ, сонымен бірге бұл тактика, өйткені қорғаныс тактикасын жаппай қолдану ұлттық экономиканы кризиске ұшыратуы мүмкін, себебі көп жағдайларда кризистік ситуациялардың себептері кәсіпорыннан тыс болады.

Ал басып алу тактикасы тиімдірек саналады. Мұнда стратегиялық шаралар жүргізіледі – маркетингтік зерттеулер, сатудың жаңа нарықтарын табу, жоғарырақ баға қою, модернизациялау арқылы өндірістің дамыту шығындарын көбейту, негізгі қорларды жаңарту, жаңа технологияларды енгізу.

Қоғамдық өндірістің тиімділігін арттырудың негізгі факторлары болып ғылыми-техникалық прогресс саналады. ҒТП-ның негізгі бағыттары:

- жаңа прогрессивті – мембрандық, плазмалық, лазерлік, жоғары қысымды технологияларды кеңінен игеру;
- өндірісті автоматтандыру – робот техникасын, роторлық, роторлы-конвейерлі линияларды, автоматтандырылған жүйелерді қолдану;

- металл өнімдерінің, пластмассаның, металл ұнтақтарының, керамиканың және де басқа прогрессивті конструкциялық материалдардың жаңа түрлерін шығарып, қолдану.

Өндірістің экономикалық тиімділігін арттырудың келесі бір факторы – үнемдеу режимі, яғни материал, шикізат, отын, энергия ресурстарын, еңбек, қаржы ресурстарын үнемді қолдану, жоғарғы тиімді аз қалдықсыз технологиялық процестерді қолдану.

Сонымен қатар, қоғамдық өндірістің тиімділігін арттыратын факторларға

- өндіріс процесінде негізгі қорларды қолдануды жақсарту;
- экономикалық құрылымын дамыту, оңтайлы инвестициялық саясат;
- ұйымдық-экономикалық факторлар;
- басқару;
- өндірістік әлеуметтік инфрақұрылымды әрі қарай дамыту;
- өнімнің сапасын арттыру және т.б. жатады.[3]

### 3.3. Газ ауа көтергішті есептеу

Газ ауа конструкциясын таңдау және оны пайдалану режимін анықтау үшін:

1. Көтергіштің ұзындығы мен диаметрі;
2. Жұмысшы агентінің айдау көлемі;
3. Көтеру құбырын қысымы немесе осы құбырға жұмысшы агентін айдау нүктесін есептеу керек.

Есептеу үшін әр шыңырау туралы келесі мәліметтер керек.

1. Қабат қысымы, өнімділік коэффициенті;
2. Қабаттағы қысым мен ұңғы ішіндегі қысым айырмасының мүмкінділігі, күтілген шығым;
3. Ұңғы тереңдігі және шегендеу құбырының диаметрі;
4. Сұйық тығыздығы;
5. Газ факторы.

Сұйықты максималды өндіру үшін түп қысымын төмендету керек. Сондықтан көтергіш құбырларын түсіру тереңдігі максималды болуы тиіс. Яғни:

$$L = H - (20/30) \quad (3.3.1)$$

Мұндағы:  $H$  – сүзгіштің жоғарғы тесігіне дейін қашықтық.

Көтергіш құбырының сүзгіштің жоғарғы тесігіне дейін немесе одан төмен түсіруге болмайды.

Себебі көтергіш құбырымен шегендеу құбырлар тізбегі аралығындағы сақиналы кеңістікке айдалатын газ шыңырауға сұйық ағынының дұрыс болуына кедергі жасайды. Яғни шамамен:

$$P_{\text{тип}} = P_1 \quad (3.3.2)$$

Жұмысшы агентінің меншікті шығымында сұйықты ұңғыдан шығаруға болады. Көтергіштің максималды өнімділігін мына формуламен анықтауға болады:

$$Q_{\text{max}} = \frac{15 \cdot 10^{-8} d^3}{\rho^{0.5}} \left( \frac{P_1 - P_2}{L} \right)^{1.5} \quad (3.3.3)$$

Бұл өнімділік қабаттағы сұйық ағынымен қамтамасыз етуі керек. Сондықтан:

$$Q_{\text{max}} = \frac{15 \cdot 10^{-8} d^3}{\rho^{0.5}} \left( \frac{P_1 - P_2}{L} \right)^{1.5} = (P_{\text{каб}} - P_1) K \quad (3.3.4)$$

Мұндағы:  $K$  - өнімділік коэффициенті.

Есептеу айдатын жұмысшы агентінің меншікті шығыны  $R_{H\text{max}}$  қабат келетін газ көлемін анықтаумен бітеді:

$$R_{H\text{max}} = R_{\text{max}} - G \quad (3.3.5)$$

Мұндағы:  $G$  - газ факторы, м<sup>3</sup>/т.

Ұңғыдан газ факторы сұйықты өндіру шектелмеген. Бұл жағдайда сұйық пен газ шығыны, оған қатысты қысымы белгілі. Кен орнын игеру кезінде қабат қысымы төмендейді

Сұйықты қалыпты алу үшін:

$$\begin{aligned} q_{\text{max}} &= \frac{P_1 - P_2}{L \rho g} = 0.5 \\ q_{\text{опт}} &= \frac{P_1 - P_2}{L \rho g} = 0.6 \quad (3.3.6) [8] \\ L = 2h &= 2h_0 = 2 \left( H - \frac{P_{\text{тип}}}{\rho g} \right) \end{aligned}$$

### 3.4. Көтергіштің тиімді және жоғарғы өнімін есептеу

Ұңғыны газ ауалы көтергішпен игеруде тиімді және жоғарғы өнімін есептеу керек.

Көтергіштің тиімді және максималды өнімін есептеу үшін, Крылов формуласын қолданамыз:

$$Q_{\text{тиім}} = 15.625 \cdot 10^{-9} \frac{d^3 (\rho_c q L - P_6 + P_{\text{саға}}) (P_6 - P_{\text{саға}})^{1.5}}{\rho_c^{1.5} L^{2.5}}; \quad (3.4.1)$$

$$Q_{\text{max}} = 155.4 \cdot 10^{-9} \frac{d^3 (P_6 - P_{\text{саға}})}{\rho_c^{0.5} \cdot L^{1.5}}; \quad (3.4.2)$$

Мұндағы:  $d$  – көтергіштің ішкі диаметрі;  $P_6$  - башмақ қысымы, мПа;  $P_{\text{саға}}$  - саға қысымы, мПа;  $L$  – көтергіштің түсіру тереңдігі.

Егер, көтергішті түсіру тереңдігі  $L=2700$  м,  $P_6=25.7$  МПа,  $P_{\text{саға}}=0,5$  МПа сұйықтың тығыздығы  $\rho_c = 810$  кг/м<sup>3</sup>, көтергіш диаметрін  $dk=60$  мм деп алсақ, онда компрессорлы шыңыраудың тиімді, оптималды өнімін  $di=50,3$  мм деп атаймыз.

$$Q_{\text{опт}} = 15,625 \cdot 10^{-9} \frac{d^3(\rho_c qL - P_6 + P_{\text{саға}})(P_6 - P_{\text{саға}})^{1,5}}{\rho_c^{1,5} \cdot L^{2,5}} =$$

$$15,625 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{(50,3)^3 [810 \cdot 9,81 \cdot 2700 - (8,7 + 0,5) \cdot 10^6] \cdot (8,7 \cdot 10^6 - 0,5^6)^{1,5}}{810^{1,5} \cdot 2700^{2,5}} =$$

$$\frac{15,625 \cdot 10^{-9} \cdot 1,27263 \cdot 10^5 \cdot 12,25 \cdot 10^6 \cdot 2,34812 \cdot 10^{10}}{2,3053 \cdot 10^4 \cdot 3,7879 \cdot 10^8} = \frac{571,976992 \cdot 10^{12}}{8,73324587 \cdot 10^{12}} = 65,501 \text{ т/тәу}$$

Сонымен, көтергіштің тиімді оптималды өнімі  $Q_{\text{опт}} = 65,501$  т/тәу тең. Енді көтергіштің максималды өнімін есептейміз:

$$Q_{\text{max}} = 155,4 \cdot 10^{-9} \frac{d^3(P_6 - P_{\text{саға}})}{\rho^{0,5} \cdot L^{1,5}} = \frac{155,4 \cdot 10^{-9} \cdot 1,27263 \cdot 10^5 \cdot 2,34812 \cdot 10^{10}}{28,46 \cdot 14,02 \cdot 10^4}$$

$$= \frac{464,38 \cdot 10^6}{399,0161 \cdot 10^4} = 116 \text{ т/тәу}$$

Яғни, көтергіш диаметрі 60 мм, ұзындығы 2700 м қондырғымен жабдықталған шыңырау тәулігіне 116 т өнім бере алады. [8]

### 3.5. МАТЕРИАЛДЫ-ТЕХНИКАЛЫҚ ҚАМТАМАСЫЗ ЕТУ

Кәсіпорынды негізгі өндірістік фондымен қамтамасыз ету материалдық-техникалық қамтамасыз (МТҚ) ету жүйесі арқылы іске асады. Кәсіпорынның МТҚ бойынша жоспары жүргізуші – кәсіпорындармен келісім-шарт тұру үшін негіз болып табылады. Келісім-шарт жеткізілетін материал; техника мен жабдықтардың атауы, сапалы және санды сипаттамалары, қамтамасыз ету түрі және келісім-шартты бұзған үшін материалдық жауапкершілік көрсетіледі. Негізгі материалдық-техникалық жабдықтарға құбырлар, клапандар, штуцерлер, технологиялық сыйымдылықтар және басқалары жатады. [3]



*3.5.1-кесте. Негізгі техникo-экономикалық көрсеткіштер 2018 ж.*

Атауы	Нақты көрсеткіштер есеп беру бойынша	Көрсеткіштер		
		Жоспар	АКТ	Ауытқуы (+/-)
1. Газды өндіру, млн м <sup>3</sup>	2579,1	640	981,7	1658,3
2. Конденсатты өндіру, мың тонна	2469,8	470	862,7	1607,8
3. Газды тапсыру, млн м <sup>3</sup>	2562,5	640	968,7	1671,3
4. Конденсатты тапсыру, мың тонна	2469,8	470	862,2	1607,8
5. Тапсырыс көлемі, мың тонна	2358,332	394191	823127	1571064
6. Баланстық табыс, мың теңге	7528,95			
7. Товарлы өнімнің өзіндік құны, мың теңге	1539,075	668875	95512	673363

## **IV. ТЕХНИКА ҚАУІПСІЗДІГІ ЖӘНЕ ҚОРШАҒАН ОРТАНЫ ҚОРҒАУ**

### **4.1. ГАЗ ҰҢҒЫСЫНДАҒЫ ТЕХНИКА ҚАУІПСІЗДІГІ**

1. Газ конденсатты және газ ұңғылары автоматты клапан бөлшекпен жабдықталуы керек және құбыр желісіне қондырылады.
2. Ұңғыны пайдалану үрдісінде дайындаған заводтың инструкциясына сәйкес клапан бөлектегішті мезгіл-мезгіл жұмыс жасайтындығын тексеріп тұру керек. Клапан бөлектегішінің қондырылуы және оны тексеру актпен жазылуы керек.
3. Ұңғының құбыр желісінде және манифольдта  $t 80^{\circ}\text{C}$  жоғары жұмыс жасаса, міндетті түрде температуралық компенсатор қолдану керек.
4. Ұңғыны сағатына шахталық құдықтарды орналастыруға болмайды.
5. Фонтан қондырғысының ақауларын жоқ қылуға тез жазатын және ауыстыру керек, құрылығыларды қысым кезінде ауыстыруға болмайды. Кейбір жағдайларда бұл жұмыстар арнаулы оқыған мамандар арқылы арнаулы техникалық құрамдарды қолдану арқылы орындауға болады.
6. Манифольдты монтаждаудан кейін және оны фонтан қондырғысының бұрамаларымен және құбыр басымен жалғағанда жүйені жұмысшы қысымға гидросынау жүргізу керек.
7. Ұңғыны және аппаратураны байланыстыру үшін сол сияқты фонтанды және газлифтілі пайдалануға газ құбыры үшін дәнекерлеу арқылы жалғанған тегіссіз болат құбырлар қолданылуы керек. Қосқыш кетік арқылы жалғау ысырма қондырылатын жерлерге және басқа қондырғыларғы пайдаланады. Газ тарату батареялары газ шығының жеке-жеке өлшейтін автоматты жүйе диспетчерлік пункт арқылы басқарылатын жүйе шығарылатын болу керек. Гидротығының жоқ қылу үшін газ құбырларындағы атмосфералық қысымға түсіру керек. Ал бұл бөліктен бумен қыздыру керек. өткізгіштік қабілетін сақтау үшін газ құбырын тоқтатпау қысымды ингибиторлар керек.[1]

## 4.2. ҚОРШАҒАН ОРТАНЫ ҚОРҒАУ

Мұнай газ өндіру өнеркәсібі қоршаған ортаны ластайтын негізгі салалардың бірі болып табылады. Мұнай және газ кен орындарын игеріп, пайдалану қоршаған ортаға техногендік әсерімен сипатталады.

Қоршаған орта мен жер қойнауын қорғау шаралары Қазақстан Республикасының Заңдарына және халықаралық ережелерге сай орындалу керек.

Мұнай газ өндіретін және өндейтін өндіріс орындарында атмосфераға бөлінетін ластаушылардың негізгі компоненті болып күкірттісутек, күкіртті ангидрид, көміртек қышқылы, көміртектер, азот қышқылы және басқалары табылады.

*Еңбекті ұйымдастыру, қоршаған орта мен жер қойнауын қорғау.* Каспий, Қазақстан және Орта Азияның мұнай және газ кен орындарын меңгерудің экологиялық проблемаларының өзіндік аймақтық ерекшеліктері бар-географиялық, геологиялық, геодинамикалық, сондай-ақ әлеуметтік. Оның үстіне қазіргі кезге дейін қоршаған ортаны қорғау мәселесі, мұнай мен газды өндіру бойынша жобаның тапсырмалардан кейін тұрғаны және жобаларда дұрыс шешім таппауы экологиялық жағдайға ерекше із қалдырады. Мұнай мен газды өндіру және өңдеу кезінде табиғатты қорғау бойынша маңызды бағыттар экологиялық таза процестер игеру және қалдықтарды азайту, мұнай-химиялық өндірістердің газды қалдықтарын тазарту, суларды тазарту, қоршаған ортаны мұнай мен мұнай өнімдерінен ластанбауын қадағалау және т.б. болып табылады.

Мұнай өндіру, мұнай өңдеу және мұнай-химиялық кешінін қоршаған ортаның ластануы іздеу, барлау және газ өндіретін скважиналар құрылысынан басталады.

Ұңғылардың құрылысы кезіндегі негізгі ластану көздері: бұрғылау қондырғыларының дизелдерінің түтіндері, бұрғылау сұйығының дегазаторлары, ұнтақ тәріздессусымалы материалдарды соқтайтын ыдыстар, өндірістік-технологиялық қалдықтары бар қоймалар, сондай-ақ циркуляциялық жүйелер.

Көп жағдайларда бұрғылау қондырғыларында топырақ пен су қоймаларын ластанудан қорғау шаралары жүргізілмейді. Қондырғылар аймақтары қатты жабынмен жабдықталмаған және құм төгілмеген. Кейін бұл зиянды заттарды еріген сулар жақын жатқан жерлерге және су қоймаларына қарай шайын кетеді. Топырақтың ластану процесі топырақтарда өнімді қабаттар мен сіңіретін горизонттарға қабат көтеру мақсатында айдалатын минералдығы жоғарғы қабат және лассулардың болуымен күрделенеді. Бұрғы мұнарасынан 500-800 м радиуста әсемдіктер 70-80%, ал 100м радиуста бұрғылау сұйығымен ластанудың нәтижесінде толығымен жойылады. Бұрғылаудың өнеркәсіптік қалдықтары бұрғылау алаңындағы қоймаларда жиналады және оларда кейін арнайы қалдық сақтау орындарында алып кетіп, орналастыруды талап етеді. Бұл кезде қалдықтардың ластау шамасын бағалау маңызды орыналады. Жер асты суларында ластағыш заттардың мөлшері мен

улылығы тәуелді болады. Бұрғылау жұмыстарындағы ең негізгі және күшті лаптағыш бұрғылау сұйығы. Оны дайындау үшін жиырмаға жақын химиялық реагенттер қолданылады, олардың көбінің мүмкін болатын концентрациясы орнатылғаннан жоғары.

Кен орындарын пайдаланғанға үлкен жер массивтері бұзылады. Мысалы, Қарашығанақ кен орнын игеруде 3000ға жуық егіс, жайылым және орман жері пайдаланылмақ.

Теңіз кен орнының ауданы 200км<sup>2</sup>. Аэрологиялық жағдайдың тұрақсыздығынан зиянды заттардың таралуы кездейсоқ апатқа ие. Атмосфералық күкіртті газдардың концентрациясының аэрокосмостық әдісін игеру үшін ұсынылған атмосферадағы ластануларды кешенді тәжірибелік зерттеулер жолы қанағаттанарлық нәтижелер беруде және жер үстіндегі аэрологиялық өлшеулер бекеттерін жеткілікті де дұрысорналастыра, сондай-ақ жердің жасанды серіктеріне орналатылған қазірдің өзінде-ақ атмосфераны ластаудың ірі көздерінің маңындағы үлкен территорияларды аэрокосмостың қадағалаудың әдістемесін құруға мүмкіндік бар, ал ластаудың ірі көздеріне күкіртсутегі көп кен орындарындағы газ және мұнай өңдеу зауыттары жылу және атом электр станциялары, металлургиялық және химиялық зауыттар кіреді.

Көрсетілген әдістер әрбір кешен үшін қорғау аймағын анықтап береді.

Ластанудың тұрақты көздерінен шығарылатын зиянды заттардың жалпы мөлшерінің 32%-ті мұнай өңдеу зауытына, 37%-ті «Полипропилен» АҚ-на келеді. Жылдар бойынша қалдықтарды ұстау және зиянсыздандырудың дәрежесі тұрақты немесе төмендеуге бағыт алған. Мысалы облыс бойынша 1987ж. Бұл көрсеткіш 36,8% болса, мұнай өңдеу зауыты бойынша 17,3%, «Ембі мұнай» АҚ-да 1,7% «Теңіз мұнайгаз» АҚ-да 1,3%. Ал, «Ембімұнай» АҚ үшін келтірілген 8 жыл үшін зиянды заттарды ұстаудың ең жоғарғы деңгейі 2,7%.

Жабдықтармен шаруашылық әрекет тәсілдерінің моралдық тозуы экологиялық қауіп тудырады. Жаңа технологиялық әдістерге көшу жаңа проблемалар әкеледі. Мысалы, ұңғыларды жөндегенде қоршаған орта ластанады. Бұл кезде ұңғы ішіндегі жабдықтарды жүздеген рет көтеріп-түсіру жүргізіледі.[1]

## ҚОРЫТЫНДЫ

**Біздің дипломдық жоба тақырыбы «Жанажол кен орнында ұңғыны газлифтілі әдіспен пайдалану және оның тиімді технологиялық режимін орнату».**

Дипломдық жоба : геологиялық , технико-технологиялық , экономикалық , және техника қауіпсіздігі бөлімдерінен тұрады.

Техника-технологиялық бөлімде біз газконденсатты қоспалардың фазалық өзгерісі туралы, газконденсатты кен орындарды зерттеу әдістері және оларды жүргізуге арналған кәсіпшілік қондырғылар туралы, газконденсатты кәсіпшілікте өндірілетін тауарлар туралы, құрғақ газды және тұрақты конденсатты өндіруге арналған газ конденсатты кәсіпшілігінің негізгі жабдықтары туралы, сонымен қатар тік гравитациялық айырғыштардың ішкі диаметрі мен өткізгіштік қабілетінің есебі және мұнайлы газды компрессорлық өңдеу туралы, көтергіштің оптимальді және максимальді дебитін есептеу, сол сияқты тиімді технологиялық режимін таңдау тақырыптарын қарастырдық.

Қабаттағы газконденсатты қоспа жалпы жағдайда көмірсутектерден (метан, этан, пропан, изобутан, бутан, пентан, гексан, гептан, октан, нонан, декан және оданда ауыр), азоттан, көмірсутектен, көмірқышқыл газынан, гелиден, су буынан тұрады.

Экономикалық бөлімінде: газды конденсатты өндірудің өзіндік құны және көтергіштің оптимальді және максимальді өнімін, газ ауалы көтергішті, көтергіштің тиімді және жоғарғы өнімін, экономикалық тиімділігін анықтап есептедік.

Тұрақты қысымда және температураның төмендеуінде немесе тұрақты температурада будың – суға конденсат процесі жүреді.

Техника қауіпсіздігі және қоршаған ортаны қорғау бөлімінде газ ұңғыдағы техника қауіпсіздігі және жалпы қоршаған ортаны қорғау туралы жаздық.

Газконденсатты кен орындардың қабат флюидтері – табиғи шикізат. Жалпы жағдайда бұл шикізаттын құрамына мыналар кіреді: 1) құрғақ газ (метан және этан); 2) сұйық газдар (пропан және бутан); 3) тұрақты (бутансыз) конденсат –  $C_{5+в}$ ; 4) күкіртсутек; 5) азот; 6) көмірқышқыл газ; 7) гелий; 8) сынап. Айырудың физикалық әдістерінің көмегімен бензин, лигроин, керосин, майларды жасауға, сонымен қатар қош иісті көмірсутектерді; бензол, толуол, бөліп алуға болатын  $C_5$  – тен  $C_{17}$  – ге дейінгі түрлі құрылымды (парафинді, нафтенді, қош иісті) көмір сутектер конденсаттарының құрамына кіреді.

## ҚЫСТАРЫЛҒАН СӨЗДЕР ТІЗІМІ

СМЖ	су-мұнай жапсары
ШТСҚ	штангалі терен сорапты қондырғы
ҚҚҰ	қабат қысымын ұстау
СМШ	су-мұнай шекарасы
МАК	мұнай алу коэффициенті
АТӨҚ	автоматты топтық өлшегіш қондырғы
МЖП	мұнай жинау пункті
МГС	мұнай-газ сепараторы
ГС	газ сепараторы
ҚЖ	құбыр жылытқыш
МДҚ	мұнай дайындау қондырғысы
ПАА	Полиакриламид
МДАЦ	мұнай дайындау айдау цехі
БТР	болат тік резервуар
ЖОЖ	жөндеу оқшаулау жұмыстары
ТСҚ	тұтқыр серпімді құрам
СҚӨ	сазқышқылды өңдеу
СГДЖ	сугельді дисперсті жүйе
ҰҒЗ	ұңғыманы геофизикалық зерттеу
ПГЖ	полимерлі гелді жүйе
СКҚ	сорапты компресслі құбыр
ҰЖЖ	ұңғыманы жер асты жөндеу
ҰКЖ	ұңғыманы күрделі жөндеу
МГӨБ	мұнай газ өндіру басқармасы [5]

### ҚОЛДАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. А.Х. Шаринов. «Мұнай өнеркәсібіндегі еңбекті қорғау». Москва. «Недра», 1991
2. В.В. Ярушин, А.Е. Машаев. «Эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений». Ақтобе. 2003  
В.И. Куцын. «Техника безопасности».
3. В.М. Муравьев. «Мұнай және газ кен орындарын пайдалану». Москва. «Недра», 1973
4. Г.В. Молчанов, А.Г. Молчанов. «Машины и оборудование для добычи нефти и газа». Москва. «Недра», 1984
5. Ғ.М. Нұрсұлтанов. «Мұнай және газ өнеркәсібінің орысша-қазақша түсіндірме терминдер сөздігі». Алматы. 1997
6. Ғ.М. Нұрсұлтанов. «Мұнай және газды өндіріп өңдеу». Алматы. «Өлке», 2000
7. К.Н. Аманиязов, А.С. Ахметов. «Мұнай және газ кендерінің геологиясы». Астана. 2003
8. А.Б. Сулейманов, «Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений».Москва. «Недра»,1986