



**ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ АУЫЛ ШАРУАШЫЛЫҒЫ
МИНИСТРЛІГІ**

**Жәңгір хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық-
техникалық университеті**

**«Мұнай-газ ісі және машина жасау
технологиясы» кафедрасы**

Қарашығанақ кен орны.

Орындаған: НГДР-31 топ студ. Утепкалиева Г.А

Тексерген:доцент, т.ғ.к. Рахимов А.А.

1 ГЕОЛОГИЯЛЫҚ БӨЛІМ

- 1.1 Кен орны туралы жалпы мағұлматтар.**
- 1.2 Кен орнының геологиялық зерттелу және игерілу тарихы.**
- 1.3 Стратиграфиясы.**
- 1.4 Тектоника.**
- 1.5 Мұнайгаздылығы және сулылығы.**
- 1.6 Өнімнің физика химиялық сипаттамасы.**

2 ТЕХНИКАЛЫҚ-ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ БӨЛІМ

- 2.1 Кен орнын игерудің ағымдағы жағдайы**
- 2.2 Фонтанды ұңғының жабдықтары**
- 2.3 Лақтырысқа қарсы құралдар мен жабдықтар**
- 2.4 Фонтанды ұңғының технологиялық режимін орнату әдістері**
- 2.5 Фонтанды көтергіш диаметрін және штуцер диаметрін есептеу**
- 2.6 Ұңғыны пайдалану кезінде пайда болатын қиыншылықтар, олармен күресу**



Участники Карачаганакского проекта



2. КЕН ОРНЫНЫҢ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ЗЕРТТЕЛУ ЖӘНЕ ИГЕРІЛУ ТАРИХЫ.

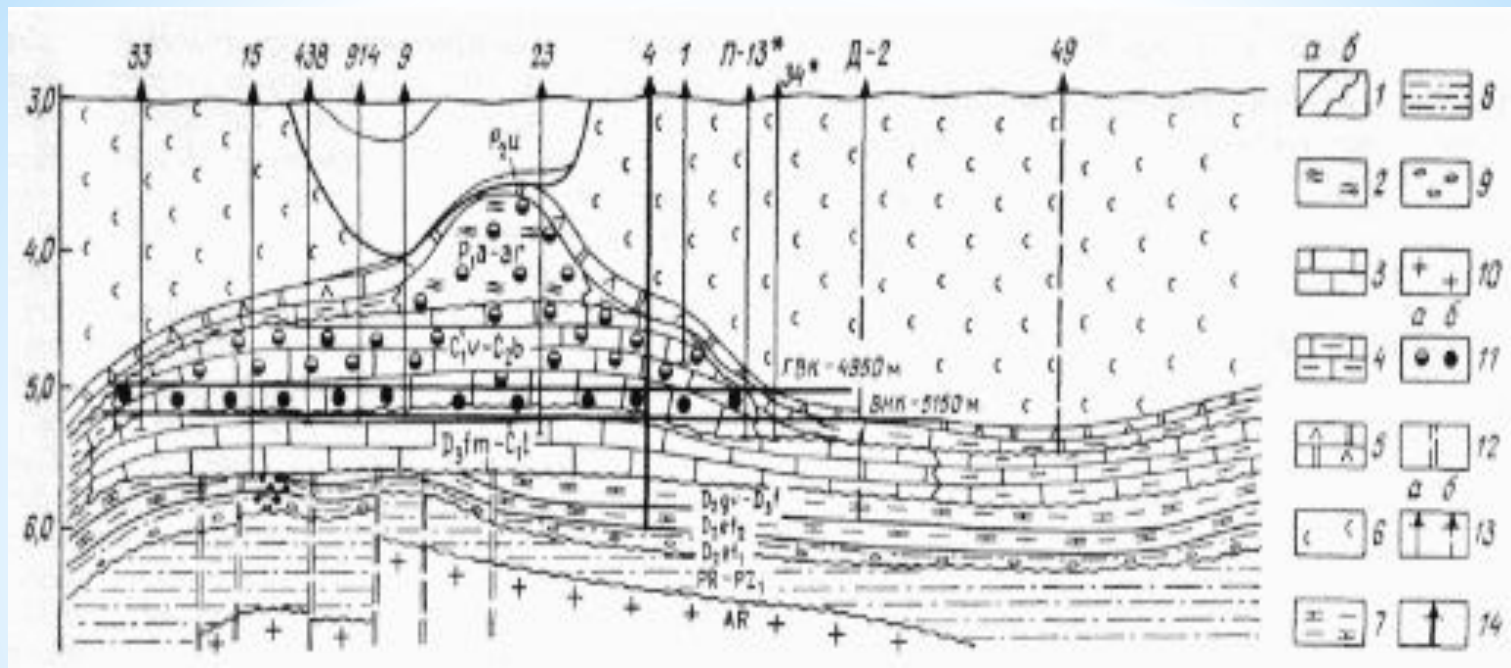
ҚАРАШЫҒАНАҚ МҰНАЙГАЗКОНДЕНСАТТЫ КЕН ОРНЫ 1979 ЖЫЛЫ «УРАЛЬСКНЕФТЕГАЗГЕОЛОГИЯ» ӨНДІРІСТІК – ГЕОЛОГИЯЛЫҚ БІРЛЕСТІГІНІҢ № 10-П ПАРАМЕТРЛІК ҰҢҒЫНЫ БҰРҒЫЛАУ КЕЗІНДЕ АШЫЛҒАН. КЕН ОРЫН КАСПИЙ ОЙПАТЫНЫҢ СОЛТҮСТІК ЖАҒЫНДА ОРНАЛАСҚАН.

МҰНАЙГАЗКОНДЕНСАТ КЕНІШІ ТЕРЕҢ ЖАТЫСТЫ ТҰЗ АСТЫ ҚҰРЫЛЫМЫНДА НЕГІЗДЕЛГЕН ЖӘНЕ КРИСТАЛДЫ ФУНДАМЕНТ ШОҚЫСЫНДА ЖАТАТЫН ТӨМЕНГІ ПЕРЬМ ЖӘНЕ ЖОҒАРҒЫ ТАС КӨМІР ЖАСТЫ КҮШТІ РИФОГЕНДІ КАРБОНАТТЫ ДЕНЕМЕН БЕРІЛГЕН.

МҰНАЙГАЗДЫЛЫҚ ЭТАЖЫ 300-ДЕН 1600 МЕТРГЕ ДЕЙІН, АЛ ОСЫНДАҒЫ МҰНАЙЛЫ БӨЛІГІНІҢ ҚАЛЫНДЫҒЫ 200 М. ГАЗ СУ КОНТАКТІСІ 4950 МЕТР ТЕРЕҢДІКТЕ, СУ МҰНАЙ КОНТАКТІСІ 5150 МЕТР ТЕРЕҢДІГІНДЕ.

1983 ЖЫЛЫ МҰНАЙ, ГАЗ ЖӘНЕ КОНДЕНСАТТЫҢ ҚОРЫН ОПЕРАТИВТІ ТҮРДЕ САНАЛУЫ ЖАСАЛҒАН. СОНЫҢ НЕГІЗІНДЕ 1985 ЖЫЛЫ ВНИИГАЗ ТӘЖІРИБЕЛІ - ӨНДІРІСТІК ИГЕРУ ЖОБАСЫ (ОПЭ) ТҰРҒЫЗЫЛДЫ. ОПЭ 1984 ЖЫЛДЫҢ ҚАРАША АЙЫНДА БАСТАЛДЫ.

1988 ЖЫЛЫ КӨМІРСУТЕКТЕР ҚОРЫ САНАЛЫП БЕКІТІЛДІ. КЕН ОРЫН ҮШ ИГЕРУ ОБЪЕКТІСІНЕ БӨЛІНГЕН: 2 ГАЗКОНДЕНСАТТЫ ОБЪЕКТІ ЖӘНЕ МҰНАЙЛЫ ОБЪЕКТІ. ТЕРЕҢДЕГЕН САЙЫН КОНДЕНСАТ МӨЛШЕРІ КӨБЕЙЕДІ.



Қарашығанақ кен орынның литологиялық тізбегі

1 – стратиграфиялық шекаралар; а – сәйкестелген, б – сәйкестелмеген; 2 – маржанды әктастар; 3 – әктастар; 4 – сазы әктастар; 5 – ангидриттер мен доломиттердің қабаттасуы; 6 – тұзды тау жыныстар; 7 – әктаспен қатпарланған аргиллитер; 8 – протерозойлы-ерте палеозойлы терегенді жыныстар; 9 – гравилиттер; 10 – іргетасты жыныстар; 11 – кен орындар: а – газ-конденсатты; б – мұнайлы; 12 – жарықтар; 13 – ұңғылар: а – бұрғыланған; б – бұрғылауға жоспарланған; 14 – ВНИГНИ ұсынған ұңғылар.

3. Стратиграфиясы

Жоғары протерозой тобы – PR

Жергілікті таралу осы ауданды екі үлкен комплекс рифей және венд комплекстерінен тұрады.

Рифей комплексі Волга - Урал антиклизасында архей протерозой магмаоторфтық жынысты іргетастан тұратын массивтерін бөліп жатқан опырықтарда (грабен) дамыған. Рифей шөгінділері 300 - 400 м тереңдікте Үлкен - Өзен, Рожков, Землянская аудандарында ашылған. Комплекстің қалыңдығы қолда бар сейсморлар деректеріне сүйенсек 1000 м шамасында.

Венд терригенді комплексі бұрғылау арқылы Шығыс - Орынбор тұз күмбезі маңында ашылған. Комплекстің қалыңдығы 600 – 800 м құрайды. Шөгінділер іргетас трансгрессивті жатқан немесе рифей шөгіндісі сұры түсті құмтастармен және аргилиттермен қосылған карбонатты жыныстар қабықшаларынан тұрады.

Палезой тобы – PZ

Ордовик шөгіндісі Шығыс - Орынбор тұз күмбезінің шығысында және оңтүстігінде, Соль-Илецк тұз күмбезі маңында және оларды бөліп тұрған ойпатта анықталған. Табылған шөгіндінің максималды қалыңдығы ұңғы арқылы ашылған.

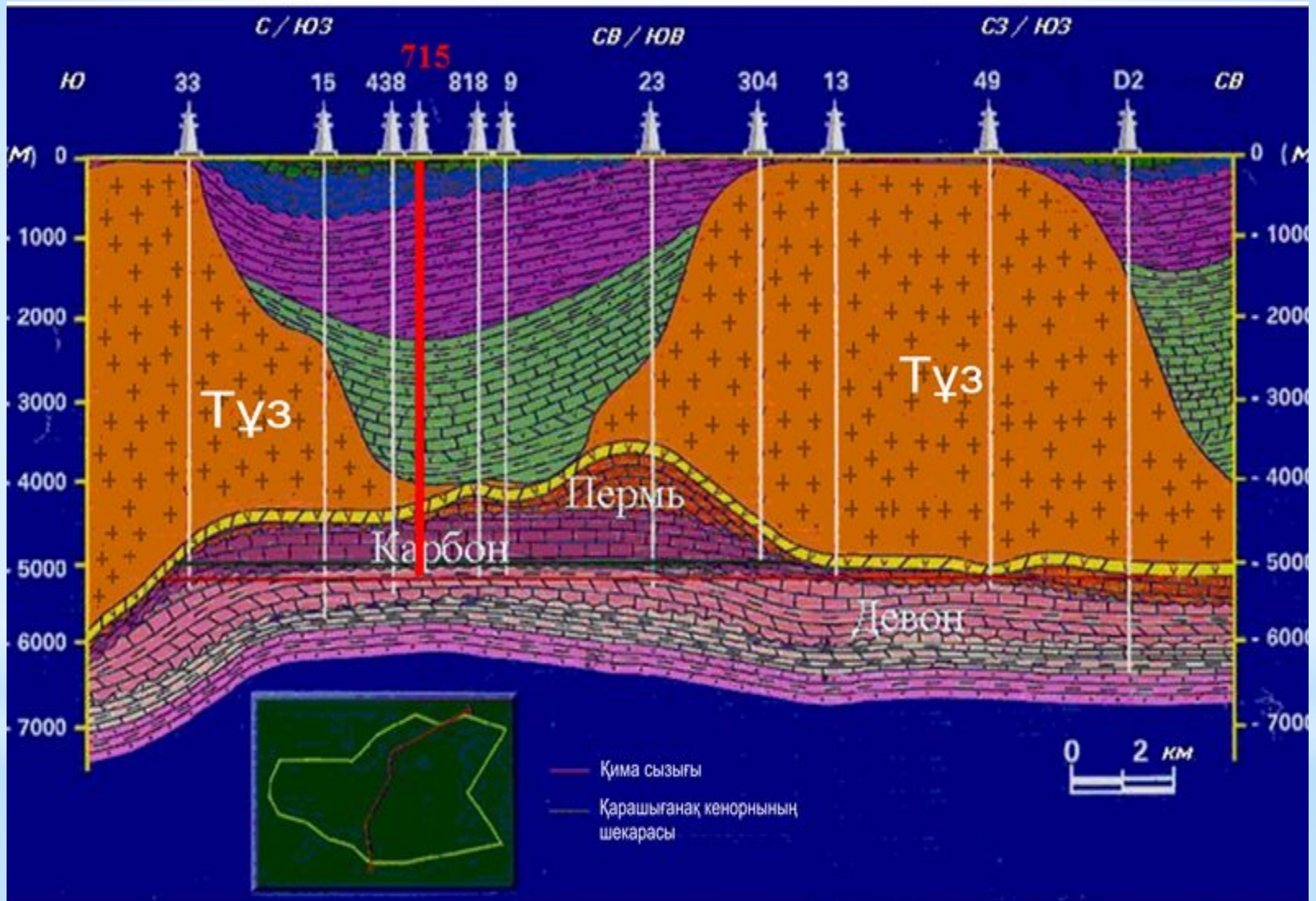
Қызыл Яр Соль - Илецк тұз күбісінің көлденең тұсында ордовик шөгінділерінің скважиналары 2020 м-ден асып және толық қуатымен оларды әлі ашып үлгерген жоқ. Шығыс - Орынбор тұз күмбезінің оңтүстігінде және шығысында да силур шөгіндісі ашылған, оны максималды қалыңдығы 40 м-ді құрайды.

Төменгі палезой шөгіндісі тығыз құмтастардан және сұр түсті аргилиттерден құралған.

Қарашығанақ ауданының қимасында шамамен 1000 м. қалыңдығындағы төменгі плезой шөгінділерінің бар екендігін мөлшерлеуге болады.

Қарашығанақ кен орнында терең бұрғылау кезінде тұз асты, тұзды, тұз үсті кешендерінің шөгінділері ашылған.

Қарашығанақ кен орнының схемалық геологиялық қимасы



Девон жүйесі-D.

Төменгі девон-D₁ . Жоспардың уақытын құрастыру үшін тек бір ғана іздеу ұңғымасы ерте девон жасындағы шөгінділерді ашқан. 6245 - 6248 м интервалынан алынған керн - аргилиттен және қара - сұры бурыл түстен құралған.

Төменгі девон шөгіндісі шамамен 30 м қашықтықты құрайды.

Орта девон-D₂

Живет ярусy шөгінділері қара - сұры тіпті қара әктастардан жиі органигенді аргилиттерден құралған. Сонымен қатар қиманың жоғары жағында 3 мм жететін ашық - сұры ұсақ кристалды әктастар қабықша ретінде орналасқан.

Жоғарғы девон-D₃

Төменгі - орта фаменді бөлшектенбеген шөгінділер стратиграфиялық үзілістермен орта девон шөгінділерін жауып жатыр.

Нақты толық қима 15 - ұңғымасында зерттелген.

Бұнда сұры және қара - сұры органигенді түйіршікті әктастар және қара түсті ұсақ кристалды доломиттер қабықша ретінде кездеседі.

Таскөмір жүйесі-С.

Төменгі бөлімі жоғары фамен шөгінділерінде турней ярусымен берілге. Қалыңдығы 80 метр. Орта бөлімі краснополян горизонтымен берілген, қалыңдығы 9 дан 55 метрге дейін.

Пермь жүйесі – Р

Пермь жүйесі ұңғылармен ашылған, қиманың негізгі бөлігін алып жатыр. Төменгі бөлімі: Ассель ярусы (известняк, доломит), қалыңдығы 290-390 метр. Сакмар ярусы 5-25 метр, Артин ярусы 15-280 метрге дейін, Кунгур ярусы: төменгісі ангидритті 4-20 метрден 300-ге дейін. Жоғарғысы тұзды – қалыңдығы 3178 метрге дейін. Жоғарғы бөлімі: Уфим ярусының шөгінділері (84-1252-1630 метр), Қазан ярусы: төменгі литологиялық пачка қалыңдығы 138-299 метр, жоғарғысы 192-1118 метр, Татар ярусы 700-1925 метр.

Пермь жасының шөгінділері кен орны аумағының стратиграфиялық үзілісті таскөмірде орналасқан. Пермь жүйесі төменгі карбонат, орта тұзды және жоғары терригенді қалыңдықтардан құралған.

4. Тектоникасы

Қарашығанық кен орны тұз асты палеозойдың ірі көтеріліміне негізделген. Ол Қарашығанық – Қобланды зонасында, Каспий ойпатының солтүстік зонасының ішкі жағында орналасқан. Мұнда үш құрылымдық комплекс көрінеді. Төменгі құрылымдық литологиялық комплекс Артин яруссына дейінгі бүкіл ежелгі шөгінділер қимасын, ортаңғысын – кунгур – сульфат – галоген қалыңдамасын, жоғарғысы – жоғарғы пермь және триас құрылымдарын қосып алады.

Төменгі құрылымдық комплекс палеозойдық, тектоно – седиментациондық құрылымдық формасымен ерекшеленеді. Құрылым өлшемдері жоба бойынша 15x30 км. , биіктігі 1600 метр, комплекс жабындысының минималды тереңдігі 3680 метр.

Кунгурдың жоғары пластикалық қалыңдамасынан тұратын орта құрылымдық – литологиялық комплексе күрт дисгормониялық құрылымдар құрылған. Солардың ішіндегі: тұзды антиклинальдар, ассиметриялы диапир құрылымдары, тұзды штоктар, күмбездер және күмбез аралық депрессиялар. Кен орында үш тұзды құрылым бар: Қарашығанақ тұз көтерілімі – солтүстікте, Сухореченск тұзды күмбезі – оңтүстік – шығыста, Қоншыбай тұз күмбезі – оңтүстік – батысында.



PrimeMinister.kz





5. Мұнайгаздылығы

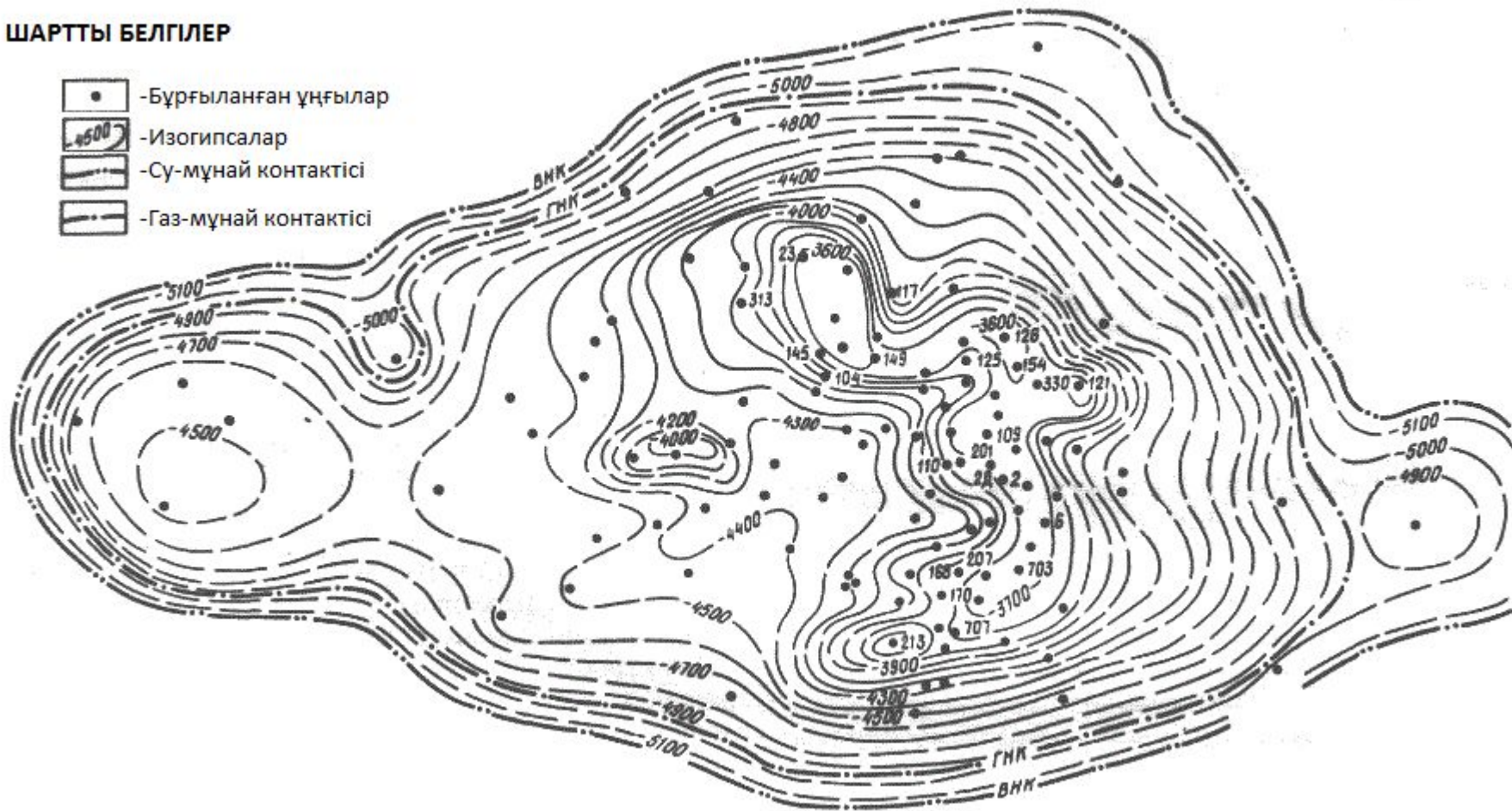
Каспий ойпатының солтүстік аудандарында мұнайгаздылықтың негізгі перспективалары тұз асты палеозоймен байланысты. 1979 жылы прибортовой зонасының ішкі бөлігімен Қарашығанақ ауданында, П – 10 ұңғысында төменгі пермь шөгінділерінен, 3908 метр тереңдіктен газ фонтаны алынған.

Қаршығанақ кен орнында барлау және эксплуатациялық ұңғыларында жүргізілген комплексті газодинамикалық және газоконденсатты зерттеулер ашылған төменгі пермь және карбон карбонатты қимасының өнеркәсіптік өнімділігін дәлелдеді (5217 метрге дейін 13 ұңғы). Жалпы кен орын бойынша бұрғылаумен дәлелденген көмірсутектер қаныққан жыныстар этажы 1557 метр (3660-5217 метр).

Негізгі мұнайгазконденсат кенінің астында №15 ұңғысы 5630-5757 метр интервалында, орта девон шөгінділерінен мұнай кеніші ашылды. Орта девон кенінің дамыту кен орнының орталық бөлігінде және негізгі мұнайгазконденсат кенішінен солтүстікке қарай негізделген.

ШАРТТЫ БЕЛГІЛЕР

-  - Бұрғыланған ұңғылар
-  - Изогипсалар
-  - Су-мұнай контактісі
-  - Газ-мұнай контактісі



Қарашығанақ кен орнының төменгі пермь өнімді қабатынның жабыны бойынша структуралық картасы

6.ӨНІМНІҢ ФИЗИКА ХИМИЯЛЫҚ СИПАТТАМАСЫ.

ҚАБАТТАҒЫ ГАЗ-КОНДЕНСАТ ҚАСИЕТТЕРІ.

ГАЗ ЖӘНЕ ТҰРАҚСЫЗ КОНДЕНСАТТЫ ЗЕРТТЕУ НӘТИЖЕСІНДЕ ПЕРМЬ ОБЪЕКТІЛЕРІНІҢ ҚАБАТ ГАЗЫ, ОРТА ЕСЕППЕН 10 МПА, ЖОҒАРЫ ҚАЙНАУ КӨМІРСУТЕКТЕРІМЕН ҚАНЫҚПАҒАНДЫҒЫ АНЫҚТАЛДЫ. ОНЫҢ ҚҰРАМЫНДА: ЭТАН – 6%, ПРОПАН – 2,5%, БУТАН – 1,7% ШАМАСЫНДА (1.2-КЕСТЕ).

КАРБОН ОБЪЕКТІЛЕРІНІҢ ГАЗДАРЫ C₅+ КӨМІРСУТЕКТЕРІНЕ КӨБІРЕК ҚАНЫҚҚАН. ПЕРМЬ ЖӘНЕ КАРБОН ШӨГІНДІЛЕРІНЕН АЛЫНАТЫН КОНДЕНСАТ ҚАСИЕТТЕРІ ӘРТҮРЛІ. КЕН ОРЫН ҚИМАСЫ БОЙЫНША КОНДЕНСАТТЫҢ ФРАКЦИОНДЫ ҚҰРАМЫ АУЫРЛАЙ ТҮСЕДІ: ҚИМАНЫҢ ЖОҒАРҒЫ ЖАҒЫНДАҒЫ КОНДЕНСАТТЫҢ 50%-І 203°C ТЕМПЕРАТУРАСЫНДА ҚАЙНАЙДЫ, АЛ ТӨМЕНГІ ЖАҒЫ 239°C; 360°C ЖОҒАРЫ КОНДЕНСАТ ҚАЛДЫҒЫ 13,8-23 %-КЕ ДЕЙІН КӨБЕЙЕДІ. МОЛЕКУЛЯРЛЫ МАССАСЫНЫҢ ШАМАСЫ 20 БІРЛІККЕ КӨБЕЙЕДІ. КОНДЕНСАТТЫҢ ҚАТУ ТЕМПЕРАТУРАСЫ ЕКІ ЕСЕДЕН КӨП ӨСЕДІ. ПЕРМЬ ШӨГІНДІЛЕРІНЕН АЛЫНҒАН КОНДЕНСАТТЫ АРОМАТТЫ КӨМІРСУТЕКТЕР 19,1% МАСС. БОЙЫНША, АЛ КАРБОННАН АЛЫНҒАН КОНДЕНСАТТА 25,1% МАСС. БОЙЫНША. ДИСТИЛЯНТТЫ ФРАКЦИЯЛАРДЫҢ АРОМАТТЫ КӨМІРСУТЕКТЕР МӨЛШЕРІ ФРАКЦИЯЛАРДЫҢ АЛУ ТЕМПЕРАТУРАСЫ ӨСКЕН САЙЫН ҰЛҒАЯДЫ.

2 ТЕХНИКАЛЫҚ-ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ БӨЛІМ

2.1 Кен орнын игерудің ағымдағы жағдайы

Қазіргі уақытта кен орны қабат қысымының конденсация басындағы қысымға түсуіне жол бермейтін шектеулердің сақталуымен тәжірибелі-өнеркәсіптік пайдаланудың анықталған жобасының 3-А нұсқасы бойынша игеріледі.

Қарашығанақ мұнайгаз конденсатты кен орнында игерудің үш объектісі белгіленді:

I - газ конденсатты (төменгі пермь);

II - газ конденсатты (төменгі карбон);

III - мұнайлы (төменгі карбон).

I және II объектілері таусылу режимінде, III объект- еріген газ режимінде пайдаланылады.

Көмірсутекті өндіру негізінде I және II объектілер бойынша іске асырылады. «Анықталған жобада» I объект үшін бастапқы қабат қысымы 53,3 МПа, ал II объект үшін 57,2 МПа қабылданды. I объект бойынша өнім қалыңдығының орталай өлшенген белгісі 1200 м, ал II объект бойынша 4700 метрді құрайды.

Қарашығанақ кен орнында ұңғылар салу Қоншыбай, Қарашығанақ және Сухореченскідегі тұзды күмбездер мен олардың тік құлайтын бөктерлерінің дамуымен, жыныстарды қайта жабу кешеніндегі тілігі бар алаңға шығуымен байланысты.

2.2 Фонтанды ұңғының жабдықтары

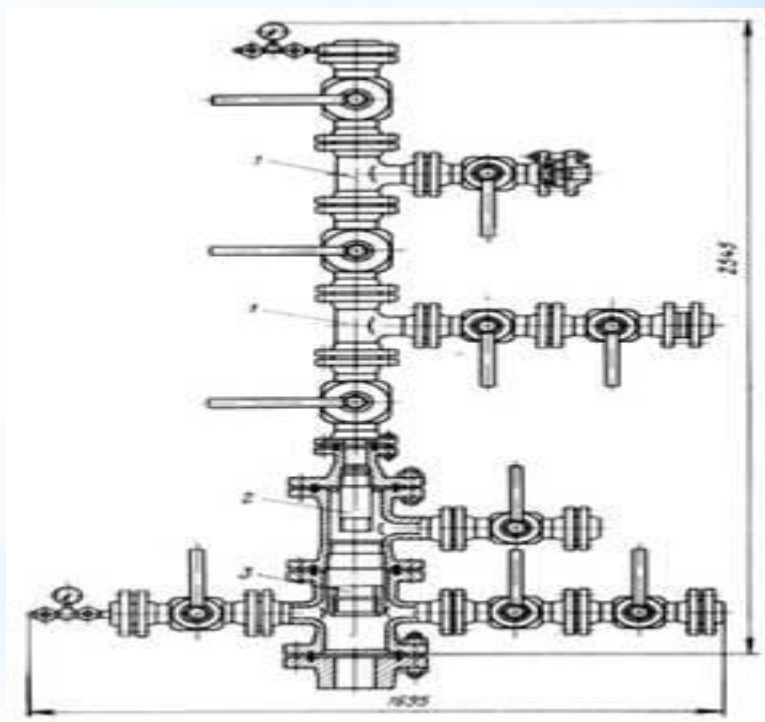
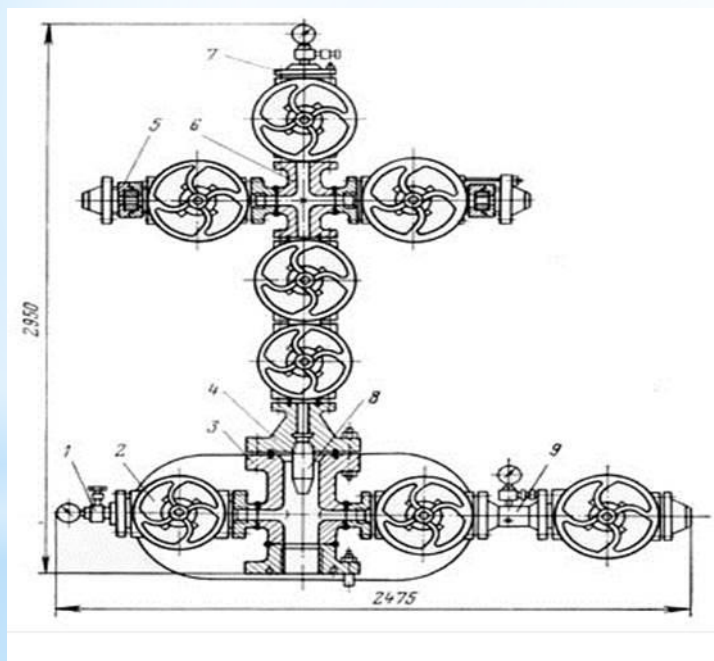
Фонтанды ұңғы сағасына орнатылатын жабдықтары тізбек басынан, фонтанды арматурадан және манифольдтан тұрады.

Тізбек басы. Ол шегендеу тізбектерін ілуге және фонтанды арматураны орнатуға, сонымен қатар құбыраралық кеңістікті саңылаусыздандыру мақсатында ұңғы сағасын байланыстыруға арналған. Бір, екі, үш, төрт және бес тізбекті тізбек бастары бар. Ұңғыны пайдалану кезінде тізбек басы ұңғы сағасында орналасады және жөнделмейді. Сондықтан оның конструкциясына және орындалу сапасына жоғары талаптар қойылады. 14, 21, 35, 50 және 70 МПа жұмысшы қысымға арналған тізбек бастары шығарылады. Кей жағдайда 150 МПа қысымға арналған тізбек басы қолданылады.

Фонтанды арматура төмендегідей жұмыстарға арналған:

- бір және екі тізбекті фонтанды құбырларға асуға арналған;**
- фонтандау құбырлары мен шегендеу тізбегі арасындағы кеңістікті саңылаусыздандыруға және бақылауға арналған;**
- ұңғыларды жөндеу, пайдалану және игеру кезінде технологиялық операцияларды жүргізуге;**
- ұңғы өнімін сұйық шығару желісі арқылы өлшеу қондырғысына бағыттауға;**
- ұңғы жұмысы режимін реттеуге және тереңдік зерттеулерін жүргізуге.**

Конструкциясы бойынша үшжақтылы шыршаның оқпанына жұмысшы және резервтегі болып есептелінетін сұйықтық шығатын сәйкесінше жоғары және төменгі құбыр желілері кіреді (Сурет-2.2) Үшжақтылы шыршада сұйық шығатын құбыр желілердің жұмысшы және резервтегі болып бөлінуі ұнғыдан өндірілетін өнімнің құрамында құм немесе басқа да қатты заттардың болуына байланысты



2.3 Лақтырысқа қарсы құралдар мен жабдықтар

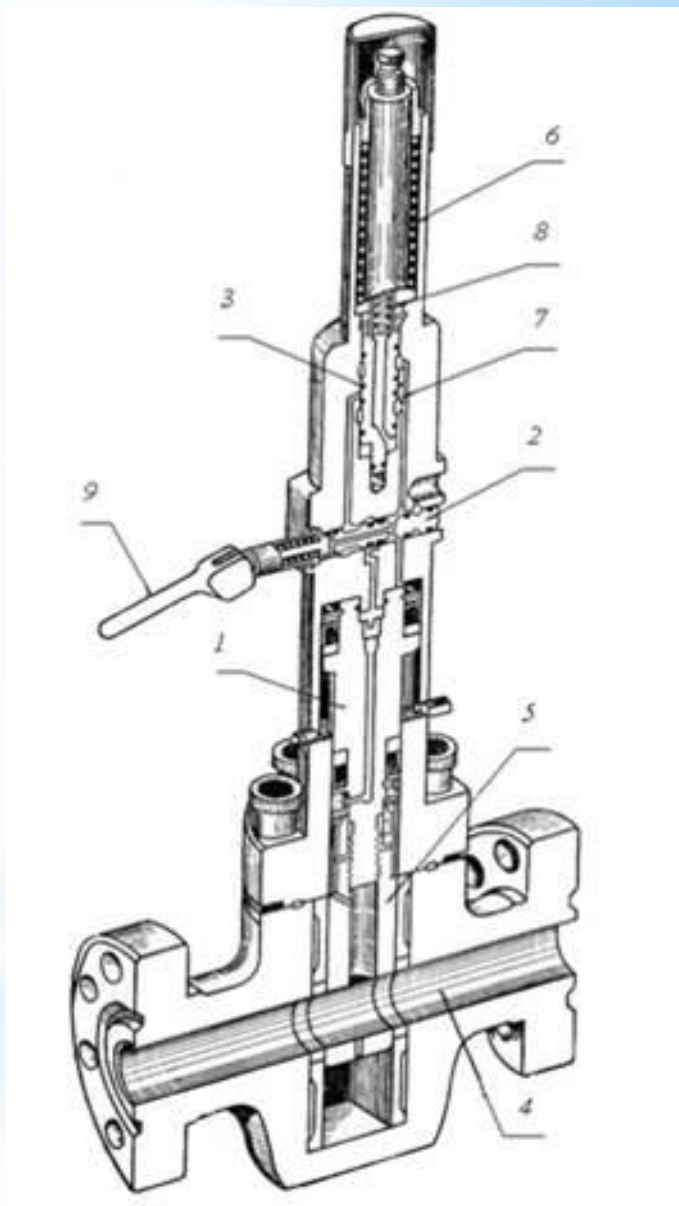
Ағысты тоқтатушы сағалық ажыратқыштар. Олар фонтанды шыршада немесе лақтыру желісінде орнатылады. Фонтанды шыршада айырғыштар әдетте лақтыру желісіндегі штуцер мен ысырманың арасында орналастырылады. Ажыратқыш, ұңғыма сағасындағы қысым берілген мәннен жоғары көтерілген немесе төмендеген жағдайда желісті (линия) жауып тастау үшін қажет. Жоғары қысым кезінде лақтыру желісі немесе сағада орнатылған басқа да қондырғылар зақымдалуы мүмкін. Ұңғыда қысымның жоғарылауы әртүрлі себептерден болуы мүмкін, мысалға, гидратты тығынның пайда болуынан немесе лақтыру желісінің жабылуынан. Қысым төмендеп кеткен жағдайда желісті жабу, лақтыру желісіндегі апатты жағдайда мұнайдың ағып кетуін болдыртпау үшін қажет.

Ажыратқыштардың бірнеше түрлері бар, олардың негізгілері:

- 1) өз бойындағы қысымға елеңдейді (реагирует) және басқарылады.
- 2) айырғыш өз бойындағы қысымға елеңдейді, бірақ сыртқы көздің қысымы арқылы басқарылады.
- 3) ажыратқыш сыртқы көздің қысымына елеңдейді, әрі басқарылады.
- 4) ажыратқыш тұрқы ішіндегі немесе сыртқы көздің қысымына елеңдейді, ал электр белгісі арқылы басқарылады.

Суретте көрсетілген автоматты ажыратқыш жоғарыда келтірілген ажыратқыштардың бірінші түріне жатады. Мұндай конструкциялы ажыратқыштың артықшылығы, оның стандартты ысырманың тұрқында орнатылу мүмкіндігі.

1 – күштік клапан; 2 - күштік поршен; 3 - клапан поршені; 4 – айырғыш тұрқы; 5 - шибер; 7 – канал; 8 – серіппе; 9 – саптама.



2.4 Фонтанды ұңғының технологиялық режимін орнату әдістері

Фонтанды ұңғының жұмыс режимін әртүрлі диаметрлі штуцерді пайдалану арқылы өзгертеді. Бұл кезде өлшеу жұмыстарын жүргізу үшін, ұңғыны жаңа режимде белгілі бір уақыт ұстап тұру қажет. Бұл уақыт, штуцерді ауыстырып, оның дебиті және түп қысымы өзгергеннен кейін, қабаттың және ұңғының қалыптасқан режимге көшуіне мүмкіндік береді. Ұңғының қалыптасқан режимге көшу ұзақтығы әртүрлі және қабаттың гидроөткізгіштігіне және пьезоөткізгіштігіне, сонымен қатар дебиттің салыстырмалы өзгеруіне байланысты.

Ұңғы режимінің қалыптасқандығының белгілері: оның дебиті және ұңғының буферіне және құбыраралық кеңістікке жалғанған манометр көрсеткіштері тұрақты болады. Бұл бірнеше сағатқа дейін созылады.

Реттеу қисықтарын және индикаторлы сызықтарды тұрғызу үшін, ең аз дегенде ұңғы жұмысы режимінің 4 ауысымы қажет. Қалыптасқан жұмыс режиміне ауысқаннан кейін лубрикатор арқылы ұңғы түбіне тереңдік манометрін және басқа да приборларды түсіреді, ал жер үстінде газдың дебитін, буферлі және құбыраралық манометр көрсеткіштерін, өнімнің сулануын, ұңғы өніміндегі механикалық қоспа құрамын, газды факторды өте жоғары дәлдікпен өлшейді және ұңғы жұмысы сипатын тексереді: пульсацияны, оның ритмдігін және амплитудасын, арматураның және манифольдтың дірілін. Осы алынған мәліметтер бойынша, штуцер диаметрінің өлшенген көрсеткіштеріне байланысты реттеу қисықтары сызылады .

2.5. Фонтанды көтергіш диаметрін және штуцер диаметрін есептеу

Ұңғыны фонтанды пайдалану үрдісі кезінде оның дебиті қабат қысымы төмендеген кезде немесе өнімнің сулануы артқан сайын өзгереді (төмендейді).

Көтергіш ұңғы дебиті өзгеруіне байланысты белгілі бір уақыт мерзімінде жұмысты қамтамасыз ету қажет, сондықтан көтергіштің диаметрін төмендегідей жағдайларға байланысты анықтау қажет: бастапқыда көтергіш максимальды режимде, содан соң оптимальді режимде жұмыс істейді.

Оптимальді режимде жұмыс істеп тұрған көтергіштің диаметрі:

$$d_{\text{опт}} = 400 \sqrt{\frac{\rho_{\text{ж}} H_{\text{с}}}{p_{\text{с}} - p_{\text{сmax}}}} \sqrt[3]{\frac{Q_{\text{опт}} H_{\text{с}}}{\rho_{\text{ж}} g H_{\text{с}} - p_{\text{с}} - p_{\text{у}}}}$$

Q_{опт} – оптимальді көтергіштің берілуі, т/тәулік; d_{опт} – оптимальді көтергіштің диаметрі, мм.

Егер есептеу диаметрі d_{опт} стандартты диаметрге сәйкес келмесе, онда максимальді режимде жұмыс істейтін көтергіштің стандартты d_{ст} диаметрін қабылдаймыз (бастапқы фонтандау кезінде). Ол үшін көтергіш диаметрін былай анықтаймыз:

$$d_{\text{max}} = 186 \sqrt{\frac{H_{\text{с}}}{p_{\text{с}} - p_{\text{у}}}} \sqrt[3]{Q_{\text{max}} \rho_{\text{ж}}^{0.5}}$$

Q_{max} – бастапқы фонтандау кезіндегі көтергіштің берілуі, т/тәулік;
d_{max} – максимальді режимде жұмыс істеп тұрған көтергіштің диаметрі, мм.

2.6 Ұңғыны фонтанды тәсілмен пайдалану кезінде пайда болатын қиыншылықтар, олармен күресу

Парафин түзілумен күресу бойынша іс-шаралар

Қазіргі кезде ҚМГКК-да ОПЭ жобасымен қаралған парафин түзілуімен күресу әдістері қолданылуда. Олардың қатарына ұңғы сағасына (тек мұнай ұңғылары үшін), сондай-ақ ГКДҚ-ның технологиялық құбыр желілеріне химиялық реагенттерді енгізу жатады. Парафин түзілуге қарсы ЕС-6426А (Налко/Эксон) реагент-ингибиторды енгізу қазіргі кезде пайдаланылып жатқан 905 мұнай ұңғымасына жүргізіледі.

Реагенттерді енгізу Бран-Люббе фирмасының плунжерлік сораптарымен жүргізіледі. Жаз мезгілінде қоршаған орта температурасы жоғары көтерілетіндіктен парафин түзілуге қарсы ингибиторларды дозасының нормасын 400-ден 200 г/мұнай т.

Тұз түзілулерімен күресу бойынша ұсыныстар

Тұз түзілуінің себептерін анықтау үшін кен орнында гидрохимиялық және гидрогеологиялық жағдайдың өзгерісін зерттеу жүргізіліп жатыр. Пайдалану объектілері бойынша гидрохимиялық және термодинамикалық жағдайларды зерттеу негізінде тұз түзілумен күресу әдісі тандап алынады. Бұл зерттеулер кезінде ілеспе өндіретін сулардың жүйенің химиялық теңесімділігін бұзатын тұз түзетін иондармен қанығу себептері анықталған.

Тұз түзілумен күресу әдістерінің ішінен мыналар тиімді деп ұсынылады: селективті тұйықтау немесе өндіру ұңғыларындағы су ағынын шектеу; шегендеу тізбегімен цементті жабындыдағы бұзылыстарды жою; суды тұз түзілуге қарсы реагент-ингибиторларымен өндеу.

Карбонатты шөгінділерді жою үшін тұз қышқылымен өндеуді қолдану керек. Гипс шөгінділерін жою үшін каустикалық сода ерітіндісімен өндеу қажет, кейін үрдістен кейінгі өнімдерді жою үшін кальций гидроксидін (Ca(OH)_2) қолданған жөн немесе тұз қышқылымен қолдануға болады. Ұңғыларды химиялық өндеу ИСКҚ (иілгіш сорапты-компрессорлы құбырлар) көмегімен іске асады.

Қорытынды

Қарашығанақ газконденсат кен орны дүние жүзіндегі ең ірі кен орындардың қатарына жатады. Осы жұмыста қарастырып отырған газ ұңғымаларын игерудің тиімді технологиялық режимін орнату, ұңғылардың алдыңғы уақытта жұмыс өнім беруін бақылап отыруға мүмкіндік береді. Кен орындарының негізгі мақсаты қабаттан барынша көп мұнай мен газ алу болып табылады, сондықтан игерудің тиімді технологиялық режимін орнатудың маңызы өте үлкен.

Берілген курстық жұмысында Қарашығанақ кен орнындағы ұңғыма өнімінің уақыт өтуге байланысты ұңғылардың дебиттері, қабат және түп қысымдарының өзгерісі есептеліп, оларға талдау жасалған.

Технологиялық режим пайдалану ұңғыларының жұмысының мүмкіндігін, газ және конденсаттың жобаланған дебитін қамтамасыз етеді, сонымен қатар ұңғыманы жіне ұңғыма жабдықтарын қалыпты пайдалану шектеулі фактор бойынша және қоршаған және еңбек қауіпсіздік ережелерін сақтай отырып жұмыс істеуін қамтамасыз етеді.

«Карачаганак Петролеум Оперейтинг б.в.» кәсіпорнының мұнай инженерия департаментінде ұңғыма жұмысының технологиялық режимін ай сайын құрайды. Әр пайдаланушы ұңғымаға технологиялық режимге сай негізгі параметрлер келесі айға қойылады. Технологиялық режимде барлық ұңғыма реті беріледі және өндірудің кеуектілігі және өндірудің жоспарланған деңгейі көрсетіледі.

Есеп беру жылында бір айға технологиялық режим бірнеше периодтардан құрастырылған. Период саны және олардың ұзақтығы техико технологиялық және маркетинг шарттары бойынша анықталады.