

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ.Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

«Мұнай инженерия» кафедрасы

Абитов Асет, Жардемов Диас, Имамбай Темірлан

Теңіз кен орнындағы тізбекаралық қысымды талдау

Дипломдық жобаға
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

5B070800-Мұнай-газ ісі

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

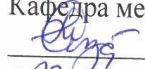
Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ.Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

«Мұнай инженерия» кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

Кафедра меңгерушісі

 М.К.Сыздықов
«22» 05 2019ж.

Дипломдық жобаға

ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

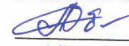
Тақырыбы: «Теңіз кен орнындағы тізбекаралық қысымды талдау»

5B070800-Мұнай-газ ісі

Орындаған:

 Абитов А.М.
 Жардемов Д.А.
 Имамбай Т.Т.

Ғылыми жетекші

 Абдели Д.Ж.
«13» 12 2019ж.

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

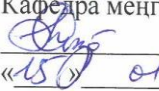
Қ.Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

«Мұнай инженерия» кафедрасы

5B070800-Мұнай-газ ісі

БЕКІТЕМІН

Кафедра меңгерушісі

 М.К.Сыздықов
«15» 01 2019ж.

Дипломдық жоба орындауға

ТАПСЫРМА

Білім алушылар: Абитов Асет Муратович, Жардемов Диас Абайұлы, Имамбай Темірлан Толегенұлы

Тақырыбы: «Теңіз кен орнындағы тізбекаралық қысымды талдау»

Университет ректорының "17" қазан 2018 ж. № 1167-п бұйрығымен бекітілген

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «30» сәуір 2019 ж.

Жобаның алғашқы мәліметтері Теңіз кен орнында және Теңізшевройл ЖШС-нің бас офисінде (Атырау) өндірістік және диплом алды практика кезінде жиналған өндірістік практикалық мәліметтер

Дипломдық жобаны зерттеуге бағытталған сұрақтар немесе дипломдық жобаның қысқаша мазмұны:

- а) өндірістік жұмыстың техника-технологиялық сипаттамасы
- ә) арнайы бөлім
- б) еңбекті қорғау және қауіпсіздік техникасы мәселелері
- в) экономикалық бөлім

Графикалық мәліметтер тізімі

- 1) MS Office программасының PowerPoint бағдарламасында слайд-шоу түрінде көрсетілген презентациялық мәліметтер

Дипломдық жобаны (жұмысты) дайындау

КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Техника-технологиялық Бөлім	02.04.19 – 15.04.19	не оқ
Арнайы бөлім	15.04.19 – 20.04.19	не оқ
Экономикалық бөлім	20.04.19 – 25.04.19	не оқ
Еңбекті қорғау бөлім	20.04.19 – 25.04.19	не оқ

Дипломдық жоба (жұмыс) бөлімдерінің кеңесшілері мен
норма бақылаушының аяқталған жобаға (жұмысқа) қойған

қолтаңбалары

Бөлімдер атауы	Кеңесшілер, аты, әкесінің аты, тегі (ғылыми дәрежесі, атағы)	Қол қойылған күні	Қолы
Техника-технологиялық Бөлім	Абдели Д.Ж. Техника ғылымдарының докторы	13.05	
Арнайы бөлім	Абдели Д.Ж. Техника ғылымдарының докторы.	13.05	
Экономикалық бөлім	Абдели Д.Ж. Техника ғылымдарының докторы	13.05	
Еңбекті қорғау және қауіпсіздік техникасы мәселелері	Абдели Д.Ж. Техника ғылымдарының докторы	13.05	

Ғылыми жетекші Абдели Д.Ж..

Тапсырманы орындауға алған білім алушы Абитов А.М.

Жардемов Д.А.

Имамбай Т.Т.

Күні "13" 2019ж

Ғылыми жетекшінің пікірі

дипломдық жобаға

Жардемов Диас, Имамбай Темірлан, Абитов Асет

Мамандық 5B070800 – Мұнай инженериясы

Тақырыбы: «Теңіз кен орнындағы тізбекаралық қысымды талдау»

«Мұнай инженериясы» кафедрасы атынан берілген тапсырмаға сәйкес дипломдық жоба қойылған барлық талаптарға жауап беретіндей орындалған.

Бұл дипломдық жобада өндірістік жұмыстың техника-технологиялық сипаттамасы, арнайы бөлім, еңбекті қорғау және қауіпсіздік техникасы мәселелері және экономикалық бөлімдері қарастырылады. Өндірістік жұмыстың техника-технологиялық бөлімі осы тақырыпқа сай технологиясын қарастырып, ұңғыларының базалық конструкциясын зерттелінеді. Арнайы бөлімде Теңіз кен орнындағы тізбекаралық қысымның пайда болу себептерін және одан құтылу шараларын қарастырылған. Ал экономикалық бөлімінде осы ТАҚ-ның әсерінен болатын коллапсты болдырмауға Т-4 ұңғысының жапырылу кезіндегі ақша жоғалтуын есептелінген.

Студенттер дипломдық жобаны орындау барысында оқу орнында алған білімділігімен, біліктілігімен көріне білді. Жоба бойынша туындаған проблемаларға лайықты шешімдер қабылдап, өздерін таныта білді.

Дипломдық жобаның мазмұны логикалық түрде, өте сауатты, түсінікті орындалған.

Мамандығына қажетті технологиялық құрал-жабдықтар, қосалық бөлшектер дұрыс таңдалған. Сонымен бірге қажетті есептеу амалдары жеткілікті түрде, дұрыс орындалған.

Студенттер дипломдық жобаны комиссия алдында қорғауға жіберілді.

Ғылыми жетекші
Техника ғылымдарының докторы

 Абдели Д.Ж.

қолы

« 13 »  2019 г.

Отчет подоби́я



Университет:	Satbayev University
Название:	Теңіз кен орнындағы тізбекаралық қысымды талдау
Автор:	Жардеев Дияс Абайұлы, Иманбай Темірлан Төлегенұлы, Абитов Асет Муратович
Координатор:	Дайрабай Абдәли
Дата отчета:	2019-05-09 18:02:02
Коэффициент подоби́я № 1:	5,4%
Коэффициент подоби́я № 2:	3,9%
Длина фразы для коэффициента подоби́я № 2:	25
Количество слов:	11 381
Число знаков:	85 533
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	42



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 28

>>

Самые длинные фрагменты, определенные, как подоби́ые

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ https://stud.kz/referat/show/74297		101
2	URL_ https://stud.kz/referat/show/74297		70
3	URL_ https://stud.kz/referat/show/74297		61
4	URL_ https://revolution.allbest.ru/geology/00735655_0.html		58
5	URL_ https://revolution.allbest.ru/geology/00735655_0.html		44
6	URL_ https://stud.kz/referat/show/74297		33
7	URL_ https://stud.kz/referat/show/74297		27

АҢДАТПА

Бұл дипломдық жобаның негізгі мақсаты Теңіз кен орнындағы өнімді ұңғылардың тізбекаралық қысымын талдау. Ол үшін тізбекаралық қысымның пайда болуына себепші факторларды анықтап, тізбекаралық қысымды басқару мен жою шараларын талдадық. Өндіруші ұңғыларда тізбекаралық қысым негізінен тізбекаралық кеңістіктегі сұйықтықтың температуралық ұлғаюынан болады. Шаралардың сәтті нәтижелері негізінен барлық өндіруші ұңғыларға тәуліктік мониторинг жүргізу арқасында жетті. Тізбекаралық қысымды басқару үшін ТШО-да қолданылатын негізгі процесс қысымды жою (стравливания) болып табылады. Өндіруші ұңғылардың тізбекаралық қысымын талдау барысында Теңіз кен орнының өнімді ұңғыларының бірінде конструкциялық сәйкессіздіктер байқалып, тұз техногенезі әсерінен жапырылу қаупі болжанды.

Дипломдық жобада кен орынды өндіру технологиясы мен игеру жағдайының толық сипаттамасы мен есептелуінен басқа Теңіз кен орнының геологиялық құрылымы сипатталған.

Қоршаған орта мен еңбекті қорғау бөлімдерінде ұңғының технологиялық жұмысы кезіндегі еңбек қауіпсіздігі шарттарын қамтамасыздандыру бойынша негізгі шаралар және жер қойнауы мен қоршаған ортаны қорғау шаралары қарастырылады.

Соңғы экономикалық бөлімде жапырылу қаупі бар ұңғының қалыпты жұмыс кезіндегі және коллапстан кейінгі экономикалық көрсеткіштері есептелінді.

Дипломдық жоба 52 парақтан, 16 кестеден және 17 графикалық қосымшадан тұрады.

АННОТАЦИЯ

Главная цель этого дипломного проекта заключается в анализе межколонного давления продуктивных скважин на месторождении Тенгиз. Для этого выявляли факторы способствующие возникновению межколонного давления, анализировали меры по управлению и удалению межколонных давлений. МКД в добывающих скважинах возникает в основном из-за температурного расширения флюидов в межколонном пространстве. Успешные результаты этих мероприятий были достигнуты в основном благодаря проведению суточного мониторинга всех добывающих скважин. Основной процесс, который используется в ТШО для управления МКД - это стравливание давлений. В ходе анализа межколонного давления добывающих скважин выявлено конструкционное несоответствие в одном из продуктивных скважин Тенгизского месторождения и предположено уязвимость к смятию из-за солевого техногенеза.

Кроме расчета и подробного описания состояния разработки и технологии добычи на месторождении, в дипломном проекте описывается геологическое строение Тенгизского месторождения.

В охране труда и окружающей среды рассматриваются основные мероприятия по обеспечению условий безопасности труда, при технологических работах скважин, и мероприятия по охране недр и окружающей среды.

В заключительной экономической части рассчитаны экономические показатели скважины уязвимой к смятию во-время стабильной работой и после коллапса.

Дипломный проект состоит 52 страниц текста, 16 таблиц и 17 графических приложений

ANNOTATION

The main objective of this diploma project is the analysis of casing pressure of productive wells at Tengiz oil field. For this purpose the factors contributing to the emergence of casing pressure are identified and measures for management and removal of casing pressure are analyzed. Casing pressure in producing wells occurs mainly due to thermal expansion of the fluid in the space between strings. Successful results of these activities have been achieved due mainly to the daily monitoring of all production wells. The main process that is used in the TCO for managing casing pressure is bleeding-off. During the analysis of casing pressure of producing wells revealed structural nonconformance in one of the production wells at Tengiz oil field and expected vulnerability to collapse due to salt technogenesis.

Except of the calculation and detailed description of the state of development and technology of production in the field in the diploma project the geological structure of the Tengiz oil field is described.

In the labor and environment protection basic activities to ensure safety conditions of labor in technological works of wells, and measures for the safety of subsoil and environment is considered.

In the final economical part the economic indicators of well, that vulnerable to collapse in stable operation and after the collapse time were calculated.

Diploma project consists of 52 pages of text, 16 tables and 17 in graphics applications.

МАЗМҰНЫ

КІРІСПЕ	9
1 ТЕХНИКА-ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ БӨЛІМ	10
1.1 Игеру нұсқаларының есептік дәлелдері және олардың қорытынды сипаттамалары	10
1.2 Кен орынның ағымдағы игеру жағдайы	13
1.2.1 Ұңғы қорының жағдайы	13
1.3 Қабат қысымын ұстап тұру жүйесі	17
1.4 Ұңғыларды пайдалану	19
1.5 Фонтанды пайдалану кезіндегі жабдықтар, саға жабдықтары	20
1.5.1 Ұңғы іші жабдықтары	22
1.6 Ұңғылардың гидродинамикалық зерттеулері	24
2 АРНАЙЫ БӨЛІМ	28
2.1 Тізбекаралық қысым туралы жалпы мағлұмат	28
2.1.1 Тізбекаралық қысымның болжалды пайда болу себептері	28
2.1.2 Тізбекаралық қысымды басқару бағдарламаларының орындалу этаптары, шілде (2007-2012 ж)	30
2.1.3 Алдыңғы бағдарламаны қолданудың оң нәтижесі	31
2.1.4 Бағдарламаның негізгі элементтері	31
2.1.4.1 Ұңғыны ашып-жабуды минимумға дейін жеткізу	31
2.1.4.2 Тізбекаралық қысымды басқару мақсатында тізбекаралық қысымды жою (сравливание)	31
2.1.4.3 Сағалық жабдықтардың герметикалығын қамтамасыз ету және тексеру	32
2.1.4.4 Тізбекаралық қысымға мониторинг жүргізу	32
2.2 Теңіз кенорнының ұңғыларының тізбекаралық қысымын талдау этаптары	32
2.2.1 Теңіз кенорнының ұңғыларының базалық конструкциясын талдау	33
2.2.2 Тізбекаралық қысымға мониторинг жүргізу арқылы болжалды пайда болу себептерін айқындау	35
2.2.3 Тізбекаралық қысымды басқару мақсатында тізбекаралық қысымды жою (сравливание) тарихына шолу және қысымды жоюдың максимал шекті мәнін есептеу	35
2.2.4 Т-4 ұңғы конструкциясының бірнеше проблемаларын талдау	37
3 ЕҢБЕКТІ ҚОРҒАУ ЖӘНЕ ҚАУІПСІЗДІК ТЕХНИКАСЫ БӨЛІМІ	41
3.1 Еңбекті қорғау	41
3.2 Еңбек қауіпсіздігін қамтамасыз ету шаралары.	42
3.3 Қауіпті және зиянды факторларға сипаттама және олардың негізгі көздері	43

3.4 Тәуекел бағасы: әрбір фактордың пайда болуының жиілігін талдау және олардың әсерінен көретін ауыртпашылық	43
3.5 Өндірістік процестің тәуекелін азайтуға ұсыныстар	43
3.5.1 Техникалық шаралар	43
3.5.2 Ұйымдастырылатын шаралар	43
3.5.3 Электржарылыс-өртқауіпсіздігі шаралары	46
3.5.4 Жұмысты қауіпсіз әдіспен жүргізуге оқыту шаралары	46
3.5.5 Қондырғының күйі, тәртіп пен нормаларды сақтауды бақылау шаралары	48
 4 ЭКОНОМИКАЛЫҚ БӨЛІМ	 49
4.1 Теңіз кенорнын тәжірибе-өндірістік эксплуатация жобасының экономикалық эффекті	49
4.2 Салық пен бөлек шығарынды	51
4.3 Амортизацияны есептеу	52
4.4 Еңбекақы төлеу қорын есептеу	53
4.5 ЕТҚ-нан аудару	53
4.6 Энергетикалық шығынды есептеу	53
4.7 Мұнайды дайындау мен айдауға кететін шығындар	54
4.8 Басқа аударулар	54
4.9 Құрал-жабдықты жөндеуге кететін шығындар	54
4.10 Жалпы жылдық шығындар	54
4.11 1 т мұнайдың меншікті өзіндік құны	54
4.12 Таза пайданы есептеу	56
ҚОРЫТЫНДЫ	57
ҚОЛДАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ	58
А ҚОСЫМША Коллектордың жабыны бойымен құрылымды картасы	59
Б ҚОСЫМША Т-2 ұңғысының конструкциялық схемасы	60
В ҚОСЫМША Т-3 ұңғысының конструкциялық схемасы	61
Г ҚОСЫМША Т-3 ұңғысының Index SCADA бағдарламасы бойынша мониторинг кезіндегі температуралық ұлғаю эффектісі	62
Д ҚОСЫМША Т-4 ұңғысының Index SCADA бағдарламасы бойынша мониторинг кезіндегі температуралық ұлғаю эффектісі	63

КІРІСПЕ

Қазақстан Республикасы үшін ең басты экономикалық мәселе – материалдық-техникалық базаны жасауда маңызды роль ауыр индустрияға тиесілі және оның ішінде алдымен энергетика, қара металлургия, мұнай, газ, химия және мұнайхимия өнеркәсіптері, машина жасау.

Қазіргі кезде материалдық өндірістің бірде-бір саласы мұнай мен газ өнеркәсібінің өнімін пайдаланбай дами алмайды.

Мұнай – газ өндіру кәсіпшілігінің қарқынды дамуы өндіру процесінің тиімділігін, қабаттан өнімді өндіруді жоғарылатумен қатар сапалы түрде өнімді жинау мен дайындауды, жаңа технологияларды енгізуді талап етеді.

Кен орын Каспий маңы бассейнінің оңтүстік – шығыс бөлігінде орналасқан.

Теңіз кен орнының алғашқы мұнайы 1981 жылы №1 ұңғысымен алынған болатын. Кенорынды игерудің алғашқы технологиялық сызбасы 1986 жылы «Гипровостокнефть» институтымен жасалынып, сол жылы КСРО Мұнайкәсіпшілік министрлігімен бекітілген болатын.

1991 жылы кен орын тәжірибе-кәсіптік пайдалануға берілді, ал 1993 жылдың 6 сәуірінен бастап кен орынның пайдалануы "Теңізшевройл" ЖШС жүзеге асырды. 90-шы жылдардан бастап ТШО мұнай кен орнының геолого-физикалық құрылымын, қабаттың коллекторлық қасиеттерін, қабатта болуы мүмкін барлық процестерді зерттеудің комплексті жұмысын атқарып келеді. Кен орын аймағында игерудің негізгі 3 нысанасы белгіленді және қазіргі уақытта көбінесе кен орынның 1-ші нысанасынан өнім алынууда, 2-ші және 3-ші нысаналар тек жеке ұңғылармен игерілуде және жылдық өндіріс көлемі 13,372 млн.т. құрайды. Жалпы игерілу уақытынан бастап кен орыннан 139 млн.т. мұнай өндірілген болатын. Кен орындағы ұңғы қоры 143 ұңғы құрайды, оның 98 өнім өндіретін ұңғылар болып келеді.

Бұл дипломдық жобада 1993 жылдан бастап «Теңізшевройл» ЖШС компаниясымен игеріле бастаған Теңіз кенорнындағы ұңғы өнімдерінің сапалы жинау және дайындау жолдары қарастырылған.

Дипломдық жобаны жүргізу үрдісінде келесі сұрақтар нақты қаралды:

- мұнайлы кеніштердің геологиялық құрылымы
- өнімді горизонттардың геолого–физикалық сипаттамасы
- қабат сұйықтарының физикалық–химиялық қасиеттері
- Теңіз кен орнының мұнай және газ қоры
- ағымдағы игеру жағдайы талданды
- Теңіз кен орнының ұңғыларының тізбекаралық қысымы талданды
- Т-4 ұңғысының тұз техногенезінен жапырылу қаупі болжанды

Бұл жобадағы тізбекаралық қысымы талданған ұңғылардың аттары «ТШО» ЖШС компаниясының құпия ақпараты болғандықтан өзгертілген

1 ТЕХНИКА-ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ БӨЛІМ

1.1 Игеру нұсқаларының есептік дәлелдері және олардың қорытынды сипаттамалары

Теңіз кен орнын тәжірибе-өндірістік пайдалану мерзімінде БК «ТШО-ның» бизнес жоспарына сәйкес 21 ұңғыны бұрғылау, 9 ұңғыны консервациядан шығару (Т-28, Т-29, Т-31, Т-38, Т-41, Т-42, Т-45, Т-109, Т-1101) және 9 ұңғыны (Т-14, Т-17, Т-30, Т-47, Т-70, Т-108, Т-118, Т-125, Т-220) тереңдету (жобалық тереңдікке дейін ұңғыны бұрғылау) қарастырылған.

Игерудің есептік нұсқалардың дәлелі мен таңдауы жоспарланған жүйенің іске асуының талдауымен жүргізілді, кен орындағы мұнай беруді жоғарлату әдісі горизонттардың орналасуының геолого-физикалық жағдайына тәуелді. Мұндай нұсқаларға келесі негізгі жағдайлар тән:

2 пайдалану нысанын бөлу: I нысан – башқұр, серпухов және окс стратиграфия комплекстерінің (жинақтарының) шөгінділері; II нысан – туль және девон стратиграфия комплекстерінің шөгінділері;

Кен орында ұңғылар торының 1414*1414 м болатын ұңғылардың шаршылай орналасу жүйесін қолдануы;

Кеніш барлық нұсқаларда қарастырылғандай серпімді-тұйық режимінде игеріледі;

Бұрғыланатын ұңғылар саны 21 бірлік, оның ішінде 21 өнім шығарушы;

Тереңдетуге арналған ұңғылар саны – 9 ұңғы, консервациядан шығарылатындары – 9 ұңғы;

Ұңғылардың пайдалану коэффициенті – 0,880, ұңғылар қорының пайдалану коэффициенті – 0,809.

Бұл нұсқа игеру жобасының регламентіне сәйкес келеді, сондай-ақ игерудің нақты күрделенген жүйесін ескертеді. Осы вариантқа сәйкес серпімді –тұйық (тық) режимімен кен орынды игеру қарастырылады. Есептік нұсқалардың негізгі қорытынды сипаттамалары 1.1, 1.2, 1.3 кестелерінде берілген.

1.1 кесте – Теңіз кен орнын игерудегі есептік нұсқаларының негізгі қорытынды сипаттамасы

Сипаттамалар	Нұсқалар 1,2
Нысандар	I, II
Игеру режимдері	Табиғи (серпімді-тұйық)
Ұңғылардың орналасу жүйесі	Біркелкі шаршы торымен
Ұңғылар аралығы	1414
Тордың тығыздығы	200
Ығыстыру процесін қамту коэффициенті, бірлік үлесі	1

1.2 кесте – 2010-15 ж.ж Теңіз кен орны ұңғыларының негізгі қорының дәлелденген сипаттамалары

Жылдар	Ұңғыларды бұрғылау			Игерудің басынан бұрғыланған ұңғылар қоры	Өндіруші ұңғылар қоры	Жыл аяғына таман айдаушы ұңғылар қоры	1 ұңғының орташа жылдық дебиті	
	барлығы	өндіруші	айдау				Мұнай, т/тәул.	Сұйықтық, т/тәул.
2011	11	7	4	120	58	0	686	689
2012	3	3	0	131	58	4	682	684
2013	5	5	0	134	91	8	699	702
2014	8	6	2	139	95	8	745	749
2015	10	6	4	147	98	8	710	714

1.3 кесте – Теңіз кен орны 2010-15 ж.ж. игеруге (іріктеліп) таңдалып алынған мұнай мен сұйықтықтардың көрсеткіштерінің негізгі орнының анықталған дәлдік сипаттамалары

Жылдар	Мұнайөндіру, мың.т.	Алынатын қордың алу қарқыны, %		Жинақталған мұнай өндіруі, мың.т.	Алынатын қордың алынуы, %	Бастапқы геологиялық қордың алынуы, %	Сұйықтықтың жылдық өндіруі, мың.т.	Жинақталған сұйықтықтың өндіруі, мың.т.	Сулану, %	Газды айдау, млрд. куб.м		Мұнай газының өндіруі, млн. куб.м	
		басында	аяғында							жылдық	жинақталған	жылдық	жинақталған
2011	12584	0,9	1,0	112748	8,1	0,03	12635	112799	0.4	0	0	6569	32365
2012	12700	0,9	1,0	125448	9,0	0,04	12751	125550	0.4	0.9	0,9	6544	38909
2013	18736	1,3	1,5	144184	103	0,04	18811	144361	0.4	2.1	3	10768	49667
2014	23616	1,7	1,9	167800	120	0,05	23735	168095	0.5	2.3	5,3	11307	60948
2015	23605	1,7	2,0	191405	137	0,06	23720	191819	0.5	2.3	7,6	11346	72330

1.2 Кен орынның ағымдағы игеру жағдайы

Теңіз кен орны 1991 жылдың сәуірінде игеруге енгізілді. Кен орынды пайдалану 20 жылдан бері іске асырылып келеді. 01.01.08. жағдайы бойынша пайдалану қоры 123 ұңғыны құрайды, соның ішінде әрекеттегі қор - 55 ұңғы. Барлық ұңғылар фонтандық тәсілмен пайдаланылады (1.4 кесте).

I нысанның жарықшақ бөлігіндегі карбонатты қалыңдықта орналасқан өндіру ұңғыларының дебиті пайдаланыстағы платформа бөлігіндегі ұңғылар дебитінен анағұрлым жоғары. Сонымен, 01.01.08.жағдайы бойынша платформалардағы ұңғылардың орташа дебиті 745т/тәул. құрады, ал жарықшақ аймағында - 1023т/тәул.

Платформа мен жарықшақтау аймағында орналасқан әрбір ұңғының өнімділік коэффициенттер мәнін салыстыруда ұқсастық көріністер байқалады. Кеніштегі қабат қысымының төмендеуіне қарай ұңғылардың дебиті жайлап төмендейді. ТҚӨ мен ҚҚГЖ ұңғыларынан өткенде дебиттердің едәуір ұлғайғандығы байқалады. 01.01.13. жағдайы бойынша мұнайлы кеніштерде жинақталған мұнайды өндіру 139 млн.т. құрады. Барлық ұңғылар іс жүзінде сусыз мұнайды өндіреді. Кеніштің платформалық бөлігі және оны қоршаған карбонатты қалыңдықтың жарықшақтау бөлігі гидродинамикалық байланыс жүйесін құрағанымен, кеніш бөліктерінің өткізгіштік айырмашылығының болуы олардың жеке пайдалану нысандарына біріктірілуіне әкеледі.

01.01.13.жағдайы бойынша платформаларда орналасқан өндіру ұңғыларынан 52.820 млн.т.мұнай алынды, ал пайдаланылатын жарықшақтау аймақ ұңғыларынан - 85.180 млн.т. алынды. Сонымен, платформадан барлық мұнайдың 38% алынды, ал жарықшақтау бөлігінен -62%.

1.2.1 Ұңғы қорының жағдайы

Теңіз кен орнында талдау мерзіміне қарай 133 ұңғы бұрғыланды. Пайдалану қоры 123 ұңғыны құрады, оның ішінде өнім беретін 55 ұңғы (1.5 кесте). Пайдалануға берілген өндіру ұңғылары негізінен қабаттың мұнайға қанығу қалыңдығы көбірек кен орынның орталық бөлігінде орналасқан (1000м. жоғары), сондықтан көбірек қуатты болып келеді. Мұнай өндіретін ұңғының тізбекбасындағы (устье) қысым диапазоны 10-50 МПа.

Өнім беретін ұңғы қорының өзгерістер талдауы 1991 жылдан 1992 жылға дейін қордың өскендігін, 1993,1994 ж.ж. қордың төмендегендігін, 1995ж. ұңғы қорының тұрақтылығын және 1996, 1997ж.ж. өскендігін айқындады. 1993 жылдан басқа атқарылған уақыттарда жұмыс істеп тұрған ұңғылар іс жүзінде үнемі өсіп отырды. Жұмыс істеп тұрған ұңғылардың орташа дебиті мұнай бойынша 745 т/тәу.

Кәсіпшіліктегі (промысел) ең төменгі мән 1993 ж. байқалды, содан кейін жұмыс істеп тұрған ұңғымалардың мұнай бойынша орташа дебитінің жылдық өсуі байқалды.

1.4 кесте – 01.01.2010 жылдағы ТШО-ның кен орынды игеру жағдайы

№ п/п	Кен орын	Игеруге берілген уақыт	Игерудегі объект саны	Өнімді горизонттың орналасу тереңдігі, м	Ұңғы қоры		Мұнайдың бастапқы қоры кат. А+В+С1, мың.т.		Алынған өнім 01.01.10 г.		Мұнайдың қалған алынатын қоры 01.01.10 г., мың.т	Қазіргі мұнайдың алыну коэффициенті
					эксплуатац.	Жұмыс жасаушы.	балансты	алынатын	мұнай, мың.т	су, мың.м3		
1.	Теңіз	1991	1	3800-5480	95	7	2719165	1 260 969	179 218	0	1 081 751	0.142
2.	Королев	2001	1	3923-4921.4	10	9	212 140	96 737	9 919	0	86 818	0.102

1.4 кесте – жалғасы

2009жылдағы мұнайды өндіру жоспарының орындалуы, мың.т.			2009ж.су өндіру., тыс.т.	Сулану, %	Орташа-тәуліктік дебит		Газ айдау 01.01.10 г., млн.м3	Айдаушы ұңғы қоры				Енгізілген жаңа ұңғы нәти-гі мұнай өндіру, тыс.т	2010ж игерілг ен мұнай., мың.т
жоспар	факт	+, - тн.			мұнай, тонн/сут	су, м3/сут		барлығы	Барлығы	жәй	жұмыссыз		

21 375	19 331	-2044	0	0	862	0	1 707	7	7	0	0	0	20 369
3 300	3 195	-105	0	0	1 177	0	0	0	0	0	0	0	3 300

1.5 кесте – Теңіз кен орнының 01.01.08. жағдайы бойынша ұңғылар қорының сипаттамасы

№	Қор	Категория	Ұңғ. саны	№ ұңғы
1	Өндіруші ұңғылардың қоры	Барлығы	123	
		Сонын ішіндегі фонтанды жұмыс істеп тұрғаны	55	1к, 3к, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 17, 20, 21, 23, 27, 28, 41, 43, 44, 47, 72, 102, 103, 104, 105, 106, 108, 110, 111, 112, 116, 117, 120, 122, 124, 318, 320, 419, 1100, 4346, 4556, 5050, 5056, 5059, 5442, 5454, 5850, 5853, 38, 113, 121, 5857, 7252
		Жұмыс істемей тұрғаны	9	42, 114, 115, 118, 123, 317, 1101, 5034, 6846
		Консервациядағы	41	2к, 5к, 16, 25, 29, 30, 31, 37, 39, 40, 45, 46, 60, 70, 107, 119, 125, 211, 456, 463, 470, 3938, 3948, 4629, 4635, 4748, 5435, 5632, 5660, 5963, 6246, 6261, 6337, 6457, 6743, 6658, 6836, 7040, 7052, 7450, 7453
		Жойылған	18	1, 2, 3, 5, 18, 19, 22, 26, 32, 33, 34, 35, 36, 52, 53, 101, 109, 430
2	Айдау ұңғыларының қоры	Барлығы	8	
		Оның ішіндегі айдаушы	7	5044, 5242, 5246, 5444, 5447, 5646, 5848
		Консервациядағы	1	220
3	Арнайы ұңғылар	Бақылау ұңғылары	2	24, 100
Барлығы			133	

Өндіретін ұңғы қорындағы жұмыстың негізгі сипаттамасы пайдалы коэффициенті мен пайдалану коэффициенті болып табылады. Біріншісі жұмыс істеп тұрған ұңғылар қорының пайдалануға қатынасы, екіншісі – нақты пайдаланылған уақыттың календарлық уақытқа қатынасы болып табылады.

Пайдалы коэффициент 0,512-ден (1991ж.) 0,809 (1997ж.) дейін өзгерді, барлық игеру уақытында орта есеппен 0,639 құрады. Бүгінгі күні оның шамасы 0,721 құрайды.

1.3 Қабат қысымын ұстап тұру жүйесі

Осы бөлімде теңіз кен орнын игерудің төрт нұсқасы қарастырылған:

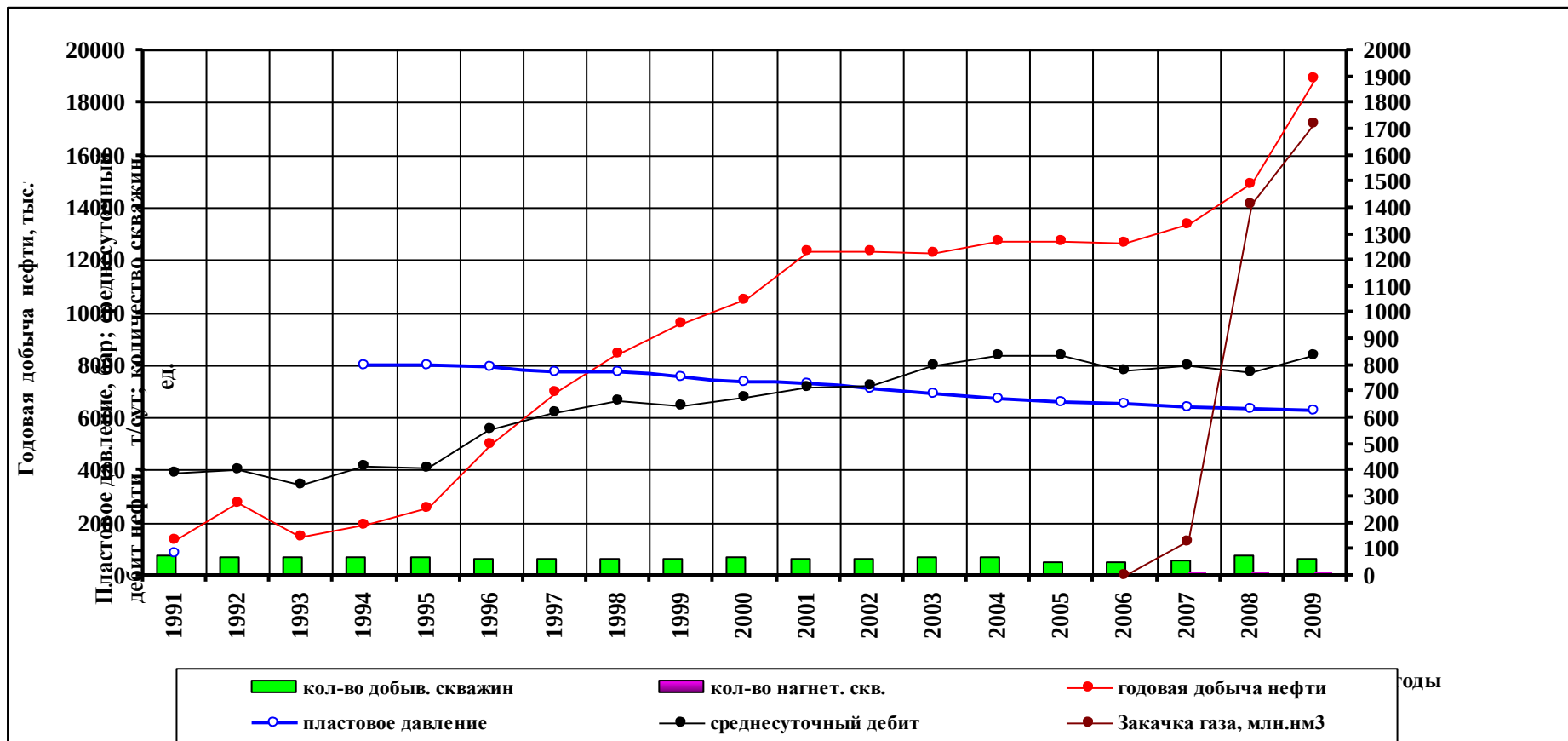
- Бірінші нұсқа – Алғашқы мұнай шығару немесе табиғи режимде игеру.
- Екінші нұсқа – Газды айдау.
- Үшінші нұсқа – Суды айдау(көлденеңдік айдау).
- Төртінші нұсқа – Суды айдау(төменнен жоғары).

Жылына 32 млн.т. дейін мұнайды қайта өңдеп шығару қуатын минималды тұрғыда қамтамасыз ету қарастырылды.

Газды айдау нұсқасы өзінің экономикалық тиімділігі жағынан табиғи режимде және суды айдау нұсқасынан жақсы болуымен бекітілуге ұсынылады.

Тиімділікті анықтауда қарастырылған нұсқалардың ақшалай қаражаттарды есепке алу ағынын негізгі тиімділік көрсеткіші ретінде қолданғанда газды айдау нұсқасы ең жоғарғы абсолюттік мәні бар көрсеткішке ие болады.

Одан басқа газды айдау нұсқасы екінші буын жобасы (ПВП/ЗСГ) технологиясын қолдануы арқылы 2011 жылы кен орындағы өндіру мен дайындау потенциалының жылына 12,4 млн.т. –дан 24 млн.т дейін ұлғаюына мүмкіндік береді.



1.1 сурет – 2009ж. дейінгі Теңіз кен орнының игерудің технологиялық көрсеткіштері

1.6 кесте – Мұнай мен сұйықтықтың алу көрсеткіштерінің негізгі нақтыланған сипаттамасы

Жылдар	Мұнай өндіру, мың т.	Қор алудың алым қарқыны		Жинақталған мұнай өндіруі, мың.т.	Алынатын қордан алынған алым %	Бастапқы геологиялық қорлардан алынған алымдар, %	Сұйықтың жылдық өндіруі, мың.т.	Жинақталған сұйықтың өндіруі мың. т.	Сулану, %	Газды айдау, млрд. куб.м.		Мұнайлы газды өндіру, млн.куб.м	
		бастапқы	ағымдағы							Жылдық	жинақталған	жылдық	жинақталған
2011	12584	9	1.0	112748	8.1	0.03	12635	112799	0.4	0	0	569	32365
2012	12700	0.9	1.0	125448	9.0	0.04	12751	125550	0.4	0.9	0.9	6544	38909
2013	18736	1.3	1.5	144184	10.3	0.04	18811	144361	0.4	2.1	3	10768	49667
2014	23616	1.7	1.9	167800	12.0	0.05	23735	168095	0.5	2.3	5.3	11307	60948
2015	23605	1.7	2.0	191405	13.7	0.06	23724	191819	0.5	2.3	7.6	11346	72330

ТШО акционерлері мен техникалық институттар кен орынды игерудің кеш сатыларында мұнай өндірудің максималды мүмкіндіктерін анықтау, зерттеу және талқылау жұмыстарын жүргізуді жалғастырады. Бұл мүмкіндіктер газды айдау табысты болмай қалған жағдайда газды айдаумен қатар суды айдау технологиясының потенциалын пайдалану мақсатында қосымша кеңейтулерді кірістіреді.

Алдағы зерттеу жұмыстары газ айдаудың игеру сызбасын қарастыруға, су айдау кезіндегі МАК(КИН), сондай-ақ терең, жоғарғы күкіртті коллекторларға су айдауына байланысты эксплуатациялық тәуекелділікті анықтауға үлес қосуы мүмкін.

Екінші буын жобасының (ПВП) кәсіпшілік кешені сұйықтарды жинау мен өңдеуге және мұнай алуға арналған. Кәсіпшілік сондай-ақ тауарлы газ, пропан, бутан мен күкірттің едәуір мөлшерін өндіреді. Одан басқа, кәсіпшілік құрғақ күкіртті газ өндіреді, ол газды айдау жүйесіне жіберіледі. Кәсіпшілік жылына жобамен 7 мил. тонна мұнайды өндіреді. Шикі газды айдауды қолдану арқасында жылына 3-4,5 млн.т. қосымша өнім алуға мүмкіндік берген. (ПВП) және ЗСГ-2 жобасына сай кәсіпшіліктің жылдық номиналдық қуаты 10 млн.т.тең.

1.4 Ұңғыларды пайдалану

Теңіз кен орнында ұңғылардың фонтандауына ұңғыдағы сұйықтық бағанасының гидростатикалық қысымын, осы сұйықтың қозғалысына байланысты үйкеліске жұмсалатын қысым мен тізбекбасы қысымын жеңіп шығатын үлкен қордың қабат энергиясы себепші болып келеді.

Фонтанды көтергіші оптимальды режимде жұмыс істейтін, яғни (к.п.д) пайдалы әсер коэффициенті максималды режим жағдайында егер түпке сұйықтық әкелетін энергия осы сұйықтықты жоғарыға көтеруге қажет энергияға тең немесе көп болған жағдайында ғана фонтандаудың болуы мүмкін.

Фонтандау ұңғыларының дебиті (мөлшері) сұйықтың көлемі қандай болса, ілеспе газ саны да сондай кең шамада өзгереді.

Теңіз кен орнында 01.04.02 жағдайы бойынша Т-102 ұңғысында максималды дебит тіркелген, ол 2200т/ тәу құрайды. Минималды дебит Т-107-60т/тәу ұңғысында.

Фонтандау ұңғысының дебиті қабат пен фонтандау көтергішінің бірлескен жұмысымен анықталады. Әрі фонтандау құбырларындағы газдысұйықтық қоспасының қозғалыс процесін басқарушы заңдары-бір, ал қабат жұмыстарын басқарушы заңдар басқа.

Анығы, түп аймағындағы Рт қысымның ұлғаюы қабаттан сұйықтық ағынын төмендетеді. Бұл жағынан сол ұлғаю Рт фонтанды көтергіштің беруін арттырады. Сондықтан егер фонтанды көтергіштің өткізгіштік қабілеті ағыннан аз болса артық сұйықтық ұңғыда жиналады. Нәтижесінде Рт өсе бастайды.

Бұл бір жағынан көтергіштің беруін ұлғайтса, екінші жағынан ағынның төмендеуіне әкеліп соқтырады. Бұл жүйенің қабат-ұңғы жүйесінің қалыптасқан жұмысы алымның ағынмен теңескен кезінде басталады. Кен орнындағы қабат пен фонтанды көтергіштің оптимальды режимін таңдауы үшін түп аймағындағы қысымын өлшейді.

Фонтандауды қамтамасыз ету үшін барлық ұңғылар фонтанды құбырлармен (СКҚ) жарактандырылады, ол ұңғының түп аймағына дейін түсіріліп ағынды тудырады. Ұңғыларда құбырлардың болуы (СКҚ) түп аймағына әсер ету (тұзды-қышықылды өңдеулер, қабаттағы су жарылыстары), бір сұйықтықты екіншіге алмастыру, ұңғыны газбен немесе ауыр сұйықтықтармен қыспақтау және басқа операцияларды орындауға болады. СКҚ диаметрі әрқашанда түгелдей есепсіз қабылданады, бірақ СКҚ өткізу қабілеттілігі немесе фонтанды көтергіштің беруі немесе ұңғының түп аймағы мен тізбекбасындағы жағдайлары жөніндегі сұрақтар қызғылықты және өз жауабын талап етеді.

Тәжірибе-өндірістік пайдалану жобасы, сұйықтың физика-химиялық қасиеттері мен геологиялық-технологиялық көрсеткіштері есепке алына отырып, Теңіз кен орнында пайдалану тәсілін негіздеуге, ұңғының оптимальды жұмыс режимін анықтауға, сондай-ақ керекті тізбекбасы мен ұңғышілік жабдықтарға гидравликалық құбырлар формуларының есебі жүргізілген.

1.5 Фонтанды пайдалану кезіндегі жабдықтар, саға жабдықтары

Саға (устьевое) жабдығы

Теңіз кен орнында жұмыс қысымы 70 МПа есептелінген фонтандық арматураның кресті түрі шырша дінгегіндегі екі орталықтандырылған бекіту жабдықтары мен құбыр басының (головка) әрбір екі кресті бүйір бұруының (отвод) жаппалары қолданылуы керек.

Ол қамтамасыз етеді:

- Ұңғы сағасын саңылаусыздандыруға және жердің жоғары бетінен қысымды және сұйықтықтың қабат қысымын бақылауға, жұмысшылар мен қоршаған ортаны қорғаудың іске асырылуын;
- Ұңғыдағы өнім ағынының шығару желісіне бағыттауын;
- Штуцер жабдығының көмегімен ұңғының жұмыс режимін реттеуді;
- Бағанаралық, құбыр сырты және буферлік қысым мен температураларды өлшеуді;
- Арқанды (канатных) операциялар жүргізуді;
- Апатты жағдайда ұңғыны жабуды.

Фонтанды арматураның негізгі элементтері:

Құбыр басы СКҚ (НКТ) орналастыру үшін және құбыр сыртындағы кеңістікті саңылаусыздандыруға тағайындалған. Оның жоғарғы фланеціне арматураның өзі қондырылады.

Төменгі негізді жаппа бөліп тастауға (отсечение) арналған. Жоғарғы негізді жаппаға қатысты резерв болып табылады. Қалыпты жағдайда-ашық. Апатты жағдайда ғана қолданылады.

Пневматикалық қозғалтқышы бар жоғарғы негізді жаппа жабу мен ашудың жұмыстық жаппасы болып табылады.

Крестовина фонтанды арматураның буферлік жаппаларын жалғауы үшін арналған.

Буферлік жаппа буферлік қысымды бақылауға арналған.

Буферлік жаппа қақпағы буферлік қысымды бақылайтын манометрді жалғауға арналған.

Механикалық оң жақтағы жаппа ұңғының сұйықтық ағынын бөліп тастауға арналған. Пневматикалық қозғалтқышы бар оң жақ бүйір жаппасының резерві болып табылады. Қалыпты жағдайда- ашық.

Пневматикалық қозғалтқышы бар оң жақ бүйір жаппасы ұңғының сұйықтық ағынын оң жақ арқанымен жұмысы кезінде ашу мен жабуға арналған.

СКҚ-ның тізбегін жабу үштігі СКҚ тізбегін жалғауы үшін арналған. Апатты жағдайында немесе ойламаған жағдайлар бола қалғанда ұңғыны жабу үшін бұрғы ерітіндісін айдауға болады.

Реттелмелі штуцер ұңғының өнімділігін реттеуге арналған. Тұрақты штуцерге қарағанда резерв болып келеді. Тұрақты штуцерді алмастыру кезінде қолданады.

Механикалық сол жақтағы жаппа ұңғының сұйықтық ағынын бөліп тастауға арналған. Пневматикалық қозғалтқышы бар сол жақ бүйір жаппасына резерв болып табылады. Қалыпты жағдайда – ашық.

Пневматикалық қозғалтқышы бар сол жақ бүйір жаппасы ұңғының сұйықтық ағынын сол жақ ішегінің жұмысы кезінде ашу мен жабуға арналған.

Аспапты (инструментальды) фланец КИПиА құралдарымен монтаждауға арналған (монометрлер, қызу беруші және т.б.).

Тұрақты штуцер ұңғы өнімділігін штуцердің тұрақты қимасы (сечение) арқылы реттеуге арналған.

СКҚ жабу тізбегінің жаппасы СКҚ жабу сұйықтығын айдауға арналған.

Сағалық қондырғы (10000 APL) екі қорғаныс жүйесімен жабдықталған: панель RTU (дистанциондық басқару терминалы) және Камерон фирмасының басқару қалқаны. Бұл қондырғылар өндірістік дроссельді клапанды қондыруын, бүйір клапандарын жабуын, ұңғының апатты жағдайда айыруын қарастырады.

Қос жүйе де қарастырады:

- өндірістік дроссельді клапан қондыруды;
- бүйір клапандарын жабуды;
- апатты жағдайда ұңғыны айыруды (ESD).

Дистанциондық басқару терминалы сағадан 30 метрлік жерде тұрады. Бұл жерде RTU басқа температура мен қысымды есепке аалатын Hyperlogger құралын қосатын құрылғы бар.

Қабат сұйықтығында коррозиялығы белсенді күкіртсутегінің жоғары құрамда болуына байланысты фонтанды арматура коррозияға қарсы жоғары қасиеттері бар болатпен(сталь) толықтырылуы керек.

1.5.1 Ұңғы іші жабдықтары

Сұйықтықты бетке көтеру сорапты-компрессор көтергішпен (лифт) жүргізілуі керек. Көптеген ұңғыларда 89-114 мм. сорапты-компрессорлы құбырлар қолданылады.

Ұңғы ішілік жабдықтар жиынтығы:

- Жоспарланған өнім көлемдерін өткізуді;
- СКҚ (НКТ) және пайдалану бағандарының ингибитор қорғауды;
- Құбыр мен құбыр сырты кеңістігінің айналуымен;
- Ұңғыны айдауға тереңдік құралдарын жіберу мүмкіндіктерімен;
- Пакерден СКҚ (НКТ) ажырату мүмкіндігімен қамтамасыз етулері керек.

Сорапты-компрессорлық құбырлар (СКҚ) есептелінеді:

- СКҚ бағандары жобаланады;
- сұйықтықтың әртүрлі алым қарқынындағы максималды жеткілікті диаметрі;
- ұңғының сағасындағы максималды қысымы;
- агрессивті ортадағы жұмыстар;

- ұңғыларды өңдеу жұмыстары (қышқылмен өңдеу және қабатты гидравликалық жарылуы (ажырауы, үзілуі);
 - Ішінен созылу, жарылу және жапыру (сминающ.) жүктеулерінің әсерлері.
- СКҚ (НКТ) таңдауда құбырдың өлшемін (ішкі және сыртқы диаметрлері), дербес салмағын, болаттың маркасын, жалғану түрін, коррозияға төзімділігін білу қажет. Теңіз кен орнында СКҚ сыртқы диаметрінің 3,500 дюймалар' болуы қолайлы. СКҚ ішкі диаметрі салмаққа байланысты (1.7 кесте).
- Теңіз кен орны жағдайындағы жұмыс кезінде СКҚ керекті болат түрлері Н-40, J-55. К-55.С-75. L-80. N-80. С-90. С-95. S—95. Р-105. Р-110. S-125 (2.8 кесте).

1.7 кесте – СКҚ ішкі диаметрінің дербес салмаққа тәуелділігі

Сыртқы диаметрі 3,500 дюйм фунт/фут болатын СКҚ дербес салмағы	Ішкі диаметр, дюйм
9,3	2,992
10,2	2,992
12,95	2,750
13,7	2,673

СКҚ жалғану түрлері: түсірілімсіз (без высадки), сыртқы түсірілім (с наружной высадкой), құбырмен бүтін болатын жалғанбалы алқа.

1.8 кесте – СКҚ салмағы мен болат маркасына байланысты беріктілігі

Сыртқы диаметр, д	Болат маркасы	Дербес салмағы, ф/ф	Жарылу, ф/д2	Жапыру (смятие) ф/д2
3,5	J-55	9.30	6.980	7.400
3,5	L-80	9.30	10.160	10.530
3,5	L-80	12.95	15.000	15.310
3,5	P-105	12.95	19.690	20.090

СКҚ басқа ұңғыішілік компоновкаға кіретіндер:

- басқармалы бөлгіш-клапан, фонтанды арматураның төменгі құбыр басына орнатылған;
- отырғызылатын ниппель;
- пакер;
- жылжымалы муфта жабдықтары кіреді.

Жерасты бөлгіш - клапаны (Ж.Б.К.) жерүсті ұңғы жабдығы істен шыға қалған жағдайда ұңғының бақылаусыз фонтандауын тойтарады. ЖБК жоғарғы қысымдағы кен орындарында, теңіз ұңғыларында, табиғаты қатал аймақтарда, алыс аймақтарда қолданылады. Клапан 30-300 м. тереңдіктерде орнатылады. Бөлгіш-клапанның екі түрі бар: автоматты және басқарушы. Автоматтыда

жоғарғы беткі басқару желісі болмайды, ол қысым өзгерген кезде клапанның өзінде іске қосылады. Басқарушы ЖБК жоғарғы беткі басқару желісімен жабдықталған және гидравликамен басқарылады.

Теңіз кен орнында ЖБК кең таралған түрі қолданылады – басқарушы бөлгіш-клапан. Басқарушы бөлгіш-клапан саға қалқанымен (щит) жалғасқан және апатты жағдайда ұңғыны пайдалану процесін қорғайтын қорғаныш құралы болып табылады.

Басқарылатын жерасты бөлгіш клапанының (ЖКҚ) басты артықшылығы-оның динамикалық қысымы өзгергені емес, жоғарғы беттегі қысымның төмендеуі кезінде жабылатындығы болып табылады. Қақпақтың жабылуы флиппердің көмегімен іске асырылады.

Кемшіліктері: басқарылатын бөлгіш клапаны қымбат тұрады, СКҚ бағанымен бірге түрсіріледі немесе отырғызылатын ниппельге орнатылған, оның жұмыс істеуі үшін басқару желісі мен манифольд қажет.

Теңіз кен орнындағы барлық ұңғыларда «Бейкер» фирмасының FV6S модельді басқарушы бөлгіш клапандары орнатылған. Жерасты бөлгіш-клапанының артықшылықтары: олар сорапты-компрессорлық құбырдың өткізу диаметрін кемітпейді, СКҚ орнату деңгейінен төмен арқанды жұмыстарды өткізуге мүмкіндік береді, сенімділігі жоғары, егерде істен шығып қалса оқшауланып қалады, содан соң басқа жерасты бөлгіш-клапанын арқанның көмегімен орнатуға болады. Кемшіліктері: бастапқы жоғары құн, жерасты бөлгіш-клапанын алу кезіндегі қиындықтар, клапан үстіндегі кеңістікті саңылаусыздандыру үшін жабдықты қондырудың қажеттілігі.

Пакер – құбыр қабырғаларында немесе тығыздаушылар көмегімен ұңғының шегенделмеген оқпанын кеңейіп және қысылатын механикалық жабдық. Пакер түп аймағы кеңістігін екі құбыр бағандарының арасындағы кеңістіктен оқшаулайды. Теңіз кен орнында негізінен пакер СКҚ мен шегенделген баған арасындағы құбыр сырты кеңістігін оқшаулауға қолданылады. Пакерді таңдауда, құнынан басқа оның ұңғы ішілік жағдайы (түп аймағы қысымы мен температурасы, сұйықтың агрессивтілігі, ұңғы оқпанының иілуі, СКҚ мен пакерге әсер ететін күштер) мен ұңғы ішілік жабдықтар үйлесімділігі ескеріледі. Пакердің екі түрі бар: ағытылатын пакерлер (СКҚ-ға түсіріледі) және тұрақты пакерлер (СКҚ бағанына тәуелсіз түсіріледі).

Ағытылатын пакерлер ереже бойынша СКҚ бірге түсіріледі және алынады. Олар шегенделген бағандардың емес, тек СКҚ тізбегінің бөлігі болып саналады.

Ағытылатын пакерлер күрделі құрылымды болады.

Теңіз кен орнындағы ұңғылардың көбінде тұрақты пакерлер қондырылған. Тұрақты пакерлер ұңғылардың үлкен тереңдіктерінде, жоғары қабат қысымы мен жоғары қабат температураларында қажет. Тұрақты пакерлер екі түрге бөлінеді: тұрақты және жартылай тұрақты. Тұрақты пакерлер ұзақ уақыт пайдаланылады, СКҚ-ның емес, шегенделген бағандардың баған бөлігі болып есептелінеді. Қарапайым механикалық, бірақ өте берік конструкцияға ие.

Мұндай пакерлерде СКҚ қозғалысы тығыздаушы элемент есебінен жіберіледі. Таңдау кезінде нақ осы пакерлерді кен орында қолдану үшін бұл артықшылықтар есепке алынды.

1.6 Ұңғылардың гидродинамикалық зерттеулері

Теңіз кен орнында игеруді бақылау мақсатында гидродинамикалық зерттеулердің екі түрі жүргізіледі:

- қысымды қалпына келтіру қисығын (ҚҚКҚ-КВД) тіркеуге алу үшін ұңғыны жабу кезінде іске асырылады, кейін бір режимде жұмыс жасайды;
- кешенді гидродинамикалық зерттеу, ұңғының жұмыс өтеуі 2 және одан да көп режимде таңдалып, қалыптасқан әдіспен зерттеледі және ҚҚКҚ-КВД алуда ұңғының тоқтауымен жүретін қалыптаспаған фильтрациялау әдісімен зерттеледі.

Қысымның статикалық градиентінің өзгеруіне байланысты зерттеу жүргізу кезіндегі ұңғының тоқтауы коллектордың қасиетіне байланысты бір жетіден төрт жетіге дейін орын алады. Мұндай уақыт мерзімі коллектордағы қабат қысымның тұрақталуына қажет.

Қысымды қалпына келтіру қисығы ҚҚКҚ-КВД әдісі көмегімен жүргізілетін зерттеу 2 жетіден 4 жетіге дейін орын алады, ал кәсіпшілік-геофизикалық зерттеу 5 күннен 7 күнге дейін жүргізіледі.

Қабатты қысым мына әдістер көмегімен өлшенеді:

1) Қабат қысым тұрақталмайынша ұңғының тоқтап тұруы, содан соң зерттелуге жататын заттың статистикалық градиентін (СГ) анықтаудың жүргізілуі;

2) Коллектордағы қабат қысымын, қабат құрылымын мен өткізгіштік параметрін бағалау мақсатында ҚҚКҚ көмегімен ұңғыларды сынау мен ҚҚКҚ талдауы жүргізіледі;

3) Ұңғыда орнатылған стационарлық терең монометрмен есептелген мәліметтерді қолдану;

4) Сағадағы қысымын өлшеу мәліметтерін қолдана отырып, қысымның қалпына келтіруіне байланысты жүргізілетін және сол қысым мәндерін түп аймағындағы қысымға түрлендіретін технологиялық бағдарламаны қолданылуымен жүргізілетін зерттеулер.

Өндіруші ұңғылардағы гидродинамикалық зерттеу әдісі (ГДЗ-ГДИ) қабат пен ұңғылардың фильтрациялық параметрлерін- К қабатының өткізгіштігін (проницаемость), өткізу қабілеті (проводимость) -kh, ұңғы қабатын ашудың скин-фактор деп аталатын жетілдіру дәрежесі, қабат, түптік қысымдарды өлшеуді, ұңғының өнімділік коэффициенті мен басқа да параметрлерін анықтауды және изобарлар картасын құруды анықтайды.

ГДЗ (ГДИ) нәтижелеріне сүйене отырып кен орын игерудің ағымдағы жағдайына талдау жүргізіледі, бұл мәліметтер кен орнын игерудегі

технологиялық құжаттарды жасау үшін қолданылады. Жүйелі түрде жүргізу зерттеу тиімділігі үшін маңызды.

Қазіргі уақытта Теңізде жүргізіліп жатқан ГДЗ әдісін 3 топқа бөлуге болады:

Бірінші топ зерттеуі – пайдаланудың белгіленген тәртібі бойынша ұңғыларды зерттеу Теңізде барлық ұңғылар қоры осы зерттеу әдісімен қамтылған.

Екінші топ ұңғылар зерттеуі – ұңғылар жұмысының қалыптаспаған тәртібі бойынша зерттеу, қысымды қалпына келтіру қисығы (ҚҚҚҚ) әдісі. Теңізде ҚҚҚҚ әдісімен 100-ге жуық ұңғы зерттелді және сипатталатын қабат пен ұңғылардың түп аймағының негізгі параметрлері анықталған (1.9 кесте): өткізгіштік K , өткізу қабілеті – kh , қабатты ашудың жетілгендігі- скин-фактор S . Бұл мәліметтер Теңіз кен орнындағы мұнай кенішінің компьютерлік гидродинамикалық үлгісін құруға қолданылды.

ҚҚҚҚ әдісімен ұңғыларды зерттеу мәліметтері бойынша ұңғының түп аймағының қабат жағдайын бағалауда маңызды ақпаратты скин-эффект береді.

Теңізде жиі су айналымысыз жүргізілетін бұрғылау жұмыстарында осы параметрді білудің маңызы зор. Осыған байланысты шлам жоғары бетке шығарылмайды және қабаттың түп аймағында қалады, ал қабаттың фильтрациялық қасиеттері түп аймағында кемиді. Шламды жою, судың және түп аймағындағы фильтрация қасиеттерінің қалпына келу шамасы мен скин-эффектінің белгісімен бағаланады. Атай кету керек, тұз-қышқылды өңдеу өткізу және қышқылдық гидрожару скин-эффект шамасын тез түсіріп жібереді.

Үшінші топ зерттеулері ұңғылардың және игеру нысандарының (гидропрослушивания) бір-бірімен байланысын анықтауда бірнеше дүркін ауытқулар әрекеттесулерімен (гармониялық толқындар әдісі) зерттеуді кіргізеді.

Өндіру ұңғыларының гидродинамикалық зерттеулері тек мұнайлы қабаттың параметрлерін ғана емес басқа да нәрселерді анықтауға мүмкіндік береді.

Игеру процесі кезіндегі борт пен қанаттар жарықшақты коллекторлардың өзгерісін, соның ішінде қабат қысымының өзгеруі кезінде зерттеулерді жүргізген маңызыды. Алымның қалыптасқан зерттеу әдісі көптеген жағдайда 2 режимде (штуцерде), әр режимнің 5 тәулік өтеуімен орындалады.

Жарықшақтау коллекторының бет алысын зерттеу үшін АҚӘ-ң 4-5 режимдердегі зерттеулері және түп қысымының кең диапазонына индикаторлық диаграммасын алу қажет. Егер индикатор диаграммасы сызықты болса, онда коллектордың жарықшақтану қасиеттерінің түп қысымының өзгеруіне тәуелсіздігін білдіреді, егер сызықтық бұзылатын болса және индикатор қисығы қысым түсетін жаққа қисайса, онда түп аймағында түп қысымының төмендігінен жарықшаладың бірігуін білдіреді.

1.9 кесте – Ұңғы мен қабаттарды зерттеуінің көрсеткіштері

Аттары	Саны		Өлшеу интервалдары	Қабат бойынша орташа мәндер
	ұңғы	өлшемдер		
1	2	3	4	5
Бастапқы қабат қысымы, МПа	22	22	77,89-85,36	82,35
Қабат температурасы, °C	17	17	99,7-122,3	109,4
Геотермиялық градиент, °C/100 м				1,86
Мұнай дебиті, т/тәу	57	57	60-2055	788,6
Сулану, %				0
Газ факторы, м3/т				506,6
$\frac{м^3 \cdot 10}{м.сут.МПа}$ Меншікті өнімділік,	36	36	0,000027 – 0,0374	0,0021
$\frac{м^3 \cdot 10^{-12}}{Па \cdot с}$ Гидроөтімділігі,	39	39	38 – 316160	14824
Келтірілген радиус, м	36	36	1*10-30 – 66,51	4,18
Пьезоөтімділігі, 104м2/с	39	39	0,0000015-0,061	0,02
Өткізгіштік, мкм2	39	39	5*10-4 – 1,98	0,066

2 АРНАЙЫ БӨЛІМ

2.1 Тізбекаралық қысым туралы жалпы мағлұмат

2.1.1 Тізбекаралық қысымның болжалды пайда болу себептері

Теңіз және Королев кенорындарының ұңғымаларындағы тізбекаралық қысым ұңғыманы сынау мен консервациялаудан кейін бірден пайда болды.

Негізгі себептердің бірі микро саңылаулар мен жарықтардың пайда болуына әкелетін процестер, яғни ұңғыны бұрғылау кезіндегі шегендеуші тізбектің сапасыз цементтелуі болып келеді.

Теңіз және Королев кенорындарының эксплуатациялық ұңғыларында тізбекаралық қысымның пайда болуына себепші болатын бірнеше факторлар бар. Соның ішінде негізгі факторларға температуралық ұлғаю, тұзды техногенез, бұрғылау ерітіндісінің дестабилизациясы жатады.

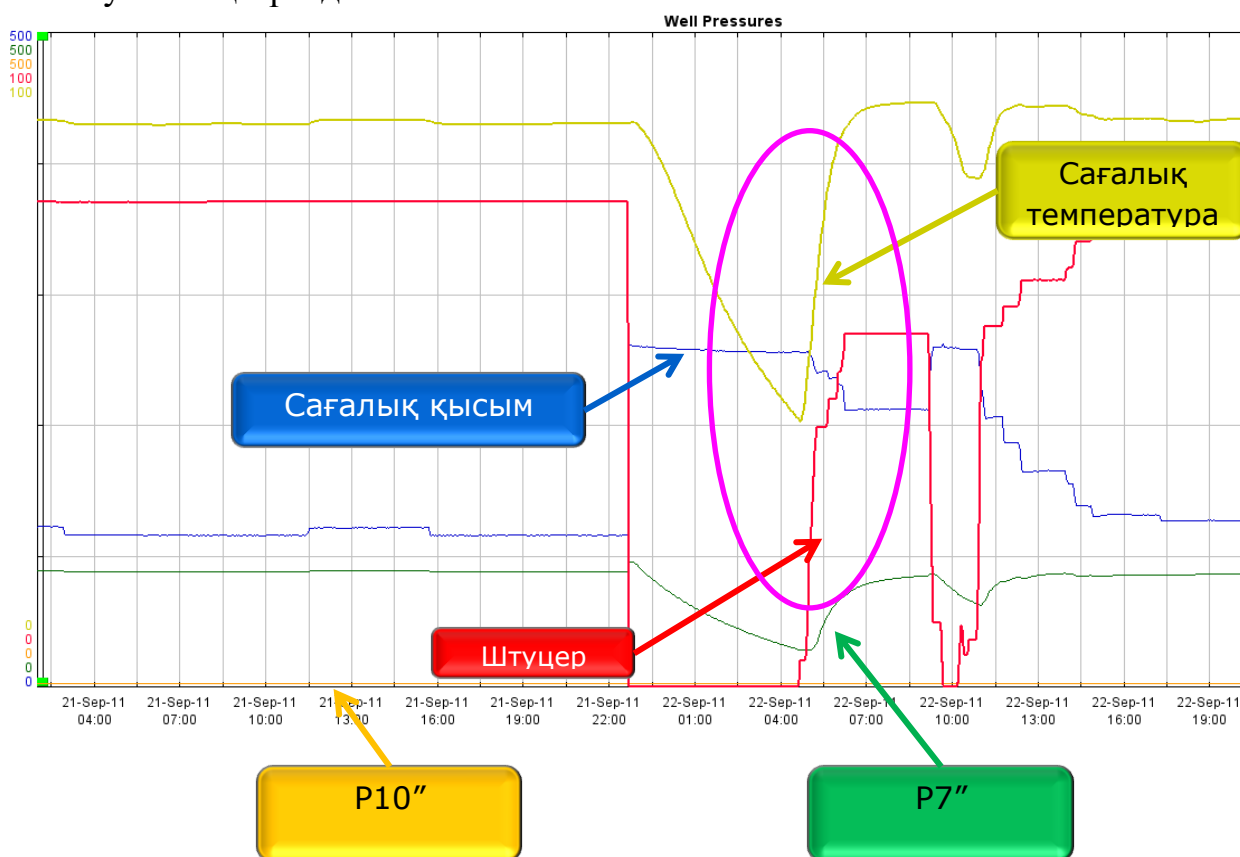
Жалпы эксплуатациялық ұңғыларда ТАҚ-ның пайда болуы бастапқы цементтеу кезінде түрлі шегендеуші тізбектер кеңістігінде қалған бұрғылау ерітінділері мен флюидтерінің температуралық ұлғаюы салдарынан болады. Бұл цементтің тізбекпен төмен сапалы жабысу интервалы мен қуыстардың пайда болуына әкеледі, ал ол өз алдына ұңғы эксплуатациясы кезінде температуралық қыздыру әсерінен қысым мен флюидтердің енуіне арналған кішкентай ирелең каналдар туғызады. Сонымен, бұл микрожарықтар мен қуыстарды толтырған флюидтер температуралық ұлғаюға ұшырап және ұңғы эксплуатациясында қыздыру кезінде қысым туғызады. Цементті жарылу тізбекті опрессовка жасау кезінде де болуы мүмкін, қалдықты флюидтің толуымен микрожарықтардың және мұндағы қысымның пайда болуына әкелуі де мүмкін. Эксплуатациялық ұңғылардағы температуралық ұлғаю әсерінен ТАҚ-ды анықтауға болады. Ұңғы эксплуатациясы тоқтаған кезде, әдетте бірнеше тәулік бойы тізбекаралық қысым нөлге дейін түседі, өйткені СКҚ мен құбыраралық кеңістікте флюидтің салқындауы жүреді. Ұңғыны кері эксплуатацияға қоспағанша бұл қысым көрінбейді. Бұған төменгі 2.1 суретте мысал келтірілген.

ТАҚ-ның негізгі себебі бастапқы цементтеу кезінде пайда болған тізбекаралық кеңістіктегі флюидтер немесе қуыстар болып табылады деген пікір бар. Біріккен кәсіпорын құрғаннан кейін ұңғыны бұрғылау кезінде қолданылатын цементтеу тәсілдерінің жетілдірілуі және цемент пен қоспа сапаларының жоғарылауы жаңа ұңғылар үшін бұл потенциалды себептерді жойды.

Біріккен кәсіпорын құрғанға дейін қолданған цементтеу әдістері мен қазіргі кезде қолданып жүрген әдістер арасындағы айырмашылықтар төменде келтірілген:

1) Цементтеудің жаңа бағдарламасына сәйкес мұнай негізіндегі бұрғылау ерітіндісін итеріп шығару үшін «Дьюал» жуу сұйықтығын қолданады. Ол

металл құбырларға ылғал ұстағыш қасиет береді, ал бұл цементтің құбырмен жабысуын жақсартады.



2.1 сурет – Т-2 ұңғысындағы температуралық ұлғаю

2) Теңіз кенорнында цементтеуде ендігі сатылы цементтеу муфтасы қолданылмайды.

3) Цементтеуге арнайы Теңіз кенорнының ұңғыларына арналған АМИ стандарттарына сәйкес тек жоғары сапалы цемент қолданылады.

4) Тізбектің есептеп табылған ең төменгі қысым мәнінің 70%-на шегендеуші тізбекті опрессовка жүргізеді және оған ауыр бұрғылау ерітіндісін қолданады. БК құрғанға дейін шегендеуші тізбектер цементті бұрғылағанға дейін 1,1 меншікті тығыздықты сумен жарылу қысымы мәнінің 90%-на опрессовка жүргізілді және бұл шегендеуші тізбекте артық қысымның пайда болуына және цементті сақинаның жарылу мүмкіндігіне алып келді.

Тұзды техногенез – шегендеуші тізбектің қалыпты қысылуы күйінде байқалатын тұзды массив қозғалысы.

Консервацияланған және ликвидацияланған ұңғыларда тізбекаралық қысым негізінен бұрғылау ерітіндісінің дестабилизациясы мен қатты фаза бөлшектерінің тұнбаға түсу нәтижесінде тығыздықтың төмендеуіне байланысты.

2.1.2 Тізбекаралық қысымды басқару бағдарламаларының орындалу этаптары, шілде (2007-2012 ж)

Алдыңғы «шілде 2002 – шілде 2007 тізбекаралық қысымды басқару бағдарламаларын» орындау периодында тізбекаралық қысымды басқаруда біраз позитивті қадамдар жасалды. Бұл бағдарламаның сәтті орындалуына орай ТШО 2007-2012 жылдар аралығында бұл негізгі элементті қолдануды жалғастырды. Бұл негізгі элементтер төменде көрсетілген:

- 1) Ұңғыны ашып-жабуды минимумға дейін жеткізу.
- 2) Тізбекаралық қысымды басқару мақсатында тізбекаралық қысымды жою (стравливание).
- 3) Сағалық жабдықтардың герметикалығын қамтамасыз ету және тексеру.
- 4) Шешім қабылдар кезде графикалық жоспарды қолдану.
- 5) Тізбекаралық қысымға мониторинг жүргізу.
- 6) Керек жағдайда ұңғы жұмысына араласу.

2.1.3 Алдыңғы бағдарламаны қолданудың оң нәтижесі

Теңіз кенорнында тізбекаралық қысымның төмендеуі негізінен тізбекаралық қысымды басқарудың эффективті жоспарымен сәйкес бұрғылау режимі мен цементтеу әдістерін жетілдіруінің арқасында жеткен болатын.

1993 жылы біріккен кәсіпорын құрғаннан кейінгі бұрғыланған жаңа ұңғылардың бұрғылау режимі мен цементтеу сапасы ТАҚ-ы бар жаңа ұңғылардың пайда болуын тежеді. Ал тізбекаралық қысымды басқару жоспарлары бар мәселелердің көбін азайтқан болатын. Мұны іске асыруда негізгі әрекет СКҚ мен эксплуатационды тізбек арасындағы тізбекаралық кеңістіктің механикалық герметикалығын қалпына келтіру мақсатында бар ұңғыларды күрделі жөндеу болды.

ТШО бұрғылау әдістерін жетілдіру үстінде. 2002-2007 ж. аралығында бұрғылау эффективтілігін арттыру мақсатында ұңғының базалық конструкциясына өзгерістер енгізді. Бұл тізбекаралық қысымның пайда болу мүмкіндігін азайтты. Аталған конструкцияның негізгі артықшылықтары мынада:

- Сағаға дейінгі шегендеуші тізбектер санының азаюы;
- Беріктігінің артуы, ал соған байланысты $9\frac{7}{8}$ дюймды шегендеуші тізбектің герметикалығының артуы;
- Цементтеу интервал ұзындығының қысқаруы нәтижесінде төмен сапалы цементтеу тәуекелінің азаюы;
- Флюидтің енуін болдырмау үшін хвостовиктің жоғарғы пакері түрінде қосымша бөгеттер.

ТШО техникалық себептермен тұзды қабат кескінінде ТАҚ-ның аса жоғары пайда болу тәуекеліне байланысты ұңғының стандартты конструкциясын

қолдануды жалғастырады. Сонымен бірге ТШО сағаға дейін цементтеу кезінде микросақиналы зоналардың пайда болуын минимумға дейін азайту үшін цементтеудің аса оптималды әдістерін қолдануға тырысады.

Т16 ұңғымасы ТШО-ның тізбекаралық қысымды басқару процесін орындау арқасында тізбекаралық қысым жойылған ұңғының айқын мысалы болып тұр. Бұл ұңғының ерекшелігі, тізбекаралық қысым температуралық қысымның әсерінен емес, басқа себептердің әсерінен пайда болды. Бұл ұңғы мониторингтің стандартты процесі кезінде проблемалық ұңғы ретінде айқындалып, кейіннен ТШО келесі әрекетке шешім қабылдау үшін графикалық жоспарды пайдаланды. Ұңғыда бұл ұңғының іс-әрекеттер жоспарына сәйкес жөндеу жұмыстары жүргізілді. Кейін ұңғы пайдалануға беріліп, ұңғының іс-әрекеттер жоспарына сәйкес мониторинг жалғастырылды. Бұл шаралар ұңғыдағы тізбекаралық қысымның жойылуына әкелді. Сонымен қатар, бұл шаралар ұңғының ұзақ уақыт игерілмеуіне алып келді. Бұл ТШО-ның эксплуатация ережелерін сақтауға тырысуының және әрқашан қауіпсіз және бақылаулы жағдайда жұмыс жасауының айқын көрінісі.

2.1.4 Бағдарламаның негізгі элементтері

2.1.4.1 Ұңғыны ашып-жабуды минимумға дейін жеткізу

Кейбір өндіретін ұңғылар ашып-жабуға сезімтал, яғни бұл тізбекаралық қысымға әсер етеді. Барлық өндіріліп жатқан ұңғылардың, әсіресе аса қатты әсер ететін ұңғылардың ашып-жабылуын минимумға дейін жеткізудегі келісілген шаралар жасалды. Өндірістік және эксплуатационды міндеттер күшінде бұл шаралар толығымен жүзеге аспады, бірақ ТШО барынша ұңғының ашып-жабуын минимумға жеткізуді жалғастыруда. Бұл жетістіктегі тәсілдердің бірі сағалық жабдықтарды техникалық қамтамасыздандыруды, коллектор зерттеуін және ұңғыны жоспарланған тоқтату кезінде ұңғы мониторингін бірігіп жүргізу болып табылады. Өндіруші ұңғылар санының өсуіне қарай ұңғының циклдік ашып-жабу қажеттілігі азаяды.

2.1.4.2 Тізбекаралық қысымды басқару мақсатында тізбекаралық қысымды жою (стравливание)

Ұңғыны алғашқы сынау кезінде температуралық ұлғаюды, дебит өсу периоды және ұңғының іске қосылуын компенсация жасауға құбыраралық кеңістіктен қысымды жою (стравливание) процедурасы енгізілді. Көпшілік өндіргіш ұңғыларда флюидтің температуралық ұлғаюына компенсация жасауға тізбекаралық қысымды жою (стравливание) жүргізілді. Әрбір ұңғы үшін максимал шекті тізбекаралық қысым бойынша ережелер орнатылды. Тізбекаралық қысымның максимал шекті мәніне жеткен кезде қысымды жоюға (стравливание) қосымша ТШО кейбір ұңғыларда 10 мен 13 дюймды

тізбектердегі ТАҚ-ды азайту немесе толық жою мақсатында қысымды интенсивті жою (тәуліктік жою) бағдарламасын енгізді. Интенсивті жою периоды бір аптадан төрт аптаға дейін созылады. Период аяқталысымен тәуліктік қысым жою тоқтатылып, ТАҚ мониторингі жүргізіледі. Бұл бағдарлама кейбір ұңғылардың 10 мен 13 дюймды тізбектеріндегі қысымның ұзақ төмендеуіне немесе толық жойылуына алып келеді және басқа ұңғылар үшін оң нәтиже бергенше бағдарламаны жүргізу жалғаса береді. Кейде ТШО қысымды жою кезінде химиялық анализ үшін сынама алады. Нәтижелер пробалар құрамында H_2S жоқтығын, Теңіз коллекторымен байланыс жоқтығын куәландырады.

1989 жылдан бері қысымды жою процедурасы жүргізіп келеді. Алайда, кейбір ұңғылардан флюидтің ауқымды көлемі алынса да, алынған флюидте H_2S признактары көрінбеді. Бұл факт тізбекаралық қысымның пайда болуы өнімді тұзасты карбонатты коллектормен байланысынан емес, флюидтің температуралық ұлғаюынан екенін қосымша дәлелдеп отыр.

2.1.4.3 Сағалық жабдықтардың герметикалығын қамтамасыз ету және тексеру

Шегендеуші тізбек пен сағалық жабдық катушкасының жағдайын тексеру мақсатында Теңізде күнделікті негізде барлық өндіруші ұңғыларға тексеру жүргізіледі. Сонымен қатар, сағалық жабдық герметикалығын тексеру мақсатында әрбір өндіруші ұңғыда жылдық тексеру жүргізіледі. Сағалық жабдық пен фонтанды арматураны қамтамасыз ету мен опрессовка жүргізіледі. Берілген техникалық қамтамасыздандыру квалификацияланған подрядчиктермен жүргізіледі. Қазіргі кезде «Камерон» компаниясы подрядчик болып келеді.

2.1.4.4 Тізбекаралық қысымға мониторинг жүргізу

Теңіз және Королев кенорындарының барлық өндіріп жатқан ұңғыларында және жеті консервіленген және ликвидацияланған ұңғыларда SCADA компьютерлік жүйесі көмегімен немесе қондырылған манометр көрсеткішіне тікелей өндірістік бақылау арқылы тізбекаралық қысымға мониторинг жүргізіледі. ЗВП жобасы аяқталғаннан кейін 107 ұңғыда инженердің үстел компьютерінде мәліметтер көрінісімен SCADA жүйесі көмегімен құбыраралық кеңістіктегі қысымға күнделікті мониторинг жүргізілді. Барлық басқа консервіленген және ликвидацияланған ұңғыларда қондырылған манометр көрсеткішіне тікелей өндірістік бақылау арқылы айлық мониторинг жүргізіліп тұр.

SCADA жүйесінің мәліметтері инженерлердің үстел компьютеріне жетіп, тізбекаралық қысымның қылығын жете бақылауға көмектеседі. Уақыттың

нақты масштабында ТАҚ-ның мәліметтері төменде 3.2 суретте мысал ретінде келтірілген.

2.2 Теңіз кенорнының ұңғыларының тізбекаралық қысымын талдау этаптары

Бұл дипломдық жобадa Теңіз кенорнының тізбекаралық қысымы бар Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 ұңғыларына талдау жүргіздім. Теңіз кенорнының ұңғыларының тізбекаралық қысымын талдауды бірнеше этаптарға бөлдім. Бұл этаптар Теңіз кенорнының тізбекаралық қысымының пайда болуына себепші бірнеше факторлар - температуралық ұлғаю, тұзды техногенез, бұрғылау ерітіндісінің

TCO TCO Field

Scenario | Production | SQL TagBrowser | RWD

MS01 | MS05 | MS08 | MS09 | MS12 | MS14 | MS15 | MS17 | MS19 | MS20

1 - 10 of 18

ICP Data

My Views

My Trends

Explorers

Inter Casing Pressure

Well MS

% %

> 1 bar

< -1 bar

Well	MS	WAP	7"				10"				13"			
			PWD Now (bar)	PWD 48hrs (bar)	PWD Delta (bar)	EC (bar)	PWD Now (bar)	PWD 48hrs (bar)	PWD Delta (bar)	EC (bar)	PWD Now (bar)	PWD 48hrs (bar)	PWD Delta (bar)	EC (bar)
T113	MS09	94	83.31	84.68	-1.28	83.99	8.28	6.84	1.44	1.29	8.88	8.88	0.00	8.88
T114	MS20	255	162.26	162.19	0.01	8.88	4.91	4.91	0.00	1.34	1.86	1.43	0.44	0.88
T115	MS05	99.28	96.45	2.83	1.29	2.83	2.95	-0.62	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33
T116	MS19	162.36	162.35	0.01	161.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
T117	MS09	99	63.15	61.74	1.41	66.49	8.88	8.88	0.00	2.06	1.67	0.32	1.67	0.32
T118	MS19	176	86.26	87.05	-0.85	83.99	17.46	18.85	-0.59	18.65	0.00	0.00	0.00	0.00
T12	MS20	195	33.81	42.88	-3.88	8.88	6.54	0.00	0.15	0.00	0.11	0.00	0.11	0.00
T120	MS19	9	8.88	42.35	-41.55	42.19	6.37	6.37	0.00	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00
T121	MS14	124	8.88	8.88	0.00	8.88	1.17	0.00	1.39	11.22	9.58	1.66	22.84	1.66
T122	MS14	123	94.62	55.17	1.45	58.19	5.85	5.85	0.00	6.81	2.68	2.36	0.32	2.36
T123	MS20	146	72.85	72.85	0.00	2.83	2.20	2.38	0.00	0.00	1.25	0.00	1.25	0.00
T124	MS20	127	88.88	84.33	-4.32	1.87	26.97	25.47	1.54	11.53	64.78	64.47	0.31	14.26
T14	MS05	1.34	1.34	1.34	1.34	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
T15	MS19	187	191.53	166.72	0.81	95.75	92.39	62.59	29.88	53.49	29.88	21.23	-1.43	26.89
T15	MS19	187	191.53	166.72	0.81	95.75	92.39	62.59	29.88	53.49	29.88	21.23	-1.43	26.89
T17	MS21	98	88.12	88.29	-0.87	88.57	21.27	18.89	2.43	18.76	0.00	0.00	0.00	0.00
T18	MS15	171	88.12	89.35	-1.23	89.42	8.88	8.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
T20	MS08	185	25.84	23.29	2.24	26.53	51.88	36.33	21.47	71.88	8.82	6.16	8.66	1.88
T21	MS19	75.46	75.46	0.00	34.41	27.08	28.52	-1.44	27.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
T23	MS20	194	47.37	39.63	7.74	6.48	6.37	6.37	0.00	9.91	32.88	7.69	25.21	1.67

Filtered Count: 123

2.2 сурет – SCADA жүйесі

дестабилизациясына және де тізбекаралық қысымды басқару бағдарламаларының негізгі элементтеріне, атап айтқанда тізбекаралық қысымды басқару мақсатында тізбекаралық қысымды жою (стравливание) мен тізбекаралық қысымға мониторинг жүргізуге сүйене отырып жасалынды. Талдау этаптарына мыналар жатады:

- 1) Теңіз кенорнының ұңғыларының базалық конструкциясын талдау;
- 2) Тізбекаралық қысымға мониторинг жүргізу арқылы болжалды пайда болу себептерін айқындау;

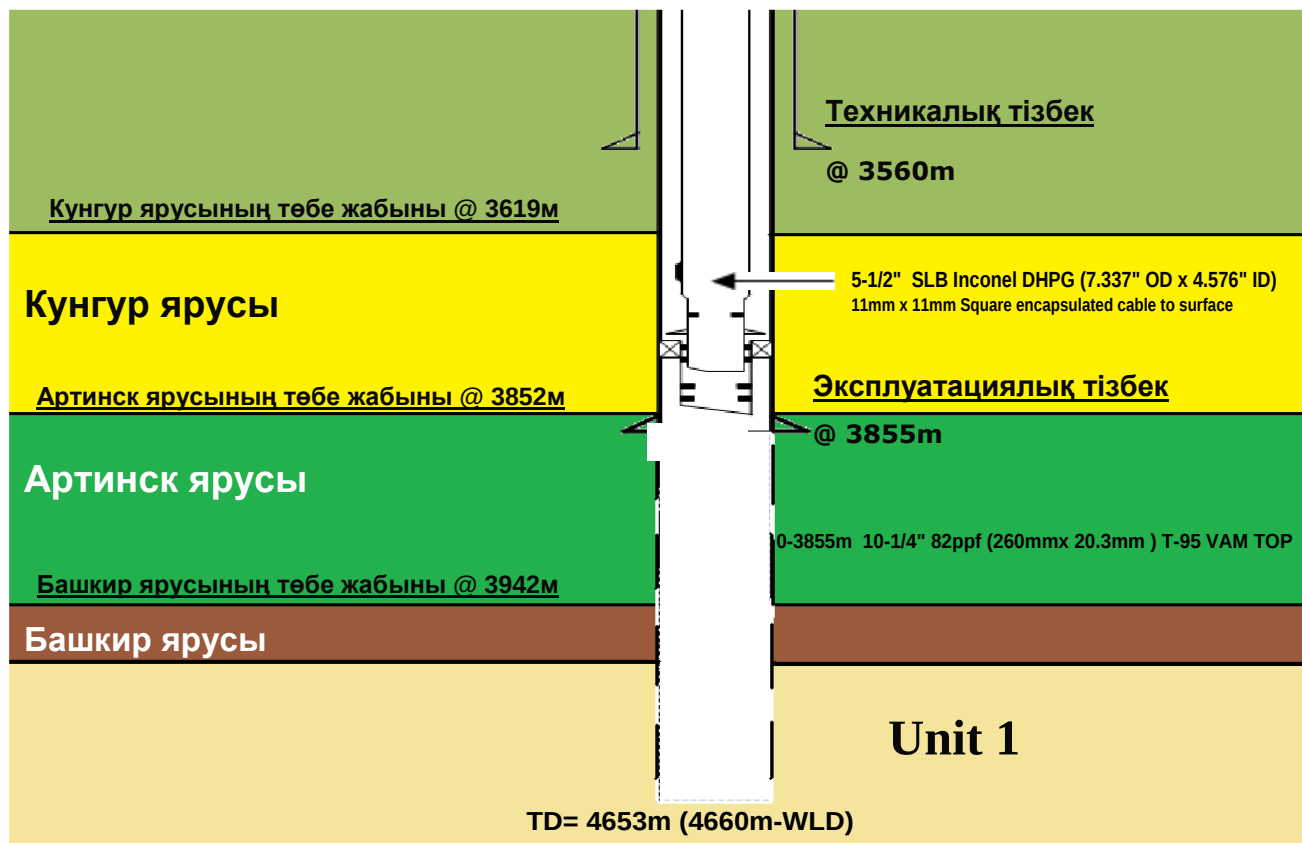
3) Тізбекаралық қысымды басқару мақсатында тізбекаралық қысымды жою (стравливание) тарихына шолу және қысымды жоюдың максимал шекті мәнін есептеу;

4) Т-4 ұңғысының конструкциясының бірнеше проблемаларын талдау

2.2.1 Теңіз кенорнының ұңғыларының базалық конструкциясын талдау

Т-1 ұңғысы Теңіз кенорнының солтүстік-шығыс римінде орналасқан. 2003 жылғы 6 қазандағы Т-1 ұңғысының конструкция схемасының мәліметтеріне сүйенсек (2.3 сурет), кунгур ярусының төбе жабыны 3619 м-де орналасқан. Артинск ярусының төбе жабыны 3852 м, ал башқұр ярусының жабыны 3942 м тереңдікте. Техникалық тізбек сағадан 3560 м тереңдікке дейін түсірілген. Мұның сыртқы диаметрі – $13\frac{3}{8}$ дюймды, яғни 340 мм, ал қалыңдығы 13 мм

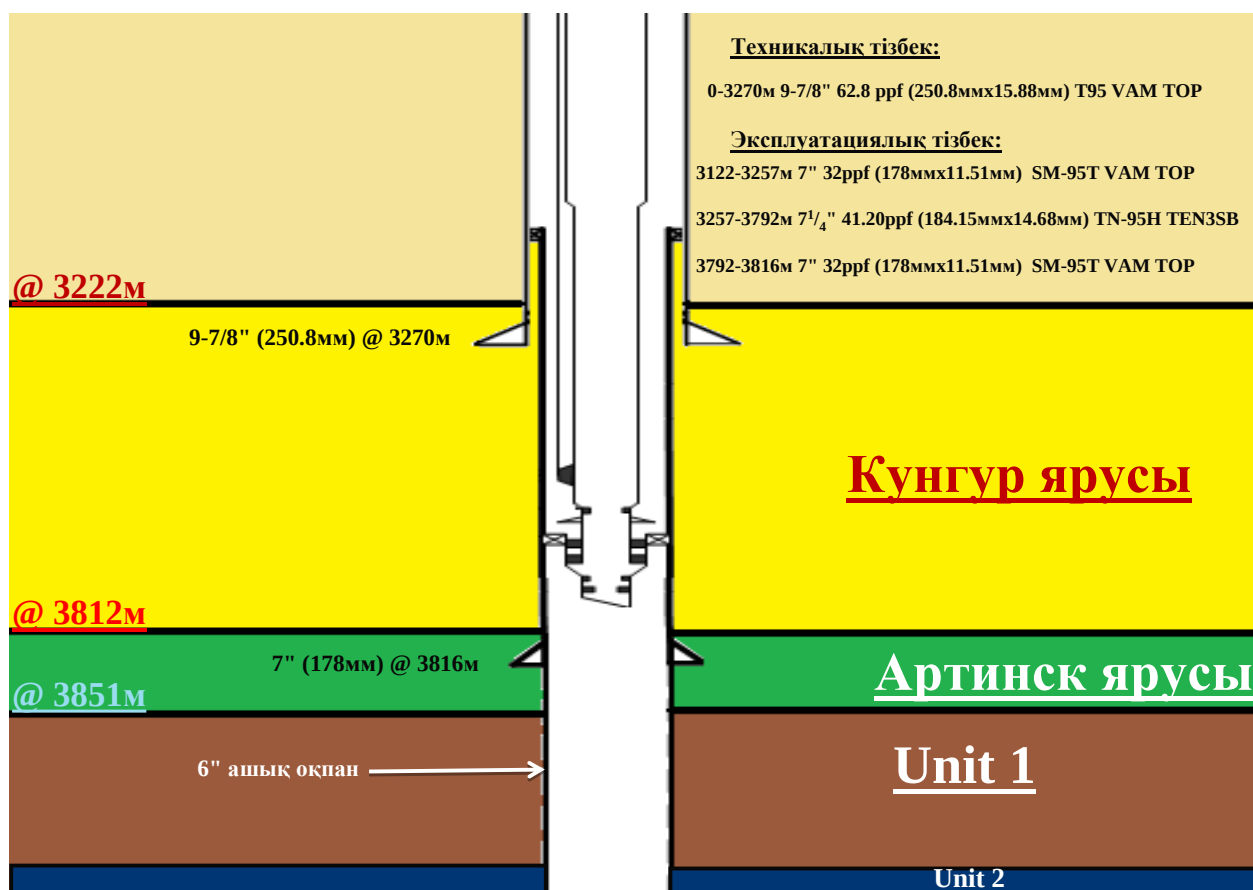
кұрайды. Эксплуатациялық тізбек $10\frac{1}{4}$ дюймды, яғни 260 мм, қалыңдығы 20,3 мм-лі күкіртті сутек пен коррозияға берік Т-95 VAM TOP маркалы құбырлардан құралып, сағадан 3855 м-ге дейін түсірілген. Хвостовик пакер арқылы 3797,39 м-де орналасқан. Кунгур ярусы 3619-3852 м интервалында орналасқан тұзды қабат болғандықтан, ұңғы конструкциясы геолого-техникалық іс-қағаздар бойынша конструкция талабын қанағаттандырады.



2.3 сурет – Т-1 ұңғысының конструкциялық схемасы

Т-2, Т-3 ұңғыларының конструкция схемалары қосымша Б, В-да тіркелген. Бұл ұңғылардың схемасы геолого-техникалық іс-қағаздар бойынша конструкция талабын қанағаттандыратынын байқаймыз. Яғни аталған үш ұңғы да кунгур ярусының тұзды қабаты қалың күкіртті сутек пен коррозияға берік құбырлармен жабылған. Соған сәйкес бұл ұңғыларда тұзды техногенез әсерінен тізбекаралық қысымның пайда болу мүмкіндігі жоққа жақын.

Т-4 ұңғысы Теңіз кенорнының солтүстік-шығыс римінде орналасқан. Т-4 ұңғысының конструкция схемасы бойынша кунгур ярусының төбе жабыны 3222 м-де орналасқан (2.4 сурет). Артинск ярусының жабыны 3812 м-де. Техникалық тізбек сыртқы диаметрі $9\frac{7}{8}$ дюймды, яғни 250,8 мм, қалыңдығы 15,88 мм-лі Т-95 VAM TOP маркалы құбырлардан құралып, сағадан 3270 м-ге дейін түсірілген. Ал эксплуатациялық тізбек сыртқы диаметрлері 7 мен $7\frac{1}{4}$ дюймды, яғни 178 бен 184,15 мм, қалыңдықтары 11,51 мен 14,68 мм-лі құбырлардан құралып, 3122-3816 м интервалында түсірілген. Хвостовик пакер арқылы 3725 м-де орналасқан. Бұл ұңғының конструкция схемасына қарай отырып, конструкциялық сәйкессіздікті байқаймыз, олай болса, бұл ұңғыда тұзды техногенез есебінен тізбекаралық қысымның пайда болу мүмкіндігі туады.

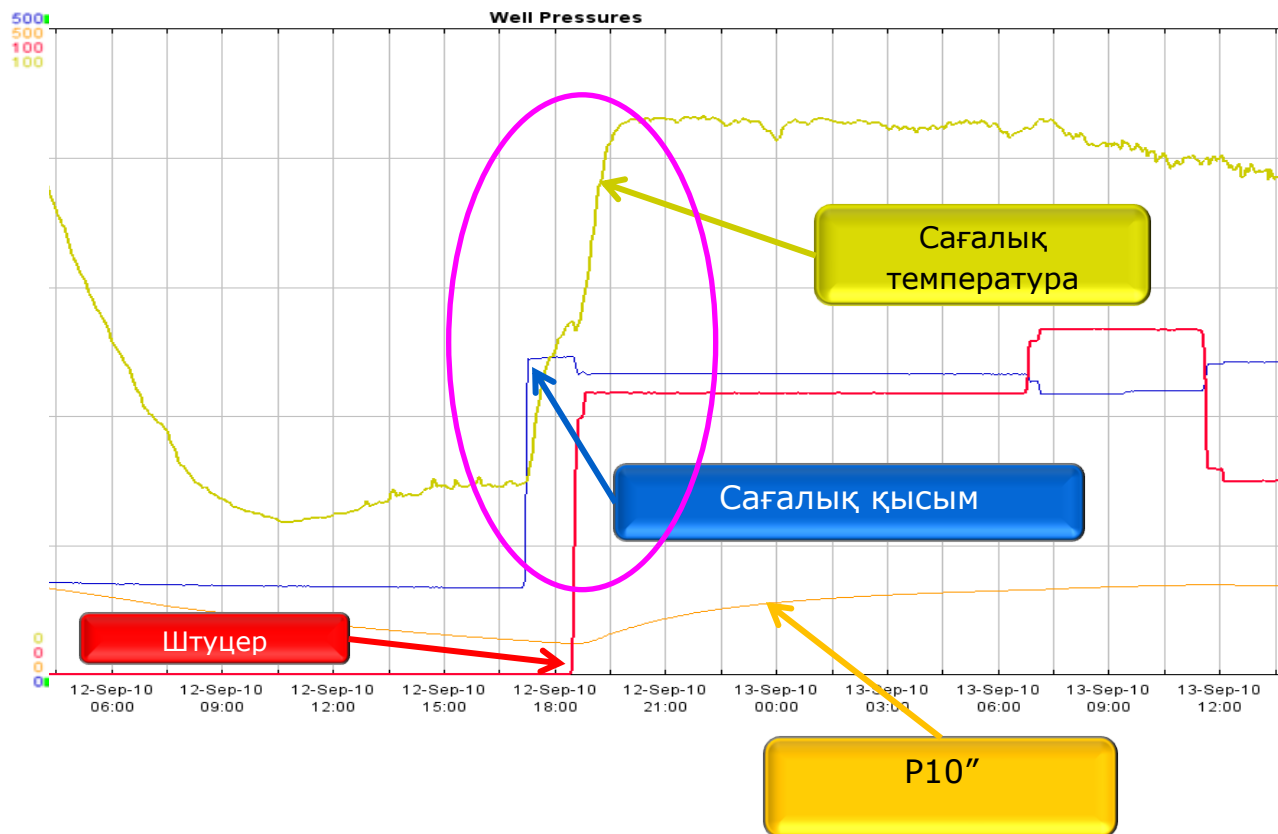


2.4 сурет – Т-4 ұңғысының конструкциялық схемасы

2.2.2 Тізбекаралық қысымға мониторинг жүргізу арқылы болжалды пайда болу себептерін айқындау

Тізбекаралық қысымға SCADA жүйесінің Index программасы арқылы нақты уақыт масштабында мониторинг жүргізіп, болжалды пайда болу себептерін айқындадым. Т-1 ұңғысының мониторинг мәліметтерінің көрсеткіші 2.5 суретте көрсетілген. Суретте 2010 жылдың 12 қыркүйегінен 13 қыркүйегіне дейінгі ұңғы жұмысының мәліметтері көрсетілген. Мұндағы қызыл сызық – АУМА реттелетін штуцерінің жұмысы, көк сызық – саға қысымы, сары сызық – сағалық температурасы, сарғылт сызық – 10 дюймдық эксплуатациялық тізбекпен пен СКҚ арасындағы тізбекаралық қысым. Графикте қызыл сызықтың У осі бойынша 0-ден жоғары қарай көтерілуі ұңғының алғашында жабық болғандығын, кейіннен АУМА реттелетін штуцерінің ашылғанын байқаймыз. Сәйкесінше сағалық температура алғашында ұңғы жабық болғандықтан, яғни мұнай ағыны болмағандықтан түсіп, кейін ұңғы іске қосылғандықтан температура көтерілді. Ал сағалық қысым штуцер жұмысының сызығына керісінше өзгерген. 10 дюймдық эксплуатациялық тізбекпен пен СКҚ арасындағы тізбекаралық қысым ұңғы жабылғандықтан азайып, кейіннен ұңғының іске қосылуына байланысты көтерілгенін көреміз. Бұл графикті

талдай отырып, жоғарыда айтылған тізбекаралық қысымның пайда болу факторларының ішіндегі температуралық ұлғаю эффектісінің көрінісі екенін байқаймыз. Мұндай температуралық ұлғаю эффектісі Т-2, Т-3, Т-4 ұңғыларындада көрініс тапты. Бұл ұңғылардың мониторинг графигі қосымша Г, Д-да тіркелген.



2.5 сурет – Т-1 ұңғысының мониторинг мәліметтерінің көрсеткіші

2.2.3 Тізбекаралық қысымды басқару мақсатында тізбекаралық қысымды жою (стравливание) тарихына шолу және қысымды жоюдың максимал шекті мәнін есептеу

Тізбекаралық қысымды басқару бағдарламаларының негізгі элементтерінің бірі тізбекаралық қысымды жою (стравливание) болып табылатынын білеміз. Сол себепті Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 ұңғыларының қысымды жою тарихына шолу жүргізсек (2.1 кесте).

Ендігі аталған ұңғылардың құйып алынған жалпы көлемін санай отырып, құйып алуға болатын максимал шекті көлемін есептейік. Ол үшін температуралық ұлғаю калькуляторын пайдаланып, әр ұңғы үшін температура-2.1 кесте – Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 ұңғыларының тізбекаралық қысымды жою тарихы

Ұңғы аты	Қысым жою датасы	Шегендеуші тізбек, дюйм	Құйып алынған сұйық көлемі, л
Т-1	23.Шіл.07	10	80
	08.Қаз.07		100
	09.Қаз.07		400
	10.Қаң.08		26
	01.Қаң.09		400
	03.Қаң.09		60
	03.Қаң.10		60
	30.Қыр.10		350
	01.Қаз.10		350
Т-2	-	-	-
Т-3	19.Қыр.09	7	150
Т-4	03.Там.07	10	0
	03.Қыр.08		8
	02.Қаң.09	7	600
	03.Қаң.09	10	600

лық ұлғаю коэффициенті, СКҚ-дағы температура, сыртқы шегендеуші тізбектің ішкі диаметрі мен ішкі шегендеуші тізбектің сыртқы диаметрі, цементтелу жабынының тереңдігі, ұңғы түбінің температурасы мен тереңдігі туралы мәліметтерді енгізу арқылы есептедім. Мысалы, Т-1 ұңғысының сақиналы кеңістіктегі сұйықтықтың температуралық ұлғаюынан құйып алуға болатын максимал көлемін анықтайық:

Алдымен температуралық градиентті G табамыз:

$$G = (T_p - T_{\text{ж}})/H_p = (110 - 10)/4653 = 0,02149 \text{ } ^\circ\text{C/м},$$

мұндағы T_p – резервуар температурасы, $^\circ\text{C}$;

$T_{\text{ж}}$ – жер бетінің температурасы, $^\circ\text{C}$;

H_p – резервуар тереңдігі, м.

Кейін цементтелу жабынының статикалық температурасын $T_{\text{с.ц.ж}}$ есептейік:

$$T_{\text{с.ц.ж.}} = T_{\text{ж}} + G \cdot H_{\text{ц.ж.}} = 10 + 0,02149 \cdot 3797.39 = 91,6 \text{ } ^\circ\text{C},$$

мұндағы $H_{\text{ц.ж.}}$ – цемент жабынының тереңдігі (шамамен), м.

Цементтелмеген сақиналы кеңістіктегі орташа статикалық температура $T_{\text{орт.с.}}$:

$$T_{\text{орт.с.}} = (T_{\text{ж}} + T_{\text{с.ц.ж.}})/2 = (10 + 91,6)/2 = 50,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температурадағы айырмашылықты ΔT былай табамыз:

$$\Delta T = T_{\text{СКҚ}} - T_{\text{орт.с.}} = 90 - 50,8 = 39,2 \text{ } ^\circ\text{C},$$

мұндағы $T_{\text{СКҚ}}$ – СКҚ-дағы температура, $^\circ\text{C}$.

Ұзындық бірлігінде сақиналы кеңістіктің сыйымдылығы $C_{\text{с.к.}}$:

$$C_{с.к.} = D_i^2/1029,4 - d_c^2/1029,4 = 10,25^2/1029,4 - 5,5^2/1029,4 = 0,07268$$

$$\text{барр./фут} = 0,03791 \text{ м}^3/\text{м},$$

мұндағы D_i – сыртқы тізбектің ішкі диаметрі, дюйм;

d_c – ішкі тізбектің сыртқы диаметрі, дюйм.

Ендігі жалпы сақиналы кеңістіктің көлемін $V_{ж}$ анықтайық:

$$V_{ж} = C_{с.к.} \cdot H_{ц.ж} \cdot 1000 = 0,03791 \cdot 3797.39 \cdot 1000 = 143956 \text{ литр.}$$

Сөйтіп, сақиналы кеңістіктегі сұйықтықтың температуралық ұлғаюынан құйып алуға болатын максимал көлемін $V_{макс.}$ анықтайық:

$$V_{макс.} = K_{т.ұ.} \cdot \Delta T \cdot V_{ж} = 0,000828 \cdot 39,2 \cdot 143956 = 4671,8 \text{ литр} \sim 4672 \text{ литр,}$$

мұндағы $K_{т.ұ.}$ – температуралық ұлғаю коэффициенті, $^{\circ}\text{C}^{-1}$.

Содан температуралық ұлғаю эффектісін ескере құйып алуға болатын сақиналы кеңістіктегі сұйық үлесін δ есептейміз:

$$\delta = V_{макс.}/V_{ж} \cdot 100 = 4671,8/143956 \cdot 100 = 3,2 \text{ \%}.$$

Есептеу нәтижелері 3.2 кестеде көрсетілген.

2.2 кесте – Құйып алуға болатын сұйықтықтың есептелген максимал шекті көлемі туралы мәлеметтер

Ұңғы аты	Құйып алынған сұйықтықтың жалпы көлемі, л	Құйып алуға болатын сұйықтықтың есептелген максимал шекті көлемі, л	Сұйықтықтың қалған мүмкін көлемі, л	Құйып алынған сұйық түрі
T-1	1826	4672	2846	қара-қоңыр сұйықтық пен ауа
T-2	-	4396	-	-
T-3	150	891	740	қара-қоңыр су
T-4	1208	2321	1113	қара-қоңыр сұйықтық

2.2.4 T-4 ұңғы конструкциясының бірнеше проблемаларын талдау

Жоғарыда айтылғандай T-4 ұңғысының жұмысына мониторинг жүргізу арқылы температуралық ұлғаю эффектісінен тізбекаралық қысымның пайда болу мүмкіндігі айқындалды. Және де тізбекаралық қысымды жою тарихында бұл ұңғыдан құйып алынған сұйықтықтың жалпы көлемі 1208 литрді, ал құйып алуға болатын сұйықтықтың есептелген максимал шекті көлемі 2321 литрді құрап отыр. Осыдан құйып алуға болатын сұйықтықтың қалған мүмкін көлемі 1113 литрді, яғни құйып алуға болатын максимал шекті көлемнің 48%-ын құрайды. Бұл көрсеткіштен тізбекаралық қысымға температуралық ұлғаю елеулі әсер етіп жатқанын байқаймыз. Сонымен қатар, ұңғы конструкция схемасына байланысты кейбір сәйкессіздіктер байқалып, тұзды техногенез

есебінен тізбекаралық қысымның пайда болу мүмкіндігі туындап отыр. Сондықтан, Т-4 ұңғысының конструкция схемасына жете зерттеу үшін қайта тоқталайық. Схема бойынша кунгур ярусының тұзды қабаты 3222-3812 м интервалында орналасқан. Техникалық тізбек сыртқы диаметрі $9\frac{7}{8}$ дюймды, яғни 250,8 мм, қалыңдығы 15,88 мм-лі Т-95 VAM TOP маркалы құбырлардан құралып, сағадан 3270 м-ге дейін түсірілген. Ал эксплуатациялық тізбек 3122 м-ден 3816 м-ге дейін түсірілген. Атап айтқанда, сыртқы диаметрі 7 дюймды, яғни 178 мм, қалыңдығы 11,51 мм-лі SM-95T VAM TOP маркалы құбырлардан құралып, 3122 м-ден 3257 м-ге дейін түсірілген. Бұл тізбек жұқа, әрі тұз техногенезіне осал бола тұрса да, сыртынан қалың техникалық тізбекпен қоршалған. Сондықтан тұз қабатының жапыру қаупі жоқ. Кейін сыртқы диаметрі $7\frac{1}{4}$ дюймды, яғни 184,15 мм, қалыңдығы 14,68 мм-лі күкіртті сутек пен коррозияға берік TN-95H TEN3SB маркалы құбырлардан құралып, 3257 м-ден 3792 м-ге дейін түсірілген. Бұл тізбекке де тұз техногенезінің әсер ету қаупі жоқ. Содан кейінгі тізбек 7 дюймды, яғни 178 мм, қалыңдығы 11,51 мм-лі SM-95T VAM TOP маркалы құбырлардан құралып, 3792 м-ден 3816 м-ге дейін түсірілген. Бұдан байқайтынымыз, 3792 м-ден тұзды қабаттың табанына дейінгі 20 м аралықтағы тізбектің тұз қабатынан жапырылу мүмкіндігі туындайды. Бұл шешімге келудің бірнеше себептері бар. Оған себепші Т-4 ұңғысын тұз техногенезінен коллапс болған Т-107 ұңғысының мәліметтерімен салыстыру болып табылады. Т-107 ұңғыда, қалың қабырғалы техникалық тізбек 3898 м-ге дейін түсірілген, ал кунгур ярусының тұзды қабатының табаны 3945 м-ді құрайды. Эксплуатациялық тізбек сағадан 4291 м-ге дейін түсірілген. Соның ішінде 7 дюймды, яғни 178 мм, қалыңдығы 11,51 мм-лі күкіртті сутек пен коррозияға берік SM-2035-110U маркалы құбырлардан құралған тізбек 3859 м-ден 4291 м-ге дейін түсірілген. Бұл тізбек күкіртті сутек пен коррозияға берік бола тұрса да, техникалық тізбек пен тұз табанына дейінгі 47 м интервал тізбектің жапырылуына осал жер болды. Т-107 ұңғысы 1989 жылы іске қосылып, 12 жылдан кейін 2001 жылы жапырылып толықтай ликвидацияға ұшырады. Ал сыртқы диаметрі мен қалыңдығы бірдей, тек SM-95T VAM TOP маркалы құбырлардан құралған эксплуатациялық тізбекті Т-4 ұңғы 2007 жылдың қазан айынан бастап өндіріліп келеді. Бірақ жоғарыда аталған тұз қабатында орналасқан 20 м аралықтың жапырылу қаупі бар. Және де тағы назар аударатын үлкен себептің бірі, бұл екі ұңғының аталған маркалы құбырларындағы ерекшеліктер (2.3 кесте).

2.3 кесте – SM-2035-110U мен SM-95T VAM TOP маркалы құбырлардың техникалық ерекшеліктері

Ұңғы аты	Құбыр маркасы	Аққыштық шегі, 1000 фунт/дюйм ²	Үзілуге беріктік шегі, 1000	Қышқыл ортаға беріктігі	Коррозияға беріктігі
----------	---------------	--	-----------------------------	-------------------------	----------------------

				фунт/дюйм2		
		Минимум	Максимум	Минимум		
T-107	SM-2035-110U	110	140	115	Бар	Бар
T-4	SM-95T VAM TOP	95	125	110	Жок	Жок

Бұл кестеден байқайтынымыз, Т-107 ұңғысы қышқыл ортаға да, коррозияға да берік болсада, тұз техногенезінен жапырылуға ұшыраған, ал Т-4 ұңғысының 20 м тұзға осал жері қышқыл ортаға да, коррозияға да берік еместігі. Сонымен қатар, СКҚ-мен байланысқан хвостовиктің пакері SM-95T VAM TOP маркалы құбырдан жоғары орналасқан. Ал бұл өз алдына құбыр ішіне мұнай еніп, коррозияға осалдау болуына алып келеді.

3 ЕҢБЕКТІ ҚОРҒАУ ЖӘНЕ ҚАУІПСІЗДІК ТЕХНИКАСЫ БӨЛІМІ

3.1 Еңбекті қорғау

ТШО басшылығы ТШО-ның адамдарды қорғау және қоршаған ортаны қорғау саясатына сәйкес, сонымен қатар мемлекеттік заңды актілер мен нормативтерге сәйкес авариясыз жұмыс жасауға бағыттап келеді. Осыған сәйкес ТШО басшылығы барлық деңгейде меңгеру, қондырғы, игеру, мекеменің қондырғыларының техникалық қызмет көрсетуінің, сонымен қатар өндірістің технологиясы келесі талаптарға жауап беру үшін қабылданған қажетті шаралар үшін жауапты:

- мекеменің штат қызметкерлерінің және қатар ұйымдардың қауіпсіздігі. Аварияға, өндірістік жарақат және/немесе өлімге әкелетін оқиғаларға жол бермеу;

- өрт, ураган немесе апатты жағдайлардың әсерінен мекеменің меншіктерінің шығыны мен құртылуын болдырмау;

- қоршаған ортаны ластайтын кез-келген ластануды болдырмау;

Қызметкердің міндеттері:

- қызметкерлер өзінің қызметтік міндеттерін орындау кезінде мекеменің техника қауіпсіздігі бойынша талаптары мен жазбаша және ауызша нұсқамаларымен басқарылу керек.

Жеке қорғаныс құралдары.

Өндірістік зонада жүрген штат адамы, қатарастыдан келушілері және басқарушы органының жетекшілері өндірістік жағдайға сәйкес киім киюге, сол өндірістік аймаққа қажетті сәйкес аяқ киім киюге міндетті. Келушілердің және/немесе тексеруші органның жетекшілерінің жеке қорғаныс құралдары ТШО талаптарына жауап беріп, қорғаныстың қажетті деңгейіне жауап беруі керек.

Жеке қорғаныс құралдарына мыналар жатады: жұмыс киімі, қорғаушы аяқ киім, қорғаушы каска, қорғаушы көзілдірік, құлақ тығыны және т.б.

Тыныс алу органдарын қорғау.

Басқарма өздерінің объектілерінде олардың қызметкерлері тыныс алу органдарын қорғау талаптарын біліп және тыныс алу органдарын қорғау құралдарын дұрыс қолдана білудің оқуын өтуі үшін сонымен қатар қажет болған жағдайда қызметкерлердің осы құралдарды міндетті түрде қолдануы үшін де жауапты. Басқарма тағы да тыныс алу органдарын қолдану бойынша кіріспе нұсқаманы қызметкерлердің өтуі үшін және оның өлшемдерінің дәл болып келуі үшін жауапты.

Бір рет қолданылатын респираторлар бір рет қолданылып, ең бастысы шаңдар мен улы емес бөліктерден қорғайды.

Сүзгіш газға қарсы немес газға қарсы құрылғы артық қысым тудырмай, ластанған ауаны тазарту үшін қолданылады.

Үрлемелі-тыныс алдырушы аппараттар немесе айырушы газға қарсы аппараттар артық қысым тудыра отырып, толық маскамен ластанған ауаның барлық түрінен қорғайды.

Үрлемелі-тыныс алдырушы аппараттар жалғаспайтын жұмыстар, авариялық-қорғау операциялары, эвакуация, технологиялық процестерге бақылау үшін қолданылады. Ауаның қоры қолданып жатырған модельге тәуелді әр түрлі уақытқа арналып есептелуі мүмкін.

3.2 Еңбек қауіпсіздігін қамтамасыз ету шаралары

Қауіпсіздік техникасы мен қоршаған ортаны қорғау сұрақтарының лидері болу - әр қызметкердің қызметі саналады және ТШО қауіпсіздік техникасы, еңбекті және қоршаған ортаны қорғауға біріншісанатта мән береді.

ТШО қоршаған ортаны қорғау сұрақтары бойынша лидер болуға ұмтылуда. ТШО қоршаған ортаны бүлдірмес үшін үлкен жұмыстар атқаруда және де қоршаған ортаның ластануы жөнінде мазалану да соған сәйкес заңның талаптары да арта түсіп келе жатқанын біз мойындаймыз. Егер бұл сұрақтар шешілмесе, олар біздің жоспарларға кері әсер етеді. Бұл қондырғыларға жету үшін ТШО келесі бағыттар бойынша жұмыс жасап келеді:

- ТШО қызметкерлерінің, қатарастылардың жұмысының қауіпсіз әдістерін кез-келген жазатайым оқиғалардан қашу үшін тұрақты орындау;
- өндірістің оптимизациясын және жұмыстың негізгі принциптерін - еңбекті, қоршаған ортаны, қызметкер саулықтарын қорғау көрсеткіштері бойынша әлемдік деңгейге жету үшін қолдану;
- қауіпсіздік техникасы, еңбекті қорғау, қоршаған ортаны қорғау жөніндегі сұрақтар және ТШО жетістіктері жөнінде серіктестер мен қызметкерлерді белсенді түрде ақпараттандырып отыру;
- әсерлі бағдарламаларды жүзеге асыру және игеру мен қалдықтарды жою, атмосферадағы лақтырынды мен тұрып қалған суларды өнімнің бірлігіне максимальды азайту үшін өндірістік процедураларды өзгерту;
- жобаны күкіртті сақтау және өңдеу орталықтарымен, мемлекетпен қатысты сұрақтарды шешу үшін күкірт бойынша әсерлі шығынның көзқарасы жағынан анықтап және атқарып, жобаның қызықты жақтарымен жұмыс жасау;
- өндірістік процестердің қауіпсіздігін сағадан сатып алушыға дейін қамтамасыз ету;
- авариялық жағдайларды жою үшін дайындық жұмыстарын арттырып, болашақтағы аварияның ықтималдығын азайту;
- бақылаушы көрсеткіштерді меңгеру үшін сыртқы критерийлерді және әлемдік деңгейдегі еңбекті қорғау саласындағы жетістіктерді қолдану.

Техника қауіпсіздігі және қоршаған ортаны қорғау саласындағы екі көрсеткіштерді көрсетіп кетуге тиіспін, олар-жұмыс күнінің жоғалуымен байланысты, екіншісі атмосфераға шыққан лақтырындылар.

3.3 Қауіпті және зиянды факторларға сипаттама және олардың негізгі көздері

Тұз қышқылымен өңдеу кезінде тұз қышқылын және қысым асты жұмыс жасап тұрған қондырғыларды қолданумен байланысты қауіп туындайды. ГҚП және виброөңдеу кезінде-қысымасты және жұмыс сұйықтығының әсерімен жұмыс жасап жатырған қондырғы. Химиялық энергия әсері-қышқыл буы тыныс алу органдары мен жүрек-тамыр жүйесіне әсер етеді. Әсер негізінен жылыстау әсерінен болуы мүмкін. Сол секілді мұнай да жылыстау әсерінен пайда болатын кері әсер етуші орта болып саналады.

3.4 Тәуекел бағасы: әрбір фактордың пайда болуының жиілігін талдау және олардың әсерінен көретін ауыртпашылық

Қышқылдың буымен улану әр түрлі қондырғылардың берік болмауынан, сақтандырылған клапанның жұмыс жасауы кезінде болады (тез шешілетін муфта, сорапты бекіту).

Қысым асты ағыстың бұзылуы – ұңғының байланыстарының және агрегаттың сапасыз монтаж жасалуынан, құбырлардың авария кезінде бұзылуынан.

Аспаптың құлауы кезіндегі бұзылуы – аспапты дұрыс бекітпегеннен, еңбектің қауіпті қабылдауын қолдану.

Адам құлауы - көпірдің, баспалдақтың, жұмыскерлердің өтетін жерлерінің дұрыс болмауынан.

Физикалық артық салмақ – қондырғыларды монтаж жасау үшін жүккөтергіш механизмдерді қолданбау, жұмыс кестесін орындамау.

3.5 Өндірістік процестің тәуекелін азайтуға ұсыныстар

3.5.1 Техникалық шаралар

Ұжымдық қорғану құралдары:

Сораптың гидравликалық бөлігі арнайы қорғаушы хауытта жасалған бүркеніш (щитка) жасалуы керек.

Сораптың айдаушы түзуінде алдын-ала сақтандырылған клапан қондырылған. Тарировканың мерзімі көрсетілген куәландырылған кесте болуы керек. Айдаушы түзудің соңында сағадан бұрын кері клапан қондырылуы керек.

3.5.2 Ұйымдастырылатын шаралар

Операция басталмас бұрын:

- техниканы орналастырмас үшін айданды алдын-ала жоспарлау керек: 50 метр радиуста 1,5° еңіс болу керек;
- агрегаттың арасындағы арақашықтық 2 метрден кем емес, ал буллиттардың арасы 1м-ден кем болмауы керек;
- ұңғыдан агрегатқа дейінгі арақашықтық 10м-ден кем емес, ұңғының желдетіп тұрған жағына орналастыру керек;
- сорапты қондырғының гидравликалық бөлігінің қорғаушы бүркеніші мен щитасы болуы керек;
- кері клапанды аудау түзуіне орналастыру керек;
- алдын-ала сақтандырылған клапанның жұмыс қабілетін тексеру керек.

Авариялық жағдай болмас үшін кернеу астында тұрған күш түсіп тұрған түзуге агрегатты орналастыруға тыйым салынады.

Арнайы техника ұшқынөшіргішпен қондырылып жерге орналастыру керек.

Қышқылдың жұмыс буының кемуі немесе жұмыс сұйықтығының жіңішке ағысының бұзылуы болмас үшін қысым асты жиналған айдаушы түзу жұмыс қысымынан 1,5 есеге қысылады. Сұйықтың азаюы байқалған кездегі әрекеттер:

- 1) қысымды алу;
- 2) сұйықты амбарға құю, төгілген сұйықты алу;
- 3) құбырды нейтральды сұйықпен (тех. су) шаю;
- 4) қолайсыздықтарды азайту;
- 5) Қыспаны қайталау.

Жұмыскердің агрегаттан құлап кетпес үшін перилдің, баспалдақтың және коршатулардың жағдайын тексеру. Қажет болса жөндеу жүргізу керек.

Көпір бойындағы қозғалыс жолдарын бөтен нәрселерден тазалау.

ҚЗӨ кезінде :

Жұмыс жүріп жатырған кезде ұңғыдан 50м радиуста бөтен адамдардың болуына тыйым салу.

Барлық командалар мегафон арқылы берілу керек.

ЦИТС диспетчерімен рация арқылы байланысқа шығу.

Жұмыскерлерді таныстыру:

қозғалыс схемасымен- маршрутты картамен;

қондырғыларды байланыстыру және орналастыру схемасы;

Қыспаны жүргізу тәртібі;

ЖҚҚ қолдану тәртібі;

Жарақаттанған адамға алғашқы көмек көрсету тәртібі;

мүмкін аварияларды ликвидация жасау жоспары;

Қауіп туындаған жайдайда берілетін арнайы дыбысты сигналдармен

Ашық отты разведение және темекі тартуға жол бермейтін кестелерді ілу.

Адамдар зонада жұмыс жасап жүрген кезде: газға қарсы маркасы БКФ сүзгіш, резеңкелі етіктер, резеңкелі қолғаптар, матасы Кк болатын арнайы киім, қорғаушы көзілдірік, қайталама резеңкеленген фартуктерді кию.

Гидроқұмды перфорация жүргізген кезде және виброэсер кезінде мұнай негіздегі ерітіндімен (МНЕ-80 м3) өрт бригадасы алынады. Олармен өрт

шыққан кездегі әрекеттер мен өрт есептерін орналастыру жөнінде келісім жасау керек.

Егер ШЖК асып кеткен жағдайда жоғарыдағыларға хабарлау керек. Аварияларға ликвидация жасау жоспары

Қауіпті зонаны 50м радиуста бөтен адамдардан айыру.

Сорапты агрегатты тоқтату. Қозғалтқышты өшіру. Мүмкіндік болса жұмыс сұйықтығын авариялық амбарға орнату.

Сораптағы выкидная және сағадағы орталық задвижкаларды жабу.

Өрт пайда болған жағдайда-арнайы құралдармен өрт сөндіруді бастау, ЦИТС-ке, өрт орталығына хабарлау.

Өрт есебі болған жағдайда - өрт боп жатырған аймақтан бөтен адамдарды алып, өрт сөндіру машиналарының қозғалысына кедергі жасамау.

Тұз қышқылын қыздыру кезінде жоғарғы улы газ-хлорлы сутек бөлінеді. Өртті судың көп мөлшерімен немесе механикалық пенамен өшіру керек.

Жарақат алған адам болса – жарақаттанған адамды бірден қауіпті зонадан әкетіп, алғашқы көмек көрсетіп, жедел жәрдем шақыру керек.

Авария зонасына кіру тек толық қорғаушы киіммен ғана рұқсат етіледі.

Сұйық ағынының кемуі немесе төгілу болып жатырған жағдайда – ағынды тоқтату. Қарқынды сұйық ағынының кемуі болған жағдайда жердегі күшті толқынмен ажыраған жерді қоршау керек.

Будың тұнуы үшін әктас ерітіндісін қолдану-авария боп жатырған жерге сол аймақтың газдан құтқарушы көмегін шақыру.

Тұз қышқылы төгілген жағдайда каустикалық содамен, содалы ұнтақпен, әктаспенбасқа да сілтілік қоспамен нейтралданады.

Мұнай төгілген жағдайда – жердегі мұнайды жинап оларды авариялық амбарға апару.

Бригадада химиялық күйе болған кезде алғашқы медициналық көмек көрсету үшін кемінде 20л сығылған су, 3 литр 2% бор қышқылы, өрт сөндіргіш, киіз, құм, өзіндік көмек аптекасы болуы керек.

Жарақаттанғанға алғашқы көмек өлшемі тұз қышқылының әсеріне байланысты:

Тыныс алу органдарына түскен жағдайда:

Жарақаттанған адамды таза ауаға шығарып, оған жылу мен тыныштық жағдайын қалыптастыру керек.

Теріге түскен жағдайда:

Денеге түскен жерді тез арады сумен немесе 2% сода ерітіндісімен 20 минутқа дейін жуу керек. Кейін жәбір алған жерді марганцовкалы қышқылдың әлсіз ерітіндісімен немесе 70% этил спиртімен кері қайтара сүрту керек.

Көзге түскен жағдайда:

20минутқа дейін судың көп мөлшерімен шаю.

Ас қорыту жүйесіне түскен жағдайда:

Асқазанды жылы сумен шаю.

Қандай жағдай болмасын тез арады жедел жәрдем шақыру керек.

3.5.3 Электржарылыс-өртқауіпсіздігі шаралары

Өртжарылыс қауіпсіздігі.

Тұз қышқылымен өңдеу жұмысына дайындық кезде сағадан 50м радиуста ұңғының айналасын мусор мен хламнан тазарту керек.

Мұнай және басқа да тез тұтанатын сұйықтар ашық шұңқырда немесе амбарда сақтауға тиым салынады.

Жолдар немесе объектіге апаратын жолдар егер жазатайым оқиға болатын жағдайда өрт-құтқарушы техниканың жолына бөгет болмасы үшін тазартылуы керек.

Алдын-ала жұмыс жүргізілмес бұрын дайындық ретінде кезекшілікпен келісіп 1-2 өрт сөнліруші машина келуі керек.

Ұңғы территориясында ашық оттың пайда болуына әкелмес үшін темекі тартуға тиым салыну керек.

Барлық транспорт құралдары және агрегаттар от-ұшқынөшіргіштермен жабдықталуы керек.

Өрт пайда болатын жағдайға дайын болу үшін барлық қызметкерлерді нұсқамалау керек.

Электроқауіпсіздік:

Егер ұңғы механикалық әдіспен игеріліп жатырса, онда жетекті желіден айыру керек.

Жарылыс болу ықтималдығы жоқ қондырғыларды қолдану керек.

Барлық автоцистерналар жерге орнататын цептермен тұрақты электр зарядын жіберу үшін жабдықталуы керек.

3.5.4 Жұмысты қауіпсіз әдіспен жүргізуге оқыту шаралары

Түп аймақты өңдеу жұмысына кіріспе нұсқама, курстық кабинетте сабақ өткен жұмысшылар ғана жіберіледі.

Қайталама білім тексеру жыл сайын жүргізіліп отырады.

Түп аймақты өңдеу жұмыстарымен айналысатын жұмысшылар қауіпсіз жұмыс әдісі жөнінде нұсқама өткізіліп, қолдары алынады.

Жұмыс алдында ауысымның басында мастер біріншілік нұсқама жүргізеді: қозғалыс тәртібі (жылдамдық режимі, трастың қауіпті бөлігі), өтетін жолдардың маршрутты схемасы көрсетіледі;

реагенттің агрессивті қасиеті еске түсіреді;

жұмыскердің зиянды затпен әсіресе тұз қышқылымен жарақаттану белгілері анықталынады, залал көрген адамға көрсетілетін алғашқы көмек тәртібі мен оны қабылдау туралы айтылады;

өрт пайда болған жағдайдағы әрекет;

қателік кеткен жағдайда оны қайта орнына қалыптастыру әрекеті;
арнайы ұңғыда қондырғыларға монтаж жасау ерекшелігі, қондырғыларды орналастыру схемасы;

жұмысшылардың өзара байланысын ұйымдастыру (мегафон, бұйрық түрлері).

Сонымен қатар өңдеу алдында толық мақсатты нұсқама жүргізіледі. Оған қосымша жұмыскер тағы қандай зиянды әсерге ұшырауы мүмкін, солар талқыланады. Қышқылдың теріге, тыныс алу жолдарына, көзге, асқазанға түскен кездегі әсерінің түрлері көрсетіледі.

Жұмыскерлерді қосымша жарақаттану симптомаларымен және алғашқы көмек пен өзіндік көмек тәртібі туралы таныстырады.

Қышқыл төгілген жағдайдың оның әсерін сілтілік материалдармен жою туралы ескертіледі.

Химиялық активті ортасы бар өрт болған жағдайда оны өшіру ерекшелігі туралы, үлкен көлемдегі су немесе механикалық пенамен өшіру туралы түсіндіреді.

Қауіптіліктің арнайы дыбысты сигналдары көрсетіледі.

Ортаның хлор-сутек бойынша оның ШЖК әсерін анықтау мақсатында өлшемдер жүргізу тәртібі.

Сонымен қатар мастер келесідей нұсқамалар жүргізеді:

1. Жылына 1-ден кем емес барлық қызметкерлер стажына тәуелсіз өтеді.

2. Жоспардан тыс жүргізіледі:

- жаңа нұсқама, тәртіп орнатылса;
- процестің технологиясы бұзылған жағдайда;
- жазатайым оқиға орын алса;
- жұмыс кезінде еріксіз үзіліс кезінде

«Жұмыс орнында нұсқаманы жүргізу журналы», «Жоспардан тыс қайталама нұсқама жүргізу журналы» журналдарында нұсқаманы орындау және өткізілгендігі туралы есеп.

Журналды міндетті түрде нұсқаманың өтілген күні көрсетіледі, өткізу себебі, қысқаша мазмұны, инструктор мен оқытылап жатырғандардың қолы көрсетіледі.

Ұсыныстар:

Түп аймақтарын өңдеу жұмыстары туралы ең үздік тәжірибе жинақталатын бірнеше бөлімнен тұратын оқыту видеофильмін шығару керек:

1 бөлім – «Қондырғыларды орналастыру, монтаждау, сығымдау, операция жүргізуге дайындау».

2 бөлім – «ТАӨ жүргізу».

3 бөлім – «Шараны орындау кезінде штатсыз және авариялық жағдайлар және олардың алдын алу».

Видеофильмді шығарудың бір жақсы жері – нұсқамамен бірге әрекеттердің көрсетіліп оқытылуы және түсіндірілуі адамдарға ұзақ уақыт бойына есте сақтауына көмектеседі, тек оны оқып қарағаннан гөрі.

3.5.5 Қондырғының күйі, тәртіп пен нормаларды сақтауды бақылау шаралары

1) Қондырғының күйі туралы бақылауды агрегаттың машинистері қондырғыдағы арнайы әдістемелік схема бойынша жүргізеді.

2) Қысымасты жұмыс жасайтын қондырғының дефектескопиясын жүргізуін қажет деп санаймын.

3) ТАӨ кезінде ҚТ нормасы мен тәртібін сақтауды бақылау мастерге тапсырылады.

ТАӨ жұмысынан бұрын еңбек шарттарын тексеру журналын жаза отырып жүргізу керек. ТҚӨ кезінде НСІ-дың ауадағы буының концентрациясына өлшеу жүргізу керек.

3.5.6 Тізбекаралық кеңестіктегі температуралық ұлғаюға арналған есептер

Ұңғыманың қақпағы кеңістігіне температураның өзгеруі қалай әсер етеді? Колонна мен тенденциялары - лонное кеңістік өндіруші ұңғыма қызады ағынымен "ыстық" мұнай [2]. Есептеу үшін келесі бастапқы деректер пайдаланылды: колонна диаметрі 140 мм, техникалық колонна 245 мм, айналма кеңістіктегі цемент сақинасының деңгейі 2350 м, бағанаралық кеңістіктің бастапқы көлемі ($V_{мкнач}$) цемент сақинасының деңгейіне дейін 53,97 м³ құрайды.

Тізбекаралық кеңістікті қыздыру кезінде кеңейуі тиіс сұйықтықпен толтырылған герметикалық ыдыс ретінде шартты түрде ұсынуға болады. Бұл ретте түзілетін жабық кеңістікте сұйықтықтың қосымша көлемі (ΔV т) ұңғымада Рмк сияқты байқалатын ыдыс қабырғаларына артық қысым жасайды, ол колоннаның қызуы ($\Delta V_{кт}$) және қысымның өзгеруі ($\Delta v_{кр}$) салдарынан бағанаралық кеңістіктегі сұйықтық көлемінің өсуіне тең. Осылайша, бағанаралық кеңістікте пайда болатын жиынтық қосымша көлем ($\Delta M_{мк}$) құрайды:

мұндағы K – тығыздығы 1,9 г/см³ бұрғылау ерітіндісі үшін сұйықтықтың (судың) сығылу коэффициенті $4,91 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹ тең; $=U_{мк}$ нач – колононаралық кеңістіктің бастапқы көлемі.

Тоқтаған ұңғымада құбыр сыртындағы ($P_{затр} = 43,0$ МПа) және бағанаралық кеңістік ($P_{мк} \approx 0$) арасындағы қысымның ауытқуы δ пайдалану колоннасында - пайдалану колоннасының сыртқы радиусының "Өрлеу" ауысуына әкеледі, ол Ламе есебін шешу жолымен оңай анықталады. Осының салдарынан техникалық бағананың қысымсыздығы жағдайында (бұл қатты цемент сақинасының, оның айналасындағының құйылуымен байланысты

болуы мүмкін) бағанаралық кеңістіктегі (Мк1 ю Мк нач) сұйықтық көлемінің өсуі жүреді.

$$\delta = \frac{1 - \mu}{E} \cdot \frac{r_{\text{эксп.вн}}^2 \cdot P_{\text{затр}} - r_{\text{эксп.нар}}^2 \cdot P}{r_{\text{эксп.нар}}^2 - r_{\text{эксп.вн}}^2} + \frac{1 + \mu}{E} \cdot \frac{(P_{\text{затр}} - P_{\text{МК}}) \cdot r_{\text{эксп.вн}}^2 \cdot r_{\text{эксп.нар}}^2}{(r_{\text{эксп.нар}}^2 - r_{\text{эксп.вн}}^2) \cdot r_{\text{эксп.нар}}^2}$$

Ламе формуласы бойынша δ пайдалану колоннасының орнын ауыстыруды анықтаймыз:

$$\delta = \frac{1 - 0,3}{2 \cdot 10^5} \cdot \frac{0,06^2 \cdot 43,0}{0,07^2 - 0,06^2} \cdot 0,07 + \frac{1 + 0,3}{2 \cdot 10^5} \cdot \frac{43,0 \cdot 0,06^2 \cdot 0,07^2}{(0,07^2 - 0,06^2) \cdot 0,07} = 0,083 \text{ мм},$$

ұндағы $\mu \approx 0,3$ коэффициенті Пуассон үшін материалды құбырларды пайдалану бағанасының (болат); $E = 2 \cdot 10^6$ МПа - серпімділік модулі материалды құбырларды пайдалану бағанасының (болат); $r_{\text{эксп.ішкі}} = 0,06$ м – ішкі радиусы пайдалану бағанасының; $r_{\text{эксп.вн}} = 0,07$ м-пайдалану колоннасының сыртқы радиусы.

Осылайша, "өсуді" есепке ала отырып, пайдалану колоннасының сыртқы радиусы 70,083 мм құрайды, ал бұл жағдайда бағанаралық кеңістіктің көлемі ($V_{\text{МК1}}$) 53,88 м³ құрайды. Құбырлы және бағанаралық кеңістік арасындағы қысымның өзгеруі ($\Delta P_{\text{МК}}$) ($53,97^\circ 53,88$) = 0,09 v3 құрайды.

Шегендеу колоннасына қысымның өзгеруі қалай әсер ететінін қарастырайық. Құрылатын парциалды

(1)формула бойынша (қосымша) қысым:

$$\Delta P_{\text{МК}}^1 = \frac{10^1}{2,59} \cdot \frac{0,09}{53,97} = 6,44 \text{ МПа}$$

Температуралық өріс әсерінің нәтижесінде пайдалану бағанасы құбырларының сыртқы диаметрінің ұлғаюы мынадай формула бойынша анықталады:

$$\delta = r_{\text{эксп.нар}} \cdot \alpha_{\text{стали}} \cdot \Delta T = 70 \cdot 10^{-3} \cdot 15 \cdot 10^{-6} \cdot 46 = 0,048 \text{ мм}$$

мұнда $\alpha_{\text{болат}} = 15 \cdot 10^{-6}$ Болаттың сызықтық жылулық кеңею коэффициенті.

Осыған ұқсас, "өсуді" есепке ала отырып, пайдалану колоннасының сыртқы радиусы 70,048 мм құрайды, ал бұл жағдайда бағанаралық кеңістіктің көлемі ($V_{\text{МК2}}$) 53,92 м³ құрайды. Пайдалану колоннасының құбырларын жылумен кеңейту есебінен бағанаралық кеңістік көлемінің өзгеруі ($=N_{\text{КТ}}$) мынаны құрайды: ($53,97^\circ 53,92$) = 0,05 м³

Колоннааралық кеңістіктегі сұйықтық көлемінің өсуін белгілі формула бойынша анықтаймыз:

$$\Delta V^T = \Delta V_{\text{нач}} \cdot \beta_{\text{ж}} \cdot \Delta T = 53,97 \cdot 5 \cdot 10^{-5} \cdot 46 = 0,124 \text{ м}^3$$

мұндағы ΔV нач-бағанаралық кеңістіктегі сұйықтықтың бастапқы көлемі; $\beta_{\text{ж}} = 10^{-4} \text{ с}^{-1}$ - сұйықтықтың (судың) көлемдік кеңею коэффициенті.

Осыған байланысты, бұл арасындағы тәуелділік коэффициенті көлемдік кеңею және тығыздығы кері пропорционал аламыз, $\beta_{ж} = 5 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ үшін бұрғылау ерітіндісінің тығыздығы $1,9 \text{ г/см}^3$.

(1) формула бойынша анықтаймыз, бұл өсім қысымды межколонном кеңістікте $\Delta P_{мк}$ есебінен тер - модинамических процестердің ($\Delta T = 46 \text{ } ^\circ\text{C}$) құрайды $8,87 \text{ МПа}$, сондай-ақ себебі болуы мүмкін тізбекаралық көріністерін

Қорытынды. Ұңғымалардағы шегендеу бағаналарын цементтеу кезінде гидравликалық процестер талдамалы зерттелді, олар ұңғымалардағы оқшаулау жұмыстарының сапасына айтарлықтай әсер етуі мүмкін. Сонымен қатар скважиналарды пайдалану кезіндегі термобарлық процестердің бағанаралық көріністердің пайда болуына әсері қарастырылды. Бағанаралық қысымның алынған мәндері және бағанаралық кеңістіктегі сұйықтық көлемінің өзгеруі ұңғымадан көріну мүмкіндігін көрсетеді. Алынған нәтижелерді талдау ұңғымаларды салу және пайдалану кезінде қолданыстағы нормалар мен талаптарды сақтау қажеттілігін көрсетеді, бұл РИР шығындарын азайтуға мүмкіндік береді.

4 ЭКОНОМИКАЛЫҚ БӨЛІМ

4.1 Теңіз кенорнын тәжірибе-өндірістік эксплуатация жобасының экономикалық эффекті

Күрделі салымдар нормативтерін, эксплуатациялық шығындар, салық жүйесі мен экономикалық көрсеткіштерді есептеу үшін қабылданған бағаларды дәлелдеу.

Теңіз кенорнын игеру нұсқалары бойынша күрделі салымдар келесі бағыттарда анықталған: ұңғылар; жаңа объектілер; техникалық қызмет көрсету және т.б. Доллардағы барлық сандар басқаруда бар мәліметтер мен жорамалдар негізінде жуықталған.

Күрделі салымдар мен эксплуатациялық шығындарды есептеуге арналған мәліметтер ТШО-да көрсетілген.

Ұңғыларға кететін күрделі шығындарға: бұрғылау қондырғысына тәулігіне 72500 доллар шығынға қоса лақтыру желісін, ТӨҚ-на қосылу мен бұрғылау станогынсыз құйылу интенсификациясын қоса ұңғыны аяқтауға кететін 9,45 млн. доллар шығындар жатады. Суландыру нұсқасы үшін ұңғыма аяқталу шығындары хромдалған СКҚ-ды қондыру үшін 1,8 млн. доллар сомасындағы қосымша шығындарды қосады. Сонымен қатар, өндіруші ұңғыларды су айдау үшін айдаушы ұңғыларға қайта жабдықтау үшін 4 млн. доллар қажет.

Бұрғылау ұзақтығының есептелген уақыты бір ұңғыға 90 күн шамасында. Айдаушы ұңғыларға жалпы шығындар құрылыс аяқталуы мен ТӨҚ қосуды қоса 17,8 млн. долларды құрайды.

Ұңғыларға күрделі салымдар жылдар мен нұсқалар бойынша ұңғыларды бұрғылау көлемінен анықталған.

Жаңа объектіге күрделі салымдар өндірістің кеңеюімен және су мен газды айдау үшін объектілерге кететін шығынды есепке алудан анықталған. 4 игеру нұсқалары үшін күрделі салымдардағы қажеттілікті зерттеудің қысқаша мазмұнамасы келесідей: табиғи режим – жылына 32 млн. т. дейін өндірісті кезеңмен кеңейту үшін 5,6 млрд. доллар; газ айдау – жылына 32 млн. т. дейін өндірісті кезеңмен кеңейту үшін 4,3 млрд. доллар; суландыру – жылына 32 млн. т. дейін өндірісті кезеңмен кеңейту үшін 7,4 млрд. доллар, сонымен қатар, суландыруға байланысты орналастыру (жабдықтау, тасымалдау, өңдеу және айдау) үшін 1,5 млрд. доллар. Ескерту: нұсқалар бойынша жоғарыда көрсетілген шығындар 1,6 млрд. доллар сомасында кенорын қызметінің аяғындағы өндірістің кеңеюін қоспайды. Күрделі салымдар есебі 2% инфляция қарқынын есепке ала жасалды.

КТЖ1 мен КТЖ2 және 5 НИТКА үшін бар объектілерді техқызмет көрсетуге қаржы жылына 70 млн. АҚШ долларды құрады.

Жаңа жабдықты техқызмет көрсетуге енгізілген қаражат қызмет көрсетуге жиналған жиынтық қаржы бастапқы инвестицияның 25%-на жеткен кезде тоқтайды.

Жобаның экономикалық көрсеткіштеріне газ қысу жабдығына кеткен күрделі салымдар кіреді. Компрессор пайдалану кезеңінің аяғына қарай коллектор жұмысының екі сатылы оптимизация процесін қолдану арқылы зауыттан шығар жердегі қысымды азайту үшін өндеуші жабдықтың басында қондырылады. Сағадағы қысымды азайту ұңғы өнімділігін тікелей арттырады.

Эксплуатациялық шығындардың есебі ТШО мәліметтерінің негізінде жасалды. Эксплуатациялық шығындар ұңғы өнімділігімен зауыттың өндірістік қуатына байланысты фиксациялық және айнымалы болып бөлінеді. Барлық шығындар 2%-дық инфляция қарқынымен есептеледі.

Құрал-жабдықтар мен объектілердің ағымдағы фиксациялық эксплуатациялық шығындар жылына 191 млн. долларды құрайды. Фиксациялық шығындар құрамына компанияның жұмыс кадрлерін қамтамасыздандыруға ТШО-ның жалпы административті шығындары, шартты қызметтер, персоналды оқыту, Атыраудағы тұрғын қалашығының офис объектілерін ұстаудағы шығындар кіреді. Солай болса да, өндірудің төмендеу мөлшерімен КТЖ мен НИТКАның нақты өнімділігіне байланысты шығынның төмендеуі болады.

Өндірістің ұсталым шығындарының төмендеу сипаттамасының әдістемелігі келесі 4.1 кесте көрсетілген:

4.1 кесте

Құрал-жабдықтың фиксациялық эксплуатациялық шығындары	
КТЖ мен НИТКАның өнімділігі	Жылдық шығындар
1. Жылына 6 млн. тоннадан артық	191 млн. АҚШ доллары
2. Жылына 6 млн. тоннадан кем	191 млн. АҚШ долларының 75%
3. Жылына 3 млн. тоннадан кем	191 млн. АҚШ долларының 50%

Айнымалы эксплуатациялық шығындарға химикалии мен құрал-жабдықпен өндірілген мұнай көлеміне байланысты материалдарға кететін басқа да шығындар кіреді. Есепке келесі шама қабылданған – 6,44 долл./т.

Эксплуатациялық шығындарға айдаушы және өндіруші ұңғыларды күрделі жөндеу мен қалпына келтіруге байланысты қызмет көрсетуге кететін шығындар кіреді.

Өндіруші ұңғыларды күрделі жөндеу шамамен әрбір 6 жыл сайын жүргізу жоспарланады. Мұның құны 1,5 млн. долларға тең. Айдаушы ұңғыларды күрделі жөндеу әрбір 4 жыл сайын жүргізу жоспарланады, ал мұның құны 2 млн. долларға тең.

Жаңа құрал-жабдықтар мен объектілердің эксплуатациялық шығындары жұмыс істеп тұрған жабдықтар мен объектілердегідей фиксациялық және айнымалы шығындар болып бөлінеді. Өз кезегінде фиксациялық және айнымалы шығындар мұнай мен газды өндейтін құрал-жабдықтарға қытысты

шығындар мен күкірт өңдейтін құрал-жабдықтарға қатысты шығындарға бөлінеді. Барлық шығындар 2%-дық инфляция қарқынымен есептеледі.

Мұнай құрал-жабдықтарын пайдалануда фиксациялық шығындар қуаты мен 3,5 долл./т. көрсеткішіне сүйене анықталады.

Химикаттар мен басқа шығын материалдарына кететін жылдық айнымалы шығындар 3,4 долл./т. нормативі мен өндірілген мұнай көлеміне сүйене анықталады.

Газ жабдықтары бойынша жылдық фиксациялық шығындар газ айдау жабдықтарының өндірістік қуатын 1000 м³ газ айдауға 8,6 доллар шамасында ұсталым шығындарына көбейтумен анықталады.

Су айдау нұсқасы үшін суды алу, оны дайындау, электроэнергияға шығындар секілді эксплуатациялық шығындар бар эксплуатациялық шығындарға қосымша болып келеді.

Суландыру нұсқасы бойынша су мен электроэнергияны қоса қосымша эксплуатациялық шығындар орташа жылына 42 млн. долларды құрайды.

Электрэнергияға меншікті ұсталым шығындары мен су алуға кететін шығындар 30 долл./мың квт. сағ. пен 0,25 долл./баррель суды құрайды. Сонымен қатар, суландыру нұсқасы бойынша шығындарға суландыруға енген жағдайда 60 ұңғыға хромдалған СКҚ-ды қондыруға кететін шығындар кіреді. Құбыр ауыстыру арқылы күрделі жөндеуге кететін шығындар 4 млн. долларды құрайды.

4.2 Салық пен бөлек шығарынды

Қазақстан Республикасы мен ТШО арасындағы Келісімге сәйкес ҚР-сына келесі салықтар төленеді: роялти, табыс салығы, пайыздарға салық, басқа салықтар. Оған қосымша ҚР 2032 жылы БК туралы Келісім мерзімінің аяқталуынан кейін 100% ақшалай ағынын алады.

Роялти мөлшерлемесі 18% тең деп қабылданды. Шеврон Тексако компаниясының жиналған табыс нормасы 17%-ға жеткенде мөлшерлеме 25%-ға көтеріледі.

Табысқа салынатын салық мөлшерлемесі ТШО партнерлер табысын үлестіру арқылы 15% шамасын қабылдады.

Табыс салығы мөлшерлемесі - 30%.

Несие пайызына салық - 20%.

Сонымен қатар, есепте ТШО-ның ұлттық кадрлер жалақы қорының 36%-ын ҚР-ның әлеуметтік қорына аудару есепке алынған.

Мүлік салығына базалық мөлшерлеме қорды пайдалануға енгізуде келесі өсумен 2002 жылға 8 млн. долларға тең болды.

КҚК құбыр арнасы (Каспий құбыр арнасы консорциумы) КҚК құбыр арнасы тарифтарының ұзақ мерзімді болжамын анықтауға мүмкіндік беретін мұнайды айдау үшін негізгі магистральді тасымалдаушы болды.

Жаңа техника мен түрлі енгізілетін техникалық шараларды енгізу әрқашан өнімнің өзіндік құнын өзгертуге әкеледі. Мұнай өндіруде шығын деңгейі бап бойынша қосымша алынатын көлемге сәйкес өзгереді.

Осы кен орыннан алынатын барлық мұнай шет елге сатылады. Мұнайды транспорттау жақын және алыс шет елге құбырмен теміржолмен жүргізіледі. 2009 жыл бойынша осы каналмен мұнайды сату деңгейі төменде 6.2 кестеде көрсетілген.

4.2 кесте – Транспорттау түрі бойынша мұнайды сату

Жыл	Мұнай- ды сату көлемі, мың.т.	Мұнайды сату, т.с.			Мұнай транспортының бағасы, тон.сағ		
		т/ж. арқылы, мың.т.	Жақын шет елге құбыр арқылы, мың.т	Алыс шет елге құбыр ар-ы., мың.т.	т/ж. арқылы дол./т.	Жақын шет елге құбыр арқылы , дол./т	Алыс шет елге құбыр ар- ы., дол./т.
2009	12494,1	2,049	1,330	9,093	63,8	9,4	21,3

4.3 Амортизацияны есептеу

Базалық техниканы ауыстыруға келген негізгі құрал-жабдыққа амортизациялық аударылымдар «Жабдықты пайдалану мен ұстауға кететін шығындар» бабында амортизация нормасы мен жаңа техникаларды алуға қосымша күрделі салымдарға байланысты есептеледі.

$$K_{\text{қалд}} = K_6 - K_6 N_a T_a / 100, \quad (4.1)$$

$$A_{\text{жыл}} = K_{\text{қалд}} N_a / 100, \quad (4.2)$$

мұндағы N_a – жылдық амортизациялық аударылымдар нормасы, %;

$K_{\text{қалд}}$ – құрал-жабдықтың қалдықты құны;

K_6 – құрал-жабдықтың бастапқы құны;

T_a – құрал-жабдықтың жұмыс мерзімі;

Жылдық амортизациялық аударылымдар:

$$A_{\text{жыл}} = K_{\text{СК}} N_{A1} / 100 + K_{\text{СКК}} N_{A2} / 100 + K_{\text{шт}} N_{A3} / 100 + K_{\text{ұңғ}} N_{A4} / 100, \quad (4.3)$$

мұндағы $K_{\text{СК}}$ – станок-качалканың құны;

$K_{\text{СКК}}$ – СКҚ тізбегінің құны;

$K_{\text{шт}}$ – штангі тізбегінің құны;

$K_{\text{ұңғ}}$ – ұңғы құны;

N_A – сәйкес жабдықтың амортизация нормасы.

Ұңғының қалдықты құны:

$$K_{\text{қалд}} = 124\,662\,590 - 124\,662\,590 \cdot 6,7 \cdot 5 / 100 = 82\,900\,622,35 \text{ теңге.}$$

$$A_{\text{жыл}} = 3\,890\,250 \cdot 9,2 / 100 + 82\,900\,622,35 \cdot 6,7 / 100 = 5\,912\,244,7 \text{ теңге.}$$

4.4 Еңбекақы төлеу қорын есептеу

Егер енгізілетін шаралар жұмысшылардың санының немесе олардың біліктілігінің өсуіне немесе төмендеуіне әкелсе, негізгі және еңбекақы шығындарының өзгеруін есептейді. Жұмысшылардың саны мен разрядының өзгерісінде ЕФ-ның өзгерісін еңбекақыны төлеу жүйесіне байланысты тарифтік мөлшерлеме негізінде есептеу керек. Егер де тек қана жұмысшылар саны өзгерсе, онда жұмысшы категориясына сәйкес орташа жалақы бойынша еңбекақы төлеу қорының үнемдеуін анықтау қажет.

ҚР-дағы минималды жалақы – 18 660 теңге.

ПТП-ның мезгілді еңбекақы төлеу формасында жұмыс істейтінін ескере, тарифтік тордан тарифтік коэффициент қабылданды.

Қосымша жалақыны ескеретін коэффициент – негізгінің 1,75-сі.

ҚР-да қолданыстағы аймақтық коэффициент – 1,14.

Аудандық коэффициент – 1,35.

$ЕТҚ = \text{Минималды жалақы} \cdot \text{Тарифтік коэффициент} \cdot \text{Айлар саны} \cdot \text{Аудандық коэффициент} \cdot \text{Аймақтық коэффициент} \cdot \text{Қосымша жалақы коэффициенті} \cdot \text{ПТП саны},$ (6.4)

Ұңғының қалыпты жұмыс кезіндегі:

$$ЕТҚ = 18\,660 \cdot 10,85 \cdot 12 \cdot 1,35 \cdot 1,14 \cdot 1,75 \cdot 6 = 39\,260\,022,4 \text{ теңге.}$$

4.5 ЕТҚ-нан аудару

ЕТҚ-нан 21% көрсетілген.

Ұңғының қалыпты жұмыс кезіндегі:

$$\text{Ш}_{\text{ауд}} = 0,21 \cdot 39\,260\,022,4 + 39\,260\,022,4 = 47\,504\,627,1 \text{ теңге.}$$

4.6 Энергетикалық шығынды есептеу

Жылдық энергетикалық шығындарды келесі формуламен есептейді:

$$\text{Ш}_{\text{эл.эн.}} = Q \cdot K_{\text{жалпы}} \cdot B_{\text{эл.эн.}} \quad (6.5)$$

мұндағы Q – ұңғының мұнай көлемі, т/жыл;

$K_{\text{жалпы}}$ – қажет электроэнергияның жалпы шамасы, мың кВт./сағ
 $B_{\text{эл.эн.}}$ – электроэнергия құны, кВт./сағ., теңге.

Ұңғының қалыпты жұмыс кезіндегі:

$$\text{Ш}_{\text{ж.эл.эн.}} = 912\,500 \cdot 70 \cdot 5,2 = 332\,150\,000 \text{ теңге.}$$

4.7 Мұнайды дайындау мен айдауға кететін шығындар

Мұнайды дайындау мен айдауға кететін шығындарды мына формуламен есептейді:

$$\text{Ш}_{\text{д.а.}} = Q \cdot (B_{\text{д.}} + B_{\text{а.}}) \quad (6.6)$$

мұндағы $(B_{\text{д.}} + B_{\text{а.}})$ – 1 т мұнайды дайындау мен айдауға кеткен баға жиынтығы.

$$\text{Ш}_{\text{д.а.}} = 912\,500 \cdot (520 + 455) = 889\,687\,500 \text{ теңге.}$$

4.8 Басқа аударулар

ЕТҚ-ның 25%-ын құрайды.

Ұңғының қалыпты жұмыс кезіндегі:

$$\text{Ш}_{\text{ауд}} = 0,25 \cdot 39\,260\,022,4 = 9\,815\,005,6 \text{ теңге.}$$

4.9 Құрал-жабдықты жөндеуге кететін шығындар

Құрал-жабдықты жөндеуге кететін шығындар келесі формуламен есептеледі:

$$\text{Ш}_{\text{жөн}} = K_{\text{с}} \cdot 2\%, \quad (6.7)$$

мұндағы $K_{\text{с}}$ – капиталды салым.

Ұңғының қалыпты жұмыс кезіндегі:

$$\text{Ш}_{\text{жөн}} = 134\,853\,849 \cdot 0,02 = 2\,697\,076,9 \text{ теңге.}$$

4.10 Жалпы жылдық шығындар

Жалпы жылдық шығындар барлық шығын баптарының жиынтығы ретінде анықталады:

Ұңғының қалыпты жұмыс кезіндегі:

$$\sum \text{Ш}_{\text{жыл1}} = 5\,912\,244,7 + 47\,504\,627,1 + 332\,150\,000 + 889\,687\,500 + 9\,815\,005,6 + 2\,697\,076,9 = 1\,287\,766\,454,3 \text{ теңге.}$$

Ұңғының жапырылу кезіндегі:

$$\sum \text{Ш}_{\text{жыл2}} = 47\,504\,627,1 + 332\,150\,000 + 9\,815\,005,6 = 389\,469\,632,7 \text{ теңге.}$$

4.11 1 т мұнайдың меншікті өзіндік құны

1 т мұнайдың меншікті өзіндік құны жылдық эксплуатациялық шығынның жылдық өндіру көлеміне қатынасы ретінде анықталады.

Ұңғының қалыпты жұмыс кезіндегі:

$$Q_{\Theta} = \sum Ш_{\text{жыл}} / Q = 1\,287\,766\,454,3 / 912\,500 = 1\,411,25 \text{ теңге.}$$

Жоғарыдағы есептеулер 4.3 кестеге енгізілді.

4.3 кесте – Негізгі техника-экономикалық көрсеткіштер

Көрсеткіштер	Ұңғының қалыпты жұмыс кезіндегі	Ұңғының жапырылу кезіндегі
Ұңғы бойынша мұнай өндіру көлемі, т/тәул.	2 500	-
Амортизациялық аударылымдар, тг.	5 912 244,7	-
Еңбекақы төлеу қоры (ЕТҚ), тг.	47 504 627,1	47 504 627,1
Энергетикалық шығындар, тг.	332 150 000	332 150 000
Мұнайды дайындау мен айдауға кететін шығындар, тг.	889 687 500	-
Басқа аударылымдар, тг.	9 815 005,6	9 815 005,6
Құрал-жабдықты жөндеуге кететін шығындар, тг.	2 697 076,9	-

Жалпы жылдық шығындар, тг.	1 287 766 454,3	389 469 632,7
1 т. мұнайдың меншікті өзіндік құны, тг.	1 411,25	-

4.12 Таза пайданы есептеу

Енді аталған техника-экономикалық көрсеткіштерді ескере отырып, ұңғының қалыпты жұмыс кезіндегі таза пайданы есептейік:

$$\Pi = (T - K_{\Theta}) \cdot Q = (120\,000 - 1\,411,25) \cdot 912\,500 = 108\,212\,234\,375 \text{ теңге.}$$

мұндағы T – ұңғының жылдық түсімі, тг.;

K_{Θ} - 1 т. мұнайдың меншікті өзіндік құны, тг.;

Q – ұңғының жылдық өндіру көлемі, т/жыл.

Содан ұңғының жапырылу кезіндегі қаншалықты ақша жоғалтуын есептейік:

$$Ж = -(\Pi + \sum Ш_{жыл2})$$

мұндағы $-\Pi$ – ұңғының теріс жылдық таза пайдасы, тг.;

$\sum Ш_{жыл2}$ – ұңғының жылдық шығыны, тг.

$$Ж = - (108\,212\,234\,375 + 389\,469\,632,7) = - 108\,601\,704\,007,7 \text{ теңге.}$$

Сөйтіп, ұңғының жапырылу әсерінен сол ұңғыдан түсетін пайда болмайды, және де электроэнергияға, еңбекақы төлеу қоры мен басқа аударуларға кететін шығындар болады, яғни 108 601 704 007,7 теңге ақша жоғалтады.

ҚОРЫТЫНДЫ

ТШО-ның жоғарыда көрсетілген бағдарламаларын өткізу барысында тізбекаралық қысымды басқару аймағында оң нәтижелерге қол жеткізді. Бұл бағдарламалардың сәтті нәтижелері негізінен, барлық өндіруші ұңғыларға тәуліктік мониторинг жүргізу мен барлық консервацияланған және ликвидацияланған ұңғыларға айлық мониторинг жүргізу арқасында жеткізілді. Негізінен өндіруші ұңғылардағы ТАҚ тізбекаралық кеңістіктегі сұйықтықтың температуралық ұлғаюынан болады. Ал бұл эффектін Index SCADA программасында ұңғы эксплуатациясы тоқтаған сәттегі қысымның 0-ге дейін түсіп, кейін қайта іске қосылғанда қысымның пайда болуынан анықтауға болады. ТАҚ-ды басқару үшін ТШО-да қолданылатын негізгі процесс қысымды жою болып табылады. Бұл процесс оң нәтижелер беріп келеді және қысым байқалған 10 дюймдық шегендеуші тізбектегі қысымның 82%-ға, ал 13 дюймдық шегендеуші тізбекте 62%-ға қалыпты төмендеуіне алып келді. Қысымды жою кезіндегі алынған барлық флюидтер мен газдарда H_2S -тің болмауы, ұңғыға техқызметтің белсенді бағдарламасы және тұзды қабат интервалының экрандау сипаты ТШО-ның тізбекаралық кеңістіктің тұзасты карбонатты коллектормен байланысы жоқтығына сенімін нығайтады. Ұңғы конструкциясының, цементтеу әдісінің, жаңа ұңғыны бұрғылау кезінде қолданылатын цемент пен қосымшалар сапасының жетілдірілуі флюидтердің енуіне мүмкін аймақтар мен тізбекаралық кеңістікте қуыстың пайда болуын іс-жүзінде жойып келеді.

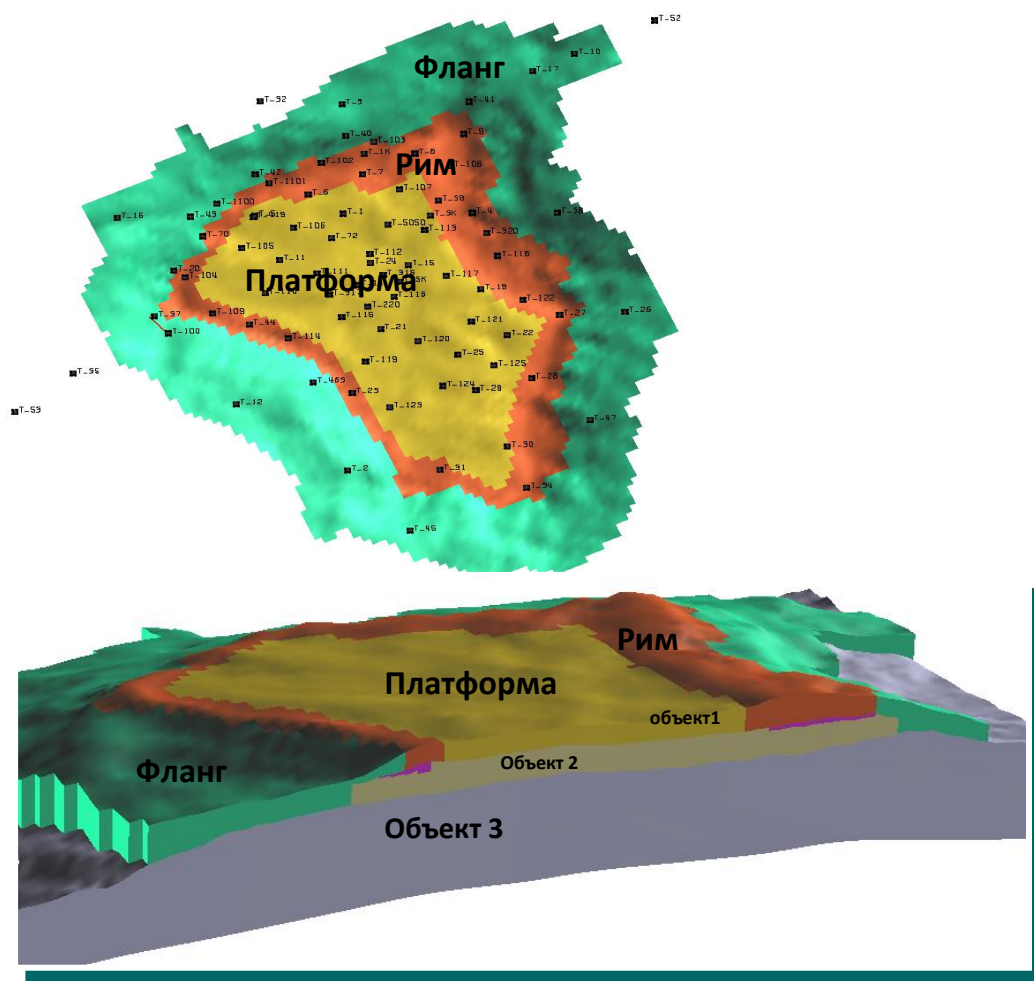
Теңіз кен орнының өнімді ұңғыларының ТАҚ талдау барысында жоғарыда жазылғандай Т-4 ұңғысының конструкциясында сәйкессіздіктер, яғни Кунгур ярусты тұзды қабаттың 20 метр интервалында қалыңдығы жұқа, қышқыл ортаға, әрі коррозияға берік емес шегендеуші тізбектің түсірілуі, тұз техногенезі әсерінен жапырылу қаупі болжанды. Өйткені бұл болжам, тұздан жапырылған Т-107 ұңғысының параметрлерімен салыстырылды. Және де тізбекаралық қысымды жою (стравливание) тарихына шолу жасалып, Т-4 ұңғысының құйып алынған және құйып алуға болатын максимал көлемі есептелінді. Есептеу нәтижесінде құйып алуға болатын сұйықтықтың қалған мүмкін көлемі есептелген максимал көлемнің 48%-ын құрады. Бұдан байқайтынымыз, ұңғыда сұйықтықтың температуралық эффектісінің белсенді жүріп жатқаны.

Енді жоғарыдағы экономикалық көрсеткіштер жағынан қарайтын болсақ, егер де бұл ұңғының қалыпты жұмысы бұзылса, яғни тұздан жапырылу әсерінен сол ұңғыдан түсетін пайданы жоғалтумен қоса, электрэнергиясына, еңбекақы төлеу қоры мен басқа аударуларға шығындар кетіп, шамамен жылдық 108 601 704 007,7 теңге ақша көлемінде жоғалтады.

ҚОЛДАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

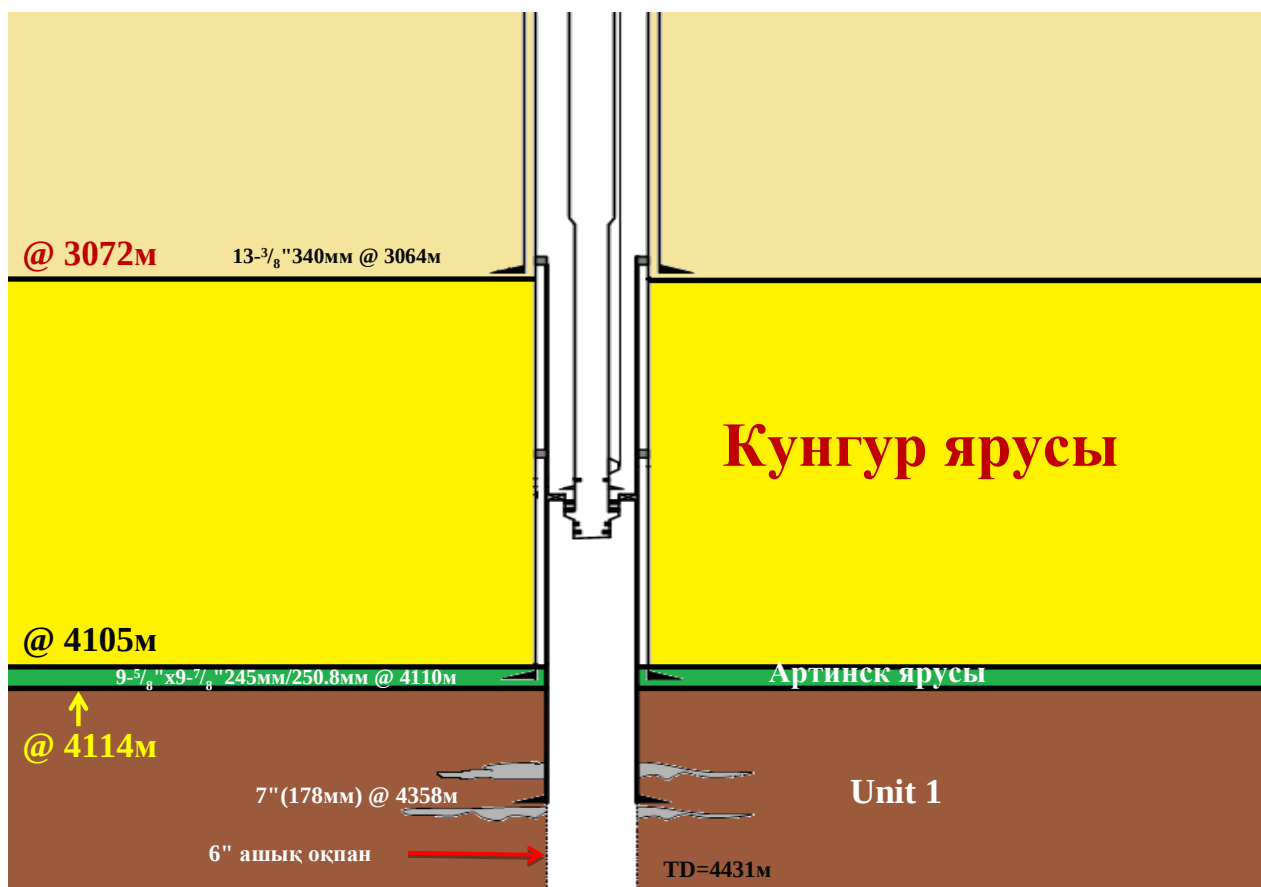
1. Иванова М.М, Дементьев Л.Ф, Чоловский И.П. Нефтепромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1985.
2. Иванова М.М, Чоловский И.П, Брагин Ю.И. Нефтепромысловая геология. – М.: Недра, 2000.
3. Руководство по эксплуатации. Системы сбора промысла. Том 1. Описание технологического процесса и оборудования. Глава 5- Технологический режим эксплуатации системы сбора Промысла. 2001.
4. Литолого-физическая характеристика каменноугольных отложений Тенгизского месторождения. Стратиграфия и литология подсолевых нефтегазоносных комплексов прикаспийской впадины. Тематический сборник. УДК 551.143:551.735(574) Саратов 1991, стр 56-88.
5. И.Б. Дальян Особенности формирования Каратон-Тенгзского блока в связи с нефтегазоносностью. Нефть и газ Казахстана. Алматы 1998
6. Единые правила разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан. Постановление Правительства Республики Казахстана от 18.06.96. №745
7. Байков Н. М., Колесников Б. В., Челпанов П. И. Сбор, транспорт и подготовка нефти и газа. – М.: Недра, 1975.
8. К.И. Джиембаева, Н.В. Лалазарян. Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях.-Алматы: «Дауыр», 2005.
9. Сыромятников Е.С, Победоносцева Н.Н. Организация, планирование и управление нефтегазодобывающими предприятиями. – М.: Недра, 1987.
10. Панов Г. Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1986.
11. Куцын П.В. Охрана труда в нефтегазодобывающей промышленности. – М.: Недра, 1987.

ҚОСЫМША А



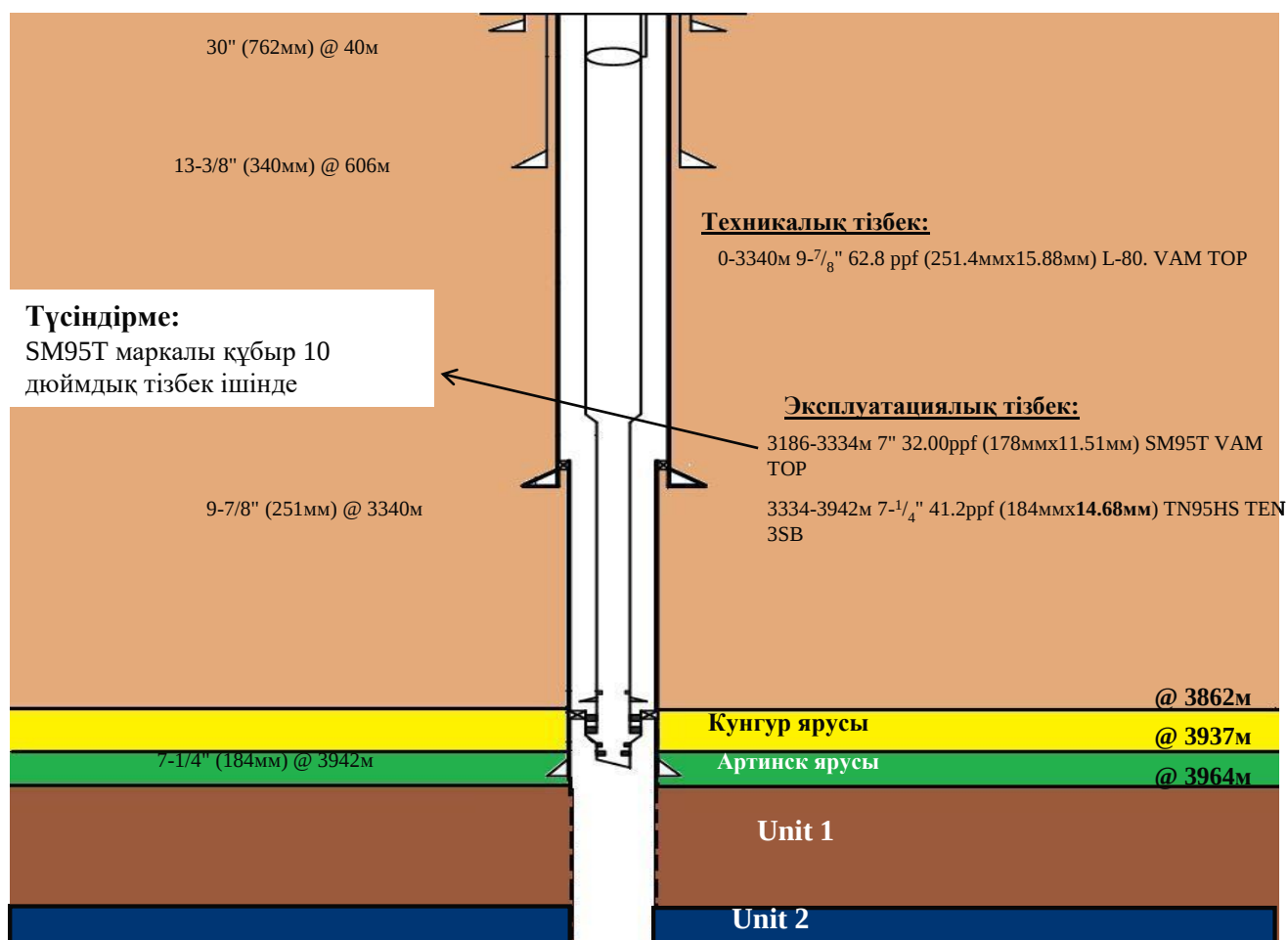
Сурет А1 – Коллектордың жабыны бойымен құрылымды картасы

ҚОСЫМША Б



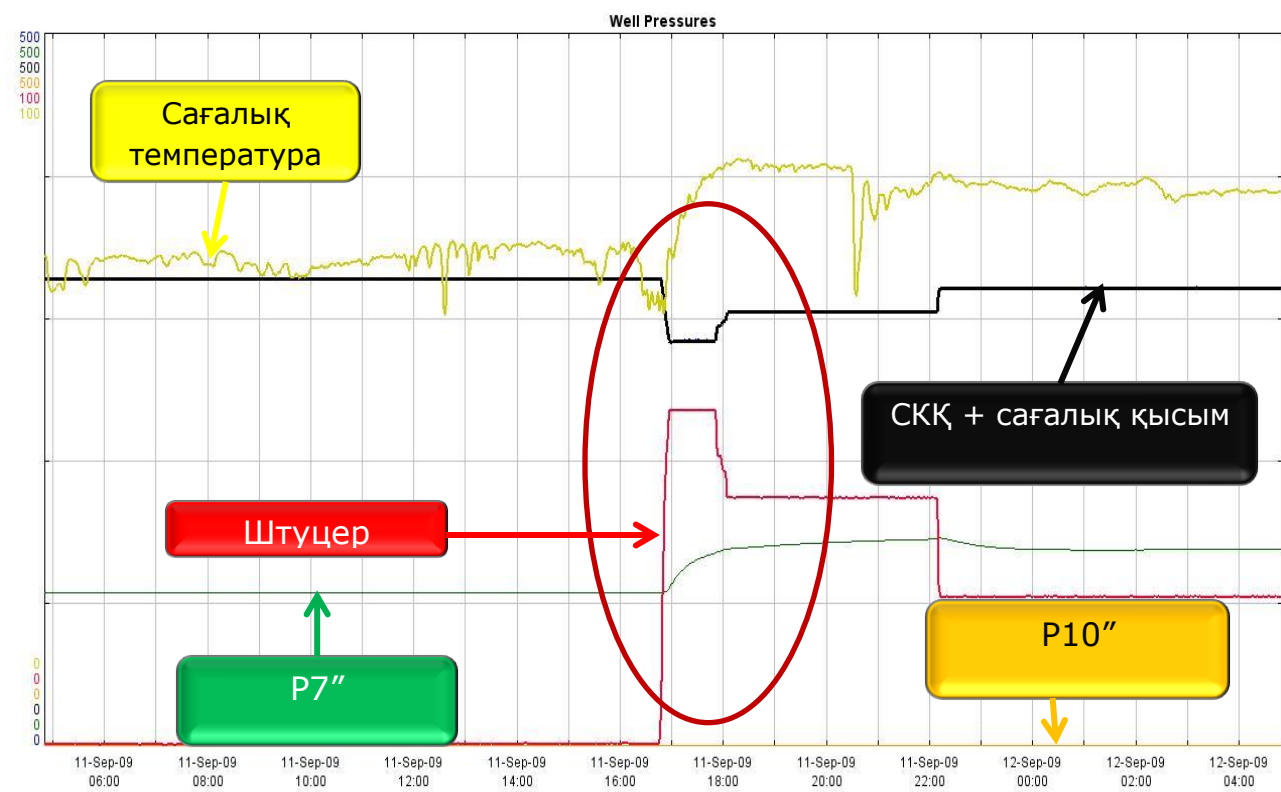
Сурет Б1 – Т-2 ұңғысының конструкциялық схемасы

ҚОСЫМША В



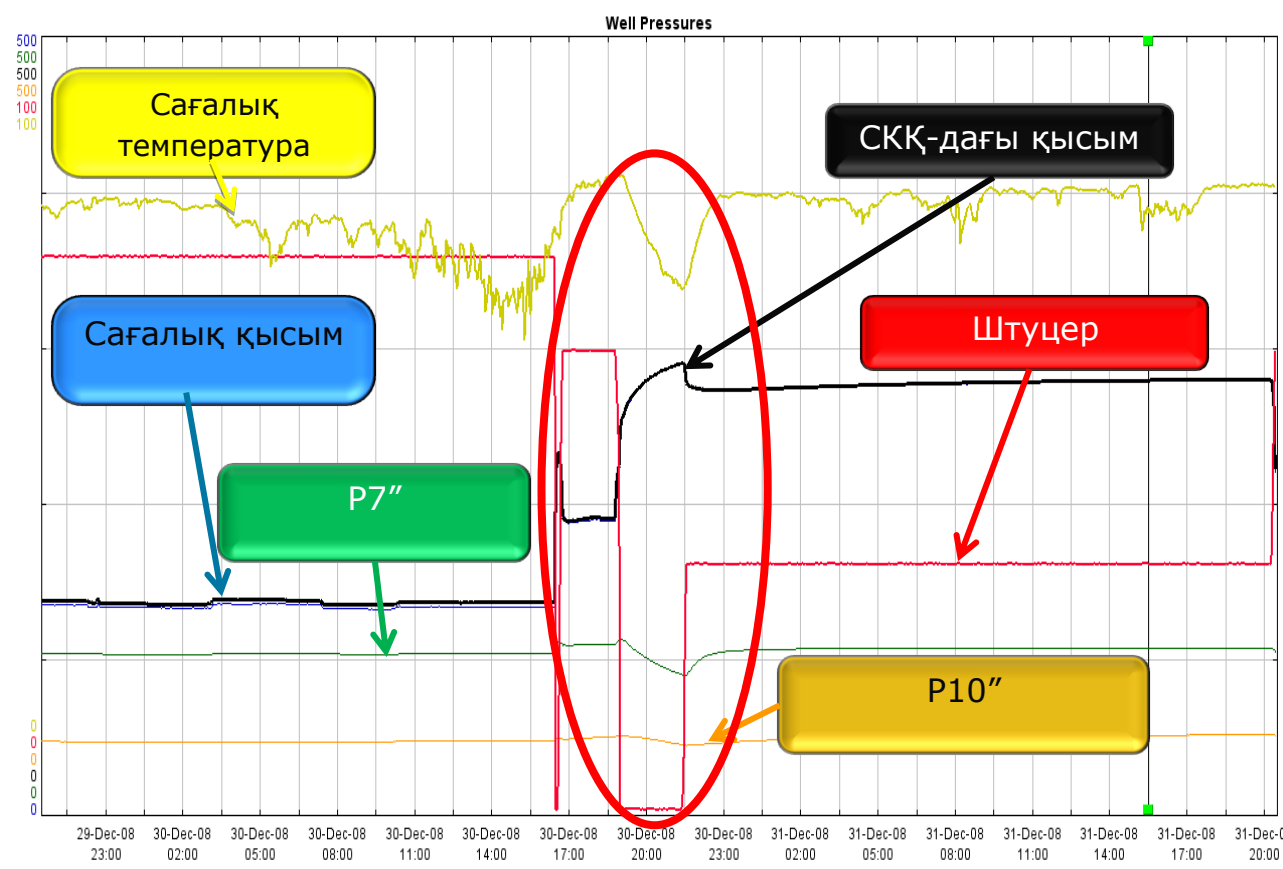
Сурет В1 – Т-3 ұңғысының конструкциялық схемасы

ҚОСЫМША Г



Сурет Г1 – Т-3 ұңғысының Index SCADA бағдарламасы бойынша мониторинг кезіндегі температуралық ұлғаю эффектісі

ҚОСЫМША Д



Сурет Д1 – Т-4 ұңғысының Index SCADA бағдарламасы бойынша мониторинг кезіндегі температуралық ұлғаю эффектісі