

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 инженериясының кафедрасы

Солтүстік-Бозашы мұнай кенорынын магистралды құбыр жүйесіне қосатын
мұнай құбырының құрылысы

Дипломдық жобаға
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

5B070800-Мұнай-газ ісі

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

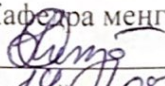
Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ.Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

Мұнай инженериясының кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

Кафедра меңгерушісі

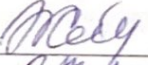

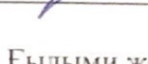
 М.К.Сыздықов
« 14 » 10 2019ж.

Дипломдық жобаға
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

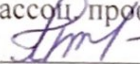
Тақырыбы: Солтүстік-Бозашы мұнай кенорынын магистралды құбыр
жүйесіне қосатын мұнай құбырының құрылысы

5B070800-Мұнай-газ ісі

Орындаған

 Жанысбек Т.
 Танауова Ә.Т.
 Нұрғали Қ.О.

Ғылыми жетекші
техника ғылым докторы,
ассоц. проф.

 Молдабаева Г.Ж.
« 08 » 05 2019ж

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

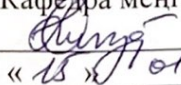
Қ.Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

Мұнай инженериясының кафедрасы

5B070800-Мұнай-газ ісі

БЕКІТЕМІН

Кафедра меңгерушісі

 М.К.Сыздықов
« 18 » 11 2019ж.

**Дипломдық жоба орындауға
ТАПСЫРМА**

Білім алушы Жанысбек Т., Танауова Ә.Т., Нұрғали Қ.О.

Тақырыбы Солтүстік-Бозашы мұнай кенорынын магистралды құбыр жүйесіне қосатын мұнай құбырының құрылысы

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

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі «10» мамыр 2019 ж.

Дипломдық жұмыстың бастапқы берілістері Солтүстік-Бозашы мұнай кенорынын магистралды құбыр жүйесіне қосатын мұнай құбырының құрылысы мәліметтер

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі

а) техника-технологиялық бөлім;

ә) арнайы бөлім;

б) құбырлардың беріктігін есептеу ;

в) катодтық сақтандырудың негізгі көрсеткіштерін есептеу ;

г) қарапайым құбырдың гидравликалық есебі;

Сызбалық материалдар тізімі (міндетті сызбалар дәл көрсетілуі тиіс)

Ұсынылатын негізгі әдебиет 22 атау

Дипломдық жобаны (жұмысты) дайындау

КЕСТЕСІ

| Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі | Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері | Ескерту |
|---|--|---------|
| Техника-технологиялық бөлім | 10.01 - 11.01 | мең |
| Арнайы бөлім | 20.02 - 26.03 | мең |
| Құбырлардың беріктігін есептеу | 28.03 - 24.04 | мең |
| Катодтық сақтандырудың негізгі көрсеткіштерін есептеу | 19.04 - 26.04 | мең |
| Қарапайым құбырдың гидравликалық есебі | 29.04 - 06.04 | мең |

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 | Молдабаева Г.Ж техника ғылым докторы, ассоц. проф. | 10.01 - 11.01 | |
| Арнайы бөлім | Молдабаева Г.Ж техника ғылым докторы, ассоц. проф. | 20.02 - 26.03 | |
| Құбырлардың беріктігін есептеу | Молдабаева Г.Ж техника ғылым докторы, ассоц. проф. | 28.03 - 24.04 | |
| Катодтық сақтандырудың негізгі көрсеткіштерін есептеу | Молдабаева Г.Ж техника ғылым докторы, ассоц. проф. | 19.04 - 26.04 | |
| Қарапайым құбырдың гидравликалық есебі | Молдабаева Г.Ж техника ғылым докторы, ассоц. проф. | 29.04 - 06.05 | |
| Норма бақылау | Молдабаева Г.Ж техника ғылым докторы, ассоц. проф. | 08.05 | |

Ғылыми жетекші Молдабаева Г.Ж

Тапсырманы орындауға алған білім алушы Жанысбек Т.

Тапсырманы орындауға алған білім алушы Танауова А.Т.

Тапсырманы орындауға алған білім алушы Нұрғали К.О.

Күні " _____ " _____ 2019 ж.

Отчет подоби́я



| | |
|--|--|
| Университет: | Satbayev University |
| Название: | Солтүстік-Бозашы мұнай кенорынын магистралды құбыр жүйесіне қосатын мұнай құбырының құрылысы |
| Автор: | Жанысбек Т._ Танауова Ә.Т._Нұрғали Қ.О. |
| Координатор: | Гульназ Молдабаева |
| Дата отчета: | 2019-05-08 12:13:52 |
| Коэффициент подоби́я № 1: ? | 0,6% |
| Коэффициент подоби́я № 2: ? | 0,0% |
| Длина фразы для коэффициента подоби́я № 2: ? | 25 |
| Количество слов: | 8 406 |
| Число знаков: | 61 852 |
| Адреса пропущенные при проверке: | |
| Количество завершенных проверок: ? | 25 |

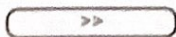


К вашему сведению, некоторые слова в этом документе содержат буквы из других алфавитов. Возможно - это попытка скрыть позаимствованный текст. Документ был проверен путем замещения этих букв латинским эквивалентом. Пожалуйста, уделите особое внимание этим частям отчета. Они выделены соответственно.

Количество выделенных слов 536



Самые длинные фрагменты, определенные, как подоби́е



Документы, в которых найдено подоби́е фрагменты: из RefBooks |

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета

Детали отчета подобия

Фрагменты, найденные в документах базы данных отмечены красным цветом.

Фрагменты, найденные в интернете отмечены в зеленый .

Фрагменты, найденные в базе данных Юридических актов отмечены синим фоном .

PAGE

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 инженериясының кафедрасы

Солтүстік-Бозашы мұнай кенорынын магистралды құбыр жүйесіне қосатын мұнай құбырының құрылысы

Дипломдық жобаға

ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

5В070800-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 инженериясының кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ Кафедра меңгерушісі _____ М.К.Сыздықов « ____ » _____ 2019ж.

Дипломдық жобаға

ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

Тақырыбы: Солтүстік-Бозашы мұнай кенорынын магистралды құбыр

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Дипломдық жобаға ғылыми жетекшінің пікірі

Танауова Әлия, Нұрғали Қуаныш, Жанысбек Талшын

Мамандығы

5B070800 Мұнай-газ ісі

Тақырыбы: Солтүстік-Бозашы мұнай кенорынын магистралды құбыр жүйесіне қосатын мұнай құбырының құрылысы

Бұл дипломдық жобаның қарастырып отырған мәселесі Солтүстік Бозашы мұнай кен орыны магистралды желісіне қосатын мұнай құбырының құрылысы қарастырылған.

Дипломдық жобаның тақырыбына керекті мәліметтермен жиналған және бұл мәліметтер арқасында дипломдық жобаның технологиялық және арнайы бөлімдерін талдап, құбырлардың беріктік есебін, катодтық сақтандырудың негізгі көрсеткіштер есебін және қарапайым құбырдың гидравликалық есептерінің тиімді жақтарын қарастырылып жазылды. Сонымен қатар жасаған жоспары, қолданылған әдебиеттер тізімі жүйелі түрде талданып жазылған.

Дипломдық жоба жоғары деңгейде және жүйелі түрде жазылған. Жалпы дипломдық жоба жинағы, ретті, қорғауға дайын және жоғары деген бағаға тұрарлық деп есептеймін.

Жоғарыда көрсетілген пікір бойынша дипломдық жоба қорғауға дайын және лайықты.

Ғылыми жетекші
техника ғылым докторы, ассоц.проф.



Молдабаева Г.Ж.

«13» 05 2019 ж.

АҢДАТПА

Қарастырған дипломдық жобада “Солтүстік Бозашы” мұнай құбырөткізгішін жобалаудың техникалық тиімді шешімдері қабылданған. Бұл техникалық шешімдер Қазақстан Республикасында қабылданған нормалық документеріне сәйкес келеді.

Магистральдық құбыр біздің республикамызда экономикалық және әлеуметтік рөлге ие. Көптеген көрсеткіштер бойынша магистральдық мұнай құбырлары бірегей ғимараттар болып табылады, олар үшін нормативтік талаптар белгіленген. Жаңа елде мұнай-газ саласы маңызды экономикалық рөл атқарады.

Бұл дипломдық жобада "Солтүстік Бозашы" магистральды мұнай құбыры құрылысының жобасы қарастырылады, ол үшін беріктік есептеулер жүргізілді, мұнда құбыр қабырғасының қалыңдығын анықтау, қарапайым құбырдың гидравликалық есебі және катод қорғанысының есебін қамтиды.

АННОТАЦИЯ

В рассматриваемом дипломном проекте приняты технико-эффективные решения по проектированию нефтепровода "Северный Бузачи". Эти технические решения соответствуют нормативным документам, принятым в Республике Казахстан.

Магистральный трубопровод играет экономическую и социальную роль в нашей Республике. По многим показателям магистральные нефтепроводы являются уникальными сооружениями, для них установлены нормативные требования. В нашей стране нефтегазовая отрасль играет важную экономическую роль.

В данном дипломном проекте рассматривается проект строительства магистрального нефтепровода «Северного Бузачи» для которого были проведены прочностные расчёты, которые включают в себя определения толщины стенки трубопровода, гидравлического расчёт простого трубопровода и расчёт станции катодной защиты.

ANNOTATION

In the considered diploma project, technical and effective solutions for the design of the North Buzachi oil pipeline were adopted. These technical decisions correspond to the normative documents adopted in the Republic of Kazakhstan.

Pipeline transport has an economic and social role in our country. In many respects, oil trunk pipelines are unique facilities, and regulatory requirements have been established for them. In our country, the oil and gas industry plays an important economic role.

In this project of construction of the main oil pipeline "North Buzachi" for which strength calculations which include definitions of thickness of a wall of the pipeline, hydraulic calculation of the simple pipeline and calculation of cathodic protection were carried out is considered.

МАЗМҰНЫ

| | | |
|-------------------|--|----|
| КІРІСПЕ | | |
| 1 | Техника-технологиялық бөлімі | 10 |
| 1.1 | Алғашқы мәліметтер | 10 |
| 1.2 | Мұнайдың физикалық-химиялық және реологиялық қасиеттері | 11 |
| 1.3 | Мұнай құбырының арналуы және негізгі ғимараттар мен құрылымдардың жиынтығы | 11 |
| 1.4 | Жалпы мағлұматтар | 11 |
| 1.5 | «Солтүстік Бозашы» ОМДБ алаңының қысқаша сипаттамасы | 12 |
| 1.6 | Негізгі жоспарлық шешімдер | 12 |
| 1.7 | «Қаражанбас» МАС алаңының қысқаша сипаттамасы | 13 |
| 1.8 | Тазалау, тексеру, қабылдау торабтарының негізгі жоспарлық шешімдері мен сипаттары. | 13 |
| 1.8.1 | Бас жоспар бойынша техника-экономикалық көрсеткіштер | 13 |
| 1.9 | Гидравликалық есептеулер | 14 |
| 1.10 | Желілік бөлім | 15 |
| 1.10.1 | Мұнай құбыры | 15 |
| 1.10.2 | Мұнай құбыры төсеніші | 16 |
| 1.10.3 | Тазалаушы және диагностика заттарын қабылдау торабы | 18 |
| 1.11 | Сораптық станция | 19 |
| 1.11.1 | Сүзгілер торабы | 19 |
| 1.11.2 | Технологиялық құбыр өзгерткіштер | 20 |
| 1.11.3 | Тазалау және диагностика құралын жіберу торабы | 21 |
| 2 | Арнайы бөлім | 23 |
| 2.1 | Құбырлардың беріктігін есептеу | 23 |
| 2.2 | Қоймалжың мұнайды алдын ала қыздырып, құбырмен айдау үшін технологиялық есептеулер | 26 |
| 2.3 | Қыздыру станцияларының қажетті саны | 27 |
| 2.4 | Гидравликалық ылдидың орташа шамасын есептеу | 28 |
| 2.5 | Құбырдың жылулық режимін есептеу | 32 |
| 2.6 | Катодтық сақтандырудың негізгі көрсеткіштерін есептеу | 33 |
| 2.7 | Қарапайым құбырдың гидравликалық есебі | 40 |
| ҚОРЫТЫНДЫ | | |
| ТЕРМИНДЕР ТІЗІМІ | | |
| ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ | | |

КІРІСПЕ

Кез-келген елдің экономикасының дамуы оның барлық салаларындағы қалыпты өндірістік іс-әрекетінің оның ішінде шикізатты және дайын өнімді өз уақытында тасымалдаудың дәлдігімен байланысты жүреді.

Отандық мұнай-газ саласы Республикамыздың маңызды элементтерінің бірі болып табылады. Осыдан бұл салаларымызды дамыту үшін барлық қазіргі заман тасымалдау түрлеріне соңғы техникамен жабдықталған дамуы жоғары жүйе болуы қажет.

Тасымалдаудың барлық түрлерінің ішінде құбырөткізгіш арқылы тасымалдау ең орнықты, қауіпсіз және экологиялық таза тасымалдау түрі болып табылады. Тек құбырөткізгішпен тасымалдау мұнайдың, мұнай өнімдерінің және газдың айтарлықтай жүк ағыстарының үздіксіз және біркелкі тасымалдауына кепілдік береді және ол өз кезегінде экономикалық шығындары төмен.

Магистральдық мұнай құбырларын жобалау және салу барысында әртүрлі жаңа технологиялар іске қосады. Құрылыс және монтаждау операцияларында сапалы құрылғылар қолданылады. Мұнай құбырларының құрылысы кезінде автоматтандырылған дәнекерлеу байланысын пайдаланады. Осы процесті іске асыру үшін дәнекерлеу-монтаждау құрылғылары болуы қажет.

Магистральды құбырларды сенімді әрі қауіпсіз пайдалану кезінде техникалық және қаржы-экономикалық басқару стратегиясы ақталуы қажет. Құбырдың техникалық жай-күйін бағалау, өңдеу және талдауды қамтитын инженерлік-техникалық жұмыстардың мамандандырылған кешені шеңберінде жүргізіледі.

Жер асты мұнай құбырларын сынаудың мақсаты коррозиялық процестердің заңдылықтарын зерттеу болып табылады. Құбыр үлгілерін орнату орындары коррозиялық зерттеулер мен құбырышilik Дефектоскопия туралы техникалық есептердің деректері негізінде таңдалады.

Беріктілік пен ұзақ мерзімділікті нормативті қирауға қарсылық көрсетуіне арнайы есептер болады. Магистральдық мұнай құбырлары мен өнім құбырларында беріктікті төмендету коэффициентті, жобалау мен пайдалану кезеңінде құбырлардың ұзақ мерзімділігі мен сенімділігін нақтылауға арнайы тәсілдер керек.

Құбыр бойынша температураның өзгеруі тұтқыр мұнайды айдауға елеулі әсер етеді. Тұтқыр мұнайды жер асты құбырларымен неотермиялық режимде тасымалдау қарқынды энергия алмасу жүргізілетін ағынды процесс болып табылады. Жылу майы құбыр жиналатын қоршаған ортада жылуды жоғалтады [1].

Бұл дипломдық жұмыста Қазақстан Республикасында қабылданған технологиялық нормалар мен ережелерді сақтай отырып мұнай құбырөткізгішін жобалау және пайдалану бойынша технологиялық шешімдер қабылданды.

1 Техника-технологиялық бөлімі

1.1 Алғашқы мәліметтер

«Солтүстік Бозашы» кенорнын АҚ «ҚазТрансОйл» магистралды мұнайқұбыры жүйесіне қосатын құбырды салу» жұмыстық жобасы «СпецСтройПроект» ЖШС жасалған [3].

Жобалық құжаттама ҚР ҚНМЕ А.2.2-1-2014 «Кәсіпорындарды, ғимараттарды салғанда жобалық-сметалық документтердің құрамы, оны салу, келтіру, бекіту туралы нұсқау» және Қазақстан Республикасында қолданылатын басқа да нормативтік документтерге сәйкес орындалды:

| | |
|-----------------------|---|
| ҚНМЕ 2.11.03-93* | - Мұнай мен мұнай өнімдерінің қоймалары. Өртке қарсы нормалар. |
| ҚНМЕ 2.05.06-97* | - Магистралды мұнай құбырытер. |
| ҚНМЕ II-89-80 | - Өнеркәсіптік кәсіпорындардың бас жобасы |
| ҚНМЕ 2.04.01-85 | - Ғимараттардың ішкі суөткізгіші мен канализациясы. |
| ҚНМЕ ҚР 4.01.-02-2014 | - Сумен қамтамасыз ету. Сыртқы желілер мен имараттар. |
| ҚНМЕ 2.04.03-85 | - Канализация. Сыртқы желілер мен имараттар. |
| ҚНМЕ ҚР 2.04-01-2014 | - Құрылыстық климатология. |
| ҚНМЕ ҚР 2.04.03-2002 | - Құрылыстық теплотехника. |
| ҚНМЕ ҚР 4.02-05-2014 | - Жылыту, желдету мен кондиционирлеу. |
| ҚНМЕ 2.04.14-88 | - Жабдық пен құбырөткізгіштің жылулық оқшаулауы. |
| ҚНМЕ 2.01.07-85 | - Жүктемелер мен әсер етулер. |
| ҚНМЕ ҚР 2.03-04-2014 | - Сейсмикалық аудандардағы құрылыс |
| ҚНМЕ 2.03.01-84* | - Бетондық және темірбетондық құрал-ымдар. |
| ҚНМЕ ҚР 1.03-05-2014 | - Құрылыс кезіндегі қауіпсіздік техника-сы мен еңбекті қорғау |
| ҚНМЕ ҚР 2.02-05-2014 | - Ғимараттар мен имараттардың өрт сөндіру автоматикасы |
| МЕСТ 9.602-89 | - Тоттануға және ескіруге қарсы қорғаныстың ортақ жүйесі. Жерасты имараттар. Тоттануға қарсы қорғанысқы қойылатын жаопы талаптар. |
| МЕСТ Р 51164-98 | - Болат магистралды құбырөткізгіштер. Тоттануға қарсы қорғанысқы қойылатын жалпы талаптар. |
| МЕСТ 21.608-84 | - СПДС Ішкі электрлік жарықтандыру. Жұмыстық сызбалар. |
| МЕСТ 21.613-88 | - СПДС Күштік электржабдық. Жұмыс-тық сызбалар. |
| РД 39-002-98 | - Магистралды мұнай құбырытерді пайдалану кезіндегі қауіпсіздік ережелері (КТО) |
| РД 39-003-98 | - Магистралды мұнай құбырытерді пайдалану кезіндегі қауіпсіздік ережелері (КТО) |
| СН-527-80 | - Технологиялық болат құбырөткізгіш-терді Ру 10МПа дейін жобалау бойынша нұсқаулар. |
| ВНТП 3-85 | - Мұнай кенорнындағы мұнайды, газды және суды дайындау, жинау, тасымалдау нысандарын технологиялық жобалаудың нормалары. |

1.2 Мұнайдың физикалық-химиялық және реологиялық қасиеттері

1.2 – кесте - Айдалынатын мұнайдың физикалық қасиеттері

| | |
|---|-----------|
| 20 ⁰ С кезіндегі тығыздық, тн/м ³ | 0,939 |
| Кинематикалық тұтқырлық мм ² /сек | |
| 20 ⁰ С кезіндегі | 351 |
| 50 ⁰ С кезіндегі | 131 |
| Қату температурасы, ⁰ С | -21...-25 |
| Күкірттің мөлшері, % | 2 |
| Селикагелді шайырдың мөлшері, % | 18,6 |
| Асфальтендер құрамы | 6,6 |
| Парафиндер құрамы | 1,7 |
| Қаныққан бу қысымы, кПа | 0,48 |
| Метил-этил меркаптандар, күкіртсутек | - |

Жалпы түсіндірме жазбаның келесі бөлімдерінде жоба бойынша негізгі техникалық шешімдер келтірілген. Басқару, еңбек қорғанысы бойынша шаралар, техникалық қауіпсіздік және төтенше жағдайларды ескерту жөнінен ұйымдастыру жұмыстары қарастырылған.

1.3 Мұнай құбырының арналуы және негізгі ғимараттар мен құрылымдардың жиынтығы

«Солтүстік Бозашы - МАС «Қаражамбас» мұнай құбыры «Солтүстік Бозашы» кенорны мен «Қаламқас-Қаражамбас-Ақтау» магистралдық мұнай құбырын қосуға арналған. («Солтүстік Бозашы» ОМДБ резервуарлық паркінен «Қаражамбас» МАС-ң резервуарлық паркіне жеткізу). Ду 400 мм, ұзындығы 24,88 км мұнай құбырының жобаланатын сызықтық бөлігі «Солтүстік Бозашы» және «Қаражамбас» кенорындар жалғап, содан кейін «Қаражамбас» кенорнының мұнай құбырымен инженерлік коммуникациясын ортақ етіліп, мұнай құбырының соңғы бөлімі «Қаражамбас» МАС-на келіп қосылады. Мұнай құбырының сызықтық бөлігі жағдайлық жобада схемасы келтірілген. Мұнай құбырының ғимараттарымен қоса алғандағы құрылымның жобасында айырықшаланған жіберу кешені қарастырылған.

1.4 Жалпы мағлұматтар

«Солтүстік Бозашы» кенорнын «КазТрансОйл» АҚ магистралды мұнай құбыры жүйесіне қосу үшін қажет мұнай құбырының құрылыс жұмысының

басжоспарының материалдары, технологиялық шешімдері, жобалануға тапсырма негізінде әзірленіп, келесідей нормалық құжаттар пайдаланылды:

«Магистралды құбырөткізгіштер» ҚМжЕ 2.05.06-95*;

«Өнеркәсіптік тасымал» ҚМжЕ 2.05.07-91*;

«Мұнай және мұнай өнімдерін сақтайтын қоймалар» ҚМжЕ 11.03-93;

«Технологиялық жобалау ежелері. Мұнай және мұнай өнімдерін сақтайтын қоймалар» ҚР ҚМ 3.02-15-2014;

«Өнеркәсіптік кәсіпорындардың бас жоспары» ҚМжЕ II-89-91;

«Электрлік қондырғыларды құрылғылау тәртібі» ҚР ПУЭ-2014 және ҚР аумаында әрекет жасайтын басқа да нормалық құжаттар [3].

1.5 «Солтүстік Бозашы » ОМДБ алаңының қысқаша сипаттамасы

Жобаланатын имараттар және құрылыстар «Солтүстік Бозашы» ОМДБ әрекет етуші алаңына еніп жатқан территорияда орналасқан.

Құрылыс алаңы VIГ климаттық аймақта орналасқан.

Күрт континентальды климат.

Жер асты сулары 0,4-1,9 м тереңдікте.

Жылдық жауын-шашын мөлшері 172 мм.

Жұмыс жасалынатын алаң сейсмикалық емес.

Өсімдік өсіру мүмкіндігі төмен.

Жері сортаң. Белгілер 28 бен 250 м аралығында өзгереді [4].

1.6 Негізгі жоспарлық шешімдер

«Солтүстік Бозашы » ОМДБ алаңын орналастырамыз. Технологиялық, өндірістік және көмекші ғимараттар мен құрылыстар кешені алаңның бас жоспары жалпы жоспарлық шешімдермен біріктіріліп көрсетіледі.

Объектілерді, ғимараттар мен имарттарды функционалдық, аймақтық нормаларға сәйкестендіре отырып орналастырған, олар келесі технологиялық процесстерге сай келеді: жердің рельефі; жел; автокөлік жолдары мен мұнай құбыры трассасына еніп жатқандығы ескерілді.

Алаңда келесідей нысандар орналасқан:

- сораптар;
- мұнайдың коммерциялық есептеу торабы;
- таза және диагностикалық құралдарды жіберу алаңы;
- трансформаторлық қосалқы станция;
- прожекторлық мачта;
- сүзгілер торабы;
- дренаждық резервуар;
- радио мачта.

1.7 «Қаражанбас» МАС алаңының қысқаша сипаттамасы

Құрылыс ауданы климаттық VIГ аймақта орналасқан.

Қатаң континенталді климат.

Жер асты сулары жердің бетінен 0,3-1,9 м аралықтағы тереңдікте орналасқан.

Бір жылда түсетін жауын-шашынның көлемі 172мм.

Сейсмикалық жер тербелістері жоқ.

Өсімдіктер қабаты жұқа.

Жердің беті негізінен сортаң болып келеді.

Жер рельефінің өзгерісі теңіз деңгейінен биіктігі 23,50-20,00м аралықта.

Биіктіктің теңіз деңгейінен салыстырмалы жүйесі – Балтикалық.

Координаталық жүйе – жергілікті.

1.8 Тазалау, тексеру, қабылдау торабтарының негізгі жоспарлық шешімдері мен сипаттары.

Тазалау, тексеру, қабылдау торабтары алаңы жалпы жоспардағы ғимараттармен өндірістік-технологиялық, және көмекші құрылыстармен біріктіріле отырып көрсетілген.

Нысандардың орналасуы, ғимараттар мен имараттардың салынуы технологиялық процесстерге сай, жердің жергілікті рельефін, желдің әсерін, мұнай құбыры трассасын, көлік жолдары қыйлысы ескеріле отырып жасалған.

Тазалау-тексеру торабы «Қаражанбас» МАС алаңы солтүстік бөлігінде магистралдық құбырдың ПК-247-62 пикетінде орналасқан.

Келесі имараттар мен ғимараттар орналасады:

- тазалау-тексеру-қабылдау торабы;
- қалқанша;
- дренаждық резервуар.

1.8.1 Бас жоспар бойынша техника-экономикалық көрсеткіштер

| | |
|---------------------------------------|---------------------|
| 1. Шартты шекарадағы учасканың ауданы | 2425 м ² |
| 2. Құрылыс алаңы | 280 м ² |
| 3. Қаптау алаңы | 430 м ² |
| 4. Көгалдандыру алаңы | 1715 м ² |
| 5. Құрылыс тығыздығы | 0,12 |

Негізгі техникалық шешім

“Солтүстік Бозашы” ОМДБ мұнай құрылысының жобасы ҚР-ның территориясында жұмыс істейтін нормативтік техникалық нормаларға сай орындалған, жобаланудағы мұнай құбыры “Солтүстік Бозашы” кен орыны “Қаламқас-Қаражанбас-Ақтау” мұнай құбырына өндірілетін мұнайды жеткізуге арналған. Жобада келесі техникалық нысандар қарастырылған:

Желілік бөлім

- ұзындығы 24,88 км. ДУ400 мұнай құбыры;
- дренаждық резервуар;
- дренаждық резервуар (“Солтүстік Бозашы” ОМДБ аймағында орналасқан)
- тазалау және диагностикалау құралдарын іске қосу бөлігі, (“Солтүстік Бозашы” ОМДБ аймағында орналасқан);
- тазалау және диагностикалау құралдарын іске қосу бөлігі;
- Аймақ-орталық мұнайды дайындау пункті “Солтүстік Бозашы” ОМДБ
- сораптық;
- сүзгі бөлігі;
- мұнайды компрессорлық есептеу бөлігі;
- “Қаражанбас” МАС аймағы
- сүзгі бөлігі;
- ішкі аймақтық желілер.

1.9 Гидравликалық есептеулер

Гидравликалық есептеулерді жүргізу үшін келесі деректерді қолданамыз:

- | | |
|---|----------------------|
| - мұнай құбырының ұзындығы | - 24,88 км, |
| - жолдың бастапқы белгісі | - 26,94 м, |
| - жолдың соңғы белгісі | - 23,36 м, |
| - құбырдың ортасындағы мұнайдың температурасы | - +25 ⁰ С |
| - құбырдың жұмыс істеу уақыты | - 8400 сағ. |

2005 жылдан 2020 жылдар аралығында диаметрі Ду350, Ду400, Ду500 құбырмен мұнай айдау көлеміне жасалған есептеулерде арынның шығыны мен мұнайдың қозғалыс жылдамдығы ескеріліп жаңа диаметрлі құбырлар Ду400 қабылданып алынды. Көлемі аз мұнайды айдау кезінде арын 58 м құрады (2005 ж), үлкен көлемді мұнайды айдағанда арын 184 м. Тең (2011 ж). Сонымен сораптың шыға берісіндегі есептік арындар –81м (2005 ж), -207 м (2011 ж) шамаға тең болады. Категориясы “В” учаскілеріндегі құбырлардың қабырға қалыңдығының есептеуі бойынша жұмыс коэффициенті $\mu=0,6$ $\delta=3,4$ мм, I-II категориялары үшін жұмыс коэффициенті $\mu=0,75$ $\delta=2,8$ мм III-IV категориялары үшін жұмыс коэффициентті $\mu=0,9$ $\delta=2,35$ мм. Мұнай құбырын

салу кезінде тік тігісті термиялық өңделген күшейтілген үш қабатты коррозияға шыдамды қаптамасы бар Д426·6 ст. 20, дәлдік класы К42 ГОСТ 20295-85.

1.10 Желілік бөлім

1.10.1 Мұнай құбыры

Жобада “Солтүстік Бозашы” ОМДБ аймағындағы сораптар мен “Қаражанбас” МАС аймағына дейінгі мұнай құбырының құрлыстық жұмыстары қаралған. Жобадағы мұнай құбырының негізі сипаттамалары келесідей:

- сыртқы диаметрі - 426 мм;
- құбырдың қабырғасының қалыңдығы - 6 мм;
- масималды жұмыс қысымы - 2,5 МПа;
- ұзындығы - 24,88 км,
- соның ішінде сортаң участоктегі төсеніш - 2,5 км,
- “Қаражанбас” кең орнында қолмен қазылатын ордың техникалы

коммуникация коридорындағы төсеніші 6,5 км.

Мұнай құбырының ішін қолданыс кезінде тазалап отыру үшін “Солтүстік Бозашы” ОМДБ алаңына, трасса басына тазалау-диагностикалау құрылғысы орнатылады, трассаның аяғында “Қаражанбас” МАС ПК-247+62-алаңынан солтүстікте тазалау-диагностикалау құрылғысын қабылдау жабдығы орнатылады.

Мұнайды айдау барысында таңдалған құбырдың келесі деректері ескеріледі:

- құбырды салу мақсаты;
- құбырдың есептік диаметрі;
- құбырдың есептік қысымы;
- құбырдың есептік қалыңдығы;
- құбырлар мен жетектерге қойылатын ҚНЖЕ 2,05,06-97* нормалары мен талаптары;
- жасаушы заводтық сорттаменттер.

Мұнай құбырын салу кезінде тік тігісті термиялық өңделген күшейтілген үш қабатты коррозияға шыдамды қаптамасы бар Д426·6 ст. 20, дәлдік класы К42 ГОСТ 20295-85.

Нормаға сай $R_1=412$ МПа, $R_2=245$ МПа шамасындағы құбыр таңдап алынады.

Категориясы “В” учаскілер үшін (ішкі аймақтық құбыр өткізгіш), I–IV (III классты магистралдық құбыр өткізгіш) құбыр қабырғасының қалыңдығы есебі бойлық сығу кернеулігін ескеріп 8,22* ҚНЖЕ 2.05.06-97* норматитеріне сай жасалынды. Категориясы “В” учаскілеріндегі құбырлардың қабырға қалыңдығының есептеуі бойынша жұмыс коэффициенті $\mu=0,6$ $\delta=3,4$ мм, I-II категориялары үшін жұмыс коэффициенті $\mu=0,75$ $\delta=2,8$ мм III-IV категориялары үшін жұмыс коэффициентті $\mu=0,9$ $\delta=2,35$ мм.

ВНТП5-97 10-ші кестеге сай мұнай өнімдерін тасымалдау кезінде құбырдың ішкі коррозияға ұшырау тереңдігі бір жылда 0,1 мм құрайды. Қабырғасының қалыңдығы $\delta=6$ мм құбырды қолдаған кезде беріктік шарты бойынша есептік қалыңдықты ескеретін болсақ құбырды қолдану уақыты 30 жылға тең болады.

Мұнай құбыры коррозиялық агрессивтілігі жоғары топырақтың көміртекті болат құбырға және п. 10.4 ҚНЖЕ 2.05.06.-97 нормаларын ескере отырып жобалық шешімде “күшейтілген” үш қабатты коррозияға төзімді құбыр жабыны қарастырылған. Сортандығы жоғары участоктерде орды топырақпен кері төгу әдісі қарастырылады.

Құбырдың горизонталь және вертикаль жазықтықта бұрылуының минималды радиусы 400 м құрайды, жасанды иілу қисықтығы бойынша немесе заводтық жасалу радиусы 5Д-ға ТУ-102-488-97 сай болатын бұрылыспен жасалады. Иілген бөліктерді коррозияға қарсы оқшаулау үшін ыстыққа төзімді жабысқақ полимерлік “Терма-60” лентасының екі қабатты нұсқасы қолданылады. Мұнай құбырын оқшаулау кезінде “Терма-СТМП-40” ТУ-2293-003-44271562-01 ыстыққа төзімді жабыспалы монжеттер қолданылады.

1.10.2 Мұнай құбыры төсеніші

Мұнай құбырын жер үстінде оқшаулау кезінде ВЭЛ 110 Кв тірегіне дейін 50 м ұңғымадан 50 м. Жер астында оқшаулау кезінде ВЭЛ 110 Кв тірегіне дейінгі аралық 20 м және ұңғымадан 30 м жер үстіндегі құбырлар құрылыс жұмыстарын жеңілдетуге бағытталған. Мұнай құбырын орналастыру тереңдігі нормаға сәйкес құбырдың үстінгі бетіне дейін 0,8 м алынған.

П. 3.27 СН 527-80 сай құбырдың үстінгі бетіне дейін жер асты құбырларын жатқызу тереңдігі топырақтың қыста қату тереңдігі 0,10-0,15 м болуы қажет. Ол 0,65 м құрайды, бұдан құбыр желісінің тереңдігі 0,8 м тең.

П. 2.2 ҚНЖЕ 2.05.06.-85* сай жобаланатын мұнай құбыры ІІІ класқа жатады, жұмыстың шартына сәйкес І,ІІ,ІІІ,ІV категориялары жатады. Мұнай құбыры желісі әрбір км сайын бақылап өлшеу пунктері қондырғылары орнатылады. Жобаға сай мұнай құбырларының жер асты коммуникацияларының қиылыстарында бақылап өлшеу пунктері ЭХҚ бөлімдері орнатылады. Қазіргі қолданыстағы коммуникациялар жергілікті жағдайға байланысты 0,35-0,5 м кем емес аралықты сақтай отырып орнатылады.

Түбі бойынша ордың ені 0,8 м, ордың 1,5 м дейінгі тереңдігі ордың еңістігі 1:0,25, құмда: 1:0,5 ордың тереңдігі 1,5 м жоғары болғанда қалдықтардың еңістігі 1:0,67, құмда 1:1.

Дәнекерлік жалғамаларды бұзбайтын әдіспен 100% бақылау әдісі қарастырылады.

Құбыр желісін беріктікке қайталанбалы гидравликалық сынау жұмыстары $P_{исп} = 1,1 \cdot P_{раб}$ қысымымен жүреді. Қысымды төмендету 1-ші циклға

дейінгі уақыт-6 сағ, қысымды төмендету циклдері аралықтары 3 сағ. I категориялық участкілердің 100 м ұзындығы СОД өзектерді бостқаннан соң және СОД өзектерін қабылдау алдында беріктікке 2 сатылы сынақтан өткізеді:

- I 1,25 $P_{раб}$ қысымымен;

- II бір мезетте барлық құбырлар желісімен 1,1 $P_{раб}$.

Герметикалық тексеру кезінде беріктікке сыналудан және ҚНЖЕ III-42-97* сәйкес $P_{раб}$ тең болатын қысымдық герметикалық сынаулық қысымға дейін төмендегеннен соң жүргізеді.

Коммуникациялардың қиылысуы:

-ПК7+06- мұнай құбыры фибергласс Ду200;

-ПК7+22-су құбыры фибергласс Ду150;

-ПК187+55-газ құбыры Ду150 ;

-ПК191+33-су құбыры Ду200 ;

-ПК197+98-жерүстілік мұнай құбыры Ду150 ;

-ПК205+58- мұнай құбыры Ду200 ;

-ПК205+72- мұнай құбыры Ду200 ;

-ПК206+92- мұнай құбыры Ду200 ;

-ПК230+08- су құбыры Ду80 ;

-ПК234+60- мұнай құбыры Ду350 ;

-ПК234+66- мұнай құбыры Ду350 ;

-ПК243+84- шынымен қапталған құбыр Ду200 ;

-ПК243+22- жер үст. шынымен қапталған құбыр Ду200 ;

-ПК243+37-газ құбыры Ду150 ;

-ПК243+65-комуникация желісі;

-ПК243+79- мұнай құбыры Ду500 ;

-ПК243+94- мұнай құбыры Ду500 ;

-ПК245+20- су құбыры Ду80 ;

-ПК246+28-газ құбыры Ду100 ;

-ПК248+10- шынымен қапталған құбыр.

Мұнай құбыры коммуникацияларымен қиылысқан жерлеріндегі участкелері мен оған кірмедегі ұзындығы 20 м- участкілер екі жағы да ҚМЖЕ 2.05.06-97* сәйкес II категорияға жатқызылады. Коммуникациялардың қиылысу пункттері екі жақты жарыққа 0,5м, орды қолмен өңдеуде 2м аралықты сақтап қарастырылған.

ЛЭП қиылысуы:

-ПК6+66-ЛЭП 110 кв h=10м;

-ПК8+23-ЛЭП 110 кв h=10м;

-ПК173+68-ЛЭП 110 кв h=10м;

-ПК175+07-ЛЭП 0,4 кв h=7м;

-ПК175+80-ЛЭП 0,4 кв h=7м;

-ПК192+30-ЛЭП 0,4 кв h=8м;

-ПК194+40-ЛЭП 10 кв h=8м;

-ПК198+91-ЛЭП 10 кв h=8м;

-ПК206-ЛЭП 110 кв h=10м;

- ПК213+64,5-ЛЭП 110 кв h=16м;
- ПК214+70-ЛЭП 110 кв h=16м;
- ПК241+66-ЛЭП 10 кв h=8м;
- ПК244+10-ЛЭП 10 кв h=8м;
- ПК245+20-ЛЭП 0,4 кв h=7м;

ЛЭП-пен қиылысу ВЛ бағандарынан ҚР ПУЭ талаптарына сай аралықты сақтай отырып жасалынады. Құбырлар ЛЭП-пен қиылысу участкілері ҚМЖЕ 2.05.06-97*4-кестесіне сәйкес аралықтар III категорияға жатқызылады.

Авто жолдармен қиылысу:

- ПК6+80 ені 17 м шағыл жол;
- ПК15+80 ені 17 м шағыл жол;
- ПК74+10 ені 17 м шағыл жол;
- ПК185+50 ені 20,5 м шағыл жол;
- ПК188+6 ені 20 м шағыл жол;
- ПК192+50 ені 17 м шағыл жол;
- ПК194+50 ені 17 м шағыл жол;
- ПК195- ені 17 м шағыл жол;
- ПК198+10 ені 17 м шағыл жол;
- ПК207+6 ені 17 м шағыл жол;
- ПК213- ені 17 м шағыл жол;
- ПК215- ені 20 м шағыл жол;
- ПК245-32-Қаражамбас-Ақтау кәсіпшілігінің ені 20 м;
- ПК248 – Қаражамбас кәсіпшілігі мен Қаражамбас МАС-ы ені 22,5 м;

Мұнай құбырының автожолдармен қиылысуы мұнай құбыры жол шағылдарының шетінен 2 м сыртқа шығатын Д 630 Х 9 қаптамасы төсеу арқылы жасалынады. Мұнай құбыры автожолдарының астына төсеу тереңдігі – қаптама үстіне дейін 1,4 м. Мұнай құбыры қиылысу пункті 2 жағынан 25 м-ден болатын участігі III категорияға жатқызылады.

Құбыр мен төсеністі ажырату мақсатында, сондай-ақ құбырдың оқшаулау жабынын механикалық жолмен қаптама арқылы тасуды оңайлату үшін ТУ 51-19-7000, бойынша ПА-6 полиамидтен жасалған оқшаулағыш сақина (спейсер) қарастырылады.

1.10.3 Тазалаушы және диагностика заттарын қабылдау торабы

«Қаражамбас» МАС-нан солтүстік бағытта 100 м аралықта орналасқан құбырлар алаңында тез қосылатын қабылдау камерасынан, қырғышты шығару құрылғысы мен консолдық краннан тұратын СОД қабылдау құрылғысы орналасады. Алаңда қолмен және электр жетекпен басқарылатын қақпақшалы арматура жерүсті және жерасты байланысқан Дш-150, Дш-700, Д-400 құбырлары орнатылады.

СОД қабылдау торабын салу кезінде монтаждық жұмыстар ҚНЖЕ III-42-97 нормаларына сәйкес жүргізіледі.

Барлық монтажды сақиналық дәнекерлеу жұмыстарының сапасын қамтамасыз ету үшін радиографиялық бақылау жұмыстары жүргізіледі.

СОД қабылдау торабы құрылымы жерүсті құбырын бандарға бекіту мақсатында құрылыс-монтаждық жұмыстар біткеннен соң тораптың және онымен байланыстағы ұзындығы 100 м мұнай құбыры участогінің гидравликалық сынақ жұмыстары 2 сатылы жүреді:

1-ші кезең – Рисп = 1,25 Рраб уақыты 12 сағат

2-ші кезең – Рисп = 1,1 Рраб уақыты бойынша 24 сағат құбырмен бір мезетте жүргізіледі.

Дәнекерлеу, дәнекерлік жұмыстарды бақылау, қабылдау және сынақ жұмыстары ҚНЖЕ Ш-42-80*, ВСН 006-89 ,ВСН 011-088,ВСН 012-97 нормативтік құжаттар талаптарына сай жүргізіледі.

СОД қабылдау торабының дренаждық сұйығын жинау мақсатында ЕПП-8 типті 8м³ дренаждық резервуар тағайындалады. Резервуар жердің астында темір-бетондық камерада орнатады. Жылутасығыш пен резервуарды буландыру арқылы қыздыру үшін Ду 20 және Ду 100 қақпалық арматуралы келте құбырлар қарастырылады. Дренаждық сұйықтықты тасымалдау үшін автоцистерналар қолданылады.

1.11 Сораптық станция

Тауарлық мұнайды жобаланып отырған құбыр өткізгішке айдау үшін ашық аланда өлшемдері 9x18x4,2 (h) м шатыр астында сораптық, машиналық зал қарастырылған. Шатырдың қапталдық қоршауы ҚР ҚМ 3.02-15-2003 сәйкес профильденген беттермен жасалған. Сораптық агрегаттардың жөндеу, монтаждау және демонтаждау жұмыстары үшін машина залының шатыры алынбалы-салынбалы етіп жасалған. Сораптықтың машина залының жарылыс-өртеу қауіптілік класы — В-1т (ПУЭ РК).

Сораптықтарда АСНМб 150-220 типті магистральдық сорап агрегаты орналастырылған өнімділігі Q=150 м³/сағ және арыны Н=220 м немесе ауыстырмалы ағыс бөлігімен Q=220 м³/сағ және арыны Н=220 м. Сораптың негізгі детальдарының материалы көміртекті және тоттанбайтын болаттан жасалған. Агрегаттардың климаттық орындалуы — У2.

Сораптық агрегаттардың іске қосылуы үшін 6 кВ кернеуге , қуаты 315 кВ болатын жоғары кернеулі ВАО4-450LA-2У2 электр қозғалтқыш жарылысқа қауіпсіз түрде қосылады.

Сораптық агрегаттардың жалғануы Д219х6 және Д159х6 құбырлары мен электрлік дәнекерлеумен жасалған. Сору және айдау сызықтарының түптерінің арматуралары есебінде МА39010 Ду200 және МА39033 Ду150 шарлық крандар орналастырылған. Сораптық агрегаттардың крандары тез қосылуы үшін электр қозғалтқыш қойылған.

Арындық сызықта айдалатын ортаның кері ағысы болмауы үшін 19с53нж кері клапаны бар.

Сораптықтардың сору және арындық бөліктерінде апаттық аймақтан алшақ болу үшін электр қозғалтқыш МА39033 Ду400 краны қондырылады.

Бірінші сатыда (2005 ж) мұнай өнімін айдау сыйымдылығы $V=3000$ м³ резервуарда жүзеге асырылады (біреуі жұмыс+біреуі резервтегі). Резервуар босағаннан кейін сорап келесі резервуарды босатуға дейін сөндірулі күйде тұрады (сорап агрегатының жұмысы циклді). Мұнайдың максималды берілісі кезінде (2011 ж) қайта айдау екі сорппен және бір сорп резервтегі күйде орындалады.

Резервті сорпты жіберуден алдын қыздыру үшін Д89*4.0 бекітпе арматурасы бар байпасты тізбекте орнатылған. Байпасты тізбекті коллекторларға қосу дайындаушы зауыттың ұсынысы бойынша қосылған.

Магистральді сораптардың жұмысы, сораптармен құбырлардың тексерілуі және жөнделуі кезіндегі мұнайдың ағындылары $V=16$ м³ дренаждық ыдысқа құйылады.

1.11.1 Сүзгілер торабы

Сүзгілер торабы сораптар алдында 7x5 м өлшемді алаңда орналастырылады.

Сүзгілер торабы бір – жұмыстың, бір - резервті болатынын екі лай ұстағыш сүзгіден және қолмен бұрылатын бекіткіш крандары бар Ду400 құбыр өткізгіштен СДЖ 500-1,6-1-1-И тұрады. Сүзгілер ААҚ «Курганхиммаш» Ресейде жасалған. Сүзгілеу жұқалығы 4 мм .

Лай ұстағыш – сүзгілер сораптық агрегаттар мен мұнай айдау станцияларын механикалық қоспалардан қорғау үшін арналған.

Сүзгілер ішінде сүзетін элементі орналасқан вертикальды аппарат. Сүзетін элементті алу мүмкін болу үшін конструкцияда тез қозғалғыш ысырма қойылған.

Сүзгіш элементті тазалау кезінде ысырманы ашпастан бұрын сұйық фазаны түбіне ағызады. Мұнайдың максималды берілісі кезінде (2011 ж) қайта айдау екі сорппен және бір сорп резервтегі күйде орындалады.

1.11.2 Технологиялық құбыр өзгерткіштер

«Солтүстік Бозашы» ОМДБ алаңындағы технологиялық құбыр өткізгіштер келесі операцияларда жүзеге асырылады:

- сораптық алдында мұнайды сүзгі торабында тазалау;
- резервуарлық паркстен мұнай құбырына мұнайды сорап арқылы беру;
- мұнайды есептеу;
- тазалау және тексеру заттарын жіберу;
- сорап жабдығын, құбыр өткізгішті дрипидық резервуарға дренаждау.

Технологиялық құбыр өткізгіштер жоспарын мына беттен қараңыз: бет 3 СС 496/2004-1-9-ТК.

Аландағы технологиялы құбыр өткізгіштер эстакадалық төсеменен жер үсті және резервуарлық парк учаскесінен сүзгілер торабына дейін жерасты болып жобаланған Д426х6 құбыры МЕСТ 20295-85, Д159х5, Д108х4 құбырлары МЕСТ 10704-91 бойынша алынады. Құбыр өткізгіштер көлік жолы астынан орама арқылы төселген. Орама бетінен жол бетіне дейінгі арақашықтық 0,5 м. Жер үсті құбырлары үшін зауыттық оқшаулаусыз құбырлар пайдаланылған. Құбырлар МЕСТ 23208-83 бойынша 60-80 мм қалыңдықта минералданған жарты цилиндрлармен оқшауланады. Оқшаулау алдында құбырды тоттан сақтау үшін құбырлар битумдық мастикпен қапталады.

Бөлгіш бекіткіш крандар шарлық, толық өткізгішті кран Ду400 МА39033 Ру10,0 МПа жасалған.

Келешекте сорапқа жалпы көлемі 40 мың м-ді құрайтын бір топ резервуарды жалғау көзделген, соған байланысты жобада қолмен басқарылатын 11 лс 68 пб типті Д400 Ру 8.0 МПа шарлы кран қондырғысы қарастырылған.

Әрекет етуші резервуарлық паркке дейін дренажды құбырөткізгіште қолдан басқарылатын запорлық арматура- шарлы кран МА 39010-02 Ру 1.6 МПа қарастырылған.

Құрылыстық-монтаждау жұмыстарын, сынақтарды, сапаны бақылау және қабылдау жұмыстарын ҚМЖЕ III-42-80*, ВСН 011-88 талаптарына сәйкес орындау қажет.

1.11.3 Тазалау және диагностика құралын жіберу торабы

Тазалау және диагностика құралын жіберіп, қабылдау тораптары «ОМДБ Солтүстік Бозашы-НПС Қаражамбас» жобаланатын мұнайқұбырөткізгішін тазалау және диагностика бойынша жүргізілетін технологиялық операцияларды жүзеге асыру үшін арналған. СОД қабылдау және жіберу құрылғысы мұнай құбырының қауіпсіздігі мен сенімділігін арттырады, құбырөткізгіш диагностикасын қамтамасыз етеді, дәнекерленген жерлердегі металдың жағдайы жөнінде хабар береді, осыларды пайдаланып жөндеу, тазалау жұмыстарын өз уақытында жүргізуге мүмкіндік аламыз.

«Солтүстік Бозашы » ОМДБ алаңында орнатылған СОД жіберу УЗПЗ-5Н-400-8.0, құрылғыларын «Салаватнефтемаш» ААҚ-ы жасап шығарды. Оның құрамы жіберу камерасынан, жылдам қозғалатын шеттік затвордан, қор жинағыш құрылғыдан құралады. Аланда Ду150, Ду200, Ду400 жерүсті және жерасты байланыстырушы құбырөткізгіштер орналастырылады, оған қолдан және электрлі жетекпен басқарылатын запорлық арматура орнатылады.

СОД жіберу торабын салу кезінде монтаждау жұмыстарын ҚМЖЕ 3-42-80* сәйкес жүзеге асыру қажет. Барлық Монтаждық сақиналы тігістерді радиографикалық бақылаудан өткізеді.

СОД жіберу торабын құрылғылау бойынша барлық құрылыстық-монтаждық жұмыстар аяқталғаннан кейін және жерүсті құбырөткізгіштерін

тіректерге бекітіп болғаннан кейін торапты және соған еніп жатқан ұзындығы 100 м болатын мұнай құбыры аймағын гидравликалық сынақтан өткізеді. Ол сынақ 2 кезеңнен тұрады: бірінші кезең- $R_{сын}=1.25R_{жұм}$, ұзақтығы 12 сағ, екінші кезең- $R_{сын}=1.1R_{жұм}$, ұзақтығы 24 сағ. құбыр өткізгішпен 1 мезгілде орындалады.

Дәнәкерленген жерлерді бақылау және қабылдау, сынау жұмыстары ҚМЖЕ 3-42-80*, ВСН-006-89, ВСН 011-88, ВСН 012-88 және басқа да әрекет етуші нормативтік құжаттардың талаптарына сай жүргізілуі тиіс. СОД жіберу торабынан шыққан дренажды сұйықтар сыйымдылығы 16 м³, диаметрі 2 м, ЕПП-16 типті дренажды резервуарларға құйылады, аталмыш сыйымдылық жартылай жүктемелі 12 КА-9×4 маркалы, өнімділігі 80 м/сағ, арыны 43 м, электр жетекті, қуаты 15 кВт болатын сораптармен жабдықталған. Дренаждық сұйықтықты әрекет етуші 6 құбыр өткізгішпен резервуарлық паркке айдайды.

2 Арнайы бөлім

2.1 Құбырлардың беріктігін есептеу

Беріктікті есептеу мақсаты – құбырдың түсетін салмаққа төзімділігі немесе, керісінше, берілген түсірілген салмақтағы құбыр қабырғасының қалыңдығын анықтау.

Магистральді құбырлар, жағдай шегінің әдісіне қарай есептелінеді. Жағдай шегі дегеніміз, есептелінетін конструкцияның нормалы эксплуатацияның мүмкін емес жағдайға жетуі. Топырақ ішіне салынған құбырдың жағдай шегіне жетуі оның жұмыс қабілеттілігін жоғалтуы болып табылмайды. Құбырлар, қуатылығы беріктік шегіне жеткенге дейін, толық жұмыс істеуге мүмкіншілігі бар [4].

Топыраққа орнатылған құбыр, толық қуатты күшті әсерді өткереді: радиалды, сақиналы және бойлық.

Радиалдыда қуаттылық аз сондықтан есептеуде ескерілмейді. Құбырды беріктігіне есептеуде топырақ қысымы, қозғалы салмақ күштері, құбырға әсер етуі мүмкін болғандықтан (трактор, көліктер және т.с.с.); құбырлардың доғалдылығы да есепке алынбайды (өте дөңгелек деп санайды), өйткені ішкі қысым әсерінен олар түзеліп кететіндіктен есепке алынбайды. Тек ішкі қысымды есепке алады (негізгі әсер етуші).

Тек ішкі қысыммен байланысты, қуат қабырға қалыңдығына байланысты. Қабырға қалыңдығы жоғарлаған сайын бұл қуаттар төмендейді және керісінше, қабырға қалыңдығы азайғанда олар жоғарлайды [5].

Келесі сипатамаларға қарай, сортамент бойынша маркасы 17 Г2СФ болат таңдап аламыз:

$\delta_b=550\text{МПа}$ – беріктік шегі;

$\delta_T=550\text{МПа}$ – ағымдылық шегі;

Техникалық жағдайлармен қарастырылған, келтірілген қабырға қалыңдығы: 7; 8; 8,5; 9,5; 10.

Қабырға қалыңдығы келесі формуламен анықталады:

$$\sigma = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (n_p \cdot P \cdot R_1)} \quad (2.1)$$

мұнда P – құбырдағы жұмыс қысымы, $P=6\text{МПа}$;

D_n - құбырдың сыртқы диаметрі, $D_n=720\text{мм}$;

n_p – артық салмақ коэффициенті құбырлар үшін 700-1200 мм,
 $n_p=1,1$;

R_l – жапсарлы қосылыс және құбыр металдарын созуды (қысу) есептеу кедерлігі:

$$R_l = \frac{R_1^H m_{T1}}{K_1 \cdot K_H} \quad (2.2)$$

мұнда R_l – қысу және созылудағы нормалы кедерлігі минимальді беріктілік шегі бойынша анықталады (σ_b)

m_{T1} – құбыр жұмысының жағдай коэффициенті;

$m_{T1} = 0,9$ 3 және 4-ші категориялы құбырлар үшін;

K_1 – материалға сенімділік коэффициенті, $K_1 = 1,55$;

K_H – құбырдың диаметріне байланысты құбыр сенімділік коэффициенті; $K_H = 1$;

$$R_l = \frac{550 \cdot 0,9}{1,55 \cdot 1} = 319,35 \text{ м} \quad (2.3)$$

$$\sigma = \frac{1,1 \cdot 6 \cdot 720}{2 \cdot (1,1 \cdot 6 + 319,35)} = 7,2 \text{ м}$$

Сортамент бойынша 8 мм жақын қабырға қалыңдығын таңдап аламыз, есептелген салмақ және әсерден продольді қысым шамаларын анықтаймыз:

Сақиналық нормативтік қысым:

$$\delta_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} \quad (2.4)$$

$$\delta_{кц}^H = \frac{6 \cdot 704}{2 \cdot 8} = 264 \text{ МПа}$$

Көлденең нормативтік кернеуліктер:

$$\delta_{пп}^H = \mu \cdot \delta_{кц}^H \quad (2.5)$$

$$\delta_{пп}^H = 0,3 \cdot 264 = 79,2 \text{ МПа}$$

мұнда μ - Пуассон коэффициенті, болат темір үшін $\mu = 0,3$

Көлденең есептік кернеу:

$$\delta_{np} = n_{np} \cdot \delta_{ки}^H \quad (2.6)$$

$$\delta_{np} = 1,1 \cdot 79,2 = 87,12 \text{ МПа}$$

Температуралық кернеуліктер:

$$\delta_{npT} = -\alpha_T \cdot E \cdot \Delta T \quad (2.7)$$

$$\delta_{npT} = 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 50 = -126 \text{ МПа}$$

мұнда α_T - металл құбырлардың сызықтық кеңею коэффициенті;

$\alpha_T = 1,2 \cdot 10^{-5}$ 1/град, E – серпімділік модулі,

E = $2,1 \cdot 10^5$ МПа;

ΔT – есептік температура, $\Delta T = 50^\circ$.

Қосынды көлденең кернеуліктер:

$$\delta_{npN} = \delta_{np} + \delta_{npT} \quad (2.8)$$

$$\delta_{npN} = 87,12 + (-126) = -38,88 \text{ МПа}$$

$\delta_{npN} < 0$ болғандықтан, қабырға қалыңдығын келесі формула бойынша есептейміз:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_u}{2 \cdot (\Psi_1 \cdot R_1 + n_p \cdot P)} \quad (2.9)$$

мұнда Ψ_1 -металды құбырдың екі жақты қысым жағдайын есепке алатын коэффициенті:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\delta_{np}^N|}{R_1} \right)} - 0,5 \cdot \frac{|\delta_{np}^N|}{R_1} \quad (2.10)$$

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-38,88|}{319,35} \right)} - 0,5 \cdot \frac{|-38,88|}{319,35} = 0,93355 \quad (2.11)$$

$$\delta = \frac{11 \cdot 6 \cdot 720}{2(0,93355 \cdot 319,35 + 11 \cdot 6)} = 7,7 \text{ мм}$$

Бұдан құбыр қабырғасының қалыңдығы 8мм деп қабылдаймыз.

2.2 Қоймалжың мұнайды алдын ала қыздырып, құбырмен айдау үшін технологиялық есептеулер

Екі режимдегі қыздыру станциялар арасындағы құбырдағы арынның шығынын анықтаймыз [6]:

$$h_{н.т} = \frac{0,139^{1,75} \cdot 0,241 \cdot 0,5^{0,25} \cdot 52580}{9,81 \cdot 10 \cdot 0,41^{4,75}} = 237 \text{ м}, \quad (2.12)$$

$$h_{н.л} = \frac{0,128 \cdot 0,139 \cdot 0,5 \cdot 52580}{3,14 \cdot 9,81 \cdot 10^4 \cdot 0,41^4} = 53,7 \text{ м}.$$

$$\Delta_T = \frac{\exp(0,25 \cdot 0,0686 \cdot 70)}{0,858} - \left\{ E_i \left[-0,0686 \cdot \left(0,25 - \frac{1}{3} \cdot \frac{3,5}{58,2} \right) \cdot 70 \right] \cdot E_i \left[-0,0686 \cdot \left(0,25 - \frac{1}{3} \cdot \frac{3,5}{58,2} \right) \cdot 48,6 \right] \right\} = 0,563, \quad (2.13)$$

$$\Delta_T = \frac{\exp(0,25 \cdot 0,0686 \cdot 70)}{0,571} - \left\{ E_i \left[-0,0686 \cdot \left(1 - \frac{1}{3} \cdot \frac{2,33}{29,1} \right) \cdot 48,6 \right] - E_i \left[-0,0686 \cdot \left(1 - \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{2,33}{29,1} \right) \right) \cdot 35 \right] \right\} = 4,55. \quad (2.14)$$

$$h = h_{н.т} \cdot \Delta_T + h_{н.л} \cdot \Delta_l = 237 \cdot 0,563 + 53,7 \cdot 4,55 = 377,7 \text{ м}. \quad (2.15)$$

Δ_T -изотермиялық емес шамаға түзетулер, $h_{н.т}$ жылу станциялары арасындағы барлық айдауға есептелгеннен кейін бірлік шамадан аз болып шықты. Егер $h_{н.т}$ тек негізінен турбулентті бөлік ұзындығына жатқызсақ, солай болатын, онда Δ_T l/l_t қатынасына көбейтуіміз керек [7].

ондай жағдайда: $\Delta_T = \frac{52580}{22360} \cdot 0,563 = 1,324,$

$$h_{n,T} = \frac{22360}{52580} \cdot 237 = 100,8 \text{ м.}$$

Осыған ұқсас егер $T_H = T_{кр} = 321,6 \text{ К}$ алып Δ_L қайта есептесек, $\Delta_L = 1,824$ және $h_{HT} = 133,9 \text{ м}$ деп алатын боламыз.

2.3 Қыздыру станцияларының қажетті саны:

$$n = \frac{l}{l_n} = \frac{600000}{52580} = 11,41. \quad (2.16)$$

Барлық құбырлар үшін кедергіге түскен арын азаюының шамалары:

$$\sum h_i = n h_1 = 377,7 \cdot 11,41 = 4309,6 \text{ м.} \quad (2.17)$$

Арынның толық азаюы:

$$H_I = \sum h_i + \Delta_z = 4309,6 + 300 = 4609,6 \text{ м.} \quad (2.18)$$

Берілген өткізгіштік мүмкіншілігі бойынша ($Q = 0,319 \text{ м}^3/\text{с}$), $0,139 \text{ м}^3/\text{с}$ қосалқылы НМ 500-300 типті сорапты негізгі ретінде таңдап аламыз және 300 м арынмен дамытып отырамыз, $0,1-0,167 \text{ м}^3/\text{с}$ қосалқыл 8 НДС НМ сорап – тежеме көтерілімі түрінде аламыз және 28-42м көтерілім арынымен дамытамыз [8].

$H_{ст}$ арын станцияларын есептеу орнатамыз. НМ 500-300 сораптарды кезектесіп, екіден немесе үштен қосуға болады. Арматураның беріктігінен шыға отырып құбырдағы мүмкін қысым мөлшері 6,28 МПа аспауы тиіс, яғни мүмкін арын шегі

$$H_{cm} = \frac{6,28 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 950} = 673,8 \text{ м.} \quad (2.19)$$

үш кезектесіп қосылған сораптар тежеуішпен қосылып 900м арынмен береді, сондықтан екі кезектесіп қосылған сорап және тағы бір тегеруінді сорапты қосамыз. Онда арынға құбырдың механикалық есептеуді $300 * 2 + (28 \div 42) = 600 + (28 \div 42) \text{ м}$ деп жүргіземіз. Осы кезде, гидравликалық шығындарды жою үшін сорапты станциялардың шығындайтын арыны $300 * 2 = 600 \text{ м}$ тең болады. Осыны станцияның арынын есептеуіне аламыз, яғни $H_{ст} = 600 \text{ м}$.

Сораптық станциялардың қажетті саны:

$$n_{cm} = \frac{H_l}{H_{cm}} = \frac{4609,6}{600} = 7,68. \quad (2.20)$$

Осыменен, берілген құбыр бойынша айдауды қамтамасыз ету үшін 11,41 жылу және 7,68 сораптық станциялар қажет. Алынған шамаларды толық сандармен дөңгелектеуіміз керек. Дөңгелектеуді көп жағына жасағанымыз дұрыс, өйткені қыздыру кезінде температура біршама төмендейді. $n_b=8$ деп аламыз. n_b дөңгелектеуді құбыр трассасы бойынша сораптық станцияларды орналастырғаннан кейін жүргіземіз [9].

Сораптық станцияларды келесі жағдайда орналастырамыз. T_H және T_K бірдей барлық айдау горизонтальді изотермикалық құбырлар үшін сораптық станциялар арақашықтығы тең болады (құбыр диаметрі тұрақты және біртекті грунт болған жағдайда), изотермикалық құбырлар үшін қолданылатын, сораптық станциялардың құбыр бойында орналастырудың Шухов әдісін осы жағдайда қолдануға болатындығын көрсетеді.

Бұл жағдайда изотермикалық ағыммен салыстырғанда гидравликалық ылди бұрышы орташа болады. Егер құбыр горизонтальды болмаған жағдайда (пунктирлі сызық), салмақтың нақты ылди бұрышының түзу сызықтары профильмен түрлі нүктелерде қиылысады. Егер аралық насосты станцияларды I және II нүктелеріне орналастырсақ, яғни түзулердің трасса профилімен қиылысу нүктелерінде, онда әр айдауда соған сәйкес салмақ бұрышының түзуі болған жағдайда, Шухов әдісін қолдану тура болып табылады (штрих пунктирлі сызықтар). Қимамен арынның ылди сызықымен қиылысқан нүктелерінде сораптық станцияларды орналастыруға да болады (I^1 және II^1 нүктелерінде), бірақта ол кезде әр айдауда гидравликалық (орташа) ылдидың өз шамалары болады. Бұл жағдайда Шухов әдісін қолдануға болмайды [10].

2.4 Гидравликалық ылдидың орташа шамасын есептеу

$$i = \frac{n_n \cdot H_{cm} - \Delta_y}{l} = \frac{8 \cdot 600 - 300}{600000} = 0,0075. \quad (2.21)$$

Гидравликалық ылдидың үшбұрышын тұрғызамыз. Ұзындық масштабындағы, $ab=100\text{км}$ тең қиманы кесіп аламыз, ол үшін кедергіге арын азаюын есептейміз:

$$h_{100} = iab = 0,0075 \cdot 100000 = 750\text{м}. \quad (2.22)$$

Биіктік масштабында $a_c=750\text{м}$ бөліп аламыз, b және c нүктелері түзулермен қосамыз a бұрышы, биіктік және ұзындық масштабтарын ескере отырып орташа гидравликалық ылдидың түзуін анықтаймыз.

Құбырдың басындағы, бас сорапты станциямен дамып отыратын, биіктік масштабындағы 600м салмақты алып қоямыз және a бұрышынан профильмен қиылысқанға дейін түзу жүргіземіз 1 нүкте бірінші аралық сораптық станцияның орнын анықтайды 1 нүктеде бірінші аралық станциялармен дамиды, 600м арынды алып қоямыз, осы әдісті қайталай отырып, барлық аралық станциялардың орналасқан орнын таба аламыз ($1-7$ нүктелер) Алынған жекеленген айдаулардың ұзындығы және Δ_z кесте 2.1 келтірілген [17].

Жылу станцияларының сандарын дөңгелектеп аламыз. Олардың арасындағы орташа арақашықтық $52,58\text{км}$ болғанда, есептеу бойынша $n_T=11,41$. Сораптық станцияларды орналастыру нәтижесінде 100 км-ден 3 айдауды аламыз, үшеуі 60км -ден, 40км -ден 1 айдау және біреуінің ұзындығы 80км . Егерде 100 және 80км айдауларда екі ТС қойсақ, келесі айдауларда бір ТС қойсақ, онда олардың жалпы саны 12 -ге тең, яғни теоретикалық қажетті санға сәйкес келеді. Осы кезде, 60км бойынша айдауды есепке алмағанда, ТС аралығындағы арақашықтық орташа есеппен саластырғандағыдан аз болады. Демек, $52,58\text{км}$ -ден аз, ТС аралығындағы арақашықтықтарда мұнайды қыздыру температурасы төмендеуі тиіс, ал $58,58\text{км}$ -ден жоғары, ТС аралығындағы арақашықтықтарда есептеудің басында таңдалып алынған температурамен саластырғанда жоғарлауы тиіс ($T_H=343\text{К}$). Анықталғандай, жеке бөлімдердегі T_K мағынасы да өзгеру керек.

Сораптардың жұмысының дұрыс жүргізілуін қамтамасыз ету үшін (тежемені қамтамасыз ету керек). ТС бөлігін сораптармен қосамыз және оларды сорапты – жылу станциялары деп атаймыз [18].

Грунттардың біртектілік жағдайынан шыға отырып екі жылу станциялы айдаулар ортасынан бөлінді. Жеке айдаулар бойынша жылу және гидравликалық нақты есептеу жасаймыз. Мысалы үшін 100км ұзындықты айдау аламыз ($\Delta_z=-150\text{м}$), онда екі жылу станциялары орналасқан, яғни ТС арасындағы қашықтық 50км -ге тең.

Шухов параметрлері [16]:

$$\begin{aligned} Sh_d &= \frac{2,33 \cdot 3,14 \cdot 0,41 \cdot 50000}{0,139 \cdot 950 \cdot 2093,5} = 0,543, \\ Sh_T &= \frac{3,5 \cdot 3,14 \cdot 0,41 \cdot 50000}{0,139 \cdot 950 \cdot 2093,5} = 0,816. \end{aligned} \tag{2.23}$$

Тежеме күшті басып отыратын арынды, екіге бөлеміз, өйткені айдауда екі ТС бар:

$$h_i = \frac{H_{cm} - \Delta_z}{2} = \frac{600 - (-150)}{2} = 375 \text{ м}, \quad (2.24)$$

Формула бойынша ($T_0=273$, $T_{кр}=321,6\text{К}$)

$$(T_{кр} - T_0) = (T_H - T_0) \exp(-Шу_n) \left(\frac{T_{кр} - T_0}{T_H - T_0} \right)^{1 - Шу_n / Шу_T} = (T_H - T_0) \exp(-0,543) \quad (2.25)$$

$$\left(\frac{48,6}{T_H - T_0} \right)^{1 - 0,543 / 0,816} = 2,134 (T_H - T_0)^{0,665}$$

аламыз.

$T=T_0$ болғанда:

$$v_0 = v_H \exp[u(T_H - T_0)] = \frac{0,24 Q^{1,75} v^{0,25} l}{Шу_T d^{4,75}} = \frac{0,0246 \cdot 60,43^{0,25} \cdot 50000 \cdot 0,139^{1,75}}{10 \cdot 0,41^{4,75} \cdot 0,816} = 919,3 \text{ м}, \quad (2.26)$$

$$\frac{h_{n,l}}{Шу_n} \exp[u(T_H - T_0)] = \frac{128 Q v_0 l}{\pi g d^4 Шу_n} = \frac{128 \cdot 0,139 \cdot 60,43 \cdot 50000}{10^4 \cdot 3,14 \cdot 9,81 \cdot 0,41^4 \cdot 0,543} = 11,373 \text{ м}. \quad (2.27)$$

мұнда V_0 (8) [2] формула бойынша есептеледі.

$$v_0 = 0,012 \exp[-0,686(273 - 263)] = 60,43 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2 / \text{с}. \quad (2.28)$$

Онда (2.27) және (2.28) формуларының негізінде жоғарыдағыны есепке ала отырып:

$$\begin{aligned}
375 = & 919,3 \left\{ E_i \left[-0,0686 \left(0,25 - \frac{3,5}{3 \cdot 58,2} \right) (T_H - T_0) \right] - \right\} - \\
& - \left\{ E_i \left[-0,0686 \left(0,25 - \frac{3,5}{3 \cdot 58,2} \right) \cdot 48,6 \right] - \right\} + 11,73 \left\{ E_i \left[-0,0686 \left(1 - \frac{2,33}{3 \cdot 2,1} \right) \cdot 48,6 \right] - \right\} - \\
& - \left\{ E_i \left[-0,0686 \left(1 - \frac{2,33}{3 \cdot 29,1} \right) \cdot 2,134 (T_H - T_0)^{0,665} \right] - \right\},
\end{aligned}
\tag{2.29}$$

немесе

$$375 = 919,3 \left\{ E_i \left[-0,0158 (T_H - T_0)^{0,665} \right] - \right\} \tag{2.30}$$

Берілген трансцендентті теңсіздікті графикалық жолмен шеше отырып $T_H = 338,5K$ аламыз. Одан:

$$T_K - T_0 = 2,134 (T_H - T_0)^{0,665} = 2,134 \cdot 65,5^{0,665} = 34,4K. \tag{2.31}$$

Құбырдың жалпы сипаттамасы:

2.1 - кесте - Жекелеген айдаулардың ұзындығы және Δ_z

| Бөлімше | Айдау ұзындығы, км | Δ_z айдау үшін | НС пикетті белгі | Айдаудағы ТС саны | ТС пикетті белгі | ТС арасындағы арақашықтық, км |
|----------|--------------------|-----------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------------------|
| ГНТС | 60 | 150 | 0 | 1 | 0 | 60 |
| НТС – 1 | 60 | 150 | 60 | 1 | 60 | 60 |
| НТС – 2 | 100 | -150 | 120 | 2 | 120 | 50 |
| ТС - 2 | - | - | - | - | 170 | 50 |
| НТС – 4 | 40 | 300 | 220 | 1 | 220 | 40 |
| НТС – 5 | 100 | -150 | 260 | 2 | 260 | 50 |
| ТС – 6 | - | - | - | - | 310 | 50 |
| НТС – 7 | 80 | 0 | 360 | 2 | 360 | 40 |
| ТС – 8 | - | - | - | - | 400 | 40 |
| НТС – 9 | 100 | -150 | 440 | 2 | 434 | 50 |
| ТС – 10 | - | - | - | - | 490 | 50 |
| НТС – 11 | 60 | 150 | 540 | 1 | 540 | 60 |
| КП | - | - | - | - | - | - |

(125) формула бойынша турбулентті ұзындықты бөлімшеге:

$$l_T = \frac{50000}{0,816} \ln \frac{65,5}{48,6} = 18290 \text{ м.} \tag{2.32}$$

Ламинарлық бөлімшенің ұзындығы:

$$l_n = 50000 - 18290 = 31710 \text{ м.} \tag{2.33}$$

Басқа да айдаулар үшін есептеу ұқсас трансцендентті теңсіздікті аламыз, онда тек екі санды коэффициент басқа болады. Онда 375м арынмен орнына 40км арын үшін $(600-\Delta_z)=300$ м арынды қолданамыз, $0,142 (T_H-T_0)^{0,665}$. 60км ұзындықты айдау үшін 375м арынның орнына $(600-\Delta_z)=450$ м арынды аламыз, ал $0,142$ орнына $(T_H-T_0)^{0,665}$ аламыз. Келесі қалған санды коэффициенттер айдау ұзындығына да, Шухов шамаларынан да байланысты болады [19].

Есептеу нәтижелері төмендегі кестеде келтірілген.

2.5 Құбырдың жылулық режимін есептеу:

2.2 - кесте - Құбырдың жылулық сипаттамасы

| Бөлімше | T_H, K | T_K, K | $L_T, км$ | $L_L, км$ | $H_1, км$ |
|--------------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|
| ГНТС –НТС-1 | 346,5 | 306,3 | 25,35 | 34,65 | 450 |
| НТС-1-НТС-2 | 346,5 | 306,3 | 25,35 | 34,65 | 450 |
| НТС-2-ТС-3 | 338,5 | 307,4 | 18,29 | 31,7 | 375 |
| ТС-3-НТС-4 | 338,5 | 307,4 | 18,29 | 31,7 | 375 |
| НТС-4-НТС-5 | 331,5 | 308,5 | 11,36 | 28,64 | 300 |
| НТС-5-ТС-6 | 338,5 | 307,4 | 18,29 | 31,7 | 375 |
| ТС-6-НТС-7 | 338,5 | 307,4 | 18,29 | 31,7 | 375 |
| НТС-7-ТС-8 | 331,5 | 308,5 | 11,36 | 28,64 | 300 |
| ТС-8-НТС-9 | 331,5 | 308,5 | 11,36 | 28,64 | 300 |
| НТС-9-ТС-10 | 338,5 | 307,4 | 18,29 | 28,64 | 375 |
| ТС-10-НТС-11 | 338,5 | 307,4 | 18,29 | 31,71 | 375 |
| НТС-11-КП | 346,5 | 306,3 | 25,53 | 31,71 | 450 |

T_H кестеден алып турбуленттік зонадағы арынның шамасын есептейміз:

$h_1 = h_{H.T.} \Delta_T$ мұнда:

$$\Delta_T = \frac{\exp[0,25u(T_H - T_0)]}{\Psi y_T} \left\{ E_i \left[-u \left(0,625 - \frac{1}{3} \cdot \frac{K_T}{\alpha_{1T}} \right) (T_H - T_0) \right] - E_i \left[-u \left(0,25 - \frac{1}{3} \cdot \frac{K_T}{\alpha_{1T}} \right) (T_H - T_0) \right] \right\}; \quad (2.34)$$

$$T_H \geq T \geq T_{кр};$$

ламинарлық зона үшін $h_1 = h_{H.T.} \Delta_T + h_{H.L.} \Delta_L$

$h_{H.T.}$, $h_{H.L.}$, Δ_T шамалары келесі формулмен есептелінеді

$$\Delta_{\lambda} = \frac{\exp[u(T_H - T_0)]}{Шу_{\lambda}} \left\{ E_i \left[-u \left(1 - \frac{1}{3} \cdot \frac{K_{\lambda}}{\alpha_{1,\lambda}} \right) (T_{кр} - T_0) \right] - E_i \left[-u \left(1 - \frac{K_{\lambda}}{3\alpha_{1,\lambda}} \right) (T - T_0) \right] \right\}, \quad (2.35)$$

$$T_{кр} \geq T \geq T_{к}.$$

T_H және T_K шамалары анықтама таблицасы [2] бойынша алынды.

2.6 Катодтық сақтандырудың негізгі көрсеткіштерін есептеу.

Магистралдық құбырөткізгіштерді жер астындағы коррозиядан сақтандыру құбыр бетін катодтық сақтандыру қондырғыларымен поляризациялау арқылы жүргізіледі.

Катодтық сақтандыру қондырғыларын есептеу үшін электрометрлік жұмыстарды жүргізу кезінде катодтық сақтандыру аймағындағы топырақтың меншікті электрлік кедергісі жөнінде мәліметтер алу керек, сондай-ақ анодтық жерлестіргіш орнатылған орында құбырөткізгіштің сипаттамасы (изоляциялық жабынды, электрмен қамтамасыз ету көзін қоса алғанда) бойынша мәліметтер болуы керек.

Катодтық сақтандырудың негізгі көрсеткіштері болып ток күші, сақтандыру аймағының ұзындығы алынады, соларға байланысты қондырғы қуаты, анодтық жерлестіргіштердің түрі мен саны қабылданады.

Катодтық сақтандырудың негізгі көрсеткіштерін есептеу реті төмендегідей:

1. Топырақтың меншікті кедергісінің орташа мәні [21]:

$$\rho_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i \rho_{обц}}{\sum_{i=1}^n L_i}, \quad (2.58)$$

мұндағы ρ_{cp} – жеке бөліктердегі топырақтың меншікті кедергісі, Ом*м;

L_i - бөліктердің ұзындығы;

$L_{обц} = \sum_{i=1}^n L_i$ - жобаланатын құбырөткізгіштің жалпы ұзындығы.

2. Катодтық қондырғыларды қолданудың нормативтік уақыты біткен кезде құбырөткізгіш-топырақтың ауыспалы кедергісі [21]:

$$R_{нк} = R_{нн} / e \times \beta \times t_{нс} \quad (2.59)$$

мұндағы $R_{нн}$ – құбырөткізгіш-топырақтың бастапқы өтпелі кедергісі 10000 Ом*м;

β - жабынды ескіруінің ескіру көрсеткіші 0,116 – 0,133 1/жыл; шамамен алынған есепте β келесі мәнге тең 0,125 1/жыл;

$t_{нс}$ – катодтық сақтандыру құрылғысын пайдаланудың нормативтік уақыты:

$$t_{nc}=100/\sigma_1, \quad (2.60)$$

мұндағы B_1 - негізі қорларды толық қайтаруға кететін амортизациялық аударымдар нормасы, 10,5 %/жылына деп қабылданады.

3. Құбырөткізгіш-топырақ ауыспалы кедергісінің орташа мәні:

$$R_{ncp} = \frac{R_m}{\beta_{nc}} [1 + \alpha \cdot \delta_n] \quad (2.61)$$

4. Катодтық қондырғыларды қолданудың нормативтік уақыты біткен кезде ұзындық бірлігіне құбырөткізгіш изоляциясының кедергісі [21]:

$$R_{цк} = \frac{R_{нк}}{\pi D_n} \quad (2.62)$$

5. Ұзындық бірлігіне құбырөткізгіш изоляциясының орташа кедергісі:

$$R_{изсп} = \frac{R_{ncp}}{\pi D_n}, \quad (2.63)$$

мұндағы D_n – құбырөткізгіштің сыртқы диаметрі.

6. Құбырөткізгіш ұзындығы бірлігінің бойлық кедергісі [21]:

$$R_m = \frac{\rho_{ст} \cdot 10^{-6}}{\pi (D_n - \delta_n) \delta_n}, \quad (2.64)$$

мұндағы δ_n – құбырөткізгіштің қабырға қалыңдығы;

$\rho_{ст}$ – құбырөткізгіш қабырғасының меншікті электрлік кедергісі.

7. Құбырөткізгіштің кіріс кедергісі, катодтық қондырғыларды қолданудың нормативтік уақыты бойынша орташа мәні [21]:

$$R_{вкп} = \sqrt{R_m \cdot R_{цк}}, \quad (2.65)$$

нормативтік мерзім соңында [21]:

$$R_{вк} = \sqrt{R_m \cdot R_{цк}} / 2, \quad (2.66)$$

8. Катодтық қондырғыларды қолданудың нормативтік уақыты біткен кезде құбырөткізгіш бойындағы потенциалдардың және токтардың тұрақтысы [21]:

$$\alpha = \frac{\sqrt{R_m}}{R_{изк}} \quad (2.67)$$

9. Ең үлкен E_{max} және ең кіші E_{min} салынатын сақтандыру потенциалдары [21]:

$$E_{max} = E_{maxp} - E_{ест}, \quad (2.68)$$

$$E_{min} = E_{minp} - E_{ест}, \quad (2.69)$$

мұндағы E_{maxp} , E_{minp} – ең үлкен және ең кіші потенциалдары, сәйкесінше – 1,1 және 0,85 В;

$E_{ест}$ – мыссульфат салыстыру электроды бойынша құбырөткізгіштің табиғи потенциалы, 0,55В тең.

10. Анодтық жерлестіргіштің магистралдық құбырөткізгіштен қашықтығын u деп қабылдап анықтаймыз:

а) көрші катодтық сақтандыру станциясының (КСС) әсерін ескеретін коэффициент [21]:

$$K_B = \frac{1}{1 + \frac{E_{min}^2}{E_{max}^2} \frac{2R_{ax} \gamma \rho_{cp}}{2R_{ax} \gamma}} \quad (2.70)$$

б) катодтық қондырғыларды қолданудың нормативтік уақыты біткен кездегі 1 КСС-нің құбырөткізгішті сақтандыру аймағының ұзындығы [21]:

$$L = \frac{2}{\alpha} \ln \frac{2R_{ax} \gamma}{K_B \frac{E_{min}}{E_{max}} \frac{2R_{ax} \gamma \rho_{cp}}{2R_{ax} \gamma}}, \quad (2.71)$$

в) катодтық станция желісіндегі тоқ күшінің орташа мәні: $R_{вх} = R_{вхср}$:

$$I_{ср} = \frac{E_{max}}{R_{вхср} + \frac{\rho_{срр}}{2\gamma}}, \quad (2.72)$$

есептік мерзім соңындағы тоқ күшінің мәні $R_{вх} = R_{вхск}$ [22]:

$$I_{\kappa} = \frac{E_{\max}}{R_{\text{в.ж.к}} + \frac{\rho_{\text{срр}}}{2\pi}}, \quad (2.73)$$

г) бір тік анодтан тоқ таралуға кедергісі [21]:

$$R_a = \frac{\rho_{\text{ср}} \ln \frac{L_a}{d_a}}{2\pi d_a}, \quad (2.74)$$

мұндағы $\rho_{\text{ср}}$ – топырақтың меншікті кедергісі;

L_a, d_a – анодтың ұзындығы және диаметрі.

Тік анод жерлестіргіштер ұңғыларда бір немесе екі қатармен 1,4-1,5 метр тереңдікке орнатылады.

д) бір көлденең анодтан тоқ таралуға кедергі [21]:

$$R_a = \frac{\rho_{\text{ср}} \cdot \ln \frac{L_a}{d_a \cdot h_a}}{2\pi d_a}, \quad (2.75)$$

мұндағы h_a – анодтың төселу тереңдігі.

е) анод жерлестіргіштен тоқ таралуына кедергі [21]:

$$R_{\text{аз}} = \frac{R_a}{n \cdot \eta_0}, \quad (2.76)$$

мұндағы n – анодтық жерлестіргіштің конструкциясындағы анодтардың тиімді саны, 2-50 аралығында қабылданады;

η_0 – экрандау коэффициенті.

ж) дренаждық сымның тиімді қимасы [21]:

$$S_{\text{нр}} = \frac{I}{j_{\text{опт}}}, \quad (2.77)$$

$$j_{\text{опт}} = 31,6 \sqrt{\frac{\varepsilon \cdot \eta_c}{\rho_{\text{нр}} \cdot \tau}}, \quad (2.78)$$

мұндағы ε – амортизациялық аударымдар нормасы;

η_c – ККС-ның ПӘК-і;

τ – станция жұмысының уақыты.

з) дренаждық желінің кедергісі [21]:

$$R_{np} = \rho_{np} \frac{L_{np}}{S_{np}}, \quad (2.79)$$

мұндағы ρ_{np} – желінің меншікті кедергісі.

и) ККС-ның шығыс контакттарындағы кедергінің орташа мәні [21]:

$$\Delta E_a \approx \Delta E_{np} \approx \Delta E_k, \quad (2.80)$$

мұндағы $\Delta E_a = I_{cp} R_{аз}$; $\Delta E_{np} = I_{cp} R_{;np}$; $\Delta E_k = [E_{max} - E_{min}]$.

к) ККС қолданатын орташа қуат мәні [21]:

$$P = I_{cp} \cdot \Delta E, \quad (2.81)$$

оған байланысты ККС маркасы таңдалады, сондай-ақ $R_{аз}$ таңдалады;

10) ККС-ның жалпы саны [21]:

$$N = \frac{L_{общ}}{i}, \quad (2.82)$$

Негізгі көрсеткіштерді анықтау үшін келесі мәліметтер қолданылады:

- құбырөткізгіштің сыртқы диаметрі $D_n = 426$ мм;
- құбырөткізгіш қабырғасының қалыңдығы $\delta = 7$ мм;
- құбырөткізгіш ұзындығы $L_{общ} = 24.83$ км;
- құбырлық болат маркасы 17ГС;
- құбырөткізгіштің бүкіл ұзындығы бойындағы келесі бөліктердегі

орташа меншікті кедергі:

| | | | | | |
|---------------|-----|-----|-----|-----|-----|
| $\rho_{гр}$ | 100 | 80 | 60 | 40 | 20 |
| $L_i/L_{общ}$ | 0,2 | 0,5 | 0,1 | 0,4 | 0,7 |

- дренаждық желінің көлденең қимасы $S_{np} = 8$ мм²;
- құбыр болатының меншікті электрлік кедергісі $\rho_{ст} = 0,245$ Ом·мм²/м.

ККС-ның анодтық жерлестіргіштері тік теміркремнийлі анодтардан жасалған (АКО-3), олар меншікті кедергісі $\rho_{гр} = 400$ Ом·м болатын меншікті кедергілермен келді.

Анодтық және құбырөткізгіш арасындағы қашықтық $y = 250$ мм.

Келесі теңдеумен (2.58):

$$\rho = 100 \cdot 0,2 + 80 \cdot 0,5 + 60 \cdot 0,1 + 40 \cdot 0,4 + 20 \cdot 0,7 = 96 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (2.83)$$

Келесі теңдеумен:

$$t_{nc} = 100 / 9,5 = 10,5 \text{ лет.} \quad (2.84)$$

Келесі теңдеумен:

$$10000 / \exp(-0,125 * 10,5) = 30,50 \text{ Ом} * \text{м}^2. \quad (2.85)$$

Келесі теңдеумен :

$$R_{\text{уст}} = \frac{10000}{9,5} = 10526,3 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2. \quad (2.86)$$

Келесі теңдеумен:

$$R_{\text{уст}} = \frac{3050}{1,02} = 2990,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2. \quad (2.87)$$

Келесі теңдеумен:

$$R_{\text{уст}} = \frac{5970}{1,02} = 5852,9 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2. \quad (2.88)$$

Келесі теңдеумен:

$$R_{\text{уст}} = \frac{9100}{1,02} = 8911,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2. \quad (2.89)$$

Келесі теңдеумен:

$$R_{\text{уст}} = \sqrt{\frac{9100^2}{2}} = 6428,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2. \quad (2.90)$$

Келесі теңдеумен:

$$R_{\text{уст}} = \sqrt{\frac{9100^2}{2}} = 6428,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2. \quad (2.91)$$

Келесі теңдеумен:

$$R_{\text{уст}} = \sqrt{\frac{3050^2}{9,52}} = 1000 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2. \quad (2.92)$$

Келесі теңдеумен (2.68) және (2.69):

$$E_{\max} = 0,05 + 0,5 = 0,55B, \quad (2.93)$$

$$E_{\min} = 0,85 - 0,55 = 0,3B. \quad (2.94)$$

Келесі теңдеумен (2.70):

$$I_B = \frac{1}{1 + \frac{0,5}{0,85}} = 0,5210356 \quad (2.95)$$

Келесі теңдеумен (2.71):

$$E = \ln \left[\frac{2 \cdot 0,280}{0,5210356} \right] = 0,780 \quad (2.96)$$

Келесі теңдеумен:

$$I_{cp} = \frac{0,5}{0,78} = 0,6410256 \quad (2.97)$$

Келесі теңдеумен:

$$I_k = \frac{0,5}{0,56} = 0,8928571 \quad (2.98)$$

Келесі теңдеумен:

$$R_a = \frac{505}{2108} = 0,240038 \quad (2.99)$$

Келесі теңдеумен:

$$R_{аз} = 15,6/8 * 0,4 = 4,88 \text{ Ом} . \quad (2.100)$$

$S_{пр}$ ұлғаюын ескере отырып анодтық жерлестіргіш құбырөткізгіштен алыстаған сайын дренаждық желінің қимасын қормен аласыз $S_{пр} = 10 \text{ мм}^2$.

Келесі теңдеумен:

$$R_{пр} = \frac{250}{10} = 25 \text{ Ом} \quad (2.101)$$

Келесі теңдеумен:

$$\Delta E = 19,2 + 3,14 + 0,3 = 22,64 \text{ В} . \quad (2.102)$$

Келесі теңдеумен:

$$P = 4,3 \cdot 22,64 = 97,352 \text{ В} . \quad (2.103)$$

ККС-ның қолданатын қуаты және шығыс контактілеріндегі кернеу бойынша ККС-150 катодтық станциясын таңдаймыз.

Келесі теңдеумен станциялар саны анықталады:

$$N = \frac{120}{11481} = 10 \quad (2.104)$$

Станциялар санын 10-ға тең деп аламыз.

2.7 Қарапайым құбырдың гидравликалық есебі

Құбырларды гидравликалық есептеу үшін негізгі теңдеулер.

1. Көлемдік шығын:

$$Q = W \times S, \text{ м}^3 / \text{с} \quad (2.105)$$

мұндағы W -ағынның сызықтық жылдамдығы, $\text{м} / \text{с}$; S – құбырдың көлденең қимасының ауданы, м^2 .

Дөңгелек қима құбырлары үшін, $S = \pi \cdot d^2 / 4 = 0,785 \cdot d^2$ түрін қабылдайды, өйткені (2.105) формула:

$$Q = 0,785 \times d^2 \times W, \text{ м}^3 / \text{с} \quad (2.106)$$

2. Жаппай шығын:

$$G = W \times S \times \rho, \text{ кг} / \text{с} \quad (2.107)$$

Мұндағы ρ – тығыздық, $\text{кг} / \text{м}^3$.

3. Құбыр арқылы сұйықтықтың қозғалысы кезінде арынның екі түрін ажыратады:

$$h_{II} = h_{TP} + h_M,$$

мұндағы h_{TP} – құбыр ұзындығы бойынша үйкеліс күштерін еңсеру есебінен арынның жоғалуы; h_M – жергілікті кедергілер есебінен арынның жоғалуы.

4. Кез келген белгіленген ағым режимі кезінде h_{TP} дөңгелек қима құбыржолының ұзындығы бойынша үйкелуді еңсеруге Арынның жоғалуы Дарси-Вейсбах формуласы бойынша анықталады:

$$h_{TP} = \lambda \times \frac{L}{d} \times \frac{W^2}{2 \cdot g}, \quad \text{м} \quad (2.108)$$

5. Үйкеліс күшін өтуге арналған қысымның жоғалуы:

$$\Delta P = \lambda \times \frac{L}{d} \times \frac{W^2}{2} \times \rho, \quad \text{Па} \quad (2.109)$$

6. Көлбеу құбырда:

$$\Delta P = \lambda \times \frac{L}{d} \times \frac{W^2}{2} \times \rho \pm \Delta Z \times \rho \times g, \quad \text{Па} \quad (2.110)$$

мұнда "+" – көтеру учаскелерінің ΔZ қосындысы еңіс учаскелерінің ΔZ қосындысы және керісінше "-" – " қосындысы көп болған кезде.

Формулаларда мынадай белгілер қолданылды:

L – құбыр ұзындығы, м; d – құбырдың ішкі диаметрі, м;

W – ағынның орташа жылдамдығы, м/с;

ρ – сұйықтың тығыздығы, кг/м³;

Q – сұйықтықтың көлемдік шығыны, м³/с;

ΔZ – құбырдың басы мен соңындағы геодезиялық белгілердің әртүрлілігі, м;

g – еркін түсу үдеуі, м/с²;

λ – гидравликалық кедергі коэффициенті.

Гидравликалық кедергі коэффициенті Рейнольдс Re санына және құбыр қабырғасының салыстырмалы кедір-бұдырлығына байланысты:

$$\lambda = f(\text{Re}, \varepsilon),$$

мұнда $\varepsilon = \Delta/d$, Δ - абсолютті эквивалентті кедір-бұдырлығы, мм.

$$\text{Re} = \frac{W \times d \times \rho}{\mu} = \frac{W \times d}{\nu} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \times d \times \nu}. \quad (2.111)$$

Ламинарлық режим үшін, $\text{Re} < \text{Re}_{\text{кр}}$ (2300):

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}. \quad (2.112)$$

Турбуленттік режим кезінде үш кедергі аймағы ажыратылады.

1. Гидравликалық тегіс құбыр аймағы:

$$\text{Re}_{\text{кр}} < \text{Re} \leq 10 \cdot \frac{d}{\Delta}, \quad \lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}},$$

Блазиус формуласы. (2.113)

2. Аралас үйкеліс аймағы:

$$10 \cdot \frac{d}{\Delta} < \text{Re} \leq 500 \frac{d}{\Delta}, \quad \lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{\text{Re}} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25},$$

Альтшул формуласы. (2.114)

3. Қарсылық заңының шаршы аймағы:

$$\text{Re} > 500 \frac{d}{\Delta}, \quad \lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}, \quad (2.115)$$

Қарапайым құбырдың гидравликалық есептің шешу жолдары

$$W = V / S = G / \rho / S = (3800 * 4 * 1000) / (939 * 3.14 * 0.4^2 * 86400) = 0.37 \text{ м/с};$$

$$\text{Re} = W * d / \nu = 370 * 400 / 100 = 1480 < 2320;$$

$$\lambda = 64 / \text{Re} = 64 / 1480 = 0.043;$$

$$\Delta P = \lambda * l / d * W^2 * \rho / 2 = 0.043 * 10000 * 0.37^2 * 939 / 2 = 0.028 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{H}} = P_{\text{к}} + \Delta P = 0.6 + 0.028 = 0.572 \text{ МПа};$$

ҚОРЫТЫНДЫ

Бұл дипломдық жұмыста жобалау тапсырмасына сәйкес жобаның барлық бөлімдері қарастырылып тиісті шарттары орындалған.

Қарастырған жобаның техникалық бөлімінде “Солтүстік Бозашы” мұнай құбырының қысқаша сипаттамасы берілген негізгі технологиялық объектілері сипатталған. Сорапттық станцияның талаптарына сай негізгі технологиялық жабдықтарын таңдауда қажетті есептер орындалған.

Тасымалдаудың барлық түрлерінің ішінде құбырөткізгіш арқылы тасымалдау ең орнықты, қауіпсіз және экологиялық таза тасымалдау түрі болып табылады. Ұлттық шаруашылықтың барлық салаларының тыныс-тіршілігін қамтамасыз етудің маңызды шарты елге энергия тасымалдағыштардың сенімді түсуі болып табылады. Тек құбырөткізгішпен тасымалау мұнайдың, мұнай өнімдерінің және газдың айтарлықтай жүк ағыстарының үздіксіз және біркелкі тасымалдауына кепілдік береді және ол өз кезегінде экономикалық шығындары төмен. Магистральдық құбырлардың желілік бөлігінде істен шығулардың пайда болуының ең жиі кездесетін себептеріне талдау жасалды: коррозия, бөгде араласу кезінде магистральдық құбырларға салынатын механикалық зақымданулар, сондай-ақ құрылыс ақаулықтары.

Құбырөткізгіштің гидравликалық есебі заман талабына сай ЭЕМ-ды қолдану арқылы жүргізілді. Дипломдық жобалау жұмысында басқада тараулар сұрақтары толықтай қарастырылған.

ТЕРМИНДЕР ТІЗІМІ

Ду – диаметр управление

НПС – нефтеперекачивающие станцы

СОД - синхронный однофазный двигатель

МАС - мұнай аудау станциясы

ШРК- шекті рауалы концентрациясы

Дефектоскопия-кемшілік және ...ақауларды анықтау мақсатында материалдар мен бұйымдарды бұзбайтын бақылаудың әдістері мен құралдарының кешені.

Рельеф - жер бетінің тегіс емес және өзге де қатты планета денелерінің жиынтығы

"ТЕРМА-60" термо - дан тұратын екі қабатты оқшаулағыш материал және жарық тұрақтандырылған радионды тігілген полиолефинді негіз-термоплавты адгезионды қабаты бар лентаны білдіреді.

КСС - катодтық сақтандыру станциясының

ЛЭП – линия электропередачи

СДЖ - сетчатый дренажный жидкостный

ПК - пункт коммуникации

Ндс- нефтяные двухсторонние

НМ- насос магистральный

ЕПП-Емкость подземная с подогревателем

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Рената Радулеску, Мариус Константин Син, Богдан М. Клейн (университет нефти и газа Плоешти) - Снижение потерь энергии в транспортном трубопроводе для вязкой нефти // Электронная версия на сайте <https://onepetro.org/journal-paper>.
2. Тугунов П. И., Новоселов В.Ф. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов - М.; Недра, 1981
3. ЖҚ-033-02. «Магистральді мұнай құбырларын техникалық пайдалану ережелері», -Астана, «ҚазТрансОйл» ЖАҚ, 2003ж
4. ТУ-14-3-1698-2003 «Құрыштан жасалған құбырлар және жалғағыш бөліктер»
5. Тайкулакова Г. С. Дипломное проектирование. Алматы, 2000 год.
6. Березин В.Л. и др. Сооружение и ремонт газонефтепроводов. -М.; Недра, 1989
7. Бабин Б.В. и др. Типовые расчеты при сооружении магистральных трубопроводов. -М.; Недра, 1981
8. Харламенко В.И. Эксплуатация насосов магистральных нефтепроводов. - Москва, Недра, 1978г.
9. Галиев Б.Б., Карпачев М.З., Харламеков. Магистральные нефтепродуктопроводы - М.; Недра, 1988
10. Алиев Р.А. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. -М.; Недра 1989.
11. Методика расчётов выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. РД 39142-00
12. Стоительство нефтепроводов // Электронная версия на сайте <https://promplace.ru/stroitelstvo-nefteprovodov-889.htm>
13. Я. М. Фридлянд (ООО "Институт трубопроводного транспорта", РФ, Москва
14. А. М. Короленок (Российский государственный университет нефти и газа им. Губкина (Национальный исследовательский университет), РФ, Москва
15. Я. М. Фридлянд, Н. Скуридин, А. В. Гончаров (ООО "Институт трубопроводного транспорта", РФ, Москва), Р. В. Агинеи (ОАО "Гипрогазцентр", РФ, Нижний Новгород) - Оценка коррозионных факторов и определение их влияния на рост коррозионных дефектов подземных трубопроводов // Электронная версия на сайте <https://onepetro.org/journal-paper>.
16. Ю. В. В., Д. А. Неганов, Н. А. Махутов, Е. Зорин (ООО "Институт трубопроводного транспорта", РФ, Москва) - Применение эффекта масштаба для фундамента прочности магистральных трубопроводов // Электронная версия на сайте <https://onepetro.org/journal-paper>.

17. Харламенко В. И., Голуб М. В. Эксплуатация насосов магистральных нефтепродуктопроводов - М.; Недра, 1978
18. В.А. Харитонов. Строительство магистрального трубопровода нефти и газа. 2008 год
19. СНиП 2.05.06-85 Строительные нормы и правила магистральные трубопроводы.
20. Кочешкова Л. Г., Кочева М. А. Экспериментальные исследования и определение полноты катодной защиты теплопроводов // Современные наукоемкие технологии. - 2013.
21. Дизенко Е. И. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров. М. Недра, 1978
22. Бородавкин П. П. Сооружение магистральных трубопроводов. М. Недра, 1977