



БУЙРУК ПРИКАЗ

№ _____

Бишкек шаары

Мунайды өнөр жайлык даярдоо орнотмолорунун технологиялык регламентин макулдашууну жана бекитүүнү иштеп чыгуунун тартиби жөнүндө жобону бекитүү жөнүндө

Кыргыз Республикасынын 2025-жылдын 4-июнундагы № 319 “Мамлекеттик органдардын укуктук мүнөзгө ээ актыларын кабыл алуу тартиби жөнүндө” токтомуна ылайык, буйрук кылам:

1. Мунайды өнөр жайлык даярдоо орнотмолорунун технологиялык регламентин макулдашууну жана бекитүүнү иштеп чыгуунун тартиби жөнүндө жобо тиркемеге ылайык бекитилсин.

2. Адам ресурстары жана иш кагаздарын жүргүзүү башкармалыгы ушул буйрукту каттоо жөнүндө өзүнчө журналда каттоосун жүргүзсүн жана “Электрондук документ жүгүртүүнүн мамлекеттик системасы” автоматташтырылган маалымат системасына киргизсин.

3. Электр энергетика башкармалыгы:

- ушул буйрукту Кыргыз Республикасынын Энергетика министрлигинин расмий веб-сайтына мамлекеттик жана расмий тилдерде катталган күндөн тартып үч жумуш күндүн ичинде жарыяласын;

- ушул буйруктун электрондук версиясын Кыргыз Республикасынын Юстиция министрлигине электрондук документ жүгүртүү системасы аркылуу катталган күндөн тартып жети жумушчу күндүн ичинде Укук маалыматтарынын борбордоштурулган банкына киргизүү үчүн жөнөтсүн.

4. Бул буйрук расмий жарыяланган күндөн тартып он беш күн өткөндөн кийин күчүнө кирет.

5. Бул буйруктун аткарылышын көзөмөлдөө электр энергетика башкармалыгына жүктөлсүн.

Об утверждении Положения о порядке разработки согласования и утверждения технологического регламента установок промышленной подготовки нефти



В соответствии с постановлением Кабинета Министров Кыргызской Республики «О порядке принятия актов государственных органов, обладающих правовым характером» от 4 июня 2025 года № 319, приказываю:

1. Утвердить прилагаемые «Положения о порядке разработки согласования и утверждения технологического регламента установок промысловой подготовки нефти» согласно приложению.

2. Управлению человеческих ресурсов и делопроизводства произвести регистрацию настоящего приказа в отдельном журнале о регистрации актов и внести в автоматизированную систему «Государственная система электронного документооборота».

3. Управлению электроэнергетики:

- в течение трех дней со дня регистрации настоящего приказа разместить настоящий приказ на государственном и официальном языках на официальном веб-сайте Министерства энергетики Кыргызской Республики;

- в течение семи рабочих дней со дня регистрации настоящего приказа направить электронную версию через систему электронного документооборота в Министерство юстиции Кыргызской Республики для включения в Централизованный банк данных правовой информации.

4. Настоящий приказ вступает в силу по истечении пятнадцати дней со дня официального опубликования.

5. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на управление электроэнергетики.

Министр

Т.Ө. Ибраев

КЫРГЫЗ РЕСПУБЛИКАСЫНЫН ЭНЕРГЕТИКА МИНИСТРЛИГИ

**Мунайды өнөр жайлык даярдоо орнотмолорунун
технологиялык регламентин макулдашууну жана
бекитүүнү иштеп чыгуунун тартиби жөнүндө жобо**

БИШКЕК 2025

“Мунайды өнөр жайлык даярдоо орнотмолорунун технологиялык регламентин иштеп чыгуу, макулдашуу жана бекитүү тартиби жөнүндө жобо” жетектөөчү документи Кыргыз Республикасынын Энергетика министрлигинин алдындагы Энергетика илим-изилдөө институту тарабынан актуалдаштырылган, жаңыртылды.

Ушул “Жобо” мунай кендерин өнөр жайлык даярдоо орнотмосуна (МӨЖО) технологиялык эрежесине (ТЭ) иштеп чыгуунун, макулдашуунун жана бекитүүнүн түзүмүн, мазмунун аныктайт жана тартибин белгилейт.

Бул жобо мунай жана газ өндүрүүчү ишканалардын өндүрүш объектери үчүн анын таралуу, бөлүштүрүү чөйрөсүнө ылайык иштерди аткаруу үчүн милдеттүү болуп саналат.

Глава 1. Жалпы жоболор

1. Технологиялык эрежеси (ТЭ) технологияны, жараянды же анын айрым операцияларын жүргүзүүнүн эрежелерин жана тартибин, шарттамдыкөлчөм мүнөздөгүчүн, өнүмдүүктүн сапатынын көрсөткүчтөрүн жана коопсуз иштөө шарттарын аныктайт.

2. Мунай өнөр жайлык даярдоо орнотмонун жетекчилиги технологиялык текшерүүнүн жана жараянды автоматтык иретке салуунун долбоорлонгон каражаттарын колдонуу менен бекитилген, технологиялык эрежелерин так сакталышын камсыз кылууга милдеттүү.

Технологиялык эрежесин талаптарынын сакталышы үчүн жоопкерчилик МӨЖО жетекчилигине жана тейлөөчү жекемандарына жүктөлөт.

Бекитилген эрежесиз же колдонуу мөөнөтү бүткөн технологиялык эрежесине ылайык мунай даярдоо орнотмолорун ишке киргизүүгө жана иштетүүгө тыюу салынат.

Глава 2. Технологиялык регламенттердин иштеп чыгуу, макулдашуу жана бекитүү

3. Мунайды даярдоочу орнотмолор үчүн технологиялык эрежелер ушул Жободо каралган эрежелер жана сыноолар боюнча түзүлөт.

4. Долбоорлоо жана курулуп жаткан, ошондой эле кеңейтүү жана кайра реконструкциялоо (келбеттөөнүн жаткан) стадиясында турган орнотуулорго технологиялык эрежеси долбоордук уюм тарабынан иштелип чыгат, мунай жана газ өндүрүү, казып алуу башкармалыгынын башкы инженери менен макулдашылат.

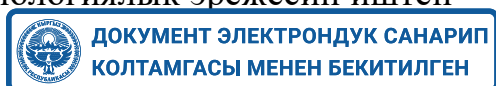
5. Иштеп жаткан орнотмолордун технологиялык эрежеси орнотмо тендешсинде турган ишкана тарабынан иштелип чыгат жана башкы долбоорлоочу жана аймактык уюмдар менен макулдашылат.

6. Технологиялык эрежеси өндүрүштүк бирикменин башкы инженери бекитет.

Глава 3. Технологиялык эрежелерди колдонуу мөөнөттөрү

7. Технологиялык эрежесин колдонуу мөөнөтү 5 жыл.

Жарактуулук мөөнөтү аяктаганга чейин 3 айдан кем эмес убакытта, регламент кайра каралууга (жаңы технологиялык эрежесин иштеп



чыгуу, макулдашуу жана бекитүү), эгерде жободо өзгөртүүлөр болбосо, эрежекайра бекитилүүгө тийиш.

8. Технологиялык регламент өндүрүштүк бирикменин башкы инженери тарабынан иштеп чыгуучу жана аймактык НИПИ (эгер бар болсо) менен макулдашылгандан кийин титулдук баракчага (1 жана 2 нускада) кол коюу менен узартылат. Бекитүү титулдук баракта кат же кол коюу менен жүргүзүлөт. Технологиялык эрежесин узартуу жөнүндө бардык ээлери небилдирилет, кабарланат.

9. Технологиялык эрежеси төмөнкү учурларда мөөнөтүнөн мурда кайра каралат:

- директивалык, көзөмөлдөөчү же жогору турган уюмдар тарабынан жаңы жоболорду же чектөөлөрдү ишке киргизүү;
- технологиядагы жана аппараттуралык тариздөөдөгү өзгөрүүлөр;
- пайдалануунун коопсуз шарттарын камсыз кылуу боюнча талаптардын жетишсиз деңгээлинен себебинен болгон кыйроолар;
- башка учурларда, эгерде колдонуудагы технологиялык эрежеси талаптары өнүмдүүктүн ургалдоо, сапатын жогорулатуу, айлана-чөйрөнү коргоо жана коопсуздук боюнча милдеттерине жооп бербесе.

Глава 4. Технологиялык эрежесин тариздөөнүн жана сактоонун тартиби

9. Технологиялык регламент А-4 таризине ак кагазга басып чыгарылат. Мерчемдик барак тиркеменин бир формасы боюнча таризделет.

Технологиялык эрежеси бекитүүгө 5 нускада берилет.

10. Жалпы эсепке алуу үчүн технологиялык эрежесине документтин шифринен - ТЭ, ЖД - белгиси, ишканалардын жана уюмдардын негизги классификатору (ИУНК) боюнча уюмдун кодунан, каттоо номеринен жана бекитилген жылдан турган номери берилет.

Техникалык эрежесин көчүрмөсү же техникалык эрежесинен үзүндүлөр аналитикалык тажрыйбаканага, автоматташтыруу ишбөлмөгө жана башка кызыккан бөлүмдөргө берилет.

Глава 5. Технологиялык эрежесине өзгөртүүлөрдү киргизүү тартиби

11. Колдонуудагы технологиялык эрежесине өзгөртүүлөрдү киргизүү зарыл болгон учурда ишкана өндүрүштүк бирикмесине төмөнкүлөрдү берет:



- түшүндүрмө катты жана зарыл болгон учурда жабдууларды иштетүүгө уруксат берүүчү документтерди тиркелген технико-экономикалык негиздемени;

-сыноодагы өзгөртүүлөрдүн тексти:

No өзгөртүү _____технологиялык эрежеси

(аты)

N п/п	Бөлүмдүн, беттин, номери	иретин, саптын	Эскиба- сылышы	Жаны чы- гарылыш	Өзгөртүү толуктоо үчүннегиздеме
----------	--------------------------------	-------------------	-------------------	---------------------	---------------------------------------

12. Технологиялык регламенттерге өзгөртүүлөрдү тариздөө, таратуу жана сактоо ушул Жобонун 2-бөлүмүндө баяндалган техникалык регламенттер үчүн колдонулган тартипте жүргүзүлөт.

13. Өзгөртүүнүн түп нускасы эрежеси укуктук актылардын түп нускасы менен, ал эми анын көчүрмөлөрү эрежеси укуктук актылардын көчүрмөлөрү менен бирге сакталат.

14. Өзгөртүүлөрдү каттоо барагы технологиялык эрежесинин аягында чапталат.

Глава 6. Технологиялык эрежесинин мазмуну

15. Технологиялык эрежеси төмөнкү бөлүмдөрдү камтууга тийиш:

- Объектин жалпы мүнөздөмөсү;
- Чийки заттын, көмөкчү материалдардын жана даяр өнүмдүктүн мүнөздөмөлөрү;
- Технологиялык жараяндын сүрөттөлүшү жана орнотуу процесинин технологиялык сөлөкөтү;
- Орнотмонун технологиялык иштөө тартипбинин ченемдери;
- Технологиялык жараянын көзөмөлдөө;
- Кадимки шарттарда орнотууну иш баштоонун жана токтотуунун тартиби;
- Технологиялык жараяннын коопсуз жүргүзүүнүн негизги эрежелери;
- Технологиялык жараяны жана жабдуулардын мүмкүн болгон бузуктары. Бүлүнүү орнотуу өчүрүү;

- Айлана-чөйрөнү коргоо боюнча иш-чаралар;
- өрттөн каршы коргоону камсыз кылуу боюнча иш-чаралар;

16. Тиркемелер:

- 1) Принципиалдык технологиялык сөлөкөт
- 2) Жабдуулардынтетик тизме
- 3) Милдеттүү нускамалардын жана ченемдик техникалык документтердин тизмеси.

Глава 7. Технологиялык эрежесинин бөлүмдөрүнүн мазмунуна карата негизги талаптар

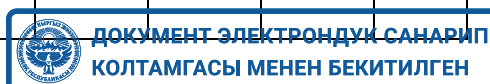
16. “Объектин жалпы мүнөздөмөсү” бөлүмү объекттин (орнотмонун) аталышын жана иштеп чугуучунун, куруучунун уюмун, кыскача мүнөздөмөсүн, ишке киргизилген жылын, арналышын, курамын (сапсалгынын, орнотмолордун тизмесин), кайра сактоо жөнүндө маалыматтарды камтууга тийиш.

17. “Чийки заттын, көмөкчү материалдардын жана даяр өндүрүмүн мүнөздөмөсү” бөлүмүндө алардын физика-химиялык касиеттери берилет.

18. Мунай физика-химиялык касиеттери чыккан жери жана агымдарыменентизмек түрүндө, ушулкалыпта берилет.

Мунайдын физикалык жана химиялык касиеттери

Көрсөткүчтүн аталышы	МӨЖО кире беришине агымдар			Чыгуу агымдары		
Тыгыздык, кг/м ³						
Кыймылдык илээшкектик, мм ² /с (сст)						
Мунай мазмуну % массалык :						
Суу						
Туз, мг/л						
Күкүрт						
Парафин						
Чайырлар						
Асфальтендер						
Суутек күкүртү						
Меркаптандар (тиоспирттер)						
Темир сульфиди						
Механикалык аралашмалар						
Фракциялык кошулма, %						



Кайноо башталат						
100 °С чейин						
200 °С чейин						
300 °С чейин						
350 °С чейин						
Куюу чекити, температурасы						
Жаркыроо чекити						
Мунайди туруктоо сапсалгы- рынан алынган женил көмүр суутектеринин кенириүлүшүүчүн (ЖКСКУ), төмөнкү мүнөз- дөмөлөр берилет :						
Жеткирүүөлчөм мүнөздөгүчү ЖКСКУ						
Басым , МПА						
Температура, тап, С						
Тыгыздык , кг/м ³						
Компоненттик курамы, %массасы						
C ₂						
C ₃						
C ₄						
C ₅						
C ₆						
Мазмун, % массасы						
Күкүрт						
Күкүртсуутек						
Меркаптандар (тиоспирттер)						
Түстөр						
Нымдуулук, % массасы						
Женил көмүр суутектеринин кенири үлүшүүчүн (ЖКСКУ) , мунай туруктоо сапсалгырынан алынган, төмөнкү мүнөздөмөлөр берилет :						
Жеткирүүөлчөм мүнөздөгүчү ЖКСКУ						
Басым , МПА						
Температура, тап °С						
Тыгыздык , кг/м ³						
Кошумча курамы, %						
C ₂						
C ₃						
C ₄						
C ₅						
C ₆						

Мазмун, % массасы						
Күкүрт						
Күкүрттүү суутек						
Меркаптандар (тиоспирттер)						
Түстөр						
Нымдуулук, % массасы						

19. Өндүрүлгөн суулардын физикалык-химиялык касиеттери төмөнкү көрсөткүчтөр боюнча берилет:

- тыгыздык , кг/м^3
- pH ;
- суунун иондук курамы;
- темирдин массалык үлүшү, мг/дм^3
- күкүрттүү суутектин массалык үлүшү, мг/дм^3

Туз кендерин карай жер астындагы суулардын жакындыгы жөнүндө маалымат келтиүү.

20. Байланыштуу өндүрүлгөн мазут жана күйүүчү маймунай-газ үчүн:

- тыгыздык ;
- газ курамы;
- мунайдын газ себеп-күч, $\text{м}^3/\text{т}$;
- газдын жылуулук жөндөмдүүлүк, кДж/м^3 (ккал/м^3);
- күкүрттүү суутектин болушу, мг/дм^3 .

21. Колдонуучу дезмульгаторлорго талаптар ЖД 39-1-1261-85 жана ЖД 0147105-375-86 келтирилген.

Колдонууга сунушталган негизги реагенттердин кыскача баяндамасы келтирилген, анын ичинде:

- реагенттин негизги максаты;
- салыштырмалуу чыгым, өзгөчө агым;
- агрегаттын топтоо жана бир тектүүлүк абалы;
- тыгыздык;
- буюмдагы негизги заттын мазмуну;
- илешкектүүлүк;
- куюу чекити. температурасы;

- жаркыроочекити;
- уулуулук(токсикологиялык) мүнөздөмө.

22. Колдонулуучу реагенттердин ар биринин техникалык мүнөздөмөлөрү жана пайдалануу эрежелери орнотмодогу жана иш бөлмөдө (цехтеги) технологиялык регламентке тиркелет.

23. “Орнотуунун технологиялык жараяндын жана технологиялык сөлөкөтүн баяндоо” бөлүмү төмөнкүлөрдү камтууга тийиш:

- куялардын (мунай, суу, газ) жана реагенттердин өнүмдөрүнүн негизги агымдарынын өтүү жолдорун кеңири көрсөтүү менен, мунайды даярдоо комплексинин (орнотуунун) негизги принципалдык технологиялык сөлөкөтүнүн (схемасын) кыскача баяндамасы;

- ар бир аппараттын түрү жана арналышы, саны жана негизги технологиялык өлчөм мүнөздөгүчлөрү (температура, басым, суугартмасы ж.б.) көрсөтүлөт;

- башкаруу тутумун көзөмөлдөөнүн жана автоматташтыруунун пайдаланылуучу системасы мүнөздөлөт (текст боюнча).

Бөлүмдө комплекстин 1-тиркемесинде келтирилген схемаларын, айрым сапсалгын жана аппараттарды кыскача баяндоолору келтирилүүгө тийиш.

24. “Орнотуунун технологиялык иштөө тартиптин ченемдери” бөлүмү төмөнкү сынамен келтирилген:

Мунай өнөр жайлык даярдоо орнотмонун технологиялык картасы

N	Аппараттардын процессинин жана өлчөм мүнөздөгүчтүн аталышы	Аппарат индекси (схема боюнча алет)	Өлчөө бирдиги	Технологиялык өлчөм мүнөздөгүчтүн жолберилген чектери	Алеттердин таалай кылынган тактык класстар	Эскертүүлөр
---	--	-------------------------------------	---------------	---	--	-------------

Технологиялык карта бардык сапсалгы боюнча ырааттуу түрдө түзүлөт.

Ар бир сапсалгы же технологиялык аппарат үчүн негизги өлчөм мүнөздөгүчлөр жана алардын өзгөрүүсүнүн чектери тизмеленген:

- өнүмдүн көлөмү же массалык чыгымы;
- реагенттин салыштырма чыгымы;

- температура (мештер, кирүүчү жана чыга турган жериндеги жылуулук алмаштыргычтар үчүн, башка аппарат үчүн - орточо);
- айланадагы чөйрөнүн басымы;
- мунай үчүн - суу жана хлор туздары, суу үчүн - мунай жана ТБТ (токтотулган бөлүкчөлөрдүн топтолуу), газ үчүн - тамчы суюктук үчүн, өзүнчө айрым блокторго булгануунун заттардын курамы;
- күйүүчү газдын басымы жана температурасы, жууган суу;
- мунайзаттын агып киришинин, жарылышынын бийиктиги жана “мунай-суу” бөлүмүнүн, тилкесинин деңгээли;
- электргидраторлору үчүн электр талаасынын чыңалуусу;
- чендүү технологиялык шарттарды камсыз кылуу үчүн зарыл болгон башка көрсөткүчтөр.

Технологиялык картанын баш инженери тарабынан бекитилген көчүрмөсү оператордук орнотмодо жайгаштырылышы керек.

25. “Технологиялык жараяндыкөзөмөлдөө” бөлүмүндөсынамыктарда үлгүлөрдү алуужерлери жана технологиялык жараянды аналитикалык көзөмөлдөө ыкмаларытөмөнкү форма боюнча келтирилиши керек.

Технологиялык жараянды аналитикалык көзөмөлдөө

Операциянын, жараяндын, буюмдун аталышы	Үлгү алуу жерлери	Текшерилме өлчөм мүнөз - дөгүчү	Текшерүү ыкмасы (КМС, ГОСТ, усул)	Текшерүүнүн жыштыгы (мезгилдүүлүгү)
---	-------------------	---------------------------------	-----------------------------------	-------------------------------------

Автоматтык анализаторлорду колдонууда “текшерүү ыкмасы” тилкесинде алардын түрүн (тамгасы) жана тактык класстарын көрсөтүү.

Бөлүмдө төмөнкү форма боюнчабелги берүү жана бөгөттөө системаларын тизмеси келтирилген.

N позиция	Технологиялык өлчөм мүнөздөгүч аппарат жетүзүлүш түйүнү	Белги берүү, бөгөт коюу			
		Мүнөт	Макс.	Мүнөт	Макс.

Бөгөттөөнүн ырааттуулугу – технологиялык схеманын сыпаттамасына ылайык аппараттар боюнча..

26. “Кадимки шарттарда ишке киргизүү, токтотуу, орнотуу тартиби” бөлүмүндө төмөнкүлөр келтирилген:

- алеттерди жана автоматиканы орнотууну (жабдуунун жана коммуникациянын абалы) ишке киргизүүнүн алдындагы даярдоо иштеринин тартиби, көмөкчү материалдардын болушу (орнотуу үчүн суу, буу, электр энергиясын кабыл алуу ж.б.);

- орнотууну ишке киргизүүнүн жана аны аны режимге чыгаруунуырааттуулугу (кыш мезгилин кошо алганда);

- орнотмонун чендүү иштешине талаптар;

- орнотууну чендүү өчүрүү үчүн негиз жана операциялардын удаалаштуулугунун (анын ичинде кыш мезгили) себеби.

27. Бөлүмдөчендүүшарттарда орнотууну токтотууга жана иш баштоо үчүн жооптуу кызматкерлерди аныктайт.

28. “Технологиялык жараянды жүргүзүүнүн коопсуздуктун негизги эрежелери” бөлүмүндөберилген:

- чийки заттын, натыйжада колдонулган өнүмнүн жана реагенттердин, ошондой эле суюк жана газ түрүндөгү калдыктардын өрт коркунучунун жана уулуулугунун көрсөткүчтөрү. Маалыматтар жадыбал тизмекке төмөнкү сынга киргизилет:

Зат- тын ата лы шы	Корку нуч сынып	Аба менен салы штыр ма салма гы	Температура° С			Жарылууч у чектер, % көлөм		Өндүрүш түк жай- лардын жумушч у зонасы- нын аба- сында АМТ	Уулуулугунун мү нөзү (адамдын организи - мине тий- гизген таасири)
			дүрт этүү	өт ал ды ру	өзү нөн өзү күй үү	тө мөн	жо - горку		

- орнотмого иштеген коркунучтуу себеп-күчтөр, анын ичинде жогорку чыңалуунун болушу, мунайдын бууланышы, газдын бүлүнүп чыгышы ж.б.;

- өндүрүштүк жайлардын, тышкы орнотмолордун жана жабдуулардын өрт коркунучу боюнча айрым түрлөрүнүн типтери “Электр орнотмолорун орнотуу эрежелерине” ылайык төмөнкүдөй форма боюнча мүнөздүү.

Жайлардын, тышкы орнотмолордун бөлүнүштүрүү,жарылуу коркунучу бар аралашмалардын мүнөздөмөсү

Тышкы орнотмоло р дун жана	Жараянди н өрт коркунучу	Имараттын отко туруктуу	Бөлүнүштүрүү		Өндүрүштө колдонулуучу жана түзүүчү
			Бөлмө класс	Жарылууу коркунучу	



жабдуулардын жайларынын аталышы	түркүм СНиП боюнча	лук даражасы	ы	аралашмалардын түркүмү жана тобу	заттардын тазалык мүнөздөмөсү
---------------------------------	--------------------	--------------	---	----------------------------------	-------------------------------

- коопсуз жүрүм-турумду камсыз кылуу боюнча негизги иш-чаралартехнологиялык жараян жана жумушчулардын организмдин коргоо;

- жайгашкан жерин көрсөтүү менен өрткө каршы каражаттарды колдонуунун сөлөкөтү жана сыпаттамасы;

- жабыр тарткандарга биринчи жардам көрсөтүүнүн негизги чаралары.

29. Бөлүм “Технологиялык жараяндын жана жабдуулардын мүмкүн болуучу көйгөйлөрү”. “Орнотуу кыйранду токтотуу” төмөнкүнү камтышы керек:

- кысыктарга же бүлүнүүгө алып келиши мүмкүн болгон уюштуруучулук, техникалык жана технологиялык мүнөздөгү мүмкүн болуучу себептердин тизмеси, жана алардын алдын алуу жана жоюу жолдору төмөнкү сыноода:

Мүмкүн болгон көйгөйлөр	Көйгөйдун пайда болушунун себеби	Алдын алуу жана көйгөйлөрдү чечүү ыкмасы
-------------------------	----------------------------------	--

Мүмкүн болгон кыйранду кырдаалдардын сыпатталушу жана алар пайда болгондо орнотмону же айрым түзүлүштөрдү токтотуу эрежелеринин же учурда авариялык кырдаал жоюлганга чейин андан ары иштөө боюнча чаралардын баяндамасы, эгерде:

- электр энергиясын, отунду, сууну, абаны, бууну өчүрүү, чийки заттарды берүүнү үзгүлтүккө учуратуу ж.б.;

- мунай, суу, газды сордурууну токтоткондо же чектегенде;

- тазалык жараянын бузулганда жана адамдар жана айлана-чөйрө үчүн коркунуч пайда болгондо;

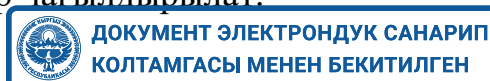
- мунай, суу жана газ түтүктөрүнүн жарылуусу;

- камы жок негизги жабдууларды иштөөсүнөн кемчиликтер;

- технологиялык сапалыгында өрт, жарылуулар болгон учурда.

Сыпаттамада өчүрүүчү жабуу арматураны (клапандарды) көрсөтүү менен технологиялык схемалардын фрагментин колдонуу зарыл.

Бул бөлүмдү түзүүдө убактылуу схема боюнча, өзгөчө кырдаалдарда мунай даярдоону камсыз кылуу боюнча чаралар чагылдырылат.



Орнотуунун иштөө тартипбинин бузулушунун, мунай менен суунун сапатынын ченемдерин жана техникалык шарттардын талаптарынан четтөөсүнүн мүмкүн болуучу себептерин, орнотууну режимге чыгаруу боюнча иш-чараларды көрсөтүү.

Кырсыктын себептерине жараша орнотууну (сапсалгыны) бүлүндүк өчүрүү тартибин камсыз кылуу. Конкреттүү жана ырааттуу орнотуу толугу менен токтотуу жана кырсык жоюу чейин кызматкерлердин иш-аракеттерин сүрөттөлөт.

29. “Айлана-чөйрөнү коргоо боюнча иш-чаралар” бөлүмүндө саркынды сууларды толугу менен жок кылуу, аны өндүрүү жана байланышкан мунай газын максималдуу пайдалануу, жараянын температурасын жана күйгөн газдын көлөмүн азайтуу, орнотмодоо айлана-чөйрөнү коргоонун негизги чараларын, анын ичинде технологиялык жабдууларды толук жылчыксыздоону камтыйт.

Иш-аракеттердин тизмеси:

- капкан эмульсияларын жана мунай тунма калдыктарын өндүрүү, кайра иштетүү жана утилдештирүү (жок кылуу) боюнча;

- каматкытларды (резервуардык) парктарды жылчыксыздоо, жана жеңил бөлүкчөлөрүн кармоо, толуп кетүүлөрдү (агып кетүүнүн) болтурбоо боюнча чаралар.

Атмосферага түтүн газдарын чыгаруулары, күйүүдөн жоготуулар, түтүн чыгаргыч, жайланышы тиркелген сыныпка боюнча мүнөздөлөт.

Таштоонун аталашы	Чыгаруулардын саны, м ³ / ч	Ал кайда түшүрүү	Чыгаруулардын булгоочу заттардын курамы үчүн белгиленген ченеми	Жоюу, зыянсыздандыруу, утилдештирүү ыкмасы
-------------------	--	------------------	---	--

Эгер маалыматтар жок болсо, эсептелген санды камсыз берүү.

30. “Негизги принципалдык технологиялык схемалар” деген тиркемесине төмөнкүлөр тиркелет:

- автоматташтыруу системасы менен орнотуунун принципалдуу технологиялык сөлөкөт;

- орнотмонун курамына кирбеген сапсалгынын принципалдык сөлөкөттөрү (реагенттик, отундукчарба, аба, буу ж.б.)

- технологиялык жабдууларды чыгаруу, буулоо жана орнотуу сөлөкөттөр.

31. “Жабдуулардын спецификациясы” тиркемесинде төмөнкүлөр келтирилген:

- төмөнкүдөй түрдө технологиялык жабдуулардын кыскачамүнөздөмөсү:

N пп	Түзүлүш ылайык орду (индекс)	Жабдуулардын ата лышы (түрү, аппа- раттын максаты)	Саны	Кыскача техникалык мүнөздөмө лөрү	Мате риал- дар	Жабдуулар ды дат басуу кор гоо ыкмасы
---------	---------------------------------------	---	------	--	----------------------	--

- калып боюнча компрессорлорду жана соркыскычтарды иштеши (паспорттук маалыматтар):

Схема, марка боюнча индекс	Макса т	Өндүрү м - дүүлүгү	Басым кг / см ² (МПа)		Иштеткичинмүнөздөмөсү		
			Кабы л алуу	Тарты п бүтүрү ү	Кубат туулу к	Айн а луу сан ы	Эл.кыймылдатк ыч маркасы

- башкаруу сарпбашкаргычтарынын мүнөздөмөсү (спецификациясы) төмөнкү сынапта:

N пп	Башкаруу сарпбаш - каргычтын орнотуу орду	Башкаруу сарп- башкаргычтын максаты	Орнотулган сарпбашкар- гычтын түрү	Сарпбашкаргычты түрүн тандоочүн негиздеме
---------	--	---	--	---

- коопсуздук сарпбашкаргычтын фомасы боюнча кыскача мүнөздөмөсү:

Орнотмо нун орду (корго- луучу аппарат)	Аппарат тын эсеп чыга- руу басымы	Аппара тта иштөө басым ы	Сарпбашкаргычтынор нотулган басымы	Сарпбашкаргычбас андатуу багытты
---	---	--------------------------------------	---------------------------------------	-------------------------------------

32. “Милдеттүү нускамалардын жана ченемдик-техникалык документтердин тизмеси” деп аталган тиркемесинде төмөнкүлөр көрсөтүлөт:

- штаттык ыраттамада каралган бардык кызматкерлердин кызматтык нускамалары;

- коопсуздук техникасы, газ жана өрт коопсуздугу, өнөр жайтазалык боюнча нускамалар;
- мунай өндүрүүчү ишкананын жалпы Жобосунда каралган башка нускамаларды жана ченемдик-техникалык документтерди.

Глава 8. Уулоолук мунайындагы суунун курамын аныктоо боюнча усулдук колдонмо

33. Куярдан алынган мунай – уулоолук мунайында, эриген туздары бар катмар суусу (өндүрүш мунайындагы катмар суусу курамы 80-90% жетиши мүмкүн), кошулма байланышкан (мунай) газдар органикалык (CH_4 тен C_4H_{10} го чейин) жана органикалык эмес (H_2S , CO_2) чыккан, механикалык аралашмалар (кум, чопо, акиташ) курамында бар.

34. Уулоолуктук мунай кендин бардык аймагына чачыранды болгон куялардан мунайды кайра иштетүүгө, кийин даярдоо үчүн чогулат, алкөмүр суутектери чийки заттарды товардык мунайга, мунай (ыгы келе калган) газга жана катмар суусуна бөлүүнү (тазалоону) камтыйт. Уулоолукмунайын даярдоонун негизги технологиялык жараяндары бири-бири менен байланышкан жараяндар – суусуздандыруу жана тузсуздандыруу болуп саналат.

35. Мунайды суусуздандыруу жана тузсуздандыруу (мунайды даярдоо) жол-жоболорун ишке ашыруу үчүн өндүрүмдүү жана натыйжалуу ыкма колдонулат - ысык ыкма менен сугарылуучу талаа мунайын тундуруу, мында уулоолук мунай белгилүү бир температурага ($50-70^\circ\text{C}$) чейин алдын-ала ысытылат, бул тундурма жараянын суунун (эмульсиянын бузулушу) бир кыйла жеңилдетет, мунун аркасында талаадагы мунайдын суусузданышы, демек, уулоолуктук мунайынын тазаланышы (даярдалышы) жалпысынан тездетет.

Ошентип, мунай казып алуунун негиздери алдын ала тазалоону билдирет - алынган чийки затты (өнөр жай мунайын) аны заводдорго (кайра иштетүүгө) жөнөтүү үчүн магистралдык түтүк транспорттук системасына куюунун алдында даярдоо. Өз кезегинде мунайды кайра иштетүүчү заводдо мунайды даярдоо даражасынын (суунун курамы боюнча) көрсөткүчтөрүнө шайкештигин көзөмөлдөө жүргүзүлөт.

36. Өндүрүлгөн кен мунайындагы суусуз мунайдын көлөмүн аныктоо үчүн, уулоолук мунайынын үлгүсүндөгү суунун курамын аныктоонун термохимиялык ыкмасы – термохимиялык деэмульсация колдонулат.

Уулоолук мунайынын үлгүсүндөгү суунун курамын аныктоонун термохимиялык ыкмасында суу-мунай эмульсиялары беткатмар-активдүү

заттарды (БАЗ) – эмульсиясыздандыргычтуу колдонуу менен жок кылынат.

37. Суу тамчыларынын коюлтуу (коагуляция) жараяны натыйжалуу жана олуттуу түрдө жеңилдетүү жана уулоолук мунай тундурууда (деэмульсациялоо) үлгүсүнүн суусуздандырууну тездетүү үчүн уулоолук мунайынын үлгүсү 50 -70 °С градуска чейин ысытылат.

Усулдаманын маңызы - термохимиялык деэмульсация жана андан ары дистилляция жараяндауулоолук мунайыдын үлгүсүндөгү суунун курамын аныктоодо турат.

38. Жабдуулар, материалдар, реактивтер:

- температураны 0,2 денашпаган ката менен кармаптурууучун термостат же терморегулятору бар суу ваннасы;
- уулоолук мунайын даярдоо жараянда колдонулуучу реагент деэмульгатор;
- мунай үчүн ареометрлер.Төмөнкү томпоктук (мениск) боюнча өлчөөалеттерин шкаласына бөлүүлөр окшош, ареометрлерди кайрылууга уруксат берилет;
- ТЛ-4 тибиндеги сымап айнек термометрлери же АН тибиндеги ареометрлерди колдонууда ТИН 5 тибиндеги мунай өнүмдөрүн сыноо үчүн айнек термометрлери;
- ареометрлер үчүн цилиндрлер, айнек же металлдан тиешелүү өлчөмдөгү;
- бөлүүчү куйгучтар (өлчөмдүү) ВД-1-500-ТС; ВД-1-1000-ТС ;
- көлөмү 100; 300; 500 см³болгон химиялык өлчөө чөйчөктөрү;
- өлчөмдүү цилиндрлер сыйымдуулугу 25;50;100;200;250;500;1000 см³ менен;
- сыйымдуулугу 1, 2, 5 см³ болгон пипеткалар, бөлүү наркы.

39. Сыноо жүргүзүү.

Сыналып жаткан уулоолук мунайдын үлгүсү, зарыл болсо, алдын ала ысытылат (30-40 °С), 5 мүнөттөн кем эмес кол менен кылдат аралаштырат (тандалган идиште).

Текшерилген уулоолук мунайдын үлгүсү куйгучтарга бөлүүчү (чендик) ВД-1-500-ТС же ВД-1-1000-ТС (сыналып жаткан мунай талаа үлгүсүнүн көлөмүнө жараша) өткөрүлүп берилет.

40. Журналга бөлүүчү (чендик) куйгучтарга изилденүүчү үлгүнүн көлөмүн (санын) белгиленгенден кийин, алдын ала ысытылган үлгүгө реагент - деэмульгатор киргизилет. Деэмульгатордун дозасы уулоолук мунайдын

сыналуучу үлгүсүнүн көлөмүнө түзөтүүчү менен ишканада колдонуунун белгиленген ченеминин негизде жүргүзүлөт.

41. Деэмульгаторду колдонууда химиялык реагенттин – майда эрүүчү, сууда эрүүчү, майда сууда эрүүчүнүн сериясын жана мүнөздөмөсүн эске алуу зарыл. Деэмульгатордун мүнөздөмөсүнө жараша, уулоолук мунай заттын үлгүсүнө реагентти киргизүү ыкмасы тандалат. Аз эрүүчү деэмульгаторду уулоолук мунайынын үлгүсүнө бир киргизүү үчүн, адегенде суусузданган өнөр-жайдык мунайдын негизинде жумушчу эритмени даярдоо керек. Жумушчу эритменин саны (көлөмү) (өнөр-жайдык мунайдын жана деэмульгатордун саны) текшерилген уулоолук мунайдын үлгүсүнүн өлчөмү (көлөмү) менен аныкталат. Жумушчу эритменин суусузданган өнөр-жайдык мунайынын өлчөмү (көлөмү) термохимиялык деэмульсациялоо жараяны аяктагандан кийин, мунайдын көлөмүнөн алынып салынат. Жумушчу эритменин деэмульгаторунун өлчөмү (көлөмү) термохимиялык деэмульсация жараяны аяктагандан кийин, тундурулган (бөлүнгөн, чыгарылган) эркин суунун көлөмүнөн чыгарылат.

Сынамыкты изилдеген уулоолук мунай менен бөлүүчү (чендик) куйгучту 5 мүнөттөн аз убакытка аралаштырат.

Уулоолук мунайдын сыноо үлгүсү менен бөлүүчү (өлчөгүч) куйгуч аралаштыргандан кийин тунуу үчүн 50-70 градус С температурадагы суу мончосуна, ваннага коюлат. Тундурма температурасы $\pm 2^{\circ}\text{C}$ тактык менен сакталат.

42. Эгерде, тажрыйба каналык сыноолордун мурунку маалыматтары боюнча, уулоолук мунайдын бул үлгүсүндө механикалык аралашмалардын жана парафиндин көбөйгөн курамы бар экендиги белгилүү болсо, деэмульсация жараяны татаалдаштырса, суу мончосунун температурасын 80°C ге чейин жогорулатуу сунушталат.

Берилген температурада уулоолук мунайынын сыноо үлгүсү 120 мүнөттөн кем эмес туруш үчүн калтырылат.

Ар бир 30 мүнөт сайын, тундурулган эркин суунун көлөмү белгилет (катталат).

Эркин суулардын чыгышы (чөкмөлөрү) токтогондон кийин, тундуруу жараяны токтотулат.

43. Тундуруу жараяны токтогондон кийин, бөлүүчү (өлчөөчү) куйгуч ваннадан чыгарылат, куйгучтун жогорку ички дубалдарына тунуп калган чоң тамчылары айнек таякча менен ылдыйга жыылат.

Тазалоодон кийин бошотулган (тундурулган) эркин суунун санын (көлөмүн) акыркы өлчөө жүргүзүлөт.

Эмульсия бөлүнүп чыккан (тунган) учурда бөлүнүп чыккан (тундурулган) эмульсиянын санын (көлөмүн) өлчөө жүргүзүлөт.

Эмульсиянын тыгыздыгын жана температурасын аныктоо жүргүзүлөт.

Тунган эмульсиядагы суунун курамы ГОСТ боюнча аныкталат.

Мунайдын санын (көлөмүн) өлчөө жүргүзүлөт.

Мунайдын тыгыздыгын жана температурасын аныктоо жүргүзүлөт.

Мунай калдык суу мазмуну ГОСТ боюнча аныкталат.

Мунайдын санын (көлөмүн) өлчөө жүргүзүлөт.

44. Натыйжаларды иштетүү.

Уулоолук мунай үлгүсүндөгү суунун X көлөмдүк үлүшү (% көлөм) төмөнкүдөй эсептелет:

$$X = (V1 + V2 + V3) / V0 \times 100$$

Кайда :

V1 - тундурулган (бөлүнгөн) эркин суунун көлөмү, см³ ;

V2 - кабыл алгыч-тузактагы суунун көлөмү, (тундурулган эмульсиядагы суунун көлөмү) эмульсия бөлүнүп (чөкмө) чыккан учурда, см³

V3 - капкан кабылдалгычтагы суунун көлөмү (мунайдагы калдык суунун көлөмү), см³

V0 - уулоолук мунайдын изилденүүчү үлгүсүнүн көлөмү, см³

1- тиркеме

Калып 1

Мунай жана газ өндүрүүчү ишканалары

Бекиттүү
Башкы инженер

Кол коюу (фамилиясы, баш тамгалары)

Дата

ТЕХНОЛОГИЯЛЫК ЭРЕЖЕСИ
(орнотуунун аталышы)
ТЭ _____

Киргизүүмөөнөтү
Киргизилет (алгачкы, ордуна)
Узартылган (дата)
Башкы инженер ПО

Кол коюу (фамилиясы, баш тамгалары)

Бул документ иштелип чыккан :

(иштеп чыгуучунун компаниясынын толук аталышы)

Башкы инженер, (НГЧБ аталышы)

(Кол коюу, дата, фамилиясы, баш тамгасы)

Башкы технолог, (техникалык бөлүмүнүн башчысы)

(Кол коюу, дата, фамилиясы, баш тамгасы)

МАКУЛДАШТЫ :

Башкы инженер (директордун орун басары) НИПИ

(кол коюу, дата, фамилиясы)

Долбоордун башкы инженер _____

(кол коюу, дата, фамилиясы)

Мунайды даярдоо технологиясы

лабораториясынын башчы (бөлүмдүн) _____

(кол коюу, дата, фамилиясы)



Калып 2

Мунай жана газ өндүрүүчү ишканалары

Утверждаю

Башкы инженер

Өндүрүштүк бирикмеси

Кол коюу (фамилиясы, баш тамгалары)

Дата

ТЕХНОЛОГИЯЛЫК ЭРЕЖЕСИ(орнотуунун аталышы)

ТЭ _____

Киргизүүмөөнөтү
Киргизилген (алгачкы,

ордуна)

Узартылган (дата)
Башкы инженер ПО

Кол коюу (фамилиясы, баш

тамгалары)

Бул документ иштелип чыккан :

(иштеп чыгуучунун компаниясынын толук аталышы)

Башкы инженер, (директордун орун басары)

(Кол коюу, дата, фамилиясы,баш тамгасы)

Долбоордун башкы инженер

(Кол коюу, дата, фамилиясы,баш тамгасы)

МАКУЛДАШТЫ:

Башкы инженер НГЧБ

(Кол коюу, дата, фамилиясы)



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

**Положение
о порядке разработки согласования и утверждения технологического
регламента установок промышленной подготовки нефти**

БИШКЕК 2025



Положение о порядке разработки, согласования и утверждения Технологического регламента установок промысловой подготовки нефти актуализировано научно-исследовательским институтом энергетики при Министерстве энергетики Кыргызской Республики

Настоящее Положение определяет структуру, содержание и устанавливает порядок разработки, согласования и утверждения технологического регламента на установки промысловой подготовки нефти.

Положение обязательно до производственных объектов нефтегазодобывающих предприятий при выполнении работ в соответствии с областью его распространения.

Сокращения, определения и термины

Сокращение	Термин
МЧС КР	Министерство чрезвычайных ситуаций Кыргызской Республики
НГДУ	Нефтегазодобывающее управление
НИЛИ	Лаборатория Научно-исследовательского института
НИПИ	Научно-исследовательский проектный институт
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод
ПАВ	Поверхностно- активное вещество
ПО	Производственный отдел
ТР	Технологический регламент
УПН	Установка промысловой подготовки нефти
ШФЛУ	Широкая фракция легких углеводородов

Термины

Нефтегазодобывающее управление

Установка подготовки нефти

Определения

В числе основных функций НГДУ: добыча и подготовка нефти и нефтяного попутного газа, природного газа и газового конденсата, включая продукцию ачимовского горизонта, эксплуатация нефтегазодобывающих производств, утилизация попутного нефтяного газа.

УПН предназначена для приема продукции нефтяных скважин, ее предварительного разделения на нефть, попутный нефтяной газ и пластовую воду и последующей подготовки нефти до товарного качества.

Глава I. Общие положения

1. Технологический регламент определяет технологию, правила и порядок ведения процесса или отдельных его операций, режимные параметры, показатели качества продукции, безопасные условия работы.

2. Руководство УПН обязано обеспечить точное соблюдение утвержденного ТР с использованием запроектированных средств технологического контроля и автоматического регулирования процесса.

- Ответственность за соблюдением требований технологического регламента возлагается на руководство и обслуживающий персонал УПН.

- Запрещается пуск и эксплуатация установок подготовки нефти без утвержденного регламента или по технологическому регламенту, срок действия которого истек.

- Контроль за соблюдением требований технологического регламента осуществляется в соответствии с **ГОСТ 16.310-78**.

Глава 2. Разработка, согласование и утверждение технологического регламента

3. Технологические регламенты составляются на установки подготовки нефти по правилам и формам, предусмотренным настоящим Положением.

4. Технологический регламент на установки, находящиеся в стадии проектирования и строительства, а также расширения и реконструкции, разрабатывается проектной организацией и согласовывается главным инженером нефтегазодобывающего управления.

5. Технологический регламент на установки, находящиеся в эксплуатации, разрабатывается предприятием, на балансе которого находятся установки, и согласовывается генеральным проектировщиком, территориальным НИЛИ и подразделениям МЧС КР.

6. Технологический регламент утверждается главным инженером производственного объединения.

Глава 3. Сроки действия технологических регламентов

7. Срок действия технологического регламента 5 лет.

Не менее чем за 3 месяца до истечения срока действия регламент подлежит пересмотру (разработке, согласованию и утверждению нового ТР) или переутверждению при отсутствии изменений в регламенте,

8. Технологический регламент продляется главным инженером производственного объединения подписью на титульном листе (1-ого и 2-ого экземпляров), после согласования его с разработчиком и территориальным НИПИ (при его наличии). Согласование осуществляется письмом или

подписью на титульном листе. О продлении ТР сообщается всем его держателям.

9. Технологический регламент, пересматривается досрочно в случае:

- введения в действие директивными, контролирующими или вышестоящими организациями новых положений или ограничений;
- изменений в технологии и аппаратурном оформлении;
- аварий, происшедших по причине недостаточного уровня требований по обеспечению безопасных условий эксплуатации;
- в других случаях, если требования действующего ТР не отвечают задачам интенсификации, повышения качества продукции, охраны окружающей среды и техники безопасности.

Глава 4. Порядок оформления и хранения технологического регламента

9. Технологический регламент печатается на белой бумаге формата А-4 по **ГОСТ 2.301-68**. Титульный лист оформляется по одной из форм Приложения.

Технологический регламент представляется на утверждение в 5 экземплярах.

10. Для общего учета технологическому регламенту присваивается номер, состоящий из шифра документа - ТР, шифра РД, кода организации по ОКПО, регистрационного номера и года утверждения.

Копия ТР или выписки из ТР передаются в аналитическую лабораторию, цех автоматизация в другие заинтересованные подразделения.

Глава 5. Порядок внесения изменения в технологический регламент

11. При необходимости внесения изменений в действующий технологический регламент предприятие представляет в производственное объединение:

- пояснительную записку и при необходимости технико-экономическое обоснование с приложением документов, разрешающих эксплуатацию оборудования;

- текст Изменений по форме:

Изменение №_____ технологического регламента

(Наименование)

№ п/п	Номер раздела, пункта, страницы, строки	Старая редакция	Новая редакция	Обоснование изменения или пополнения
----------	--	--------------------	-------------------	---

12. Оформление изменения технологических регламентов, рассылка и хранение их производятся в том же порядке, что и для ТР, изложенном в разделе 2 настоящего Положения.

13. Подлинник изменения хранится с подлинником регламента, а копии с него – с копиями регламента.

14. Лист регистрации изменений вклеивается в конце технологического регламента.

Глава 6. Содержание технологического регламента

15. Технологический регламент должен содержать следующие разделы:

- Общая характеристика объекта;
- Характеристика сырья, вспомогательных материалов и готовой продукции;
- Описание технологического процесса и технологической схемы установки;
- Нормы технологического режима работы установки;
- Контроль технологического процесса;
- Порядок пуска, остановки установки при нормальных условиях;
- Основные правила безопасного ведения технологического процесса;
- Возможные неполадки технологического процесса и оборудования.

Аварийная остановка установки;

- Мероприятия по охране окружающей среды;
- Мероприятия по обеспечению противопожарной защиты;

16. Приложения:

1. Принципиальные технологические схемы
2. Спецификация оборудования
3. Перечень обязательных инструкций и нормативно технической документации.

Глава 7. Основные требования к содержанию разделов технологического регламента

16. Раздел «Общая характеристика объекта» должен содержать наименование объекта (установки) и организация разработчика, краткую характеристику, год ввода в действие, назначение, состав (перечень блоков, установок), сведения о реконструкции.

17. В разделе «Характеристика сырья, вспомогательных материалов и готовой продукции» приводятся их физико-химические свойства.

18. Физико-химические свойства нефти приводятся по месторождениям и потокам в виде таблицы по форме

Физико-химические свойства нефти

Наименование показателя	Потоки на входе УПН				Потоки на выходе		
Плотность, кг/м ³ по ГОСТ 3900-85 Вязкость кинематическая, мм ² /с (сст) по ГОСТ 33-2016: - при 0 °С Соде ржание в нефти % масс: воды, ГОСТ 2477-2014 солей, мг/л ГОСТ 21534-76 серы по ГОСТ 1431-85 парафина по ГОСТ 11851-86 смола по ГОСТ 11858-66 асфальтенов по ГОСТ 11858-66 сероводорода меркаптанов сульфида железа мехпримесей по ГОСТ 1431-85 Фракционный состав по ГОСТ 2177-99, % начало кипения до 100 °С до 200 °С до 300 °С до 350 °С Температура застывания по ГОСТ 20287-91 Температура вспышки по ГОСТ 6356-75 ГОСТ 4533-2014 Для широкой фракции легких углеводородов, получаемой на блоках стабилизации нефти, приводятся следующие характеристики: Параметры сдачи ШФЛУ давление, МПа температура, °С							

плотность, кг/м ³ Компонентный состав, % масс C ₂ C ₃ C ₄ C ₅ C ₆ Содержание, % масс серы по ГОСТ 1437-76 сероводорода меркаптанов цветность по ГОСТ 2667-82 содержание влаги, % масс							
Для широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), получаемой на блоках стабилизации нефти, приводятся следующие характеристики:							
Параметры сдачи ШФЛУ давление, МПА температура, °С плотность, кг/м ³ Компонентный состав, % масс C ₂ C ₃ C ₄ C ₅ C ₆ Содержание, % масс серы по ГОСТ 1437-76 сероводорода меркаптанов цветность по ГОСТ 2667-82 содержание влаги, % масс							

19. Физико-химические свойства попутно добываемых вод даются по следующим показателям:

- плотность по ГОСТ 3900-85, кг/м³;
- pH;
- ионный состав воды по ГОСТ 39-071-78 ;
- массовая доля железа, мг/дм³;
- массовая доля сероводорода, мг/дм³;

Привести сведения о склонности пластовых вод к отложениям солей.

20. Для попутного добываемого и топливного нефтяного газа привести:

- плотность;
- состав газа по ГОСТ 13379-77;
- газовый фактор нефти, м³/т;
- теплотворная способность газа, кДж/м³ (ккал/м³) ;
- содержание сероводорода, мг/дм³.

21. Требования к применяемым деэмульгаторам приводятся в РД 39-1-1261-85 и РД 0147105-375-86.

Приводится краткая характеристика основных рекомендуемых к применению реагентов, в том числе:

- основное назначение реагента;
- удельный расход;
- агрегатное состояние и однородность;
- плотность;
- содержание основного вещества в продукте;
- вязкость;
- температура застывания;
- температура вспышки;
- токсикологическая характеристика.

22. Технические характеристики и правила пользования каждого из применяемых реагентов прилагаются к технологическому регламенту находящемуся на установке и в цехе.

23. Раздел «Описание технологического процесса и технологической схемы установки» должен содержать:

- краткое описание принципиальной технологической схемы комплекса (установки) подготовки нефти с подробным указанием пути прохождения основных потоков продукции скважин (нефти, воды, газа) и реагентов;

- указывается тип и назначение каждого аппарата, количество и основные технологические параметры (температура, давление, обводненность и т.п.);

- характеризуется (по тексту) используемая система контроля и автоматизации процесса.

В разделе должны быть приведены краткие описания приведенных в Приложении 1 схем комплекса, отдельных блоков и освобождения аппаратов.

24. Раздел «Нормы технологического режима работы установки» приводится в следующей форме:

Технологическая карта УПН

№ пп	Наименование процесса аппаратов и параметров	Индекс аппарата (прибора по схеме)	Единица изме- рения	Допускаемые пределы техноло- гических параметров	Требуе- мый класс точности приборов	Приме- чание
---------	---	---	---------------------------	--	---	-----------------

Технологическая карта составляется по всем блокам последовательно. Для каждого блока или технологического аппарата перечисляются основные параметры и пределы их изменений:

- объемный или массовый расход продукта;
- удельный расход реагента;
- температура (для печей, теплообменников на входе и выходе, для остальных аппаратов - средняя);
- давление среды;
- содержание загрязнений отдельным блокам для нефти - вода и хлористых солей, для воды – нефти и КВЧ, для газа - капельной жидкости;
- давление и температура топливного газа, промывочной вода;
- высоту разлива нефти и уровня раздела «нефть-вода»;
- напряженность электрического поля для электрогидраторов;
- другие показатели, необходимые для обеспечения нормального технологического режима.

Экземпляр технологической карты, утвержденным главным инженером НГДУ, должен быть вывешен в операторной установке.

25. В разделе «Контроль технологического процесса» должны быть приведены места отбора проб и методы аналитического контроля технологического процесса по следующей форме.

Аналитический контроль технологического процесса

Наименование операции, процесса, продукта	Место отбора проб	Контролируемые параметры	Метод контроля (методика, ГОСТ, КМС)	Частота (периодичность) контроля
--	-------------------------	-----------------------------	---	--

При использовании автоматических анализаторов в графе «метод контроля» указать их тип (марку) и класс точности.

В разделе приводится перечень систем сигнализации и блокировок по следующей форме.

№ позиции	Технологический параметр, аппарат или	Сигнализация, блокировка			
		мин.	макс.	мин.	макс.

	узел схемы				
--	------------	--	--	--	--

Последовательность блокировок – по аппаратам согласно описанию технологической схемы.

26. В разделе «Порядок пуска, остановки, установки при нормальных условиях» приводятся:

- порядок подготовительных работ перед пуском установки (состояние оборудования и коммуникации) КИП и А, наличие вспомогательных материалов (прием на установку воды, пара, электроэнергии и т.д.);
- последовательность пуска установки и вывода ее на режим (включая и зимний период);
- требования к нормальной эксплуатации установки;
- основание для нормальной остановки установки и последовательность операций (включая и зимний период).

27. В разделе указываются должностные лица, ответственные за остановку и пуск установки в нормальных условиях.

28. В разделе «Основные правила безопасности ведения технологического процесса» приводятся:

- показатели пожароопасности и токсичности сырья получаемых продуктов и применяемых реагентов, а также жидких и газообразных отходов. Сведения заносятся в таблицу по следующей форме:

Наименование вещества	Класс опасности по ГОСТ 12.1.-007-76	Удельный вес по воздуху	Температура °С			Пределы взрываемости, % объема		ПДК в воздухе рабочей зоны производственных помещений	Характер токсичности (воздействия на организм человека)
			вспышки	воспламенения	самовоспламенения	нижний	верхний		

- опасные факторы, действующие на установке, в том числе наличие высокого напряжения, испарения нефти, выделения газов и т.д.;

- характеристика производственных помещений, наружных установок и отдельных видов оборудования по пожарной опасности в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» по следующей форме.

Классификация помещений, наружных установок характеристика взрывоопасных смесей

Наименование помещений наружных установок и оборудования	Категория пожароопасности процесса по СНиП, по СНиП 24-86	Степень огнестойкости здания	Классификация		Санитарная характеристика веществ, используемых и образующих в производстве
			Класс помещения	Категория и группа взрывоопасных смесей	

- основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения технологического процесса и защита организма работающих;
- схема и описание применения противопожарных средств с указанием места расположения;
- основные меры первой помощи пострадавшим.

29. Раздел «Возможные неполадки технологического процесса и оборудования. Аварийная остановка установки» должен содержать:

- перечень возможных причин организационного, технического и технологического характера, могущие привести к аварии или к несчастным случаям и способы их предупреждения и устранения последующей форме:

Возможные неполадки	Причина возникновения неполадок	Способ предупреждения и устранения неполадок
---------------------	---------------------------------	--

Описание возможных аварийных ситуаций и правила остановки установки или отдельных аппаратов при их возникновении или меры по дальнейшей эксплуатации до устранения аварийной ситуации при:

- отключении электроэнергии, топлива, вода, воздуха, пара, прекращении подачи сырья и т. д.;
- при прекращении или ограничении откачки нефти, вода, газа;
- при нарушении санитарного режима и появления опасности для людей и окружающей среды;
- порывах нефте-водо- и газопроводов;
- отказах в работе основного оборудования, не имеющего резерва;
- при пожарах, взрывах на технологических блоках.

При описании необходимо использовать фрагменты технологических схем с указанием запорной арматуры.

При составлении раздела отразить меры по обеспечению подготовки нефти в аварийных ситуациях по временной схеме.

Указать возможные причины срыва режима работы установки и отклонения качества нефти и воды от требования стандартов и технических условий, мероприятия по выводу установки на режим.

Привести порядок аварийной остановки установки (блока) в зависимости от причин аварии. Конкретно и последовательно описать

действия работников до полной остановки установки и по ликвидации аварии.

29. В разделе «Мероприятия по охране окружающей среды» приводятся основные мероприятия по охране окружающей среды на установке, включающие полную герметизацию технологического оборудования; полную утилизацию сточных вод; обор к максимальное использующие попутного нефтяного гада, уменьшение температуры процесса и количества сжигаемого газа.

Перечислить мероприятия:

- по обору, обработке и утилизации ловушечных эмульсий и нефтяного шлама;

- меры по герметизации резервуарных парков и улавливанию легких фракций, предотвращению переливов.

Выбросы в атмосферу дымовых газов, потери от воцарения, факельных сбросов характеризуются по прилагаемой форме.

Наименование сброса	Количество выбросов, м ³ /ч	Куда сбрасывается	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах	метод, ликвидации, обезвреживания, утилизации
---------------------	--	-------------------	---	---

При отсутствии данных привести расчетные количества.

30. К приложению 1 «принципиальные технологические схемы» прилагаются:

- принципиальная технологическая схема установки с системой автоматизации;

- принципиальные схемы блоков, не входящих в состав установки (реагентное хозяйство, топливное хозяйство, воздух, пар и т.п.)

- схема освобождения, пропарки и установки технологического оборудования.

31. В приложении 2 «Спецификация оборудования» приводятся:
- краткая характеристика технологического оборудования по форме:

№ пп	Позиция по схеме (индекс)	Наименование оборудования (тип, назначение аппарата)	Кол-во шт.	Краткая техниче- ская характер- истика	Матер- иалы	Метод защиты оборудован- ия от коррозии
---------	---------------------------------	---	---------------	--	----------------	---

- эксплуатация компрессоров и насосов по форме (паспортные данные):

Индекс по схеме, марки	Назна- чение	Произ- водитель- ность	Давление, кг/см ² (МПа)		Характеристика привода		
			прием	выкид.	мощность	число оборотов	марка электро- двигат- еля

- спецификация регулирующих клапанов по форме:

№ пп	Место установки регулирующего клапана	Назначение регулирующего клапана	Тип установленного клапана	Обоснование выбора типа клапана
---------	--	--	----------------------------------	---------------------------------------

- краткая характеристика предохранительных клапанов по форме:

Место установки (защищаемый аппарат)	Расчетное давление аппарата	Рабочее давление в аппарате	Установочное давление клапана	Направление сброса клапана
---	-----------------------------------	-----------------------------------	-------------------------------------	----------------------------------

32. В приложении 3 «Перечень обязательных инструкций и нормативно-технической документации» перечисляются:

- должностные инструкции всех работников, предусмотренных штатным расписанием;
- инструкции по технике безопасности, газовой и пожарной безопасности, промсанитарии;
- другие инструкции и нормативно-технические документы, предусмотренные общим положением нефтедобывающего предприятия.

Глава 8. Методическое руководство по определению содержания воды в промысловой нефти.

33. Нефть, извлекаемая из скважин – промысловая нефть, содержит пластовую воду с растворенными солями (содержание пластовой воды в промысловой нефти может достигать 80-90 %), попутные (нефтяные) газы органического (от CH_4 до C_4H_{10}) и неорганического (H_2S , CO_2) происхождения, механические примеси (песок, глина, известняк).

34. Промысловая нефть собирается с разбросанных по всей территории промысла скважин для последующей подготовки нефти к переработке, которая подразумевает разделение (очистку) углеводородного сырья на товарную нефть, нефтяной (попутный) газ и пластовую волю. Основными технологическими процессами подготовки промысловой нефти являются взаимосвязанные процессы – обезвоживание и обессоливание.

35. Для реализации процедур обезвоживания и обессоливания нефти (подготовки нефти) применяется производительный и эффективный метод – отстой обводнённой промысловой нефти горячим методом, при котором промысловая нефть предварительно нагревается до определенной температуры (50-70 °C), что значительно облегчает процесс осаждения воды (разрушение эмульсии), за счет чего в целом ускоряется обезвоживание промысловой нефти, следовательно, и очистка (подготовки) промысловой нефти.

Таким образом, основы нефтедобычи подразумевают предварительную очистку - подготовку получаемого сырья (промысловой нефти) перед закачкой его в магистральную трубопроводную транспортную систему для отправки на НПЗ (на переработку). В свою очередь, на НПЗ ведется контроль соответствия показателям степени подготовки нефти (по содержанию воды).

36. Для определения количества безводной нефти в добываемой промысловой нефти, применяется термохимический метод определения содержания воли в пробе промысловой нефти – термохимическая деэмульсация.

При термохимическом методе определения содержания воды в пробе промысловой нефти водонефтяные эмульсии подвергаются разрушению с применением поверхностно- активных веществ – деэмульгаторов.

37. Для эффективного и значительного облегчения процесса коагуляции капель воды и ускорения обезвоживания пробы промысловой нефти при отстое (деэмульсации), пробу промысловой нефти нагревают до температуры 50 -70 °C.

Сущность методики - определение содержания воды в пробе промысловой нефти в процессе термохимической деэмульсации и дальнейшей дистилляции.

38. Оборудование, материалы, реактивы:

- термостат или водяная баня с терморегулятором для поддержания температуры с погрешностью не более 0,2 °С;
- реагент деэмульгатор, применяемый в процессе подготовки промысловой нефти;
- ареометры для нефти по ГОСТ 18481. Допускается применять аналогичные ареометры, отградуированные по нижнему мениску;
- термометры ртутные стеклянные типа ТЛ-4 по ТУ 25-2021.003 или термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов типа ТИН 5 по ГОСТ 400 при использовании ареометров типа АН;
- цилиндры для ареометров стеклянные по ГОСТ 18481 или металлические соответствующих размеров;
- воронки делительные (мерные) ВД-1-500-ТС; ВД-1-1000-ТС по ГОСТ 25336 82;
- стаканы мерные химические вместимостью 100; 300; 500 см³ ГОСТ 25336-82;
- цилиндры мерные вместимостью 25;50;100;200;250;500;1 000 см³ по ГОСТ 18481-81;
- пипетки вместимостью 1;2;5 см³ ценой деления по ГОСТ 20292.

39. Проведения испытания.

Пробу испытуемой промысловой нефти, при необходимости предварительно подогревают (30-40 °С), тщательно перемешивают (в отобранной емкости) вручную не менее 5 мин.

Испытуемую пробу промысловой нефти переносят в воронку делительную (мерную) ВД-1-500-ТС или ВД-1-1000-ТС (в зависимости от объема испытуемой промысловой пробы нефти).

40. После фиксации в журнале объема (количества) исследуемой пробы в делительной (мерной) воронке, в предварительно подогретую пробу вводится реагент - деэмульгатор. Дозировка деэмульгатора производится на основании установленной нормы применения на предприятии, с корректировкой на объем испытуемой пробы промысловой нефти.

41. При применении деэмульгатора необходимо учесть серию и характеристику химического реагента – маслорастворимый, водорастворимый, масло-водорастворимый. В зависимости от характеристики деэмульгатора выбирается способ введения реагента в пробу промысловой нефти. Для введения в пробу промысловой нефти малорастворимого деэмульгатора, необходимо предварительно приготовить рабочий раствор на основе обезвоженной товарной нефти. Количество (объем) рабочего раствора (количество товарной нефти и деэмульгатора) определяется количеством (объемом) испытуемой пробы промысловой нефти. Количество (объем) обезвоженной товарной нефти рабочего раствора, после окончания процесса термохимической деэмульсации, вычитается из объема нефти. Количество (объем) деэмульгатора рабочего раствора, после

окончания процесса термохимической деэмульсации, вычитается из объема отстоявшейся (выделенной) свободной воды.

Делительную (мерную) воронку с исследуемой пробой промысловой нефтью перемешивают не менее 5 минут.

После перемешивания делительную (мерную) воронку с исследуемой пробой промысловой нефти помещают на отстой в водяную баню при температуре 50-70 град.С. Температура отстоя выдерживается с точностью ± 2 °С.

42. В случае если, по предыдущим данным лабораторных испытаний, известно, что в данной пробе промысловой нефти присутствует повышенное содержание механических примесей, парафина, затрудняющих процесс деэмульсации, температуру водяной бани рекомендуется повысить до 80 °С.

При заданной температуре исследуемую пробу промысловой нефти отстаивают не менее 120 минут.

Через каждые 30 минут производится фиксация (запись) количества отстоявшейся свободной воды.

Процесс отстоя останавливают после того, как выделение (отстой) свободной воды прекратится.

43. После прекращения процесса отстоя делительная (мерная) воронка вынимается из бани крупные капли воды, осевшие на верхних внутренних стенках воронки, сбиваются стеклянной палочкой вниз.

После зачистки производится окончательный замер количества (объема) выделенной (отстоявшейся) свободной воды:

В случае выделения (отстоя) эмульсии, производится замер количества (объема) выделенной (отстоявшейся) эмульсии.

Производится определение плотности (по ГОСТ 3900) и температуры эмульсии.

Содержание воды в отстоявшейся эмульсии определяется по **ГОСТ 2477-2014.**

Производится замер количества (объема) нефти.

Производится определение плотности (по ГОСТ 3900) и температуры нефти.

Содержание остаточной воды в нефти определяется по ГОСТ 2477-2014.

Производится замер количества (объема) нефти.

Производится определение плотности (по ГОСТ 3900) и температуры нефти.

Содержание остаточной воды в нефти определяется по ГОСТ 2477-2014.

44. Обработка результатов.

Объемную долю воды X (% об.) в пробе промысловой нефти, вычисляют следующим образом:

$$X = \frac{V1 + V2 + V3}{V0} * 100$$

где:

$V1$ – объем отстоявшейся (выделенной) свободной воды, см³;

$V2$ – объем воды в приемнике-ловушке (объем воды в отстоявшейся эмульсии (в случае выделения (отстоя) эмульсии), см³;

$V3$ – объем воды в приемнике-ловушке (объем остаточной воды в нефти), см³;

$V0$ – объем исследуемой пробы промысловой нефти, см³.

Нефтегазодобывающее управление

Утверждаю
Главный инженер

Подпись (фамилия, инициалы)

дата

Технологический регламент
(наименование установки)
ТР _____

Срок введения
Вводится (впервые, взамен)
Продлен до (дата)
Главный инженер ПО

(Подпись, фамилия, инициалы, дата)

Настоящий документ разработан:

_____ (полное наименование предприятия-разработчика)

Главный инженер, (наименование НГДУ)

_____ (подпись, дата, фамилии, инициалы)

Главный технолог (начальник тех.отдела)

_____ (подпись, дата, фамилии, инициалы)

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер (зам.директора) НИПИ _____

_____ (подпись, дата, фамилия)

Главный инженер проекта _____

_____ (подпись, дата, фамилия)

Зав. лабораторий (отделом)
технологии подготовки нефти _____

_____ (подпись, дата, фамилия)

Год



Нефтегазодобывающее управление

Утверждаю
Главный инженер
производственного
объединения

Подпись (фамилия, инициалы)

дата

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ
(наименование установки)
ТР _____

Срок введения
Вводится (впервые, взамен)
Продлен до (дата)
Главный инженер ПО

(Подпись, фамилия, инициалы, дата)

Настоящий документ разработан:

(полное наименование предприятия-разработчика)

Главный инженер, (зам. директора)

(подпись, дата, фамилии, инициалы)

Главный инженер проекта

(подпись, дата, фамилии, инициалы)

Согласовано:

Главный инженер НГДУ _____

(подпись, дата, фамилия)

Год