

---

**“HUDUDGAZTA'MINOT” AJ OB'YEKTLARIDA GAZ  
QUVURLARINI BRAKKA CHIQRISH BO'YICHA YO'RIQNOMA**

---

**Toshkent - 2022**

---

---

## So'zboshi

**1 “Hududgaz Konsalting” MChJ tomonidan ISHLAB  
CHIQILGAN VA KIRITILGAN**

**2 “Hududgazta'minot” AJning 2022 yil 28 vefraldagi  
49-sonli buyrug'i bilan TASDIQLANGAN VA AMALGA JORIY  
QILINGAN**

**3 BIRINCHI MARTA TATBIQ ETILDI**

**4 2022 yil 29 martdagi 02/19-795-sonli xati bilan  
O'zbekiston Respublikasi sanoat xavfsizligi davlat qo'mitasi  
bilan kelishilgan**

## MUNDARIJA

1	Qo'llash sohasi.....	1
2	Normativ havolalar.....	1
3	Atamalar va ta'riflar .....	2
4	Belgilar va qisqartmalar.....	6
5	Umumiy qoidalar.....	6
6	Quvurlarning texnik holatini baholash.....	9
	6.1 Tekshiruv o'tkazish tartibi .....	9
	6.2 Quvurlar va QBDni nazorat qilish usullari va hajmlari.....	19
	6.3 Quvurlar va QBD nuqsonlarining turlari.....	21
	6.4 Shakli o'zgargan (deformatsiya) holatini baholash.....	23
	6.5 Quvurlar metallining holatini baholash.....	23
	6.6 Korroziyadan yemirilganlikni baholash.....	25
	6.7 Baholash natijalarini rasmiylashtirish.....	29
7	Quvurlarni brakka chiqarish.....	31
	7.1 Brakka chiqarish tartibi.....	31
	7.2 Brakka chiqarish normalari.....	33
	7.3 Quvurlarni korroziyaga uchraganlik holati bo'yicha brakka chiqarish.....	37
	7.4 Ezilgan va (yoki) gofrli quvurlarni brakka chiqarish.....	43
	7.5 Gaz quvurining texnik holatini umumiy baholash.....	46
8	Ishlatilgan quvurlardan foydalangan holda gaz quvurlarini ta'mirlash.....	46
	A ilova (majburiy) Ta'mirlanishi lozim bo'lgan nuqsonlar qaydnomasining shakli.....	55
	B ilova (ma'lumot uchun) Quvurlar ahvolini baholash.....	58
	C ilova (majburiy) Gaz quvurining texnik holatini tekshirish dalolatnomasining shakli.....	61
	Bibliografiya.....	66



---

---

## **“HUDUDGAZTA'MINOT” AJ OB'YEKTLARIDA GAZ QUVURLARINI BRAKKA CHIQRISH BO'YICHA YO'RIQNOMA**

---

Kiritilish sanasi: 2022 yil 28 vefral

### **1 Qo'llash sohasi**

1.1 Ushbu hujjat gaz tarqatish tarmoqlari orqali ortiqcha gaz bosimi 1,2 MPa dan yuqori bo'lmagan tabiiy gaz uzatuvchi va ortiqcha bosimi 1,6 MPa dan yuqori bo'lmagan suyultirilgan uglevodorod gazini (SUG) GTS va GTPlarga uzatuvchi quvurlarni brakka chiqarish tartibini belgilaydi.

1.2 Mazkur hujjat “Hududgazta'minot” AJning (keyingi matnda – tashkilot) barcha bo'linmalarida qo'llanilishi uchun mo'ljallangan.

### **2 Normativ havolalar**

Ushbu hujjatda quyidagi normativ hujjatlar yuzasidan berilgan havolalar qo'llanilgan:

ГОСТ 24297-2013 Верификация закупленной продукции. Организация проведения и методы контроля

ГОСТ 31448-2012 Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

O'z DSt 20.202:2001 Mahsulot sinash tizimi. Putur yetkazmaydigan nazorat. Putur etkazmaydigan laboratoriyalariga qo'yiladigan talablar

KMK 3.05.02-96 Gaz ta'minoti. Ishlarni tashkil etish, ishlab chiqarish va qabul qilish

KMK 2.05.06-97 Magistral quvuro'tkazgichlar

Izoh - Ushbu hujjatdan foydalanilganda O'zbekiston hududida umumiy foydalanishda bo'lgan axborot tizimida - O'zbekiston texnik jihatdan tartibga solish agentligining ("O'zstandart" agentligi) Internet tarmog'ida yoki joriy yilning 1 yanvar holatiga ko'ra nashr qilinadigan har yili chop etiladigan standartlarning informatsion ko'rsatkichi (klassifikatorlar) bo'yicha normativ hujjatlar havolalari amal qilishini tekshirish maqsadga muvofiqdir. Agar havola qiluvchi hujjat almashtirilgan (o'zgartirilgan) bo'lsa, u holda ushbu hujjatdan foydalanishda almashtirilgan (o'zgartirilgan) hujjatga amal qilish lozim. Agar havola qiluvchi hujjat almashtirilmasdan bekor qilingan bo'lsa, unga havola berilgan qoida ushbu havolaga ta'sir qilmaydigan qismda qo'llaniladi.

### **3 Atamalar va ta'riflar**

Ushbu hujjatda quyidagi atamalar va ularga tegishli ta'riflar qo'llanilgan:

**3.1 ezilgan (pachaq) joy:** Quvurning tashqi yuzasiga jamlangan yoki taqsimlangan ko'ndalang yuklama ta'sirida hosil bo'ladigan mahalliy sirt shaklining ravon o'zgarishi shaklida quvur kesimi shaklining buzilishi.

Izoh - Ko'ndalang yuklama ta'siri, odatda, quvurning o'zak sifatida egilishi bilan bir vaqtda sodir bo'ladi. Bo'ylama va ko'ndalang yo'nalishlarda hosil bo'ladigan ezilish (pachaqlanish) o'lchamlari bir-biridan birozgina farq qiladi.

**3.2 quvur yoki QBDni kesib (qirqib) olish:** Quvur yoki QBDni ta'mirlash yoki almashtirish uchun amaldagi quvuro'tkazgichdan chiqarib olish taomili.

**3.3 gofr:** Quvuro'tkazgich egilayotganda siqilgan zonada ortiqcha plastik deformatsiyalar rivojlanayotganda quvur devorining mahalliy turg'unligini yo'qolishi natijasida quvur kesimi shaklining buzilishi.

Izoh - Gofr aylana yo'nalishida cho'zilgan va quvurning o'qi bo'ylab kichik uzunlikka ega. Gofr asosiy to'lqinga qo'shimcha ravishda past balandlikdagi qo'shimcha (ikkilamchi) to'lqinlarga ega bo'lishi mumkin.

**3.4 grat:** biror ishlov berish jarayonidan keyin mahsulot chekkalarida qoladigan ortiqcha metall. Metallni payvandlash natijasida oqim izi shaklida qotib qoladigan erigan material ko'rinishida grat hosil bo'ladi.

**3.5 nuqsonli g'altak:** Uzluksiz bo'ylama proyeksiyaga ega bo'lgan quvurning bir yoki bir necha nuqsonli qismi.

**3.6 o'zaro ta'sir qiluvchi nuqsonlar:** Ikki yoki undan ortiq nuqsonlar bo'lib, ularning majmui uchun quvur yorilishining hisobiy bosimi har bir nuqson uchun quvur yorilishining hisobiy bosimidan past bo'ladi.

**3.7 nuqsonli maydon:** Quvurning bir yoki biri-biriga yaqin joylashgan bir necha nuqsonlari mavjud bo'lgan qismi.

**3.8 g'ajilgan joy:** o'tkir tishli qirralari va tubining kichik egriligi mavjud bo'lgan tiralish turi.

**3.9 chuqurcha (uringan joy):** Quvur yuzasining quvur devori yuzasiga tegmay harakatlanadigan va quvur jismining qoldiq mahalliy egilishi sezilmaydigan o'tkir qirralarga ega bo'lgan qattiq jism bilan o'zaro dinamik ta'siri natijasida paydo bo'ladigan shikastlanish.

**3.10 brakka chiqarilgan g'altak:** Quvuro'tkazgichlarda ishlatish uchun yaroqsiz sifatida e'tirof etilgan quvurning nuqsonli qismi.

**3.11 g'altak:** Quvurning silindrik qismi.

**3.12 quvurlar va QBDning toifalari:** Quvurlar va QBDni ishlatish imkoniyatlari bo'yicha tasniflangan guruh hamda ularni ishlatishga tayyorlash tartibi.

**3.13 nazorat ostida silliqdash:** Quvur yoki QBDni ta'mirlash usuli bo'lib, silliqdash jarayonida ularning qoldiq chuqurligini bosqichma-bosqich nazorat qilish, shuningdek ta'mirlash natijalarini nazorat qilish, shu jumladan nuqsonlar to'liq bartaraf etilganligini tasdiqlash va hosil bo'lgan chuqurchalar o'lchamlarini aniqlashdan iborat.

**3.14 putur yetkazmaydigan nazorat:** Quvurlar va QBDni ishlatish va foydalanish uchun yaroqliligini buzmaydigan nazorat.

**3.15 quvur, QBD yoki g'altakni brakka chiqarish:** Quvur, QBD yoki g'altak quvuro'tkazgichlarda ishlatish uchun yaroqli ekanligini aniqlash taomili.

**3.16 silliqlangan maydon:** Quvurning bir yoki biri-biriga yaqin joylashgan bir necha nuqsonlarini nazorat ostidagi silliqlash yo'li bilan bartaraf etishda paydo bo'lgan bir yoki bir necha chuqurchalari mavjud bo'lgan qismi.

**3.17 quvurlar va quvuro'tkazgichni birlashtiruvchi detallarning (QBD) sifatini baholash:** Quvurlar va quvuro'tkazgichning birlashtiruvchi detallari КМК (СНП) va ularni guruhlariga bo'lish talablariga muvofiqligini aniqlash taomili.

**3.18 yuzadagi nuqsonlar:** Quvur yuzasida joylashgan va quvur devori kesimining yoki bo'ylama payvand choki kesimining maydoni kamayishiga olib keladigan nuqsonlar (korroziya, stress-korroziya, metallurgik nuqson va sh.k.).

**3.19 yaroqli g'altak:** Quvuro'tkazgichlarda ishlatish uchun yaroqli sifatida e'tirof etilgan quvurning qismi.

Izoh - Yaroqli g'altak, shu jumladan, ta'mirlashni talab qiladigan nuqsonli g'altaklarga ega bo'lishi mumkin.

**3.20 prognoz qilinadigan xavfsiz ishlatish muddati:** Hisobiy yemiruvchi bosim darajasi belgilangan bosim darajasidan yuqori bo'lib turadigan davr.

**3.21 hisobiy yemiruvchi bosim:** Nuqsonli quvur qismi-ning yemirilishi prognoz qilingan ichki bosimning hisob-kitob yo'li bilan aniqlanadigan qiymati.

**3.22 stress-korroziya nuqsoni:** Alohida yoriq yoki bo'ylama yo'nalish bo'yicha uzluksiz proyeksiyaga ega bo'lgan stress-korroziya yoriqlari tizimi.

Izoh - keyingi matnda "nuqson" atamasi tilga olinganda stress-korroziya nuqsoni nazarda tutiladi.

**3.23 qirilgan (tirnalgan) joy:** Quvur sirtining u bo'ylab harakatlanayotgan o'tkir qirrali qattiq jism bilan o'zaro dinamik ta'siri natijasida yuzaga kelgan shikastlanish.

**3.24 shurf:** Bu poydevor va (yoki) tuproqli asosni tekshirish, shuningdek geologik qidiruvlar davomida tuproq namunalarini olish uchun oddiy chuqurdir.

## **4 Belgilar va qisqartmalar**

GTS - Gaz to'ldirish stansiyasi

GTP - Gaz to'ldirish punkti

QBD - Quvuro'tkazgichni birlashtiruvchi detallar

NH - Normativ hujjatlar

ROT - Rejali-ogohlantiruvchi ta'mirlash

## **5 Umumiy qoidalar**

5.1 Tekshirilayotgan gaz ta'minoti ob'yektlarida alohida quvurlar va QBD holatini baholash, ularni kelgusida ishlatish imkoniyati, ta'mirlash yoki brakka chiqarish to'g'risida qaror qabul qilish quvuro'tkazgich qismining texnik holatini o'rganish materiallari asosida amalga oshiriladi.

5.2 Tekshiruv quvuro'tkazgichning himoya qoplamasidan tozalangan qismida amalga oshirilishi lozim. Vizual tekshiruv gaz quvurining yuzasidan eski himoya qoplamasi qoldiqlarini olib tashlangan yuzasi puxta tozalangan va u yotoqlarga yotqizilganidan keyin amalga oshiriladi.

5.3 Tozalangan va yotoqlarga yotqizilgan quvuro'tkazgichni tekshirishdan oldin uning har bir qismi (плет) raqamlangan, piketlarga bog'langan va ishchi chizmalarda belgilangan bo'lishi lozim.

5.4 Tekshiruvni O'z DSt 20.202 talablariga muvofiq o'rnatilgan qoidalar bo'yicha akkreditatsiyadan o'tkazilgan mustaqil putur yetkazmaydigan nazorat laboratoriyasi mavjud va O'zbekiston Respublikasi Sanoat xavfsizligi davlat qo'mitasining maxsus ruxsatnomasiga ega bo'lgan tashkilot bajarishi kerak.

5.5 Zamonaviy asboblarda yordamida nazorat qilish usullarini qo'llagan holda quvurlar devorlarining shikastlanish xususiyatlarini aniqlash uchun gaz quvuri butun uzunligi va perimetri bo'ylab tekshiruvdan o'tkazilishi lozim.

5.6 Quvurlar va QBDlarni tekshirayotganda barcha aniqlangan nuqsonlarning geometrik parametrlari aniqlanishi kerak. Stress-korroziya nuqsonlari chuqurligi silliqlash va asboblarda yordamida tekshirish yo'li bilan aniqlanishi yoki tasdiqlanishi lozim. Aniqlangan nuqsonlarning geometrik

parametrlari noaniq bo'lgan nuqsonli quvurlar va QBDlar sifatini baholashga yo'l qo'yilmaydi.

5.7 Ko'cha quvuro'tkazgichi almashtirilayotganda ushbu ko'chalar qizil chiziqlari doiralarida joylashgan quvuro'tkazgichdan ketgan barcha tarmoqlar qaytadan yotqizilishi lozim.

Ko'chalarning qizil chiziqlari tashqarisida joylashgan qaytadan yotqizilayotgan ko'cha quvuro'tkazgichining kirish tarmoqlari, ularning ushbu Yo'riqnoma talablariga muvofiq aniqlanadigan texnik holatiga qarab, ta'mirlash yoki almashtirishga tayinlanadi.

5.8 Kapital ta'mirlash yoki almashtirish zaruratini aniqlash uchun tekshiruv o'tkazish ketma-ketligi "Hududgazta'minot" AJning tuman (shahar) gaz ta'minoti filiali tomonidan gaz quvurining texnik holatiga qarab belgilanadi.

Birinchi shunday tekshiruv ushbu gaz quvuri ishga tushirilgandan keyin uzog'i bilan 15 yil o'tgandan so'ng amalga oshirilishi lozim.

Tekshiruvda texnik holati qoniqarli deb e'tirof etilgan gaz quvurlari uzog'i bilan 5 yildan keyin takroran tekshiruvdan o'tkazilishi kerak.

5.9 Foydalanish muddati tugagan barcha gaz quvurlari, ularni kelgusida ishlatish mumkinligi yoki almashtirish lozimligini aniqlash maqsadida, texnik holati majburiy tekshiruvdan o'tkazilishi lozim.

## **6 Quvurlarning texnik holatini baholash**

### **6.1 Tekshiruv o'tkazish tartibi**

6.1.1 Quvurlarni tekshirish ishlari taqdim etiladigan loyihalash, qurilish (ijro etish) va ishlatish hujjatlariga, quvurning ichki defektoskopiya ma'lumotlariga (agar mavjud bo'lsa) va gaz quvurining nuqsonli qismini tashqi tekshirish natijalariga asoslanadi.

6.1.2 Chuqurligi kichik (quvur devorining bir karra qalinligiga teng) ravon ezilgan va gofr mavjud holatlarda (himoya qoplamasi yirtilgan, ko'chib qolgan yoki boshqa nuqsonlar kuzatilganda), ezilgan yoki gofr mavjud bo'lgan joyda quvur devorlarining nuqsonlarini izlash, himoyalovchi qoplamani olib tashlamagan holda (himoya qoplamasi ustidan), MVD-2 turdagi defektoskoplar (magnit-uyurma-tokli defektoskop) yoki shunga o'xshash boshqa asboblarda yordamida amalga oshiriladi. Shunda, aytib o'tilgan asboblarda yordamida ezilgan yoki gofr bo'lib qolgan joyda quvur devorining nuqsonlari aniqlangan holdagina faqat ana shu joydagi himoya qoplamasi tozalab tashlanadi.

6.1.3 Jiddiyroq nuqsonlari mavjud bo'lgan (quvur devorining bir karra qalinligidan kattaroq) quvurning tashqi tekshiruvini o'tkazish uchun nuqson joyida va unga tutash qismlarda uzunligi kamida 500 mm ga teng uchastkada himoya qoplamasi olib tashlanadi va korroziya oqibatlarini tozalab qo'yiladi.

6.1.4 Nuqsonli joyning tashqi tekshiruvi vizual tekshiruvdan, nuqsonlarning geometrik parametrlarini o'lchashdan,

quvur devoriga putur yetkazmagan holda uni nazorat qilish va nuqsonli joydagi devorining qalinligini o'lchashdan (haqiqiy qalinligini aniqlash) iborat bo'ladi.

6.1.5 Vizual tekshirish orqali nuqsonlar tasniflanadi (pachaqlangan yoki gofr paydo bo'lgan), uning o'qlari holati aniqlanadi; gofr mavjud bo'lgan holatda to'lqinlarining soni belgilanadi. Quvur devorining nuqsonli qismida yuzadagi nuqsonlari (g'ajilgan, chizilgan, tirnalgan joylar, yoriqlar, korroziyaga uchragan joylar va sh.k.) qayd qilinadi. Nuqsonli zonaga nisbatan payvand choklarining joylashuvi hamda nuqson chetlari quvurning asosiy yuzasi bilan ravon uyg'unlashuvi qayd qilinadi.

6.1.6 Geometrik parametrlarni asboblardan yordamida o'lchash orqali gaz quvurining o'qi bo'ylab nuqson uzunligi, uning kengligi (aylana yoyi bo'ylab) va chuqurligi aniqlanadi. Bundan tashqari, nuqsonning ikkilamchi to'lqinlari mavjudligini aniqlash maqsadida quvur o'qi va nuqson markazidan o'tuvchi shartli tekislik bilan hosil qilingan nuqsonning markaziy bo'ylama kesimi shaklining taxminiy eskizi tuziladi.

6.1.7 Quvur devorlarining haqiqiy qalinligi va nuqson joyida metall holatining putur yetkazmaydigan nazorati ultratovushli, magnitli defektoskoplar hamda bir vaqtning o'zida ham quvur devorining qalinligini qayd qilish, ham devordagi, shu jumladan quvurning ichki yuzasidagi nuqsonlarni (yoriqlar,

qatlamlarga ajralish va sh.k.) aniqlashga imkon beradigan boshqa vositalar yordamida amalga oshiriladi.

6.1.8 Suv bosgan va botqoqlashgan hududlar, yo'llar va temir yo'llar ostidan, shuningdek suv osti kechuvlaridan o'tuvchi hududlarni tekshirish quvurlar ichida qo'llaniladigan defektoskoplardan foydalangan holda o'tkaziladi.

6.1.9 O'tkazilgan tashqi tekshiruv natijalari bo'yicha qaydnoma tuzilib, unga barcha aniqlangan va o'lchangan parametrlar kiritiladi. Qaydnoma shakli A ilovada keltirilgan.

#### 6.1.10 Vizual nazorat

##### 6.1.10.1 Markirovka mavjudligi va mazmunini tekshirish.

6.1.10.2 Tekshiruv stolining yo'naltiruvchi vositalari bo'y-lab dumalatiladigan quvurning butun tashqi yuzasini, kattalash-tiruvchi asboblardan foydalanmagan holda, puxta tekshirish. Quvurlar yuzasida yoriqlar, plenlar, yirtiq joylar, qayirmalar va boshqa kamchiliklar bo'lmasligi kerak. Quvurlarning uchlari qatlamlarga ajralib qolishi mumkin emas. Quvur devorining qalinligini, quvurlarni ishlab chiqarish texnologiyasiga muvofiq, ruxsat etilgan qiymatlardan qalinroq qilib yubormaydigan quyidagilar mavjud bo'lishiga yo'l qo'yiladi: - yuqa zich to'pon qatlami; - mayda plenlar; - chuqurligi quvur mahsulotining normativ hujjatlari talablari bilan belgilanadigan alohida izlar, chuqurchalar, g'ovaklar va boshqalar. Devor qalinligini minimal ruxsat etilgan qiymatdan kamaytirib yubormaydigan abraziv asbob bilan tozalash orqali quvur yuzasini ta'mirlashga ruxsat

etiladi. Quvurlar uchlariga mexanik shikastlar yetkazilishiga yo'l qo'yilmaydi. Quvurlar metalli yuzasidagi nuqsonlarni payvandlash yo'li bilan tuzatishga yo'l qo'yilmaydi.

6.1.10.3 Quvurlarning har ikki uchida bir vaqtning o'zida ichki yuzani yoritish yo'li bilan ko'zga ko'rinadigan uzunlikkacha ikki uchining ichki yuzasini puxta tekshirish.

6.1.10.4 Quvurlarning tashqi va/yoki ichki yuzasida, tashqi va/yoki ichki korroziyaga qarshi qoplamani qo'llash uchun mo'ljallangan himoya qoplamasi qo'llangan maydoniga qarab, ezilgan joylar, g'ovaklar, g'ajilgan joylar, o'tkir bo'rtiqlar, eritilgan metall tomchilari, kichik plenlar bo'lishiga yo'l qo'yilmaydi.

6.1.10.5 Normativ hujjatlar talablariga muvofiq, tashqi yuzadagi nuqsonlarning chuqurligi o'lchash vositalari yordamida nuqsonning yonida joylashgan va mexanik tozalashdan keyin nuqson joyida joylashgan nuqtada va mexanik tozalashdan keyin nuqsonni butunlay yo'q qilish joyda quvurning haqiqiy diametri ayirmasi sifatida aniqlanishi mumkin.

6.1.10.6 Elektrpayvandlangan quvurlarning payvand choklari zich bo'lishi, payvandlanmagan, erimagan joylari, yoriqlar, g'uddalar bo'lmasligi kerak. Chok metalli yuzasida g'ovaklar, kavaklar, yoriqlar, teshiklar va metall mustahkamligini asosiy metall zichligi va mustahkamligidan pasaytirib yuboradigan boshqa nuqsonlar mavjud bo'lishiga yo'l qo'yilmaydi. To'g'ri chokli elektrpayvandlangan quvurlarning payvand choklari

tayanch metallardan chok metalliga o'tkir burchaklarsiz silliq o'tishga ega bo'lishi kerak. Payvand chokining ichki grati iste'molchi talabiga ko'ra yo'q qilinadi. Grat yo'q qilingan joyda quvur devorining qalinligi ruxsat etilgan ingichkalashish chegarasidan chiqmagan holda ingichkalashishiga yo'l qo'yiladi. Yo'q qilingan grat qoldig'ining balandligi Buyurtmachining quvur yetkazib berish bo'yicha normativ hujjatda (NH) ko'rsatilgan qiymatdan ortiq bo'lmasligi lozim. Quvur uchidan 300 mm dan yaqin masofadagi uchastkalarida payvandlangan quvur birikmalari hamda kuygan joylar va yoriqlari mavjud bo'lgan quvurlarni payvandlab ta'mirlashga yo'l qo'yilmaydi. Nuqsonlarni kesish yoki eritish, so'ng payvandlash yo'li bilan ta'mirlangan payvand chokining uzunligi kamida 50 mm va uzog'i bilan 300 mm gacha bo'lishi kerak. Alohida ta'mirlangan choklar bir-biridan kamida 500 mm masofada joylashgan bo'lishi lozim. Ta'mirlangan uchastkalarining umumiy uzunligi payvand choki uzunligining 10% dan oshmasligi kerak. 0,5 mm gacha chuqurlikda va 50 mm gacha uzunlikdagi kesiklar tuzatishsiz, shuningdek, devor qalinligini minimal ruxsat etilgan qiymatdan pastroqqa tushirmaydigan bo'lsa ruxsat etiladi. Payvand choki g'ovakli bo'lmaganda payvand choklarining mustahkamlagichlarida payvand chokining minimal balandligidan past bo'lmagan ravon chuqurchalar (egar) bo'lishiga yo'l qo'yiladi.

6.1.10.7 Diametri 1020 mm va undan ortiq bo'lgan quvurlar ichki yuzasining sifat nazorati butun uzunligi bo'ylab ichkaridan bevosita ko'zdan kechirish yo'li bilan amalga oshirilishi kerak. Diametri 1020 mm dan kichik bo'lgan quvurlar ichki yuzasining sifat nazorati quvurning bir uchida yorug'lik manbaini joylashtirgan holda, oraliq aniq ko'rinishi yuzasidan o'tkaziladi. Ichki yuzalarda nuqsonlarning chuqurligi aniqlanmaydi. Zarurat yuzaga kelganda, oralatib tanlash tartibida, quvur qismlarga kesib qo'yilishi va yanada puxta tekshiruvdan o'tkazilishi, va nuqsonlar tekshirilishi mumkin.

#### 6.1.11 Qoplamali quvurlarni nazorat qilish va ta'mirlash

6.1.11.1 Tashqi qoplamasi polietilenli yoki epoksidli, ichki qoplamasi esa epoksidli bo'lgan quvurlarda qo'shimcha ravishda quyidagilar nazorat qilinadi:

- himoya qilinmagan quvurlar uchlarining uzunligi;
- ichki va tashqi qoplamaning qalinligi;
- ichki va tashqi qoplamaning tashqi ko'rinishi;
- ichki qoplamani himoyalash uchun birlashtiruvchi elementlarning butligi va geometrik o'lchamlari;
- qoplama qiyaligining quvur tanasiga nisbatan burchagi;
- shubha uyg'otuvchi joylarda va nuqsonli uchastkalarda korroziyaga qarshi qoplamaning dielektrik yaxlitligi;
- butun turkumdan ikkita quvurlarda va shubha uyg'otuvchi joylarda qoplamaning po'latga nisbatan adgeziyasi (birikishi).

6.1.11.2 Qoplamali quvurlarni ishlab chiqarish va yetkazib berishga oid texnik shartlarda nazorat usullari, o'lchamlar va ruxsat etilgan og'ishlar ko'rsatilishi lozim.

6.1.11.3 Yuk tashish, yuk ortish-tushirish va yuk saqlash jarayonida paydo bo'lgan tashqi qoplamaning mahalliy nuqsonlari mavjud bo'lgan taqdirda, ularni ta'mirlashga yo'l qo'yiladi.

6.1.11.4 Ta'mirlash uchun ishlatiladigan materiallar va ta'mirlash ishlarini o'tkazish texnologiyasi qoplangan quvurlarni ishlab chiqarish va yetkazib berish bo'yicha texnik shartlar talablariga muvofiq qoplama sifatini ta'minlashi lozim.

6.1.11.5 Shikastlangan joylarni ta'mirlash ishlari belgilangan tartibda ishlab chiqilgan va tasdiqlangan texnologik hujjatlarga muvofiq amalga oshiriladi.

6.1.11.6 Qoplamaning umumiy qalinligini minimal qiymatlardan kamaytirib yubormaydigan shikastlanishlarni ta'mirlash talab etilmaydi.

6.1.11.7 Ta'mirlash ishlarini o'tkazish texnologiyasi ta'mirlashda ishlatiladigan materiallarni ishlab chiqaruvchi korxonalar tavsiyalariga muvofiq bo'lishi lozim.

6.1.11.8 Ta'mirlangan uchastkaldani qoplama asosiy qoplamadan ajralib qolishi va yorilishi mumkin emas. Qoplama qalinligi va dielektrik yaxlitligi bo'yicha qoplamaga oid normativ hujjatlar talablariga muvofiq bo'lishi kerak.

6.1.11.9 Aytib o'tilgan talablar quvurlarning tashqi polimer qoplamasining shikastlangan joylarini ta'mirlashga nisbatan ham amal qiladi. Quvurlarning ichki qoplamasini ta'mirlashga yo'l qo'yilmaydi.

6.1.11.10 Zavodda tatbiq etilgan tashqi qoplarni ta'mirlash ishlari quvurlarni joylash va saqlash joylarida, shuningdek, quvurlar qurilish-montaj ishlarini amalga oshirish joyiga tashib kelingan va bu ishlar bajarilgandan keyin, bevosita quvuro'tkazgichni qurish uchastkalarida amalga oshirilishi lozim.

6.1.11.11 Quvurlar ularni ishlab chiqargan zavoddan qurilish-montaj ishlari bajariladigan joygacha olib kelinayotganda ro'y bergan qoplamaning barcha teshib o'tgan va teshib o'tmagan shikastlanishlari (qoplama po'latdan ajralib qolgan, qirilib qolgan, tirnalgan va pachaqlangan joylarda, qolgan qoplama qalinligi va dielektrik yaxlitligi talab etiladigan qiymatlardan kamayib ketganda) ta'mirlanishi kerak.

6.1.11.12 Qoplamaning shikastlangan joylarini ta'mirlashga oid ishlar ROT va texnologik kartalarga muvofiq "Hududgaz Konsalting" MChJda o'qitilgan mutaxassislar tomonidan amalga oshirilishi lozim.

6.1.11.13 Ta'mirlovchilar brigadalari texnologik kartalarda ko'zda tutilgan zarur texnologik va yordamchi uskunalardan bilan butlangan bo'lishi kerak.

6.1.11.14 Zavodda bajarilgan qoplamaning teshib o'tmagan shikastlanishlarini (tirnalishlar, ezilgan joylar) ta'mirlashda issiqlik ta'sirida eriydigan to'ldiruvchilar qalamlar hamda

dastaki pistolet-ekstruderlar qo'llaniladi. Qoplamaning shikastlangan joyini issiq havo ( $\phi\text{EH}$ ) yoki mayin olov, propan gorelka bilan qizdirish, so'ng qoplamani ftoroplastli rolik yoki shpatel yordamida tekislash orqali ta'mirlashga yo'l qo'yiladi.

6.1.11.15 Zavod qoplamasining teshib o'tgan va teshib o'tmagan shikastlanishlarini ta'mirlashda, ta'mirlash ishlarida qo'llaniladigan materiallarni ishlab chiqaruvchi korxonalar tavsiyalariga muvofiq, o'z xususiyatlari bo'yicha zavodning himoya qoplamasiga mos keladigan ta'mirlash materiallari ishlatilishi lozim.

6.1.11.16 Zavod qoplamasining shikastlangan joylarini ta'mirlashda ishlatiladigan materiallar ularga oid standartlar yoki texnik shartlar talablariga javob berishi kerak. Ta'mirlash materiallarining ishlab chiqaruvchi-yetkazib beruvchilari ularning sifatini kafolatlashi va ulardan foydalanish tartibi va texnologiyasini taqdim etishlari lozim.

6.1.11.17 Qoplamaning ta'mirlangan qismlari quyidagi ko'rsatkichlar bo'yicha nazorat qilinishi kerak: tashqi ko'rinishi, qalinligi, dielektrik yaxlitligi. Xususiyatlarning ushbu ko'rsatkichlari bo'yicha ta'mirlanadigan uchastkalaridagi qoplama quvurlarning zavod qoplamasiga mos kelishi lozim.

6.1.11.18 Qolgan talablar – ГОСТ 31448 va [1] ga muvofiq.

6.1.12 Tekshiruvdan o'tkazilgan quvurlar markirovka qilinishi kerak. Markirovka quvur uchidan 100-150 mm masofa-

da yuvilib ketmaydigan bo'yoq bilan quyidagi tartibda amalga oshiriladi:

- quvurning tartib raqami;
- tekshiruvdan o'tkazilgandan keyin quvur kiritilgan toifa indeksi: П – foydalanish uchun yaroqli; P – keyingi foydalanish uchun ta'mirlashni talab qiluvchi; Y – bevosita maqsadi bo'yicha foydalanish uchun yaroqsiz; Б – keyingi foydalanish uchun yaroqsiz.

6.1.13 Ko'rsatkichlari standartlar talablariga va sertifikat ma'lumotlariga ko'ra javob bermaydigan yoki ularning raqamlari olingan sertifikatlarda mavjud bo'lmagan quvurlar keyingi qabul qilishdan chiqarib tashlanadi.

6.1.14 Kirish nazoratining natijalari bo'yicha korxonada buyrug'i bilan tayinlangan komissiya dalolatnoma tuzib, unda tekshiruvdan o'tkazilgan quvurlar sonini va toifaning turli indekslariga ega bo'lgan quvurlar sonini ko'rsatadi. Shuningdek, quvurlarni qanday sabablarga ko'ra ta'mirlash talab etilishi yoki keyingi foydalanish uchun yaroqsiz ekanligi dalolatnomada ko'rsatilishi kerak.

6.1.15 Kirish nazoratining natijalari bo'yicha quvurlar yetkazib berish uchun amaldagi NH talablariga javob berishi sharti bilan yaroqli hisoblanadi. Quvurlarni nazorat qilish natijalari sotib olingan mahsulotlarni tekshirish jurnalida ГОСТ 24297 da keltirilgan shakl bo'yicha qayd etilishi lozim.

6.1.16 Quvurlar va qoplamalardagi nuqsonlar hamda geometrik parametrlarning og'ishlari, mahsulot yetkazib berish holatini buzmaganda, mahsulot yetkazib beruvchisiga taqdim etilishi kerak.

## **6.2 Quvurlar va QBDni nazorat qilish usullari va hajmlari**

6.2.1 Quvurlar va QBDni tekshirishda 6.3.1-6.3.5 bandlarida ko'rsatilgan nuqsonlarni aniqlashga imkon beradigan putur yetkazmaydigan nazorat usullari va asboblardan foydalaniladi. Qo'llaniladigan nazorat usullari va asboblari (DIO-562, WT-600S, UT-93Π kabi ultratovushli defektoskoplar va qalinlik o'lchagichlari) quvurlar va QBDning tashqi (chuqurligi 0,3 mm) va ichki (chuqurligi 0,1 mm) nuqsonlarini aniqlashni ta'minlashi lozim.

6.2.2 Quvurlarni brakka chiqarishda putur yetkazmaydigan nazorat qilish hajmi quvurlar va QBDning texnik holatiga ko'ra, lekin 6.2.2.1-6.2.2.4 bandlarida ko'rsatilgan hajmlardan kam bo'lmagan holda olinadi.

6.2.2.1 Asosiy metall nuqsonlarini (korroziya nuqsonlari, chuqurchalar, gofrlar, tirnalishlar, g'ajilishlar va boshqalar) va payvandlangan birikishlar nuqsonlarini (kesiklar, payvandlangan qirralar surilib ketishi va sh.k.) hamda quvurlar (QBD) va aniqlangan nuqsonlarning geometrik o'lchamlarini aniqlash uchun 100 % hajmda vizual va o'lchov nazorati amalga oshiriladi.

6.2.2.2 Vizual va o'lchov nazoratining natijalari bo'yicha quvurlar metallini, zavodning payvand choklarini ultratovushli nazorat qilish brakka chiqarilgan quvurlar yuzasi maydonining kamida 50 % hajmida va payvand choklar uzunligining kamida 5 % miqdorida amalga oshiriladi.

6.2.2.3 Quvur devori qalinligini o'lchash quvurning diametridan qat'i nazar, aylana bo'ylab to'rtta diametral joylashgan nuqtalarda va quvuro'tkazgichning har bir pogon metridagi kamida to'rtta uchastkalarida kamida 0,1 mm aniqlikda ultratovushli defektoskop yoki qalinlik o'lchagichi yordamida amalga oshirilishi kerak, nuqsonli devorlar ingichkalashgan joylarida esa oralig'i 25 mm dan katta bo'lmagan to'r usulida, lekin nuqsonli uchastkalarda kamida 10 ta nuqtada o'lchashlar amalga oshiriladi.

6.2.2.4 Quvurlar, quvuro'tkazgichlar detallari va shu kabilarning tashqi diametrini (57 mm gacha bo'lganda) o'lchashda diametr qiymati sifatida ikkita o'zaro perpendikulyar yo'nalishdagi diametr o'lchovlarining arifmetik o'rtacha qiymati olinadi. O'lchovlar xatoligi 0,1 mm dan ortiq bo'lmagan shtangensirkul yordamida amalga oshiriladi.

Diametri 57 mm dan ortiq bo'lgan quvurlar va QBD uchun tashqi diametrning  $D$  (mm) qiymati quyidagi formula bo'yicha hisoblab chiqiladi:

$$D = \frac{\Pi}{3,142} - 2T \quad (1)$$

bunda  $\Pi$  – aniqligi 0,5 mm gacha bo'lgan ruletka yordamida o'lchangan perimetr (mm);

T – ruletka tasmasining qalinligi, mm.

6.2.2.5 Payvandlangan montaj birikmalar nazorati (hajmlari, usullari va sifatini baholash) [2] talablariga muvofiq amalga oshiriladi.

6.2.2.6 Quvurlar va QBDni tekshiruvdan o'tkazishda, tasdiqlangan me'yoriy hujjatlarga muvofiq, putur yetkazmay-digan nazoratning qo'shimcha usullarini (rentgen, kapillyar va sh.k.) qo'llash tavsiya etiladi.

### **6.3 Quvurlar va QBD nuqsonlarining turlari**

6.3.1 Quvurlar va QBD nuqsonlari quyidagilarga bo'linadi:

- a) mexanik tabiatli nuqsonlar;
- b) ishlatish nuqsonlari.

6.3.2 Mexanik tabiatli nuqsonlarga quyidagilar qiradi: ezilgan joy; gofr; quvur egriligi; oval shaklidagi; tirlangan; g'ajilgan joylar; chuqurchalar.

6.3.3 Ishlatish nuqsonlariga quyidagilar qiradi: korroziya nuqsonlari va stress – korroziya nuqsonlari. Korroziya nuqsonlariga quyidagilar kiritiladi: bir tekisdagi korroziya; bir tekis bo'lmagan korroziya; mahalliy korroziya; nuqtasimon korroziya (pitting); dog'simon korroziya; korroziyali yaralar. Stress-korroziyali nuqsonlar quyidagilardan iborat: qatlamlarga bo'linib ketish, korroziya-toliqishli yoriqlar.

6.3.4 Quvurlar va QBD nuqsonlari (6.3.2 – 6.3.3 bandlarda ko'rsatilgan) quyidagilarga bo'linadi:

- a) asosiy metall va payvand choklarining yuza nuqsonlari;
- b) asosiy metall va payvand choklarining ichki nuqsonlari;
- c) quvurlar va QBD geometriyasi nuqsonlari;

6.3.4.1 Asosiy metallning yuza nuqsonlariga tashqi yoki ichki yuzaga chiqadigan quyidagi nuqsonlar qiradi:

- a) mexanik tabiatli nuqsonlar - tirnalishlar, g'ajilgan joylar, chuqurchalar (6.3.2);
- b) 6.3.3 bandida ko'rsatilgan ekspluatatsion korroziya nuqsonlari.

6.3.4.2 Asosiy metallning ichki nuqsonlariga yuzaga chiqmaydigan nuqsonlar qiradi – qatlamlarga ajralish, korroziya-toliqishli yoriqlar.

6.3.4.3 Zavod payvand choklarining yuza nuqsonlariga yuzaga chiqadigan quyidagi nuqsonlar qiradi: yoriqlar; g'ovaklar; kovaklar; payvand chokidagi teshiklar; payvandlangan birikma yuzasining oksidlanishi;

6.3.4.4 Zavodda payvandlangan va montaj qilishda payvandlangan choklarning ichki nuqsonlariga eritilgan metall va termik ta'sir zonasidagi kelib chiqishi har qanday yoriqlari qiradi.

6.3.4.5 Quvurlar va QBD geometriyasi nuqsonlariga quyidagilar qiradi: ezilgan joylar; gofr; egilgan, oval shaklidagi quvurlar.

## **6.4 Shakli o'zgargan (deformatsiya) holatini baholash**

6.4.1 Ezilgan joy va (yoki) gofrning deformatsiya holatini baholash uchun quyidagilar qo'llaniladi:

- gaz quvuri kesimining geometrik parametrlari (quvurning tashqi diametri va devorining haqiqiy qalinligi);
- nuqsonning bo'ylama va aylanma yo'nalishlardagi gabarit o'lchamlari va chuqurligi;
- quvur materialining fizik xususiyatlari (elastiklik moduli va Puasson koeffitsiyenti);
- gaz quvuridagi ishchi (normativ) bosim;
- gaz quvurining ushbu kesimida haqiqiy gaz bosimi.

## **6.5 Quvurlar metallining holatini baholash**

6.5.1 Quvur metalining holatini baholash gaz sizib chiqishini bartaraf etish va himoya qoplamalarini ta'mirlash uchun ochilgan barcha shurflarda, bundan tashqari, ishlatish jarayonida, turli ta'mirlash ishlari vaqtida ochilgan barcha shurflarda amalga oshirilishi lozim. Agar shurflarning himoya qoplamasida shikastlanish aniqlanmasa, quvurlar metallining holati tekshirilmaydi. Baholash natijalari dalolatnoma bilan rasmiylashtirilishi kerak.

6.5.2 Ochilgan shurfdagi quvur metallining holatini baholash uchun kamida 0,5 m uzunlikdagi quvur qismini himoya qoplamasidan puxta tozalash lozim. So'ng quvur yuzasini diqqat bilan tekshirish, quvurning pastki qismini esa ko'zgu yordamida ko'rib chiqish tavsiya etiladi.

Metallning yarali shikastlanishlari ko'pincha korroziya mahsulotlari bilan tiqilib qolishini va ular faqat puxta tekshirishda va korroziya mahsulotlarini pichoq uchi bilan yoki boshqa o'tkir predmet yordamida tozalab tashlashdagina aniqlash mumkinligini yodda tutish lozim.

Bunday yaralar chuqurligini o'lchash uchun shtangensirkul yoki maxsus mikrometrik chuqurlik o'lchagichdan foydalanish kerak.

Quvur yuzasida yaxlit korroziya mavjud bo'lganda, quvur devorining qalinligini aniqlash talab etiladi.

1-jadvalda korroziya darajasiga qarab quvur devorining shikastlanish xususiyatlari ko'rsatilgan.

1-jadval - Quvur devorining shikastlanish xususiyatlari

Korroziya darajasi	Quvur devorining shikastlanish xususiyatlari
Jiddiy emas	Metall yuzasida zang dog'lari va chuqurligi 0,6 mm gacha bo'lgan yakka-yakka shikastlanishlar (yaralar) mavjud
Jiddiy	Metall yuzasi korroziyaga uchragan va chuqurligi devor qalinligining 30 % gacha bo'lgan yakka-yakka yoki uyali shikastlanishlar (yaralar) mavjud
Juda jiddiy	Metall yuzasi korroziyaga uchragan va chuqurligi devor qalinligining 30 % dan ortiq bo'lgan yakka-yakka yoki teshilishi yaqinlashayotgan korroziyali shikastlanishlar (yaralar) mavjud

Izoh - uyali shikastlanish (yaralar) deb oralaridagi masofa eng kichik shikastning 10 diametridan katta bo'lmagan ikkita yoki undan ortiq shikastlanishlar (yaralar) hisoblanadi.

6.5.3 Quvur devori qalinligini aniqlash uchun bir tomonlama kirishda qalinliklarni o'lchashga imkon beradigan impulsli

rezonansli qalinlik o'lchagichlardan foydalanish lozim. Buning uchun "Кварц-6", "Кварц-14", УИТ-Т10 kabi qalinlik o'lchagichlari va boshqa zamonaviy qurilmalarni tavsiya etish mumkin.

6.5.4 Agar 6.5.2 bandining talablariga muvofiq amalga oshirilgan quvur yuzasini tekshirish vaqtida kuchli yoki juda kuchli korroziya aniqlansa, u holda himoya qoplamasining asboblari yordamida eng ko'p shikastlanishlari aniqlangan gaz quvurining har bir 500 m da ochiladigan ikkita shurfida quvur metallini ko'rib chiqish yo'li bilan gaz quvurining qo'shimcha tekshiruvini o'tkazish lozim.

6.5.5 Quvur metallining ahvolini baholash natijalari ushbu Yo'riqnomaning B ilovasidagi B.1-jadvaliga baholashning umumiy ballari shaklida kiritiladi. Quvur metallining ahvoli bo'yicha bir ballik baho olgan gaz quvurlari, boshqa mezonlar bo'yicha olingan ballarning umumiy miqdoridan qat'i nazar, almashtirilishi shart.

## **6.6 Korroziyadan yemirilganlikni baholash**

6.6.1 Er ostidagi po'lat gaz quvurlarining korroziyadan yemirilganligi darajasi quyidagicha aniqlanishi lozim:

- himoya qoplamasining holatini tekshirish natijalari bo'yicha;

- daydi toklar bilan yuzaga keltirilgan anodli va belgisi o'zgaruvchan zonalar mavjudligi bo'yicha;

- gaz quvurida himoyalovchi potentsiallar mavjudligi bo'yicha;

- tuproqning korrozion faolligi bo'yicha.

6.6.2 Er ostidagi gaz quvurlarining korroziyadan yemirilganligi darajasini baholash uchun quyidagilar aniqlanishi kerak:

- gaz quvurlarining korroziyaga chalinish bo'yicha xavfli zonalarida joylashgan qismlari;

- gaz quvurlarining daydi toklar bilan yuzaga keltirilgan anodli va belgisi o'zgaruvchan potentsiallarga ega bo'lgan qismlari;

- turdosh yer ostidagi inshootlarni himoya qiluvchi amaldagi elektr himoya qurilmalarining ta'sir zonolari.

6.6.3 Tuproqlar, yerosti va boshqa suvlarning korrozion faolligi amaldagi hujjat bo'yicha aniqlanishi lozim.

6.6.4. Daydi toklar tarqalishi shartlarini aniqlash uchun relslar va so'ruvchi nuqtalarining yerga nisbatan potentsiali, tortish podstansiyalarining manfiy shinalari orasidagi potentsiallar farqi to'g'risida ma'lumotlar olish kerak.

6.6.5 Amaldagi gaz quvurlarida daydi toklarning mavjudligi gaz quvuri va yer orasidagi potentsiallar farqni o'lchash orqali aniqlanishi lozim. Potensial ayirmasining kattalikdagi va belgidagi yoki faqat kattalikdagi o'zgarishi yerda daydi toklar mavjudligidan darak beradi.

6.6.6 Gaz quvurlaridagi elektr potentsiallarni po'lat taqqoslash elektrodleri bilan jihozlangan nazorat-o'lchash punktlari

orqali o'lchashda xatoliklarga yo'l qo'ymaslik uchun, ko'chma mis-sulfatli taqqoslash elektrodleri yordamida o'lchashlarni oralatib nazorat qilishni amalga oshirish lozim.

Agar belgilangan elektrodler bilan o'lchash natijalarida sezilarli tafovutlar olinsa, elektr potentsiallari faqat nazorat o'tkazgichlar yonida yerga o'rnatilishi kerak bo'lgan mis sulfat elektrodleri yordamida o'lchanishi lozim. Belgilangan elektrodler bilan o'lchash natijalarida sezilarli tafovutlar olinsa, elektr potentsiallarini faqat nazorat o'tkazgichlar yonida yerga o'rnatilishi lozim bo'lgan mis-sulfatli elektrodler yordamida o'lchash kerak.

6.6.7 Gaz quvuri va yer orasidagi potentsiallar farqini, shuningdek gaz quvuridagi tok kattaligi va yo'nalishini o'lchash va o'lchashlar natijalariga ishlov berishni amaldagi hujjatga muvofiq bajarish lozim.

6.6.8 Tashqi qutblanish ta'sirida gaz quvurlarida anodli yoki belgilari o'zgaruvchan zonalarning mavjudligi, "quvur-tuproq" potentsiallari farqining kattaligidan va tuproqning korrozion faolligidan qat'i nazar, korroziyaga chalinish xavfi ostida bo'ladi.

6.6.9 O'zgaruvchan tokda ishlaydigan elektrlashtirilgan transportdan tushadigan tok oqimining ta'sirida quvur va mis-sulfat elektrodi o'rtasidagi potentsiallar farqi, gaz quvurining statsionar potentsiali bilan solishtirganda, manfiy tomonga 10 millivolt dan ortiq siljishi kuzatiladigan yer ostidagi po'lat gaz quvurlari korroziyaga chalinish jihatdan xavfli hisoblanadi.

6.6.10 Gaz quvurida elektr-korroziya jihatdan xavfli hisoblangan zonalar mavjud bo'lganda quyidagilarga aniqlik kiritish lozim:

- ko'rsatilgan gaz quvurlarini himoyalovchi elektr-himoyalash qurilmalarining ta'sir zonolari (shu jumladan elektrhimoyalash qurilmalarining ishlash rejimining o'zgarishi);

- himoyalovchi tok oqib ketishi yo'llari.

Erga tutashtirilgan uskunalar va boshqa inshootlar (gaz taqsimlash punktlari, qozonxonalar, oqimli gaz yordamida suv qizdirish vositalari bilan jihozlangan turar joy va jamoat binolari va sh.k.) bilan bevosita kontakti mavjud bo'lgan gaz ta'minoti ob'yektlarida elektr-himoyalovchi flanetslar mavjudligiga alohida e'tibor qaratish kerak.

6.6.11 Yuqorida qayd etilgan ob'yektlarda elektr himoyalovchi flanetslar mavjud bo'lmaganida himoyalovchi tok yo'qotishlarini taxminiy hisoblash uchun ushbu Yo'riqnomaga B ilovasining B.2 jadvaliga muvofiq ma'lumotlardan foydalanish tavsiya etiladi.

Agar taxminiy hisob-kitoblar natijasida himoyalovchi tokning sezilarli yo'qotishlari aniqlansa, yuqorida qayd etilgan gaz quvuri ob'yektlarida himoyalovchi tok yo'qotishlarini to'g'ridan-to'g'ri o'lchash yo'li bilan tekshirish lozim. Shuningdek daydi toklar qiymatini cheklash bo'yicha rejalashtirilayotgan choratadbirlar (va ularning muddatlari) haqidagi ma'lumotlarni hamda daydi toklar manbalarining zonasida joylashgan gaz

quvurining korroziyaga chalinishi xavfini oshirishga qodir bo'lgan ushbu daydi toklar manbalari inshootlarining ishlash rejimining ehtimoliy o'zarishlari haqidagi ma'lumotlarni olish zarur.

6.6.12 7.4.7 bandida ko'rsatilgan omillarga qarab, ta'mirlash ishlarining ko'lami aniqlanadi va turi tayinlanadi. Qurilma-ning quvvatlaridan to'liq foydalanish maqsadida, elektr himoyalovchi flanetslar yordamida himoyalovchi tok yo'qotishlarini, elektr himoyalovchi qurilmalar ishidagi tanaffuslarni qisqartirish yoki ularning ishlash rejimini o'zgartirish imkoniyatlariga alohida e'tibor qaratilishi lozim.

6.6.14 Ushbu Yo'riqnomaga C ilovasining C.3 jadvaliga muvofiq, gaz quvurlari uchun korroziya xavfini umumiy baholashni gaz quvurlarida anod va belgisi o'zgaruvchan zonalar mavjudligiga qarab amalga oshirish kerak.

## **6.7 Baholash natijalarini rasmiylashtirish**

6.7.1 Texnik holat bo'yicha tashqi tekshiruvning va putur yetkazmaydigan nazorat orqali baholash natijalari qaydnomaga kiritiladi (A ilova).

6.7.2 Texnik baholashdan o'tkazilgan quvurlar (detallar, armatura elementlari) markirovka qilinishi kerak.

Markirovka quvur uchidan 100-150 mm masofada yuvilib ketmaydigan bo'yoq bilan quyidagi tartibda bajarilishi lozim:

- a) quvurning tartib raqami;
- b) haqiqiy qalinligi;

c) uzunligi.

6.7.3 Texnik holatini baholash natijalari bo'yicha quvurlarni ishlatuvchi korxonalar rahbari tomonidan tayinlangan maxsus komissiya xulosa chiqarib beradi. Ushbu xulosada baholangan, shu jumladan guruh bo'yicha taqsimlangan va ta'mirlash turi bo'yicha tavsiyalar berilgan quvurlarning umumiy soni ko'rsatiladi:

1-guruh – “Hududgazta'minot” AJ transport tizimida gaz quvurlarini qurishda qayta foydalanish uchun yaroqli bo'lgan quvurlar;

2-guruh – “Hududgazta'minot” AJning mintaqaviy taqsimlovchi gaz tarmoqlarida ishlatish uchun yaroqli bo'lgan quvurlar;

3-guruh – iqtisodiyotning boshqa tarmoqlarida ishlatish uchun yaroqli bo'lgan quvurlar;

4-guruh – metall chiqindilariga topshirilishi lozim bo'lgan quvurlar.

6.7.4 Barcha xulosalar ishlarni o'tkazish joyi bo'yicha O'zbekiston Respublikasi Sanoat xavfsizligi davlat qo'mitasining mintaqaviy inspektorlari bilan kelishiladi.

6.8 Quvurlar holatini baholash ishlari akkreditatsiyadan o'tkazilgan mustaqil putur yetkazmaydigan nazorat laboratoriyasi mavjud va O'zbekiston Respublikasi Sanoat xavfsizligi davlat qo'mitasining maxsus ruxsatnomasiga ega bo'lgan

tashkilotlar tomonidan shartnomaviy asoslarda amalga oshiriladi.

## **7 Quvurlarni brakka chiqarish**

### **7.1 Brakka chiqarish tartibi**

7.1.1 Quvurlarni brakka chiqarish ishlarini ushbu quvurlarni ishlatuvchi korxonalar rahbarining tomonidan tayinlangan maxsus komissiya amalga oshiradi va uning tarkibiga tegishli mutaxassislar, akkreditatsiyadan o'tkazilgan mustaqil putur yetkazmaydigan nazorat laboratoriyasi mavjud va O'zbekiston Respublikasi Sanoat xavfsizligi davlat qo'mitasining maxsus ruxsatnomasiga ega bo'lgan tashkilot vakillari kiritilishi lozim.

Quvurlarni brakka chiqarish ishlari gaz quvuri kovlab ochilgandan keyin va uning o'chirilgan qismi himoya qoplama-sidan tozalangandan keyin amalga oshiriladi.

7.1.2 Gaz quvuri yuzasidagi shikastlangan joylarni, ularning uzunligini va maydonini o'lchash mumkin bo'lishi uchun, korroziya zangidan tozalanishi va konturi bo'ylab bo'r yoki moy bo'yoq bilan belgilab chiqilishi kerak.

7.1.3 Shikastlanishlar xususiyatlari haqidagi ma'lumotlar 7.1 jadvalidagi shakl bo'yicha maxsus jurnalga kiritiladi.

## 7.1 jadvali – Gaz quvurini tekshirish jurnali

**JURNAL**

Diametri \_\_\_\_\_ gaz quvurining  
\_\_\_\_\_ km dan \_\_\_\_\_ km gacha qismida tekshiruv o'tkazishga  
oid

Piket km	Qis- mining raqami	Qismi- ning uzun- ligi, m	Po'lat mar- kasi, quvur- larni ishlab chiqar- gan zavod	Shi- kastla- nishlar chu- qurligi, mm	Shi- kastla- nishlar uzunligi, sm	Shi- kastla- nishlar maydo- ni, sm	Bir- biriga yaqin turgan shikast- lanishlar orasidagi masofa, sm	Ta'mir- lash turi bo'yicha komis- siyaning qarori	Izoh
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

7.1.4 Kavak chuqurligi shtangensirkul, mikrometrik chuqurlik o'lchagichi yoki chuqurlik o'lchagichi yordamida ular uchun amal qiladigan normativ hujjatlar bo'yicha o'lchanadi.

7.1.5 Korroziyadan shikastlangan joylar uzunligi shtangensirkul yoki metall lineyka yordamida, qo'shni nuqsonlar orasidagi masofa esa – lineyka yoki ruletka yordamida o'lchanadi.

7.1.6 Shikastlangan joy maydoni uning o'zaro perpendikulyar yo'nalishlarda o'lchangan o'lchamlarini ko'paytirish yo'li bilan aniqlanadi.

7.1.7 Gaz quvuri ob'yektini tekshirgandan keyin komissiya, brakka chiqarish mezonlariga amal qilgan holda, quvuro'tkazgich yuzasini ta'mirlash turi bo'yicha qaror qabul qiladi.

7.1.8 Komissiya qarorining natijalari, quyidagi belgilarni qo'llagan holda, tekshirilgan gaz quvuridagi shikastlangan joylarida bo'r yoki moy bo'yok bilan bajarilishi lozim (7.2 jadvali):

7.2 jadvali – Tekshirilgan gaz quvuridagi belgilar

Ta'mirlash turi	Belgilanishi
1 Shikastlangan uchastkani tozalash	“ЗЧ”
2 Dastaki yoyma payvand bilan metall eritib qoplash	“НП”
3 G'altakni almashtirgan holda uchastkani ta'mirlash	“БК”

7.1.9 Ta'mirlanayotgan gaz quvuri uchastkasini tekshirish natijalari asosida dalolatnoma tuziladi va unda uchastkalar uzunligi, qismlar soni, ishlatish uchun yaroqli, brakka chiqarilgan va ta'mirlanishi lozim bo'lgan quvurlar soni bo'yicha aniq ma'lumotlar keltiriladi. Dalolatnomaga tekshirish jurnali ilova qilinadi.

7.1.10 Yaroqli quvurlarni buyurtmachi dalolatnoma bo'yicha mas'uliyatli saqlash uchun pudratchiga uzatadi.

## **7.2 Brakka chiqarish normalari**

7.2.1 Quvurlar, quvuro'tkazgichlar detallari, armatura, shu jumladan quyilgan armatura (zadvijkalar, klapanlar korpuslari va sh.k.) quyidagi sharoitlarda brakka chiqarilishi lozim: agar devorning hisobiy qalinligi (korroziyaga qo'shimchani hisobga

olmagan holda) 7.3, 7.4 jadvallarida ko'rsatilgan qiymatlardan kichikroq bo'lsa, brakka chiqarish qalinligi 7.3 yoki 7.4 jadvallari bo'yicha olinadi.

7.3 jadval – Quvurlar va quvuro'tkazgichlar detallari uchun brakka chiqarish qalinliklari

Tashqi diametri, DN, mm	25	57	114	219	325	377	426
Quvur devorining ruxsat etilgan eng kichik qalinligi, mm	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

7.4 jadval – Zadvijkalar, armatura va quyima detallar uchun brakka chiqarish qalinliklari

Nominal diametri, mm	80	100	125	150	200
Quvur devorining ruxsat etilgan eng kichik qalinligi, mm	4,0	5,0	5,5	6,0	6,5
Izoh - Texnik jihatdan asoslangan hollarda ushbu normalardan cheklanishga yo'l qo'yiladi					

Quvuro'tkazgichlar elementlari devorining brakka chiqarish qalinligi loyihalash hujjatlarida ko'rsatili. Quvurlar va quvuro'tkazgichlarning detallari quyidagi sharoitlarda brakka chiqariladi:

- taftish o'tkazish vaqtida yuzada yoriqlar, qatlamlarga ajralish, deformatsiyalar (gofrlar, ezilgan, bo'rtib chiqqan joylar va sh.k.) aniqlandi.

- muhit ta'siri natijasida navbatdagi taftishgacha ishlash davomida devor qalinligi mustahkamlik bo'yicha hisoblab chiqish yo'li bilan aniqlanadigan brakka chiqarish o'lchamlari chegaralaridan chiqib ketadi;

- metallning mexanik xususiyatlari o'zgardi va ularni amaldagi normativ-texnik hujjatlarga va ushbu standartga muvofiq brakka chiqarish talab qilinadi;

- payvand choklarini tekshirishda to'g'rilash lozim bo'lmagan nuqsonlar aniqlandi;

- rezbali ulanishlarning o'lchamlari ruxsat etilgan (допуск) doiralaridan chiqib ketgan va rezbada uzilgan, yorilgan, korroziyaga uchragan joylar mavjud;

- quvuro'tkazgich gidravlik yoki pnevmatik sinovga bardosh bera olmadi;

- armaturaning zichlantiruvchi elementlari shu qadar yemirilib ketganki, texnologik jarayonni yuritishni ta'minlay olmaydi, ularni ta'mirlash yoki almashtirish esa mumkin emas.

7.2.2 Flanetslar quyidagi sharoitlarda brakka chiqariladi:

- boshqa detallar yuzalariga tegib turadigan quvur yuzalarining qoniqarsiz ahvoli;

- yoriqlar, kavaklar va boshqa nuqsonlar mavjudligi;

- flanetslar deformatsiyalari;

- flanets yoqasi devorining qalinligi quvurni brakka chiqarish o'lchamlarigacha ingichkalanishi;

- Yo'riqnomaning 1.1 bandida belgilangan bosimlardan ortiq bo'lmagan rezbali flanetslarda rezba uzilishi, g'ijimlanishi va yemirilishi, shuningdek rezbada amaldagi NH bo'yicha ruxsat etilgan qiymatdan ortiq bo'lgan lyuft mavjudligida. Zichlatuvchi yuzalarda yoriqlar, chuqurchalar, siniqlar va ezilgan joylar, deformatsiyalar mavjud bo'lganda oval kesimining linzalari va qistirmalari brakka chiqariladi.

7.2.3 Mahkamlash detallari quyidagi hollarda brakka chiqariladi:

- rezbada yoriqlar, uzilishlar yoki korroziyadan yemirilishlar paydo bo'lganda;

- bolt va shpilkalar egilib qolganda;

- rezbaning shaklining o'zgarishiga olib keladigan qoldiq deformatsiya kuzatilganda;

- bolt va gaykalar boshchalarining yon qirralari yemirilganda;

- metallning mexanik xossalari yo'l qo'yiladigan darajadan ortiq pasayib ketganda.

7.2.4 Silfonli va linzali kompensatorlar quyidagi hollarda brakka chiqariladi:

- silfon yoki linza devorining qalinligi kompensatorning pasportida ko'rsatilgan hisobiy qiymatga yetib keldi;

- silfon devorining qalinligi 0,5 mm, silfonning hisobiy qalinligi esa yanada past qiymatlarga ega;

- kompensatorlar tomonidan hujjatlarda ko'rsatilgan siklonlarning hisobiy soniga yetganda, va ular yong'in-portlashdan xavfli va toksik muhitlarda ishlatilayotganda.

7.2.5 Brakka chiqarish normalari muayyan ob'yekt uchun loyiha hujjatlarida ko'rsatilishi lozim.

### **7.3 Quvurlarni korroziyaga uchraganlik holati bo'yicha brakka chiqarish**

7.3.1 Quvurlar quyidagi holatda kelgusida ishlatish uchun yaroqli hisoblanadi:

a) quvur korpusining tashqi diametridan uchidan kamida 200 mm uzunlikdagi og'ishlar 800 mm gacha diametrli quvurlar uchun tegishli normativ hujjatlar bilan tartibga solinadigan chegara qiymatlaridan oshmaydi, 800 mm diametrli quvurlar uchun –  $\pm 2$  mm ni tashkil qiladi;

b) devor qalinligining quvur uchlari bo'yicha og'ishlari tegishli normativ hujjatlar bilan tartibga solinadigan chegara qiymatlaridan oshmaydi;

c) choksiz quvurlarning ovalligi tashqi diametrini chegaraviy og'ishlardan tashqariga chiqarmaydi va diametri 426 mm yoki undan ortiq bo'lgan payvandlangan quvurlar nominal tashqi diametrning 1 % dan oshmaydi (bu holda ovallik tekshirilayotgan quvur uchining eng katta va eng kichik o'lchangan diametrlari orasidagi ayirmasining nominal diametrga nisbati sifatida aniqlanadi);

d) quvurning egriligi 1 m uzunligi uchun 1,5 mm dan, umumiy egriligi esa – quvur uzunligining 0,2 % dan oshmaydi;

e) har qanday o'lchamli quvur tanasida qatlamlarga bo'linish kuzatilmaydi;

f) quvur yuzasidagi tirnalgan, chizilgan va g'ajilgan joylarning chuqurligi 0,2 mm dan oshmaydi; quvur tanasida ezilgan joylar mavjud emas;

7.3.2 Nuqson xususiyatlariga qarab, u yoki bu turdagi quvurlarni 7.5 jadvalda ko'rsatilgan nuqson o'lchamlarini hisobga olgan (bog'lagan) holda ta'mirlash kerak.

7.5 jadval – Brakka chiqarishda ta'mirlanishi lozim bo'lgan yakka nuqsonli quvurlar o'lchamlarini hisobga olish (bog'lash)

Nuqsonning nisbiy chuqurligi, $(h/\delta)^*$	Nuqsonning hosil qiluvchi chiziq bo'ylab uzunligi, $\delta$ , mm	Nuqsonning eni, $D^{**}$ , mm	Nuqson ta'mirlash uchun yaroqliligi
0,20 – 0,30	14 - 28	17 mm – 0,7 D	Silliqlashni qo'llagan holda ta'mirlash lozim
0,30 -0,35	10 - 20	25 mm – 0,7 D	G'altakni almashtirgan holda ta'mirlash lozim
0,35 – 0,40	8 - 16	33 mm – 0,6 D	
0,40 – 0,45	7 - 14	40 mm – 0,6 D	
0,45 -0,50	6 – 12	60 mm – 0,6 D	
0,50 – 0,55	5 - 10	70 mm – 0,5 D	G'altakni almashtirgan holda ta'mirlash lozim
0,55 – 0,65	4 - 8	80 mm – 0,5 D	
0,65 va undan ortiq	Nuqsonning uzunligi va kengligidan qat'i nazar		Yamoqni payvandlash va yangi quvurning g'altagini ulagan holda ta'mirlash lozim

\*h – nuqsonning chuqurligi, mm;

$\delta$  – quvur devorining qalinligi, mm;

\*\* D – quvurning tashqi diametri, mm.

7.3.3 Shikastlangan joylar metall yaltirashigacha korroziyaning zangidan tozalanishi va atrofi bo'ylab moy bo'yoq bilan belgilab chiqilishi kerak. Texnologik ob'yektlarning ishlash qobiliyatini baholash bo'yicha ishchi guruhning qarori natijalari quvurning shikastlangan joylarida quyidagi belgilar yordamida moy bo'yoq bilan belgilanishi lozim:

- a) ST – silliqlab ta'mirlash;
- b) PT – payvand bilan ta'mirlash;
- c) G'A – g'altakni almashtirish;
- d) YaP – yamoq payvandlash;
- e) PKM – polimer kompozitsion muftalar bilan ta'mirlash;
- f) MM – metall muftalar.

7.3.4 Quyidagi holatlarda quvurlar ta'mirlanishi mumkin:

- a) quvurlar yuzasidagi chiziqlar, tirnalishlar va g'ajilgan joylar chuqurligi devor qalinligining 5 % dan ortiq bo'lmaganda;
- b) quvurlarning ezilgan joylari chuqurligi uning tashqi diametrining 3,5 % dan chuqur bo'lmaganda;
- c) faskalar chuqurchalari va g'ajilgan joylari 5 mm dan ortiq bo'lmaganda;
- d) quvurlar uchlaridagi mavjud qatlamlarga ajralishlar kesib tashlash yo'li bilan yo'q qilinishi mumkin.

Izoh - Quvurlarni ta'mirlash ishlari [3] talablariga muvofiq amalga oshiriladi. O'tkazilgan ta'mirlash ishlari va quvur kelgusida ishlatish uchun yaroqliligi haqidagi xulosa belgilangan shakldagi dalolatnoma bilan rasmiylashtiriladi.

7.3.5 Agar quvurlar 7.3.1 va 7.3.4 bandlar talablariga javob bermasa, ular quvuro'tkaz-gichlarni qurish uchun yaroqsiz hisoblanadi.

7.3.6 Er ostidagi po'lat gaz quvurlarining himoya qoplamalari holatini baholash ixtisoslashtirilgan tashkilot tomonidan ikki bosqichda amalga oshirilishi lozim.

Birinchi bosqich himoya qoplamasining shikastlanishlari sonini asbob usulida, tuproqni ochmasdan, АНПИ, ВТР, ТПК va boshqa zamonaviy asboblardan foydalangan holda aniqlashdan iborat.

Gaz quvurining har bir 100 metrli kesimida aniqlangan himoya qoplamasi shikastlanishlari joylarining soniga qarab, ushbu Yo'riqnomaga B ilovasining B.4 jadvaliga muvofiq, himoya qoplamasining holatini ballarda baholash amalga oshiriladi.

Butun po'lat gaz quvurining himoya qoplamasi holatini baholash ushbu Yo'riqnomaga B ilovasining B.5 jadvaliga muvofiq amalga oshirilishi kerak.

Po'lat gaz quvurining himoya qoplamasi holatini baholash gaz quvurining 100 metrli qismlari uchun olingan hisob-kitoblarning arifmetik o'rtacha qiymati sifatida aniqlanadi:

$$a = \frac{a_1 + a_2 + a_3 \dots + a_n}{n}, \quad (2)$$

bunda:  $a_1, a_2, \dots, a_n$  – quvurning har bir 100 metrli uchastkasi bo'yicha baholash, ballar hisobida;

π - 100 metrli uchastkalar soni. Natija ushbu Yo'riqnomaga B ilovasining B.5 jadvali 3-ustuniga kiritib qo'yiladi.

Ikkinchi bosqichda po'lat gaz quvurlari himoya qoplamasining holati vizual ravishda va asboblar yordamida tekshiriladi, va buning uchun tekshirilayotgan gaz quvurining har 500 metrda, asbob usulida tekshirishda aniqlangan himoya qoplamasining eng katta shikastlanishi joyida uzunligi 1,5-2 metrli kamida bir nazorat shurfi ochilishi lozim.

Agar shurf orqali tekshirishda himoya qoplamasining holati umuman olganda yaxshi, faqat alohida mayda shikastlanishlar (teshilgan, kesilib ketgan joylar) mavjud, va ular bartaraf etilgandan keyin qoplamaning himoyalovchi xususiyatlari tiklanadigan bo'lsa, po'lat gaz quvuri himoya qoplamasining baholanishini 1 ballga ko'tarish kerak.

Agar himoya qoplamasining mo'rtlik, to'kiluvchanlik, qoplamaning adgeziyasi yo'qligi kabi nuqsonlari aniqlansa, u holda himoya qoplama holatining baholanishi bir ballga kamaytirilishi lozim. Po'lat gaz quvurlarining bunday nuqsonlari bor bo'lgan uchastkalarini qaytadan himoya qoplama bilan qoplash kerak bo'ladi.

Shurflar orqali tekshirish natijalarini hisobga olgan holda ballardagi baho (A) ushbu Yo'riqnomaga B ilovasining B.5 jadvali 4-ustuniga qo'yiladi.

7.3.7 Payvand choklari sifatini tekshirish quyidagi ketma-ketlikda amalga oshiriladi: har bir nuqsonli chokning ikki

tomonida ularning ustida gaz quvuri yotqizilgan chuqurlikning kamida 0,7 qismidagi chuqurlikda quduqlar burg'ilash yo'li bilan bittadan tutash chok tekshiriladi va ГИВ "Вариотек" turidagi yuqori sezuvchan gaz indikatorlari va boshqa zamonaviy uskunalar yordamida gaz bilan gazlanganligi tekshiriladi;

quduqning gaz bilan gazlanganligi aniqlangan holda, bu choklarni sovunli suv yordamida tekshirish lozim;

agar ko'rsatilgan quvurlarda gaz bilan gazlanganlik aniqlanmagan bo'lsa, choklar yaroqli deb e'tirof etiladi.

Agar tekshirilgan choklarning 50 % va undan ortig'i nuqsonli ekanligi aniqlangan bo'lsa, u holda bir ballga teng baho qo'yiladi (gaz quvurining texnik holatini tavsiflovchi boshqa ko'rsatkichlari bo'yicha tekshiruv o'tkazish shart emas) va gaz quvuri qaytadan yotqizish uchun tayinlanadi.

Payvandlangan birikishlar sifatining ball hisobidagi bahosi ushbu Yo'riqnomaga B ilovaning B.6 jadvalida keltirilgan.

Payvandlangan birikishlar va gaz quvurining germetikligi baholanishi ushbu Yo'riqnomaga B ilovaning B.7 jadvalida keltirilgan.

Payvand choklarini tekshirish ishlari akkreditatsiyadan o'tkazilgan mustaqil putur yetkazmaydigan nazorat laboratoriyasi mavjud va O'zbekiston Respublikasi Sanoat xavfsizligi davlat qo'mitasining maxsus ruxsatnomasiga ega bo'lgan tashkilotlar tomonidan shartnomaviy asosda amalga oshiriladi.

## **7.4 Ezilgan va (yoki) gorfli quvurlarni brakka chiqarish**

7.4.1 Hujjatlarni o'rganish va nuqsonli uchastkani tekshirish natijalari asosida komissiya nuqson turini aniqlaydi: ezilgan joy yoki gofr.

7.4.2 Quyidagi sharoitlarda gaz quvurining ezilgan joylari va gofrlari mavjud bo'lgan uchastkalari (nuqsonning geometrik o'lchamlaridan qat'i nazar) kesib tashlanishi lozim:

- ezilgan joy yoki gofr KMK 2.05.06 bo'yicha B toifadagi gaz quvurining uchastkasida joylashgan;

- ezilgan joy yoki gofr birlashtiruvchi detalda (troynik, shoxobcha, o'tkich, sferasimon tubda) joylashgan, egrilik radiusi  $R \geq 40D$  bo'lgan sovuq egishning egri qistirmalari bundan mustasno;

- ezilgan joy yoki gofr halqa bo'ylab yoki bo'ylama payvand chokining zonasida yoxud payvand choklarining termik ta'siri zonasida joylashgan;

- ezilgan yoki gofr maydonida kelib chiqishi har qanday bo'lgan (yoriqlar, tirnalgan, g'ajilgan joylar, devorlari korroziyadan yoki boshqa sabablarga ko'ra ingichkalashgan) quvurlar devorlarining nuqsonlari aniqlangan. Shu bilan birga, putur yetkazmaydigan nazoratdan foydalangan holda, ezilgan joy yoki gofr zonasida quvur devorining nuqsonlari nafaqat tashqi, balki ichki yuzasida ham quvur devori nuqsonlari majud emasligiga ishonch hosil qilish lozim;

- ezilgan joy yoki gofrning chetlari quvurning asosiy yuzasi bilan ravon tutashmaydi (tutashish chegaralarida yuzaning siniqlari kuzatiladi).

7.4.3 Nuqsonning quyidagi parametrlari yo'l qo'yiladigan qiymatlarga muvofiqligi yuzasidan tekshirilishi lozim:

- qoldiq bo'ylama egilish deformatsiyalari;
- gazning ichki bosimi ta'sirida bo'ylama egilish deformatsiyalarining orttirmalari;
- qoldiq aylanma egilish deformatsiyalari;
- gazning ichki bosimi ta'sirida aylanma egilish deformatsiyalarining orttirmalari;
- nuqsonning solishtirma chuqurligi.

7.4.4 7.2 bandining ta'rifiga mos kelmaydigan ezilgan joylar va gofrlar uchun, nazorat qilinadigan parametrlar qiymatlari darajasiga qarab, qarorlarni qabul qilishning quyidagi variantlari nazarda tutilgan:

**OBPR** - gaz quvuri qismini ta'mirlamasdan avvalgi rejimda ishlatishni davom ettirish. Mavjud parametrlarga ega bo'lgan nuqson quvur mustahkamligi nuqtai nazaridan xavfli hisoblanmaydi, himoya qoplamasi buzilmagan va ishlatish uchun yaroqli ahvolda;

**OSPR** - gaz quvuri qismini ta'mirlagan holda, avvalgi rejimda ishlatishni davom ettirish; bunday vaziyatda ta'mirlash ishlari quvur shaklini tiklash ([4] ga muvofiq polimer kompozitsion

materiallar yordamida) va quvurni nuqson joyida qayta himoya qoplamasi bilan qoplashdan iborat bo'ladi;

**UPP** – navbatdagi rejali ta'mirlash vaqti yetib kelganda dastlab gaz haydashni to'xtatib, nuqson mavjud bo'lgan zonadagi quvur qismini kesib olib tashlash va o'rniga g'altakni sifatli payvandlash shart;

**UVP** – nuqson zonasidagi quvur qismini zudlik bilan kesib olib tashlash lozim yoki, agarda gaz haydashni to'xtatishning iloji bo'lmasa, quvuro'tkazgichdagi bosimni xavfsiz darajagacha tushirish quvurning nuqsonli qismini kesib tashlash va g'altak payvandlashni gaz quvurini reja bo'yicha to'xtatish vaqtigacha kechiktirib turish, so'ng [4] da ko'rsatilgan texnologiya bo'yicha vaqtincha ta'mirlashni o'tkazish kerak.

7.4.5 Quvurning nuqsonli uchastkasi bo'yicha qaror (OBPR, OSPR, UPP, UVP) barcha tekshiriladigan parametrlar orasidan ruxsat etilgan qiymatlarga nisbatan eng katta qiymatga ega bo'lgan parametr bo'yicha beriladi, ya'ni barcha tavsiya etilgan yechimlarning eng qat'iyi qabul qilinadi.

7.4.6 Gaz quvurining o'qi bo'ylab kesiladigan g'altakning minimal o'lchamlari ezilgan joy yoki gofr uzunligiga va nuqsonning har bir tomonidagi quvurning yarim diametriga teng deb hisoblanadi.

7.4.7 Gaz quvurlarining ta'mirlangan uchastkalarini qabul qilish [4] bo'yicha amalga oshiriladi.

## **7.5 Gaz quvurining texnik holatini umumiy baholash**

7.5.1 Gaz quvurining texnik holatini umumiy baholash ball tizimida, ushbu Yo'riqnomaning B ilovasidagi jadvallarga muvofiq chiqarilgan har bir ko'rsatkich bo'yicha baholarni qo'shish yo'li bilan amalga oshiriladi.

Umumiy hisobda 10 ball va undan past baho olgan gaz quvurlari almashtirilishi shart.

Umumiy hisobda 10 balldan yuqori baho olgan gaz quvurlari ballar oshib borishi tartibida ta'mirlashga tayinlanadi.

7.5.2 Dalolatnomani rasmiylashtirish – ushbu Yo'riqnomaga C ilovasi bo'yicha amalga oshiriladi.

7.5.3 C ilovasi bo'yicha dalolatnoma rasmiylashtirilgandan keyin qat'iy xulosa chiqariladi.

## **8 Ishlatilgan quvurlardan foydalangan holda gaz quvurlarini ta'mirlash**

8.1 Gaz quvurining texnik holatini kompleks baholash natijalari bo'yicha uni ta'mirlashga chiqarish yuzasidan qaror qabul qilinadi. Kompleks baholash ma'lumotlari tasdiqlanganidan keyin, kapital ta'mirlash ishlari amalga oshiriladi.

8.2 Kapital ta'mirlashni amalga oshirishda quvurlar sifatini baholash ikki bosqichdan iborat bo'ladi:

- 1-bosqich – quvurlarni transheyada qoldiriladigan va transheyadan chiqarilib, demontaj qilinishi lozim bo'lganlarga bo'lish.

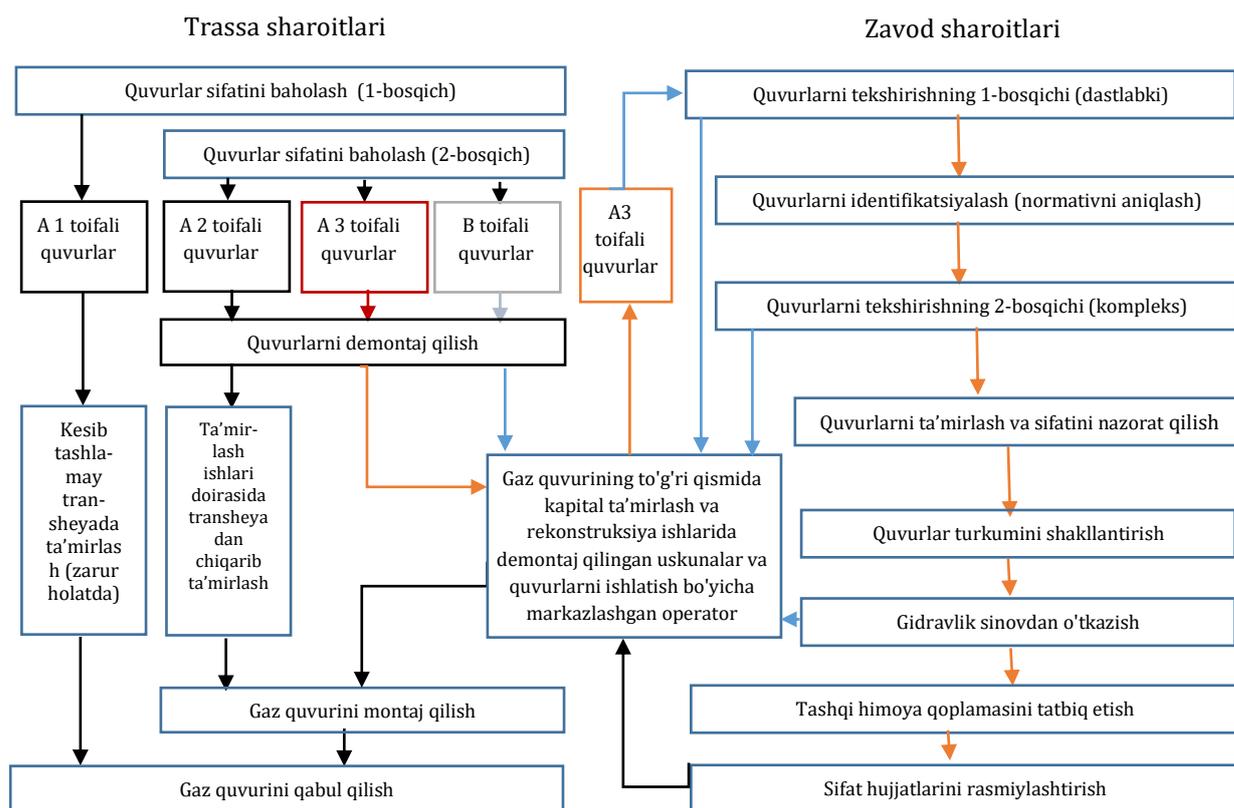
Kelgusida ishlatish uchun gaz quvurida qodiriladigan, shu jumladan gaz quvuridan kesib chiqarilmasdan ta'mirlanadigan gaz quvurlari A1 toifasiga qiradi (8.1 rasm).

- 2-bosqich – transheyadan chiqarilgan quvurlarni quyidagilarga bo'lish:

- ta'mirlanayotgan uchastka doirasida ta'mirlangan va ta'mirlanmagan – A2 toifasiga qiradi;

- qayta ishlatish uchun tekshirilishi lozim bo'lgan – A3 toifasiga qiradi;

- qayta ishlatish uchun yaroqli bo'lgan – B toifasiga kiradi;



8.1-rasm – Foydalanishda bo'lgan quvurlarni ishlatgan holda, gaz quvurlarini kapital ta'mirlashni o'tkazishda quvurlar harakatlanishi sxemasi

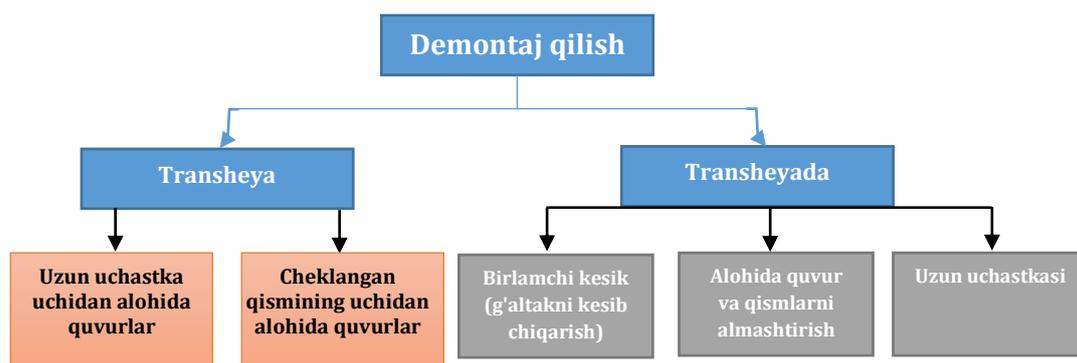
8.3 Avval ishlatilgan va zavod sharoitlarida ta'mirlangan quvurlarni qayta ishlatish zavodga kelib tushishdan oldin demontaj jarayonida quvurlarning ta'mirlashga yaroqliligini ta'minlash va bevosita zavodda tekshirish, tiklash va tekshiruvdan o'tkazish jarayonlarini tashkil etish, shuningdek, uni qayta ishlatish uchun avval ishlatilgan quvur haqida zarur va yetarli miqdordagi ma'lumot olish kabi tegishli vazifalarni hal qilish bilan bog'liq.

8.4 Quvurlarni nazorat qilish jarayoni nuqsonli quvurlarni yangilariga almashtirishni nazarda tutadi. Uni amalga oshirish shart-sharoitlariga qarab, ikkita variant mavjud:

- transheya supachasida (bermasida): cho'zilgan uchastka uchida alohida quvurlarni demontaj qilish va cheklangan uzunlikdagi uchastka oxiridan alohida quvurlarni demontaj qilishni o'z ichiga olgan;

- transheyada: tarmoq oxiridan uzoq masofadagi dastlabki kesishni bajarish, cho'zilgan uchastka uchida alohida quvurlar va quvur qismlarini demontaj qilish va demontaj qilingan quvurlar o'rniga yangi quvurlarni montaj qilishni ta'minlash va cho'zilgan uchastkalarni demontaj qilish va transheya supachasiga (berma) ko'tarishni o'z ichiga olgan.

Ikkala variantlar o'zaro bog'langan (8.2 rasm).



8.2 rasm – Demontaj variantlari va ularning o‘zaro bog‘liqligi

8.5 Foydalanishda bo‘lgan quvurlar bilan olib boriladigan ishlar quyidagilardan iborat:

1) quvurlarni ko‘rikdan o‘tkazishning 1-bosqichi quyidagilarni o‘z ichiga olgan:

- quvurlarni dastlabki tozalash;
- quvurlarni ko‘rib chiqish (tekshirish);
- quvurlarning ichki yuzasiga markirovka qo‘yish;
- quvurlarni dastlabki tekshirib, ko‘rib chiqish;
- hujjatlarni, shu jumladan quvurlar nuqsonlari qaydnomasini, kesib olib qo‘yilgan quvurlarni brakka chiqarish dalolatnomalarini, avvalroq berilgan quvurlar sifati haqidagi hujjatlarni (mavjud bo‘lsa) tahlil qilish;

- quvurlarni identifikatsiya qilish;

2) quvurlarni ko‘rikdan o‘tkazishning 2-bosqichi quyidagilarni o‘z ichiga olgan:

- quvurlar sifatini baholash (nuqsonlarni baholash normalari bo'yicha);

- quvurlar metallining kimyoviy tarkibini aniqlash;
- quvurlar metallining mexanik xususiyatlarini aniqlash;
- quvurlar po'latining markasini aniqlash;
- quvurlarni tozalash;

- quvurlarni kompleks tekshiruvdan o'tkazish;

- quvurlar sifatini baholash (quvurlar va nuqsonlarning kimyoviy tarkibini, mexanik xususiyatlarini, geometrik parametrlarini baholash normalari bo'yicha);

3) quvurlarni ta'mirlash va ta'mir sifatini nazorat qilish quyidagilarni o'ziga kiritadi:

- quvurlarni ta'mirlash (zarur holatda);
- qirralarini tayyorlash;
- bajarilgan ta'mir sifatini nazorat qilish;
- quvurlarni xavfsiz ishlatish bo'yicha prognoz muddatini va sinov o'tkazish uchun maksimal bosimni hisob-kitob qilish;

4) quvurlarni gidravlik sinovdan o'tkazish;

5) sirtqi korroziyaga qarshi qoplamanı tatbiq etish (surtish);

6) quvurlar sifatiga oid hujjatlarni rasmiylashtirish.

8.5.1 Quvur tekshiruvlarining barcha bosqichlarini va keyingi texnologik operatsiyalarni amalga oshirishga yetarli bo'lishi uchun kiruvchi quvurning ichki va tashqi yuzasi zavod sharoitlarida tayyorgarlikdan o'tkaziladi.

8.5.2 Quvurlarni tozalash va kompleks tekshiruvdan o'tkazish ishlarining hajmini kamaytirish uchun ularni dastlabki brakka chiqarish maqsadida quvurlarni dastlabki tekshiruvdan o'tkazish jarayonida eng yirik va ko'rinadigan nuqsonlari (ezilgan joylari, gofrlar, g'ajilgan joylari va sh.k.) hamda stress-korroziya nuqsonlari aniqlanadi.

Dastlabki tekshiruvdan o'tkazish quvurlarning asosiy metalli va birikma choklarining 100 % ni ko'zdan kechirib va o'lchab nazorat qilishni, ko'chib qolgan himoya qoplamasi ostidagi quvurlar qismlarini quvur yuzasining umumiy maydonining kamida 5 % hajmida uyurma-tok yordamida nazorat qilishni, nuqsonlar va anomaliyalar aniqlangan joylarda aniqlangan nuqsonlar va anomaliyalarning umumiy sonidan 10 % hajmida magnit-kukunli nazorat qilishni o'z ichiga oladi.

8.5.3 Quvurlarni tekshiruvdan o'tkazish ishlari zavodda bajariladi yoki attestatsiyadan o'tkazilgan va putur yetkazmaydigan nazorat laboratoriyasiga ega bo'lgan boshqa tashkilotda amalga oshiriladi.

8.5.4 Identifikatsiya ishlari, quvur unga berilgan sifat hujjatiga muvofiqligini aniqlash taomili sifatida, [5] ga muvofiq o'tkaziladi.

8.5.5 Quvurlarni kompleks tekshirish, avvalgi tekshiruvlar davomida aniqlanmagan quvurlar va payvandlangan birikmalarining metallidagi nuqsonlarni aniqlash, shuningdek ularning joylashuvi va geometrik parametrlarini aniqlash uchun himoya

qoplamani tatbiq etishdan oldin, quvurlar tozalangandan keyin amalga oshiriladi.

Quvurlarni kompleks tekshirish vizual va o'lchaydigan, ultratovushli, radiologik, uyurma-tokli, magnit-kukunli va kapillyarli nazorat usullarini o'z ichiga oladi. Nazoratning barcha turlari amaldagi NHga muvofiq olib boriladi.

8.5.6 Vizual va o'lchaydigan nazorat quvurning ichki va tashqi yuzalari, payvand birikmalarining 100 % hajmida o'tkaziladi.

Vizual va o'lchaydigan nazorat quyidagilarni o'z ichiga oladi:

- quvurlar o'lchamlarini aniqlash;
- quvurlar uchlarining ovalsimonligini aniqlash;
- nuqsonlarni (korroziya, g'ajilgan, ezilgan joylar, uchlaridagi uringan joylar, yoriqlar, plenlar, yirtilgan va dumaloqlashib qolgan joylar va sh.k.), ularning o'lchamlari va koordinatalarini aniqlash.

8.5.7 Foydalanishda bo'lgan, zavod sharoitlarida ta'mirlangan, quvurlarni baholash jarayoni quvurlar parametrlari quyidagi normalarga muvofiqligini aniqlashdan iborat:

- quvurlar nuqsonlarini baholash;
- quvurlar metalli tarkibida mavjud kimyoviy elementlar miqdorini aniqlash;
- quvurlar metallining mexanik xususiyatlarini baholash;
- quvurlarning geometrik parametrlarini baholash.

8.5.8 Sifatni baholash normalari bo'yicha qayta ishlatishga yaroqli bo'lgan quvurlar zarur hollarda quyidagi usullarda ta'mirlanadi:

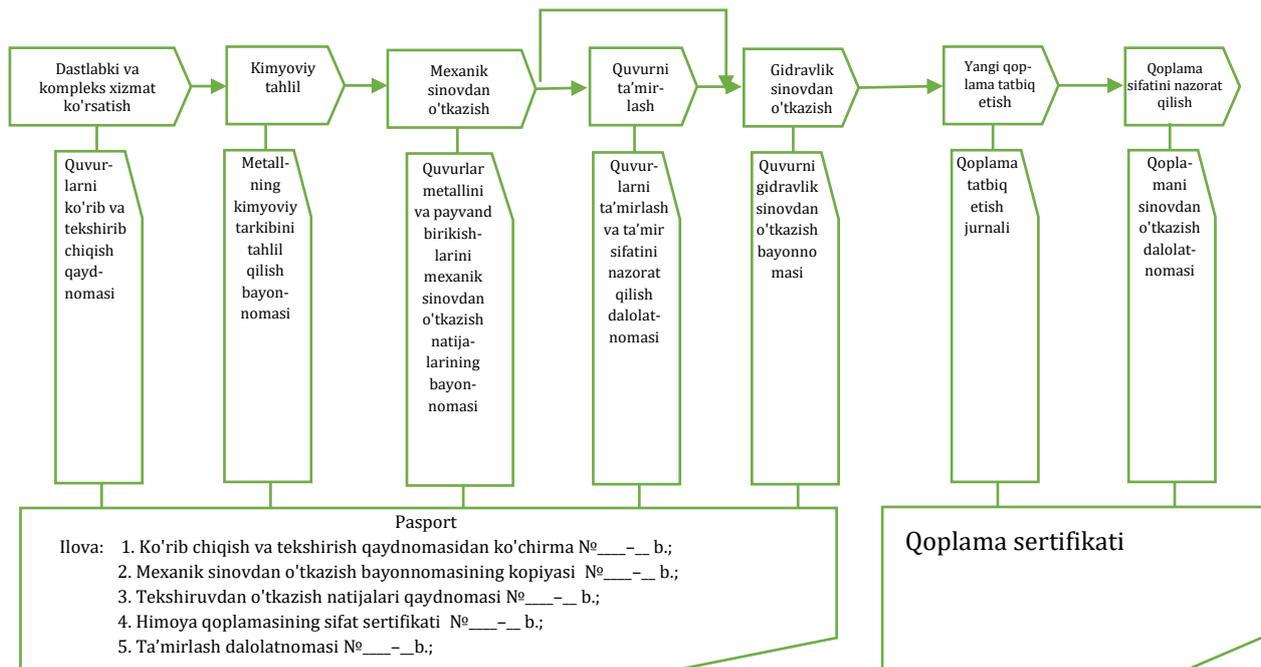
- nazorat ostida silliqlash;
- payvandlash (eritib qoplash);
- payvandlash (payvandlab to'ldirish);
- g'altakni kesib chiqarish;
- ochish (kerish) moslamalari yordamida to'g'rilash.

8.5.9 Quvurlarni zavod sharoitlarida tiklashning yakunlovchi (finish) bosqichi sifatida tashqi himoya qoplamasini tatbiq etish (surtish) jarayoni hisoblanadi. Qaytadan qo'llaniladigan quvurlarga tegishli normativ hujjatlar (NH) bo'yicha tashqi himoya qoplamasi tatbiq etiladi.

8.5.10 Foydalanishda bo'lgan quvurlar zavod sharoitlarida ta'mirlangandan so'ng mustahkamlikka yoki zichlikka sinovdan o'tkazilishi kerak.

8.5.11 Zavod sharoitlarida ta'mirlangan quvurlar KMK 3.05.02 9-bob, 3-jadvalida qayd etilgan bosimlarda sinovdan o'tkazilishi kerak.

8.5.12 Foydalanishda bo'lgan va zavod sharoitlarida ta'mirlangan quvurlar sifatiga oid hujjatlarni rasmiylashtirish jarayoni 8.3 rasmda keltirilgan.



### 8.3 rasm – Sifat hujjatlarini rasmiylashtirish tartibi

8.5.13 Quvurlarni A2 toifasiga kiritish to'g'risidagi qaror bu iqtisodiy jihatdan maqsadga muvofiqligi va quvurlarni tiklovchi zavod bevosita ta'mirlash ishlarini o'tkazish joyiga yaqinligiga qarab qabul qilinishi lozim.

Quvurlarni tiklash va tekshirish tartibi soddalashtirilgan sxema bo'yicha o'tkazilishi kerak.

**A ilova**  
(majburiy)

**Ta'mirlanishi lozim bo'lgan nuqsonlar qaydnomasining shakli**

**A.1 - Qaydnoma**

Ta'mirlanishi lozim bo'lgan nuqsonlarning  
(quvuro'tkazgichlar va QBD \_\_\_\_\_, uchastka \_\_\_\_\_)

\_\_\_\_-sonli \_\_\_\_\_ yildagi

**QAYDNOMASI**

Nazorat quyidagi asbobdan foydalangan holda amalga oshirildi:

T.r	Quvur- lar uzun- ligi, aslida (m)	Qalin- ligi, aslida (mm)	Nuqson xusu- siyati	Quvur turi	Guruh	Devor qalinligining aslida yemirilganligi (%)	Ta'mir- lash turi	Neft-gaz tarmog'ida yaroqliligi
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Nazoratni o'tkazdi:

\_\_\_\_\_  
(lavozimi)

\_\_\_\_\_  
(imzo)

\_\_\_\_\_  
(F.I.O.)

\_\_\_\_\_  
(lavozimi)

\_\_\_\_\_  
(imzo)

\_\_\_\_\_  
(F.I.O.)

## **A.2 - Quvurlar nuqsonlari qaydnomasini to'ldirish bo'yicha tavsiyalar**

A.2.1 Birinchi ustunda quvurlar va birikishlar raqamlari ko'rsatiladi. Quvurlar va QBD raqamlanishi gaz yo'nalishi o'sib boradigan va defektoskopistlarning bir guruhi tomonidan tekshirilayotgan uchastka bo'yicha yaxlit qilib olinadi. Turli defektoskopistlar guruhlari tomonidan tekshirilgan quvurlar va QBD raqamlari takrorlanishining oldini olish uchun ularni raqamlash defektoskopistlar guruhini belgilovchi harfdan boshlanadi. Birikishlar raqamlanishi ular bilan ulangan quvurlar va QBD raqamlanishiga mos bo'ladi, masalan, B10 va B11 quvurlari orasida B10/11 birikishi bo'ladi. Quvurlar va QBD raqamlanishini quvurning ichki snaryad-defektoskopi bo'yicha qabul qilish tavsiya etiladi.

A.2.2 Quvur devorining qalinligi jadvalning har bir satrida ko'rsatiladi va u nuqson aniqlangan tunuka devorining qalinligiga mos kelishi kerak.

A.2.3 Har bir satrda nuqsongacha bo'lgan masofa o'lchangan bo'ylama chokning yo'nalishi ko'rsatiladi.

A.2.4 Halqasimon chokdan nuqson chetigacha eng yaqin masofa o'lchanadi. Bo'ylama koordinata o'qining yo'nalishi gaz tashish yo'nalishiga mos bo'ladi.

A.2.5 Agar nuqson ikkita quvurda joylashgan bo'lsa, u uning ko'p qismi joylashgan quvurda ko'rsatiladi. Bu holda, halqasimon chokdan masofa manfiy bo'lishi mumkin.

A.2.6 Bo'ylama chokdan nuqsonlar o'rtasigacha bo'lgan masofa o'lchanadi. Halqasimon koordinataning o'sish yo'nalishi gaz yo'nalishi bo'ylab harakatlanayotgan o'ng vint qoidasi bo'yicha aniqlanadi.

A.2.7 Quvur nuqsonining uzunligi sifatida uning bo'ylama yo'nalishdagi o'lchami olinadi. Birikish nuqsonining uzunligi sifatida halqasimon yo'nalishdagi o'lchami olinadi.

A.2.8 "Quvurning nuqsonli qismini ruxsat etilgan ta'miri" ustunida quvurning nuqsoni mavjud yoki ushbu Yo'riqnomaga yoxud boshqa amaldagi normativlarga muvofiq nuqsonlari identifikatsiyalangan (qo'shni nuqsonlarni hisobga olmagan holda) qismida qanday ta'mirlash ishlari ruxsat etilganligi ko'rsatiladi, "Butun quvurni ruxsat etilgan ta'miri" ustunida esa quvurda aniqlangan barcha nuqsonlarni hisobga olgan holda, butun quvurni qanday ta'mirlash ishlari ruxsat etilganligi aks ettiriladi.

A.2.9 Kombinatsiyalangan nuqsonlar (masalan, ezilgan va g'ajilgan joy, yoriqli ezilgan, yoriqli korroziyaga chalingan, alohida kavaklari mavjud butkul korroziyaga chalingan joylar va sh.k.) alohida nuqsonlarining koordinatalari va parametrlari bilan, kataklarni birlashtirgan holda "Quvurning nuqsonli qismini ruxsat etilgan ta'miri" ustunida ko'rsatiladi.

## B ilova

(ma'lumot uchun)

### Quvurlar ahvolini baholash

#### B.1 jadvali – Quvur metallining ahvolini baholash

Quvur metallining holati	Baho, ballar
Ko'rib chiqilgan quvurning 50 % dan ortiq joylarida kuchli va juda kuchli korroziya mavjud	1
Ko'rib chiqilgan quvurning 50 % gacha bo'lgan joylarida kuchli va juda kuchli korroziya mavjud	2
Kuchsiz korroziya	3
Korroziya mavjud emas	5

B.2 jadvali – Himoya qoplamasi bilan himoyalanganvchi flanetslar mavjud bo'lmagan taqdirda uskunalari va turdosh kommunikatsiyalar orqali yer bilan bevosita aloqada bo'lgan gaz ta'minoti ob'ektlarida himoya tokining o'rtacha yo'qotishlari

Ob'ektlar	Himoya tokining yo'qotishlari, A
Gaz rostdash punktlari	2-4
Qozonxonalar	12-15
Gazda ishlovchi suv isitgichlari bilan jihozlangan turar-joy binolari	5

B.3 jadvali – Anodli va belgisi o'zgaruvchan zonalar mavjudligida korroziya xavfini baholash

Anodli va belgisi o'zgaruvchan zonalar mavjudligi	Baho, ballar
Gaz quvuri uzunligining 50 % dan ortig'i	1
Gaz quvuri uzunligining 50 % gacha	2
Mavjud emas	3

B.4 jadvali – Himoya qoplamasi holatini shikastlanishlar soniga qarab baholash

Har bir 100 metrli uchastkada tuproqni ochmasdan gaz quvurini tekshirishda asboblarda aniqlangan himoya qoplamasi shikastlangan joylarining soni	Baho, ballar
0-1	4
2-3	3
4-8	2
8 dan ortiq	1

B.5 jadvali – Butun gaz quvurining himoya qoplamasi holatini baholash

Gaz quvurining 100 metrli uchastkasi raqami	Himoya qoplamasi holatini baholash, ballar		
	Gaz quvurining 100 metrli uchastkasini asbob usulida tekshirish natijalari bo'yicha	Butun gaz quvurini asbob usulida tekshirish natijalari bo'yicha	Shurflar orqali ko'rib chiqish natijalarini hisobga olgan holda umumiy baholash
1	2	3	4
1	1		
2	2		
3	3	a	A
4	4		
5	5		
.....p	.....a		
	p		

1-графада ҳар бир текширилган 100 метрлик участка учун 3-жадвал бўйича аниқланган баҳолар қўйилади.

### B.6 jadvali – Payvandlangan birikishlar sifatini baholash

Birikishlar sifati	Baholar, ballar
Nuqsonli (sovunli suv bilan tekshirish natijasida), 50 % va undan ortiq	1
50 % dan kam	2
Yaroqli	3

### B.7 jadvali – Gaz quvurlarining germetikligini baholash

Tekshirilayotgan gaz quvurining har bir kilometrda (shu jumladan, yakuniy tekshiruvda) ishlatish boshlanganidan buyon ro'y bergan korroziya shikastlanishi yoki payvand choklarining shikastlanishi bilan bog'liq gaz sizib chiqishi holatlari	Baho, ballar
2 dan ortiq	1
2	2
1	3
0	5

Izoh - uzunligi 1 km dan kichik gaz quvurining germetikligini baholashda ballarda baholash bir kilometrlik gaz quvuri uchun bo'lgani kabi qo'yiladi.

## **C ilova**

(majburiy)

### **Gaz quvurining texnik holatini tekshirish dalolatnomasining shakli**

**TASDIQLAYMAN**

\_\_\_\_\_  
(lavozimi, F.I.O.)

\_\_\_\_\_  
(imzo, sana)

### **Gaz quvuri va QBDning texnik holatini tekshirish DALOLATNOMASI**

\_\_\_\_\_  
(tekshiruv o'tkazgan bo'linmaning nomi)

Shahar (aholi punkti va sh.k.) \_\_\_\_\_

1. Gaz quvurining manzili \_\_\_\_\_

2. Gaz quvurining tavsifi:

bosim: yuqori, o'rta, past (tagiga chizing):

uzunligi, diametri, devor qalinligi: \_\_\_\_\_

Quvurlar va quvurlar materiali bo'yicha NH \_\_\_\_\_

Qurilgan yili \_\_\_\_\_

Yotqizilishining maksimal va minimal chuqurligi

(quvurning tepa qismidan yer yuzasigacha) \_\_\_\_\_

Himoya qoplamaning turi - normal, kuchaytirilgan, juda kuchaytirilgan (tagiga chizing), doka, qop-qanorli mato, brizol, gidroizol, shishali mato (tagiga chizing) bilan mustahkam-

langan.

Ishlatish davrida aniqlangan amaldagi norma va qoidalardan og'ishlar

Gaz quvurining elektr himoya vositalari mavjudligi (elektr himoya vositasining turini va u ishga tushirilgan yilni, barcha himoya potentsiallarini ko'rsating)

### 3. Germetikligini tekshirish:

Gaz quvuri ishga tushirilgan vaqtdan boshlab, payvandlangan birikmalar sifati yoki teshib o'tgan korroziya shikastlari bilan bog'liq bo'lgan gaz sizib chiqishi holatlarining aniqlangan soni (ushbu tekshiruvni ham hisobga olib) – jami \_\_\_\_

Ushbu Yo'riqnomaga B ilovasining B.7 jadvaliga muvofiq o'tkazilgan gaz quvurining germetikligini baholash, ball hisobida \_\_\_\_\_

### 4. Himoya qoplamasining holatini tekshirish:

Asbob usulida aniqlangan himoya qoplamasi shikastlangan joylarining soni,

jami \_\_\_\_\_

Ushbu Yo'riqnomaga B ilovasining B.4 jadvaliga muvofiq, shikastlanishlar soniga qarab o'tkazilgan, himoya qoplamasining holatini baholash,

\_\_\_\_\_ballar

Himoya qoplamasining holati vizual tarzda (ko'zdan kechirib) tekshirilgan shurflar soni \_\_\_\_\_

Shurflar orqali tekshirish bo'yicha himoya qoplamasini tekshirish natijalari:

Himoya qoplamasining qalinligi \_\_\_\_\_

mustahkamlovchi qoplamaning holati \_\_\_\_\_

Himoya qoplamasining yuzasi: silliq, burushgan, g'adir-budur, ikki yonidan ezilgan, tagidan ezilgan (tagiga chizing)

Shikastlarning xususiyatlari: teshilgan, kesilgan joylar, tuproq bosimi ostida teshilgan joylar, mo'rt, qatlamlarga ajralgan, zarbadan to'kiladigan joylar, ishlatish davrida ro'y bergan turli mexanik shikastlanishlar \_\_\_\_\_

Ushbu Yo'riqnomaga B ilovasining B.4 jadvaliga muvofiq, shurflar orqali tekshiruvlarni hisobga olgan holda, himoya qoplamasining holatini yakuniy baholash – \_\_\_\_\_ballar.

5. Quvur metallining holatini tekshirish:

Quvur metallining holati tekshirilgan shurflar soni \_\_\_\_\_

Shu jumladan korroziya aniqlangan shurflar soni:

kuchli \_\_\_\_\_

juda kuchli \_\_\_\_\_

kuchsiz \_\_\_\_\_

Izoh - Korroziya turi ushbu Yo'riqnomaning 6.5.2 bandidagi 1-jadvalga muvofiq aniqlanadi.

Korroziyaning taxminiy sabablari: \_\_\_\_\_

Ushbu Yo'riqnomaga B ilovasining B.1 jadvaliga muvofiq quvur metallining holatini baholash\_\_\_\_\_

6. Payvandlangan birikishlar sifatini tekshirish:

Ishga tushirilgandan boshlab payvandlangan birikishlar bilan bog'liq aniqlangan gaz sizib chiqishi holatlari\_\_\_\_\_

Qo'shimcha tekshirilgan birikishlar soni ushbu Yo'riqnomaning 7.3.7 bandining talablariga javob berishi lozim\_\_\_\_\_

Shu jumladan nuqsonli deb e'tirof etilgan\_\_\_\_\_

Ushbu Yo'riqnomaga B ilovaning B.6 jadvaliga muvofiq o'tkazilgan gaz quvurining payvandlangan birikishlari sifatini baholash\_\_\_\_\_

Izoh - quvurni ishlatish jarayonida gaz sizib chiqishi kuzatilgan holatdagina payvandlangan birikishlarni tekshirish lozim.

7. Korroziyaga chalinish xavfini baholash:

Himoya qilish xizmatining dalolatnomasi bo'yicha korroziya faolligi \_\_\_\_\_ tuproqning turi\_\_\_\_\_

Yer osti (sizot) suvlarining sathi\_\_\_\_\_ tuproq ifloslanishi\_\_\_\_\_

Daydi toklarni o'lchash natijalari.

Elektr potentsiallarining kattaligi: maks.\_\_\_\_\_

min.\_\_\_\_\_

Anodli va belgisi o'zgaruvchan zonalarning gaz quvurining umumiy uzunligiga nisbatan foiz hisobidagi uzunligi, metr\_\_\_\_\_

Ushbu Yo'riqnomaga B ilovaning B.3 jadvaliga muvofiq korroziyaga chalinish xavfini baholash\_\_\_\_\_

8. Gaz quvuri korrozion yemirilishining texnik holatini ushbu Yo'riqnomaga B ilovaning B.5 jadvaliga muvofiq ballar hisobidagi umumiy baholanishi \_\_\_\_\_

9. Qo'shimcha ma'lumotlar \_\_\_\_\_

10. Yakuniy xulosa \_\_\_\_\_

Imzolar:

---

---

## Bibliografiya

[1] ВСН 008-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция

[2] СТО Газпром 2-3.5-045-2006 Порядок продления срока безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов. ВНИИГАЗ

[3] ВСН 012-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов контроль качества и приемка работ

[4] ВРД 39-1.10-063-2002 Инструкция по оценке работоспособности и отбраковке труб с вмятинами и гофрами

[5] ВРД 39-1.11-014-2000 Методические указания по освидетельствованию и идентификации стальных труб для газонефтепроводов

---

**ИНСТРУКЦИЯ ПО ОТБРАКОВКЕ ГАЗОПРОВОДОВ НА  
ОБЪЕКТАХ АО «HUDUDGAZTA'MINOT»**

---

**Ташкент - 2022**

---

---

## Предисловие

- 1 РАЗРАБОТАН И ВНЕСЕН** ООО «Hududgaz Konsalting»
- 2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ** приказом АО «Hududgazta'minot» от 28 февраля 2022 г., № 49
- 3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ**
- 4** Согласовано с Госкомпромбез Республики Узбекистан письмом №02/19-795 от 29 марта 2022 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

1	Область применения.....	1
2	Нормативные ссылки.....	1
3	Термины и определения.....	2
4	Обозначения и сокращения.....	6
5	Общие положения.....	7
6	Оценка технического состояния труб.....	9
	6.1 Порядок проведения обследования.....	9
	6.2 Методы и объемы контроля труб и СТД.....	19
	6.3 Виды дефектов труб и СТД .....	22
	6.4 Оценка деформированного состояния.....	23
	6.5 Оценка состояния металла труб.....	24
	6.6 Оценка коррозионного износа.....	26
	6.7 Оформление результатов оценки.....	30
7	Отбраковка труб.....	32
	7.1 Порядок проведения отбраковки.....	32
	7.2 Нормы отбраковки.....	34
	7.3 Отбраковка труб по коррозионному состоянию.....	38
	7.4 Отбраковка труб с вмятинами и (или) гофрамии.....	44
	7.5 Общая оценка технического состояния газопровода.....	47
8	Ремонт газопроводов с использованием труб, бывших в эксплуатации.....	47
	Приложение А (обязательное) Форма ведомости дефектов, подлежащих ремонту.....	57
	Приложение В (справочное) Оценка состояния труб.....	60
	Приложение С (обязательное) Форма акта проверки технического состояния газопровода.....	63
	Библиография.....	68



---

## **ИНСТРУКЦИЯ ПО ОТБРАКОВКЕ ГАЗОПРОВОДОВ НА ОБЪЕКТАХ АО «HUDUDGAZTA'MINOT»**

---

Дата введения с 28 февраля 2022 г.

### **1 Область применения**

1.2 Настоящий документ устанавливает порядок отбраковки труб, транспортирующих природный газ с избыточным давлением не более 1,2 МПа по газораспределительным сетям, а также сжиженный углеводородный газ (СУГ) с избыточным давлением не более 1,6 МПа на ГНС, ГНП.

1.2 Документ предназначен для применения всеми подразделениями АО «Hududgazta'minot» (далее предприятия).

### **2 Нормативные ссылки**

В настоящем документе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 24297-2013 Верификация закупленной продукции. Организация проведения и методы контроля

ГОСТ 31448-2012 Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

O'z DSt 20.202:2001 Система испытаний продукции. Контроль неразрушающий. Требования к лабораториям неразрушающего контроля

### КМК 2.05.06-97 Магистральные трубопроводы

Примечание – При пользовании настоящим документом целесообразно проверить действие ссылочных документов и классификаторов на территории Узбекистана в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Узбекского агентства по техническому регулированию (агентство «Узстандарт») в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю стандартов (классификаторов), который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, а также по соответствующей ежемесячной информации, опубликованной в текущем году на официальном сайте агентства «Узстандарт». Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим документом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

## 3 Термины и определения

В настоящем документе использованы следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 вмятина:** Нарушение формы сечения трубы в виде местного плавного изменения формы поверхности, образующегося при действии на наружную поверхность трубопровода сосредоточенной или распределенной поперечной нагрузки.

Примечание - Действие поперечной нагрузки происходит, как правило, одновременно с изгибом трубопровода как стержня. Размеры вмятины в продольном и поперечном (окружном) направлениях отличаются незначительно.

**3.2 вырезка трубы или СДТ:** Процедура извлечения трубы или СДТ из действующего трубопровода для ее ремонта или замены.

**3.3 гофр:** Нарушение формы сечения трубы в результате потери местной устойчивости стенки трубы, когда при изгибе трубопровода в сжатой зоне развиваются чрезмерные пластические деформации.

Примечание - Гофр вытянут в окружном направлении, и имеет малую длину по оси трубопровода. Гофр может иметь, кроме основной волны, дополнительные (вторичные) волны меньшей высоты.

**3.4 грат:** излишки металла, остающиеся на кромках изделий после какого-либо процесса обработки. В результате сварки металла образуется грат, который представляет собой расплавленный материал, застывающий в виде потеков.

**3.5 дефектная катушка:** Участок трубы с дефектом или группой дефектов, имеющих непрерывную продольную проекцию.

**3.6 взаимодействующие дефекты:** Два или несколько дефектов, для совокупности которых расчетное давление разрушения трубы ниже расчетного давления разрушения трубы для каждого из дефектов.

**3.7 дефектная область:** Участок трубы с одним или несколькими близлежащими дефектами.

**3.8 задир:** Вид царапины, имеющей зазубренные края и меньшую кривизну дна.

**3.9 забоина:** Повреждение, появляющееся в результате динамического взаимодействия поверхности трубы с твердым телом, имеющим острые края, без касательного по отношению к поверхности стенки трубы перемещения и заметного остаточного местного изгиба тела трубы.

**3.10 забракованная катушка:** Участок трубы с дефектами, признанная непригодной для применения в трубопроводах.

**3.11 катушка:** Цилиндрический участок трубы.

**3.12 категория труб и СДТ:** Классифицированная группа труб и СДТ по возможности их эксплуатации, а также порядок их подготовки к применению.

**3.13 контролируемая шлифовка:** Метод ремонта трубы или СДТ, заключающийся в вышлифовке с пошаговым контролем их остаточной глубины в процессе шлифовки, а также контролем результатов ремонта, включая подтверждение полноты устранения дефектов и определение размеров образовавшихся выемок.

**3.14 неразрушающий контроль:** Контроль, при котором не должна быть нарушена пригодность труб и СДТ к применению и эксплуатации.

**3.15 отбраковка трубы, СДТ или катушки:** Процедура определения пригодности трубы, СДТ или катушки для применения в трубопроводах.

**3.16 ошлифованная область:** Участок трубы с одной или несколькими выемками, образовавшимися при устранении дефекта или нескольких близлежащих дефектов контролируемой шлифовкой.

**3.17 оценка качества труб и СДТ:** Процедура установления соответствия труб и соединительных деталей трубопровода требованиям КМК (СНиП) и их разделения на группы.

**3.18 поверхностные дефекты:** Дефекты, расположенные на поверхности трубы, вызывающие уменьшение площади сечения стенки трубы или продольного сварного шва (коррозионные, стресс - коррозионные, металлургические и т.п.).

**3.19 пригодная катушка:** Участок трубы, признанный пригодным для применения в трубопроводах.

Примечание - Пригодная катушка может содержать, в том числе, дефектные катушки, требующие ремонта.

**3.20 прогнозируемый срок безопасной эксплуатации:** Период времени, в течение которого величина расчетного разрушающего давления будет оставаться выше заданного уровня давления.

**3.21 расчетное разрушающее давление:** Определяемое расчетным путем значение внутреннего давления, при котором прогнозируется разрушение участка трубопровода с дефектом.

**3.22 стресс – коррозионный дефект:** Отдельная трещина или система стресс – коррозионных трещин, имеющих непрерывную проекцию на продольную образующую.

Примечание - далее по тексту под термином «дефект» подразумевается стресс-коррозионный дефект.

**3.23 царапина (риска):** Повреждение поверхности трубы, произошедшее в результате ее динамического взаимодействия с перемещающимся по ней твердым телом, имеющим острые края.

**3.24 шурф:** это обычная яма для осмотра фундамента и (или) грунтового основания, а также для отбора грунтовых проб при проведении геологических изысканий.

#### **4 Обозначения и сокращения**

ГНС - Газонаполнительная станция

ГНП - Газонаполнительный пункт

СДТ - Соединительная деталь трубопровода

НД - Нормативный документ

ППР - Планово-предупредительный ремонт

## **5 Общие положения**

5.1 Оценка состояния отдельных труб и СДТ на обследуемых газоснабжающих объектах, принятие решений о возможности дальнейшей эксплуатации, необходимости ремонта или отбраковки производится по материалам обследования технического состояния участка трубопровода.

5.2 Обследование должно проводиться на очищенном от изоляционного покрытия на участке трубопровода. Визуальный осмотр газопровода проводится после удаления с его поверхности остатков старой изоляции, тщательной очистки поверхности и укладки на лежки.

5.3 Перед обследованием очищенного и уложенного на лежки трубопровода плети его должны быть пронумерованы, привязаны к пикетам и отмечены на рабочих чертежах.

5.4 Обследование должна выполнять организация, имеющая независимую лабораторию неразрушающего контроля и специальное разрешение Государственного комитета промышленной безопасности Республики Узбекистан, аккредитованную по правилам, установленным в соответствии с требованиями O'z DSt 20.202.

5.5 Газопровод на всем протяжении должен быть обследован по всему периметру для выявления характера

повреждения стенки труб с применением методов контроля современными приборами.

5.6 При обследовании труб и СДТ должны быть определены геометрические параметры всех выявленных дефектов. Глубина стресс-коррозионных дефектов должна быть определена или подтверждена шлифовкой и приборным обследованием. Оценка качества дефектных труб и СДТ с неопределенными геометрическими параметрами выявленных дефектов не допускается.

5.7 При замене уличного газопровода должны быть переложены все ответвления от него, расположенные в пределах отведенных красных линий данных улиц.

Вводы от переключаемого уличного газопровода, расположенные за пределами отведенных красных линий улиц, назначаются на ремонт или замену в зависимости от их технического состояния, определяемого в соответствии с требованиями настоящей Инструкции.

5.8 Очередность проведения обследования с целью выявления необходимости капитального ремонта или замены определяется районным (городским) филиалом газоснабжения АО «Hududgazta'minot» в зависимости от технического состояния газопровода.

Первое такое обследование должно проводиться в сроки не более чем через 15 лет с начала эксплуатации данного газопровода.

Газопроводы, техническое состояние которых признано при обследовании удовлетворительным, должны подвергаться повторному обследованию в срок не более чем через 5 лет.

5.9 Все газопроводы, срок службы которых истек, должны подвергаться обязательному обследованию технического состояния с целью определения возможности их дальнейшей эксплуатации или замены.

## **6 Оценка технического состояния труб**

### **6.1 Порядок проведения обследования**

6.1.1 Работа по обследованию труб основывается на предоставляемой проектной, строительной (исполнительной) и эксплуатационной документации, данных внутритрубной дефектоскопии (если они имеются) и результатах наружного обследования дефектного участка газопровода.

6.1.2 Для небольших по глубине (до одной толщины стенки трубы) плавных вмятин и гофр допускается (при отсутствии надрывов, отслоений и иных дефектов изоляционного покрытия) поиск дефектов стенки трубы в месте вмятины или гофра производить без снятия защитной изоляции (через слой изоляции) дефектоскопами типа МВД-2 (магнитовихретоковый дефектоскоп) или другими аналогичными приборами. При этом зачистку изоляционного покрытия производят только при

обнаружении указанными приборами дефектов стенки трубы в месте вмятины или гофра.

6.1.3 Для проведения наружного обследования труб с более значительными дефектами (более одной толщины стенки трубы) производят зачистку изоляционного покрытия и удаление продуктов коррозии в пределах дефекта и на прилегающих участках длиной не менее 500 мм.

6.1.4 Наружное обследование дефектного участка состоит из визуального осмотра, замеров геометрических параметров дефектов, проведения неразрушающего контроля состояния стенки трубы и толщинометрии (определения фактической толщины) стенки трубы в месте дефекта.

6.1.5 Визуальным осмотром дефект классифицируют (вмятина или гофр), определяют положение его осей; в случае гофра устанавливают количество волн. Фиксируют поверхностные повреждения стенки трубы (задиры, риски, царапины, трещины, коррозия и др.) в зоне дефекта. Фиксируют расположение сварных швов относительно зоны дефекта, а также плавность сопряжения краев дефекта с основной поверхностью трубы.

6.1.6 Инструментальными замерами геометрических параметров определяют длину дефекта вдоль оси газопровода, его ширину (по дуге окружности) и глубину.

Кроме того, составляют примерный эскиз профиля центрального продольного сечения дефекта, образованного условной плоскостью, проходящей через ось трубы и центр дефекта с целью определения наличия вторичных волн.

6.1.7 Определение фактической толщины трубы и неразрушающий контроль состояния металла в области дефекта осуществляют ультразвуковыми, магнитными дефектоскопами, а также иными средствами, позволяющими одновременно фиксировать толщину стенки трубы и выявлять дефекты в стенке, включая внутреннюю поверхность трубы (трещины, расслоения и пр.).

6.1.8 Обследование участков, проходящих по обводненной и заболоченной местности, под автомобильными и железными дорогами, а также подводных переходов проводят с использованием внутритрубных дефектоскопов.

6.1.9 По результатам проведенного наружного обследования составляют ведомость с внесением всех выявленных и измеренных параметров. Форма ведомости приведена в Приложении А.

#### 6.1.10 Визуальный контроль

6.1.10.1 Проверка наличия и содержания маркировки.

6.1.10.2 Тщательный осмотр всей наружной поверхности трубы, перекатываемой по направляющим инспек-

ционного стола, без применения увеличительных приборов. На поверхности труб не должно быть трещин, плен, рванин, закатов. На торцах труб не должно быть расслоений. Допускаются не выводящие толщину стенки за допустимые значения, обусловленные технологией изготовления труб: - тонкий плотный слой окалины; - мелкие пленки; - отдельные отпечатки, забоины, раковины и другие несовершенства с глубиной, определяемой требованиями нормативной документации на трубную продукцию. Допускается ремонт поверхности труб зачисткой абразивным инструментом, не выводящий толщину стенки за минимально допустимое значение. Не допускаются механические повреждения по торцам труб. Исправление поверхностных дефектов металла труб сваркой не допускается.

6.1.10.3 Тщательный осмотр внутренней поверхности концов труб на видимую длину с помощью подсвечивания внутренней поверхности с обоих концов одновременно.

6.1.10.4 На наружной и/или внутренней поверхности труб, в зависимости от области нанесения изоляции, предназначенных для последующего нанесения наружного и/или внутреннего антикоррозионного покрытия, не допускаются дефекты в виде вмятин, раковин, задиров, острых выступов, наплавленных капель металла, мелких плен.

6.1.10.5 В соответствии с требованиями нормативных документов, глубина залегания дефектов на наружной поверхности может определяться с помощью средств измерения, как разность фактического диаметра трубы в точке, находящейся рядом с дефектом и в месте дефекта после механической зачистки до полного удаления дефекта.

6.1.10.6 Сварные швы электросварных труб должны быть плотными, без непроваров, несплавлений, трещин, наплывов. Поверхностные дефекты металла шва в виде пор, раковин, трещин, свищей и других дефектов, снижающих плотность и прочность металла шва ниже уровня основного металла, не допускаются. Сварные соединения прямошовных электросварных труб должны иметь плавный переход от основного металла к металлу шва без острых углов. Внутренний грат сварного шва удаляют по требованию потребителя. В месте снятия грата допускают утонение стенки трубы, не выводящее толщину за пределы минусового допуска. Высота остатка удаленного грата не должна превышать величин, указанных в НД Заказчика на поставку труб. Не допускается ремонт сваркой сварных соединений труб на участках, отстоящих от торца трубы на расстоянии до 300 мм, а также имеющих прожоги и трещины. Ремонтный сварной шов, выполненный путем вырубки или выплавки дефектов

с последующей сваркой, должен быть длиной не менее 50 mm и не более 300 mm. Отдельные ремонтные швы должны отстоять друг от друга не менее чем на 500 mm. Суммарная длина отремонтированных участков не должна превышать 10 % длины сварного шва. Допускаются без исправления подрезы глубиной до 0,5 mm и длиной до 50 mm, а также если они не выводят толщину стенки за минимально допустимое значение. Допускаются плавные углубления (седловина) на усилении сварных швов при отсутствии пористости шва глубиной не ниже минимальной высоты сварного шва.

6.1.10.7 Контроль качества внутренней поверхности труб диаметром менее 1020 mm производится «на просвет» с размещением источника света на одном конце трубы. Глубина дефектов на внутренней поверхности не определяется. При необходимости, в выборочном порядке, труба может быть разрезана на части и подвергнута более тщательному осмотру или исследованию дефектов.

#### 6.1.11 Контроль труб с покрытием и их ремонт

6.1.11.1 На трубах с наружным полиэтиленовым или эпоксидным и внутренним эпоксидным покрытиями дополнительно контролируют:

- длину неизолированных концов труб;
- толщину внутреннего и наружного покрытия;
- внешний вид внутреннего и наружного покрытия;

- комплектность и геометрические размеры соединительных элементов для защиты внутреннего покрытия;
- угол скоса покрытия к телу трубы;
- диэлектрическую сплошность противокоррозионного покрытия в местах, вызывающих сомнение и на дефектных участках;
- адгезию покрытия к стали на двух трубах от партии и в местах, вызывающих сомнение.

6.1.11.2 Методы контроля, размеры и допустимые отклонения должны быть указаны в НД на изготовление и поставку труб с покрытием.

6.1.11.3 При наличии локальных дефектов наружного покрытия, образовавшихся в процессе транспортирования, проведения погрузочно-разгрузочных работ и хранения, допускается их ремонт.

6.1.11.4 Ремонтные материалы и технология проведения ремонта должны обеспечивать качество покрытия в соответствии с требованиями технических условий на изготовление и поставку труб с покрытием.

6.1.11.5 Ремонт мест повреждений осуществляют по технологической документации, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

6.1.11.6 Повреждения, не уменьшающие общую толщину покрытия за минимальные значения, ремонта не требуют.

6.1.11.7 Технология проведения ремонта должна соответствовать рекомендациям производителей ремонтных материалов.

6.1.11.8 Покрытие на отремонтированных участках не должно отслаиваться от основного покрытия и растрескиваться. По толщине и диэлектрической сплошности покрытие должно соответствовать требованиям нормативных документов на покрытие.

6.2.11.9 Указанные требования распространяются на ремонт мест повреждений наружного полимерного покрытия труб. Ремонт внутреннего покрытия труб не допускается.

6.1.11.10 Проведение ремонта заводского наружного покрытия должно осуществляться в местах складирования и хранения труб, а также непосредственно на участках строительства трубопровода после транспортирования труб и проведения строительно-монтажных работ.

6.1.11.11 Ремонту подлежат все сквозные и несквозные (в местах отслаивания покрытия от стали, в местах сдигов, царапин и вмятин при толщине оставшегося слоя и диэлектрической сплошности менее требований) повреждения покрытия, полученные при транспортировании труб от завода-изготовителя к месту проведения строительно-монтажных работ.

6.1.11.12 Работы по ремонту мест повреждений покрытия должны осуществляться специалистами, обученными в ООО «Hududgaz Konsalting» в соответствии с ППР и технологическими картами.

6.1.11.13 Ремонтные бригады должны быть укомплектованы необходимым технологическим и вспомогательным оборудованием, предусмотренным технологическими картами.

6.1.11.14 При ремонте несквозных повреждений заводского покрытия (царапин, вмятин) применяются термоплавкие карандаши-заполнители, а также ручные пистолеты-экструдеры. Допускается осуществлять ремонт покрытия путем нагрева дефектного участка горячим воздухом (феном) или мягким пламенем, пропановой горелкой с последующим разглаживанием покрытия фторопластовым роликом или шпателем.

6.1.11.15 При ремонте сквозных и несквозных повреждений заводского покрытия должны применяться ремонтные материалы, совместимые по свойствам с заводским изоляционным покрытием в соответствии с рекомендациями изготовителей ремонтных материалов.

6.1.11.16 Материалы, используемые при ремонте мест повреждений заводского покрытия, должны отвечать требованиям стандартов или технических условий на данные материалы. Производители-поставщики ремонт-

ных материалов должны гарантировать их качество и предоставить порядок и технологию их применения.

6.1.11.17 Отремонтированные участки покрытия должны быть проконтролированы по показателям: внешний вид, толщина, диэлектрическая сплошность. По данным показателям свойств покрытие на ремонтных участках должно соответствовать заводскому покрытию труб.

6.1.11.18 Остальные требования - в соответствии с ГОСТ 31448 и [1].

6.1.12 Трубы, прошедшие проверку, должны быть промаркированы. Маркировка производится на расстоянии 100-150 mm от торца несмываемой краской в следующем порядке:

- порядковый номер трубы;
- индекс категории, к которой отнесена труба после освидетельствования: П – пригодные для использования; Р – требующие ремонта для дальнейшего использования; У – непригодные для использования по прямому назначению; Б – непригодные к дальнейшему использованию.

6.1.13 Трубы, показатели которых не соответствуют требованиям стандартов и данным сертификатов, или если их номера не значатся в полученных сертификатах, исключаются из дальнейшей приемки.

6.1.14 По результатам входного контроля комиссия, назначенная приказом по предприятию, составляет акт, в котором указывается количество освидетельствованных труб и количество труб с различными индексами категории. В акте должны быть указаны причины, в результате которых трубы требуют ремонта или непригодны для дальнейшего использования.

6.1.15 По результатам входного контроля трубы считаются годными при условии, что они соответствуют требованиям действующих НД на поставку. Результаты контроля труб должны быть зафиксированы в журнале верификации закупленной продукции по форме, приведенной в ГОСТ 24297.

6.1.16 Дефекты на трубах и покрытиях, а также отклонения геометрических параметров, должны предъявляться поставщику без нарушения состояния поставки продукции.

## **6.2 Методы и объемы контроля труб и СДТ**

6.2.1 При обследовании труб и СДТ применяют методы и приборы неразрушающего контроля, позволяющие выявлять дефекты, указанные в 6.3.1-6.3.5. Применяемые методы и приборы контроля (ультразвуковые дефектоскопы и толщиномеры, типа DIO-562, WT-600S, УТ-93П и т.д.) должны обеспечивать выявление наружных (глубиной

0,3 mm) и внутренних (глубиной 0,1 mm) дефектов труб и СДТ.

6.2.2 Объем неразрушающего контроля при отбраковке труб, принимают в зависимости от технического состояния труб и СДТ, но не менее объемов, указанных в 6.2.2.1-6.2.2.4.

6.2.2.1 Визуальный и измерительный контроль осуществляется в объеме 100 % для выявления дефектов основного металла (коррозионных дефектов, вмятин, гофров, царапин, задиров и др.) и сварных соединений (подрезов, смещения сваренных кромок и др.), а также определения геометрических размеров труб (СДТ) и выявленных дефектов.

6.2.2.2 Ультразвуковой контроль металла труб, заводских сварных швов по результатам визуального и измерительного контроля осуществляется в объеме не менее 50 % от площади поверхности отбракованных труб и не менее 5 % от протяженности сварных швов.

6.2.2.3 Измерение толщины стенки должно производиться с помощью ультразвукового дефектоскопа или толщиномера с точностью не ниже 0,1 mm в четырех диаметрально расположенных по окружности точках независимо от диаметра трубы и не менее чем в четырех участках на одном погонном метре трубопровода, а дефектных стенок в местах их утонения выполняется по

сетке с шагом не более 25 mm, но не менее 10 точек на дефектных участках.

6.2.2.4 При измерении наружного диаметра труб, деталей трубопроводов и пр. диаметром до 57 mm включительно за величину диаметра принимают среднее арифметическое измерений диаметра из двух взаимно перпендикулярных направлениях. Измерения проводят штангенциркулем с погрешностью не более 0,1 mm.

Для труб и СДТ диаметром более 57 mm значение наружного диаметра  $D$  (mm) вычисляют по формуле:

$$D = \frac{\Pi}{3,142} - 2T \quad (1)$$

где  $\Pi$  - периметр (mm), измеренный рулеткой с точностью 0,5 mm;

$T$  - толщина ленты рулетки, mm.

6.2.2.5 Контроль монтажных сварных соединений (объемы, методы и оценку качества) осуществляется в соответствии с требованиями [2].

6.2.2.6 При обследовании труб и СДТ рекомендуется применять дополнительные методы неразрушающего контроля (рентгеновский, капиллярный и др.) в соответствии с утвержденными нормативными документами.

## 6.3 Виды дефектов труб и СДТ

6.3.1 Дефекты труб и СДТ подразделяют на:

- а) дефекты механического происхождения;
- б) эксплуатационные дефекты.

6.3.2 К дефектам механического происхождения относят: вмятину; гофр; кривизну трубы; овальность; царапину; задир; забоину.

6.3.3 К эксплуатационным дефектам относят: коррозионные дефекты и стресс-коррозионные дефекты. К коррозионным дефектам относят: равномерная коррозия; неравномерная коррозия; местная коррозия; точечная коррозия (питтинг); коррозия пятнами; коррозионная язва. К стресс-коррозионным дефектам – расслоение, коррозионно-усталостные трещины.

6.3.4 Дефекты труб и СДТ, указанные в 6.3.2 – 6.3.3, подразделяют на:

- а) поверхностные дефекты основного металла и сварных швов;
- б) внутренние дефекты основного металла и сварных швов;
- с) дефекты геометрии труб и СДТ.

6.3.4.1 К поверхностным дефектам основного металла относят дефекты, выходящие на наружную или внутреннюю поверхность:

а) дефекты механического происхождения – царапины, задиры, забоины (6.3.2);

б) эксплуатационные коррозионные дефекты, указанные в 6.3.3.

6.3.4.2 К внутренним дефектам основного металла относят не выходящие на поверхность дефекты - расслоение, коррозионно-усталостные трещины.

6.3.4.3 К поверхностным дефектам заводских сварных швов относят выходящие на поверхность: трещины; раковины; поры; свищ в сварном шве; поверхностное окисление сварного соединения;

6.3.4.4 К внутренним дефектам заводских и монтажных сварных соединений относят трещины любого происхождения в наплавленном металле и зоне термовлияния.

6.3.4.5 К дефектам геометрии труб и СДТ относят: вмятину; гофр; кривизну трубы; овальность.

## **6.4 Оценка деформированного состояния**

6.4.1 Для оценки деформированного состояния вмятины и (или) гофра используют:

- геометрические параметры сечения газопровода (наружный диаметр и фактическую толщину стенки трубы);

- габаритные размеры дефекта в продольном и окружном направлении и его глубину;

- физические характеристики материала труб (модуль упругости и коэффициент Пуассона);
- рабочее (нормативное) давление в газопроводе;
- фактическое давление газа в данном сечении газопровода.

## **6.5 Оценка состояния металла труб**

6.5.1 Оценка состояния металла трубы должна проводиться во всех шурфах, открываемых для устранения утечек газа и ремонта изоляционных покрытий, кроме того, в процессе эксплуатации, во всех шурфах, открываемых при различных ремонтных работах. Если в последних не будет обнаружено повреждений изоляции, то проверку состояния металла труб не проводят. Результаты оценки должны быть зафиксированы актом.

6.5.2 Для оценки состояния металла трубы в открытом шурфе необходимо тщательно очистить от изоляции участок трубы длиной не менее 0,5 метров. Затем тщательно осмотреть поверхность трубы, нижнюю часть трубы рекомендуется осматривать с помощью зеркала.

Следует иметь в виду, что язвенные поражения металла часто забиты продуктами коррозии, и обнаружить их можно только при внимательном осмотре и удалении продуктов коррозии острием ножа или каким-либо острым предметом.

Для замера глубины язв следует использовать штангенциркуль или специальный микрометрический глубиномер.

При наличии сплошной коррозии поверхности трубы необходимо определить толщину стенки трубы.

В таблице 1 приведена характеристика повреждений стенки трубы в зависимости от степени коррозии.

Таблица 1 - Характеристика повреждений стенки трубы

Степень коррозии	Характеристика повреждений стенки трубы
Незначительная	Металл на поверхности имеет ржавые пятна и одиночные язвы глубиной до 0,6 mm
Сильная	Поверхностная коррозия с одиночными или гнездовыми язвами глубиной до 30 % толщины стенки трубы
Очень сильная	Коррозия с одиночными и гнездовыми язвами свыше 30 % толщины стенки трубы и досквозных коррозионных повреждений

Примечание - гнездовыми язвами следует считать две или более язв, расстояние между которыми не более 10 диаметров наименьшей из них.

6.5.3 Для определения толщины стенки трубы следует применять импульсные резонансные толщиномеры, позволяющие измерять толщины при одностороннем доступе. Для этой цели могут быть рекомендованы толщиномеры «Кварц-6», «Кварц-14», УИТ-Т10 и другие современные приборы.

6.5.4 Если при осмотре на поверхности трубы, проводимом в соответствии с требованиями пункта 6.5.2 обнаруживается сильная или очень сильная коррозия, то надо провести дополнительное обследование газопровода путем осмотра металла трубы в двух шурфах, открываемых на каждые 500 метрах в местах с наибольшими повреждениями изоляции, обнаруженных приборами.

6.5.5 Результаты оценки состояния металла трубы сводятся в таблицу В.1 приложения В к настоящей инструкции с проставлением оценки в баллах. Газопроводы, получившие по состоянию металла трубы оценку в один балл, независимо от общей суммы баллов, полученных по другим критериям, подлежат замене.

## **6.6 Оценка коррозионного износа**

6.6.1 Коррозионный износ подземных стальных газопроводов должна определяться:

- по результатам проверки состояния изоляционного покрытия;
- по наличию анодных и знакопеременных зон, вызванных блуждающими токами;
- по наличию защитных потенциалов на газопроводе;
- по коррозионной активности грунта.

6.6.2 Для оценки коррозионного износа подземных газопроводов должны быть выявлены:

- участки газопроводов, находящиеся в зонах с коррозионно-опасными грунтами;

- участки газопроводов, имеющие анодные и знакопеременные потенциалы, вызванные блуждающими токами;

- зоны влияния действующих электрозащитных установок, защищающих смежные подземные сооружения.

6.6.3 Коррозионная активность грунтов, грунтовых и других вод должна определяться по действующему документу.

6.6.4 Для выявления условий распространения блуждающих токов необходимо получить данные о потенциале рельсов и отсасывающих пунктов относительно земли, о разности потенциалов между отрицательными шинами тяговых подстанций.

6.6.5 Наличие блуждающих токов на действующих газопроводах следует определять по результатам измерений разности потенциалов между газопроводом и землей. Изменение разности потенциалов по величине и знаку или только по величине указывает на наличие в земле блуждающих токов.

6.6.6 При измерении электропотенциалов на газопроводах через контрольно-измерительные пункты, оборудованные стальными электродами сравнения, во избежание ошибок необходимо проводить выборочный контроль за

измерениями с помощью переносных медносульфатных электродов сравнения.

При получении значительных расхождений в результатах измерений указанными электродами, электропотенциалы следует измерять только с помощью медносульфатных электродов, которые должны устанавливаться в грунт рядом с контрольными проводниками.

6.6.7 Измерение разности потенциалов между газопроводом и землей, также величины и направления токов в газопроводе, и обработку результатов измерений следует производить по действующему документу.

6.6.8 Наличие на газопроводах при влиянии внешней поляризации анодных или знакопеременных зон является в коррозионном отношении опасным независимо от величины разности потенциалов «труба-земля» и коррозионной активности грунта.

6.6.9 Опасными в коррозионном отношении являются зоны на подземных стальных газопроводах, где под влиянием стекающего тока электрофицированного транспорта, работающего на переменном токе, наблюдается смещение разности потенциалов между трубой и медносульфатным электродом сравнения в отрицательную сторону более чем на 10 mV по сравнению со стационарным потенциалом газопровода.

6.6.10 При наличии на газопроводах опасных в электрокоррозионном отношении зон следует уточнить:

- зоны действия электрозащитных установок, защищающих указанные газопроводы (в том числе и изменение режимов работы электрозащитных установок);

- пути утечек защитного тока.

Особое внимание следует обратить на наличие электроизолирующих фланцев на объектах газоснабжения, имеющих непосредственный контакт с заземленным оборудованием и другими сооружениями (газорегуляторные пункты, котельные, жилые и общественные здания, оборудованные проточными газовыми водонагревателями и др.).

6.6.11 Для ориентировочного подсчета потерь защитного тока при отсутствии электроизолирующих фланцев на указанных выше объектах рекомендуется пользоваться данными в соответствии с таблицей В.2 приложения В к настоящей инструкции.

Если при ориентировочном подсчете будут получены значительные потери защитного тока, то необходимо проверить потери защитного тока непосредственными измерениями на указанных выше объектах. газопровода необходимо получить сведения о намечаемых мероприятиях и (их сроках) по ограничению величины блуждающих токов, а также сведения о возможных

изменениях режима работы сооружений источников блуждающих токов, способных привести к увеличению опасности коррозии газопровода, находящегося в зоне блуждающих токов этих источников.

6.6.12 В зависимости от факторов, указанных в пункте 7.4.7 определяется объем ремонтных работ и назначается вид ремонта. Особое внимание должно быть обращено на возможность сокращения потерь защитного тока с помощью применения электроизолирующих фланцев, перерывов в работе электрозащитных установок или изменения режимов их работы с целью полного использования мощностей установок.

6.6.13 Общую оценку коррозионного износа для газопроводов следует проводить по наличию на газопроводах анодных и знакопеременных зон в соответствии с таблицей С.3 приложения С к настоящей инструкции.

## **6.7 Оформление результатов оценки**

6.7.1 Результаты оценки технического состояния внешнего осмотра и неразрушающего контроля заносят в ведомость (Приложение А).

6.7.2 Трубы (детали, элементы арматуры), прошедшие технические оценки, должны быть промаркированы.

Маркировка производится на расстоянии 100-150 mm от торца несмываемой краской в следующем порядке:

- a) порядковый номер трубы;
- b) фактическая толщина;
- c) длина.

6.7.3 По результатам оценки технического состояния выдается заключение. В заключении указывается общее количество оцененных труб, в том числе количество труб, распределенных по группам с рекомендациями вида ремонта:

Группа 1 – трубы, пригодные к повторному применению при сооружении трубопроводов газа в транспортной системе АО «Hududgazta'minot»;

Группа 2 – трубы, пригодные к применению в региональных распределительных газовых сетях АО «Hududgazta'minot»;

Группа 3 – трубы, пригодные к применению в других отраслях экономики;

Группа 4 – трубы, подлежащие сдаче в металлолом.

6.7.4 Все заключения согласовываются с региональными инспекторами Госкомпромбез РУз по месту проведения работ.

6.8 Оценку состояния труб производит организация, имеющая аккредитованную независимую лабораторию неразрушающего контроля и специальное разрешение Госкомпромбез РУз на договорной основе.

## **7 Отбраковка труб**

### **7.1 Порядок отбраковки**

7.1.1 Отбраковка труб осуществляется специальной комиссией, назначенной руководителем эксплуатационного предприятия, в состав которой должны быть включены соответствующие специалисты, представители организации, имеющей аккредитованную независимую лабораторию неразрушающего контроля и специальное разрешение Госкомпромбез РУз, и представители регионального органа Госкомпромбез РУз.

Работы по отбраковке труб производятся после вскрытия газопровода и очистки от старой изоляции отключенного участка.

7.1.2 Поврежденные места на поверхности газопровода должны быть очищены от продуктов коррозии и четко обведены по контуру мелом или масляной краской для замера их протяженности и площади.

7.1.3 Данные о характере повреждений заносятся в специальный журнал по форме таблицы 7.1.

Таблица 7.1 – Журнал обследования газопровода

**ЖУРНАЛ**

Обследования \_\_\_\_\_ газопровода \_\_\_\_\_  
диаметром \_\_\_\_\_ mm на участке от \_\_\_\_\_ km до \_\_\_\_\_ km.

Пикет, km	Номер плети	Длина плети, m	Марка стали, завод-изготовитель труб	Глубина повреждений, mm	Протяженность повреждений, sm	Площадь повреждений, sm	Расстояние между близлежащими повреждениями, sm	Решение комиссии по виду ремонта	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

7.1.4 Глубина каверн замеряется штангенциркулем, глубиномером микрометрическим или глубиномером по действующим на них нормативным документам.

7.1.5 Длина коррозионных повреждений измеряется при помощи штангенциркуля или металлической линейки, а расстояние между соседними дефектами - при помощи линейки или рулетки.

7.1.6 Площадь поражения определяется путем умножения линейных размеров повреждения, измеренных во взаимно-перпендикулярных направлениях.

7.1.7 После осмотра объекта газопровода комиссия, руководствуясь критериями отбраковки, принимает решение по виду ремонта поверхности трубопровода.

7.1.8 Результаты решения комиссии должны быть нанесены мелом или масляной краской на осмотренном

газопроводе в местах повреждений при помощи следующих обозначений (таблица 7.2).

Таблица 7.2 – Обозначения на осмотренном газопроводе

Вид ремонта	Обозначение
1 Зачистка пораженного участка	«ЗЧ»
2 Наплавка ручной дуговой сваркой	«НП»
3 Ремонт участка с заменой катушки	«ВК»

7.1.9 На основе результатов обследования участка ремонтируемого газопровода составляется акт, в котором приводятся конкретные данные по протяженности участка, количеству плетей, метражу годных, отбракованных и подлежащих ремонту труб. К акту прилагают журнал обследования.

7.1.10 Годные трубы заказчик по акту передает подрядчику на ответственное хранение.

## **7.2 Нормы отбраковки**

7.2.1 Трубы, детали трубопроводов, арматура, в том числе литая (корпуса задвижек, клапанов и т.п.), подлежат отбраковке: если расчетная толщина стенки (без учета прибавки на коррозию) оказалась меньше величины,

указанной в таблицах 7.3, 7.4, то отбраковочная толщина принимается по таблицам 7.3 или 7.4.

Таблица 7.3 - Отбраковочные толщины для труб и деталей трубопроводов

Наружный диаметр, DN, mm	25	57	114	219	325	377	426
Наименьшая допустимая толщина стенки, mm	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

Таблица 7.4 - Отбраковочные толщины для задвижек, арматуры и литых деталей

Номинальный диаметр, mm	80	100	125	150	200
Наименьшая допустимая толщина стенки, mm	4,0	5,0	5,5	6,0	6,5
Примечание - Допускается отступление от этих норм в технически обоснованных случаях.					

Отбраковочная толщина стенки элементов трубопровода должна указываться в проектной документации. Трубы и детали трубопроводов отбраковывают, если:

- при ревизии на поверхности были обнаружены трещины, отслоения, деформации (гофры, вмятины, вздутия и т.п.);

- в результате воздействия среды за время работы до очередной ревизии толщина стенки выйдет за пределы отбраковочных размеров, определяемых расчетом на прочность;

- изменились механические свойства металла и требуется их отбраковка в соответствии с действующими нормативно-техническими документами и настоящим стандартом;

- при исследовании сварных швов обнаружены дефекты, не подлежащие исправлению;

- размеры резьбовых соединений вышли из поля допусков или на резьбе имеются срывы витков, трещины, коррозионный износ;

- трубопровод не выдержал гидравлического или пневматического испытания;

- уплотнительные элементы арматуры изнашивались настолько, что не обеспечивают ведение технологического процесса, а отремонтировать или заменить их невозможно.

#### 7.2.2 Фланцы отбраковывают при:

- неудовлетворительном состоянии привалочных поверхностей;

- наличии трещин, раковин и других дефектов;

- деформации фланцев;

- уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных размеров трубы;

- срыве, смятии и износе резьбы в резьбовых фланцах с давлением свыше 10 МПа (100 kgf/cm<sup>2</sup>), а также при наличии люфта в резьбе, превышающего допустимый по действующим НД. Линзы и прокладки овального сечения отбраковывают при наличии трещин, забоин, сколов, смятин уплотнительных поверхностей, деформаций.

#### 7.2.3 Крепежные детали отбраковывают:

- при появлении трещин, срыва или коррозионного износа резьбы;
- в случаях изгиба болтов и шпилек;
- при остаточной деформации, приводящей к изменению профиля резьбы;
- в случае износа боковых граней головок болтов и гаек;
- в случае снижения механических свойств металла ниже допустимого уровня.

7.2.4 Сильфонные и линзовые компенсаторы отбраковывают в следующих случаях:

- толщина стенки сильфона или линзы достигла расчетной величины, указанной в паспорте компенсатора;
- толщина стенки сильфона достигла 0,5 mm, а расчетная толщина сильфона имеет более низкие значения;
- при наработке компенсаторами расчетного числа циклов, указанного в документации, и если они

эксплуатируются на пожаровзрывоопасных и токсичных средах.

7.2.5 Нормы отбраковки должны указываться в проектной документации на конкретный объект.

### **7.3 Отбраковка труб по коррозионному состоянию**

7.3.1 Трубы считаются годными для дальнейшей эксплуатации, если:

a) отклонения от наружного диаметра корпуса труб на длине не менее 200 mm от торца не превышают для труб диаметром до 800 mm включительно предельных величин, регламентируемых соответствующими нормативными документами, а для труб диаметром свыше 800 mm  $\pm 2$  mm;

b) отклонения толщины стенки по торцам не превышают предельных значений, регламентируемых соответствующими нормативными документами;

c) овальность бесшовных труб не выводит их наружный диаметр за предельные отклонения, а сварных труб диаметром 426 mm и более не превышает 1 % номинального наружного диаметра (при этом овальность определяется как отношение разности величин наибольшего и наименьшего измеренных диаметров торца обследуемой трубы к номинальному диаметру);

d) кривизна труб не превышает 1,5 mm на 1 m длины, а общая кривизна – не более 0,2 % длины трубы;

е) отсутствуют расслоения в теле трубы любого размера;

ф) глубина царапин, рисок и задиров на поверхности труб не превышает 0,2 mm; на теле трубы отсутствуют вмятины;

7.3.2 В зависимости от характеристик дефекта ремонту того или иного вида следует подвергать трубы с сочетанием размеров дефектов, указанных в таблице 7.5.

Таблица 7.5 - Сочетания размеров единичных дефектов труб, подлежащих ремонту при отбраковке

Относительная глубина дефекта, $(h/\delta)^*$	Длина дефекта вдоль образующей, $\delta$ , mm	Ширина дефекта, $D^{**}$ , mm	Ремонтопригодность дефекта
0,20 - 0,30	14 - 28	17 mm - 0,7 D	Подлежит ремонту со шлифовкой
0,30 - 0,35	10 - 20	25 mm - 0,7 D	Подлежит ремонту с заменой катушки
0,35 - 0,40	8 - 16	33 mm - 0,6 D	
0,40 - 0,45	7 - 14	40 mm - 0,6 D	
0,45 - 0,50	6 - 12	60 mm - 0,6 D	
0,50 - 0,55	5 - 10	70 mm - 0,5 D	Подлежит ремонту с заменой катушки
0,55 - 0,65	4 - 8	80 mm - 0,5 D	
0,65 и более	Независимо от длины и ширины дефекта		Подлежит ремонту с вваркой заплаты, вставкой катушки новой трубы

\*h – глубина дефекта, mm;

$\delta$  – толщина стенки трубы, mm;

$D^{**}$  – наружный диаметр трубы, mm.

7.3.3 Поврежденные места должны быть очищены от продуктов коррозии до металлического блеска, и четко обведены по контуру масляной краской. Результаты решения рабочей группы по оценке работоспособности технологических объектов должны быть нанесены масляной краской на трубопроводе в местах повреждений при помощи следующих обозначений:

- a) ШЛ – ремонт со шлифовкой;
- b) СВ – ремонт сваркой;
- c) ЗК – замена катушки;
- d) ВЗ – варка заплаты;
- e) ПКМ – ремонт полимерными композиционными муфтами;
- f) ММ – металлические муфты.

7.3.4 Трубы могут подвергаться ремонту, если:

- a) глубина рисок, царапин и задиров на поверхности труб не превышает 5 % от толщины стенки;
- b) вмятины труб имеют глубину не более 3,5 % от внешнего диаметра;
- c) глубина забоин и задиров фасок не более 5 mm;
- d) на концевых участках труб имеются расслоения, которые могут быть удалены обрезкой.

Примечание - Ремонт труб производят в соответствии с требованиями [3]. Проведение ремонта и заключение о пригодности труб к дальнейшему использованию оформляется актом установленной формы.

7.3.5 Трубы считаются непригодными для сооружения трубопроводов газа, если они не отвечают требованиям 7.3.1 и 7.3.4.

7.3.6 Оценка состояния изоляционных покрытий подземных стальных газопроводов должна проводиться в два этапа специализированной организацией.

Первый этап заключается в определении числа повреждений изоляционного покрытия приборным методом без вскрытия грунта с применением приборов типа АНПИ, ВТР и ТПК и других современных приборов.

В зависимости от количества обнаруженных мест повреждений изоляции на каждом 100-метровых участках газопровода в соответствии с таблицей В.4 приложения В к настоящей инструкции проводится оценка состояния изоляционного покрытия в баллах.

Оценка состояния изоляционного покрытия стального газопровода в целом должна проводиться в соответствии с таблицей В.5 приложения В к настоящей инструкции.

Оценка состояния изоляционного покрытия стального газопровода в целом определяется как среднеарифметическое значение оценок, полученных для 100-метровых участков газопровода по формуле:

$$a = \frac{a_1 + a_2 + a_3 \dots + a_n}{n}, \quad (2)$$

где:  $a_1, a_2, \dots, a_n$  - оценка в баллах по каждому 100-метровому участку;

$n$  - число 100-метровых участков. Результат проставляется в графе 3 таблицы В.5 приложения В к настоящей инструкции.

На втором этапе состояние изоляционного покрытия стальных газопроводов проверяется визуально и с помощью приборов, для чего на каждом 500 м обследуемого газопровода следует отрыть не менее одного контрольного шурфа длиной 1,5 - 2 м, а в местах наибольшего повреждения изоляции, обнаруженных при приборном обследовании.

Если при шурфовом осмотре установлено, что состояние изоляционного покрытия в целом хорошее, а имеются только отдельные мелкие повреждения (проколы, порезы), после исправления, которых защитные свойства покрытия восстановятся, то оценку изоляции стального газопровода ( $a$ ) следует повысить на один балл.

Если обнаружены такие дефекты изоляции как хрупкость, осыпаемость, отсутствие адгезии покрытия, то оценка состояния изоляционного покрытия ( $a$ ) должна быть снижена на один балл.

Участки стальных газопроводов, имеющие изоляционные покрытия с такими дефектами, подлежат переизоляции.

Оценка в баллах (А) с учетом результатов шурфовых осмотров проставляется в графе 4 таблицы В.5 приложения В к настоящей инструкции.

7.3.7 Проверка качества сварных стыков следует проводить в следующей последовательности:

- по обе стороны от каждого дефектного стыка проверяется по одному прилегающему стыку путем пробуривания над ними скважин глубиной не менее 0,7 глубины заложения газопроводов с проверкой на загазованность высокочувствительными газоиндикаторами типа ГИВ-05 «Вариотек» и другим современным оборудованием;

- при обнаружении загазованности в скважине эти стыки должны быть проверены обмыливанием;

- если загазованности в указанных скважинах не обнаружено, стыки признаются годными.

Если установлено, что 50 % и более проверенных стыков дефектные, то проставляется оценка в один балл (проверку по другим показателям, характеризующим техническое состояние газопровода, проводить необязательно), и газопровод назначается на перекладку.

Бальная оценка качества сварных стыков приведена в таблице В.6 приложения В к настоящей инструкции.

Оценка герметичности сварных стыков и газопровода приведена в таблице В.7 приложения В к настоящей инструкции.

Работы по обследованию сварных стыков производит организация, имеющая аккредитованную независимую лабораторию неразрушающего контроля и специальное разрешение Госкомпромбез РУз на договорной основе.

#### **7.4 Отбраковка труб с вмятинами и (или) гофрами**

7.4.1 Комиссия на основе изучения документации и полученных результатов обследования дефектного участка определяет тип дефекта: вмятина или гофр.

7.4.2 Вырезке подлежат участки газопровода с вмятинами или гофрами (независимо от геометрических размеров дефекта) в случае, если:

- вмятина или гофр находится на участке, газопровода категории В по КМК 2.05.06;

- вмятина или гофр находится на соединительной детали (тройнике, отводе, переходнике, сферическом днище), за исключением кривых вставок холодной гибки с радиусом кривизны  $R \geq 40D$ ;

- вмятина или гофр находится в зоне расположения кольцевого или продольного сварного шва или в зоне термического влияния сварных швов;

- на площади вмятины или гофра обнаружены дефекты стенки трубы любого происхождения (трещины, царапины,

задиры, утонения стенки коррозионного или иного происхождения и др.). При этом необходимо путем применения неразрушающих методов контроля убедиться, что дефекты стенки трубы отсутствуют не только на наружной, но и на внутренней поверхности трубы в зоне вмятины или гофра;

- края вмятины или гофра не имеют плавного сопряжения с основной поверхностью трубы (имеют место изломы поверхности на границе сопряжения).

7.4.3 Проверке соответствия допускаемым значениям подлежат следующие параметры дефекта:

- остаточные продольные изгибные деформации;
- приращения продольных изгибных деформаций при действии внутреннего давления, газа;
- остаточные окружные изгибные деформации;
- приращения окружных изгибных деформаций при действии внутреннего давления газа;
- относительная глубина дефекта.

7.4.4 Для вмятин или гофр, которые не подпадают под описания по пункту 7.2, предусмотрены следующие варианты принятия решений в зависимости от уровня значений контролируемых параметров:

**ОБПР** - продолжать эксплуатацию участка газопровода в прежнем режиме без проведения ремонта. Дефект с имеющимися параметрами является неопасным с точки

зрения прочности трубопровода, изоляционное покрытие не нарушено и работоспособно;

**ОСПР** - продолжать эксплуатацию участка газопровода в прежнем режиме с проведением ремонта; под ремонтом в этом случае подразумевается восстановление формы трубы (с помощью полимерных композиционных материалов в соответствии с [4] и ее переизоляция в месте дефекта;

**УПП** - участок трубы в зоне дефекта следует вырезать при наступлении очередного планового ремонта с остановкой перекачки газа и сварить катушку;

**УВП** - участок трубы в зоне дефекта следует удалить немедленно либо в случае невозможности остановки перекачки газа сбросить давление в трубопроводе до безопасного уровня, отложив удаление дефектного участка и сварку катушки до момента плановой остановки работы газопровода, проведя временный ремонт по технологии, указанной в [4].

7.4.5 Решение по дефектному участку (ОБПР, ОСПР, УПП, УВП) назначают по тому параметру из всех проверяемых, который имеет наибольшее значение относительно допускаемых значений, то есть принимается самое жесткое из всех рекомендуемых решений.

7.4.6 Минимальные размеры вырезаемой катушки вдоль оси газопровода принимают равными длине вмяти-

ны или гофра плюс половина диаметра трубы с каждой стороны дефекта.

7.4.7 Приемку отремонтированных участков газопроводов осуществляют по [4].

## **7.5 Общая оценка технического состояния газопровода**

7.5.1 Общая оценка технического состояния газопровода проводится по балльной системе суммированием оценок по каждому показателю, выведенному в соответствии с таблицами приложения В настоящей инструкции.

Газопроводы, получившие общую оценку 10 баллов и менее, подлежат замене.

Газопроводы, получившие общую оценку свыше 10 баллов, назначаются на ремонт в порядке возрастания баллов.

7.5.2 Оформление акта – по приложению С к настоящей инструкции.

7.5.3 После оформления акта по приложению С принимается окончательное заключение.

## **8 Ремонт газопроводов с использованием труб, бывших в эксплуатации**

8.1 По результатам комплексной оценки технического состояния газопровода принимается решение о выводе его

в ремонт. После подтверждения данных комплексной оценки осуществляется капитальный ремонт.

8.2 Оценка качества труб при проведении капитального ремонта состоит из двух этапов:

- 1 этап - разделение труб на оставляемые в траншее и извлекаемые из траншеи, подлежащие демонтажу.

Трубы, оставляемые для дальнейшей эксплуатации, в том числе ремонтируемые без вырезки из газопровода, относятся к категории А1 (рисунок 8.1).

- 2 этап - разделение извлеченных из траншеи труб на:  
- отремонтированные и смонтированные в пределах ремонтируемого участка – категория А2;

- подлежащие освидетельствованию для повторного применения – категории А3;

- пригодные для повторного применения – категории Б.



Рисунок 8.1 – Схема перемещения труб при проведении капитального ремонта газопроводов с использованием труб, бывших в эксплуатации

8.3 Повторное применение труб, бывших в эксплуатации, отремонтированных в заводских условиях, связано с решением определенных задач, таких как обеспечение ремонтнопригодности труб во время процесса демонтажа до поступления на завод и проработка организации процессов обследования, восстановления и освидетельствования непосредственно на заводе, а также получение необходимого и достаточного объема информации о трубе, бывшей в эксплуатации, для её повторного применения.

8.4 Процесс демонтажа труб предусматривает замену дефектных труб на новые. В зависимости от условий его проведения возможны два варианта:

- на берме траншеи, включающий в себя демонтаж отдельных труб на конце протяженного участка и демонтаж отдельных труб с конца участка ограниченной протяженности, в том числе на конечной стадии протяженного участка;

- в траншее, включающий в себя выполнение первичного реза удаленного от конца нитки, демонтаж отдельных труб и плетей с конца протяженного участка с обеспечением условий монтажа новых труб взамен демонтированных и демонтаж протяженных участков с подъемом на берму траншеи.

Оба варианта демонтажа взаимосвязаны (рисунок 8.2).

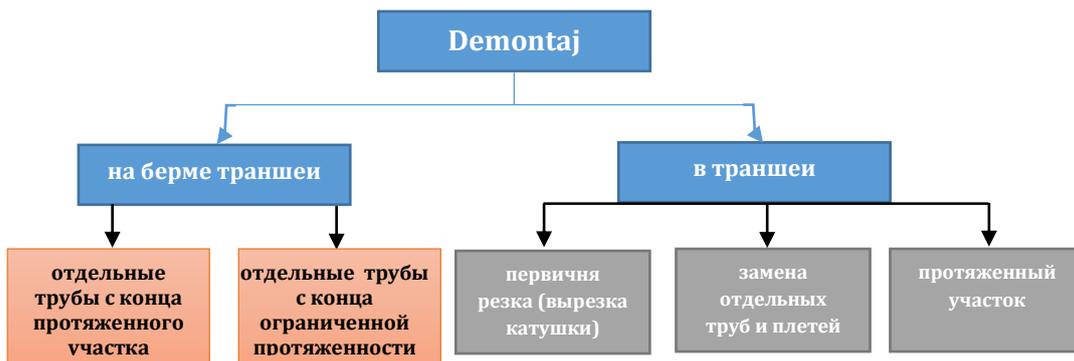


Рисунок 8.2 – Варианты демонтажа и их взаимосвязь

8.5 Работы, проводимые с трубами, бывшими в эксплуатации, состоят в следующем:

- 1) 1 этап обследования труб, включающий в себя:
  - предварительную очистку труб;
  - осмотр труб;
  - маркировку труб на внутренней поверхности;
  - предварительное обследование труб;
  - анализ документации, включая ведомости дефектов труб, акты отбраковки вырезанных труб, ранее выданные документы о качестве труб (при их наличии);
    - идентификацию труб;
- 2) 2 этап обследования труб, включающий в себя:
  - оценку качества труб (по нормам оценки дефектов);
  - определение химического состава металла труб;
  - определение механических свойств металла труб;
  - определение марки стали труб;
  - очистку труб;
  - комплексное обследование труб;
  - оценку качества труб (по нормам оценки химического состава, механических свойств, геометрических параметров труб и дефектов);
- 3) ремонт труб и контроль качества ремонта, включающий в себя:
  - выполнение ремонта труб, в случае необходимости;
  - подготовку кромок;

- контроль качества выполненного ремонта;
- расчет прогнозируемого срока безопасной эксплуатации и максимального давления испытания труб;
- 4) гидроиспытание труб;
- 5) нанесение наружного антикоррозионного покрытия;
- 6) оформление документов о качестве труб.

8.5.1 Внутренняя и наружная поверхность поступающей трубы проходит подготовку в заводских условиях, достаточную для проведения всех этапов обследований и последующих технологических операций с трубой.

8.5.2 В ходе предварительного обследования выявляют наиболее крупные и видимые дефекты (вмятины, гофры, задиры и т.п.), а также стресс-коррозионные дефекты, с целью предварительной отбраковки труб для снижения объема очистки и комплексного обследования труб.

Предварительное обследование включает визуальный и измерительный контроль основного металла и сварных соединений труб в объеме 100 %, вихретоковый контроль участков труб под отслоившимся изоляционным покрытием в объеме не менее 5 % от площади поверхности труб, магнитопорошковый контроль в местах выявленных дефектов и аномалий в объеме не менее 10 % от числа выявленных дефектов и аномалий.

8.5.3 Обследование труб выполняется заводом или другой организацией, имеющей лабораторию неразрушающего контроля, аттестованную в установленном порядке.

8.5.4 Идентификация, как процедура установления соответствия трубы выданному на нее документу о качестве, проводится в соответствии с [5].

8.5.5 Комплексное обследование труб выполняют после их очистки перед нанесением изоляционного покрытия с целью выявления не обнаруженных при предыдущих обследованиях дефектов металла труб и сварных соединений, а также определения их расположения и геометрических параметров, с последующим определением технологии ремонта труб.

Комплексное обследование труб включает визуальный и измерительный, ультразвуковой, радиографический, вихретоковый, магнитопорошковый и капиллярный контроль. Все виды контроля осуществляются по действующем НД.

8.5.6 Визуальный и измерительный контроль проводят в объеме 100 % внутренней и внешней поверхности, и сварных соединений труб.

Визуальный и измерительный контроль включает:

- определение размеров труб;
- определение овальности концов труб;

- выявление, определение размеров и координат дефектов (коррозии, задиров, вмятин, забоин торцов, трещин, плен, рванин, закатов и т.п.).

8.5.7 Оценка качества труб, бывших в эксплуатации, отремонтированных в заводских условиях, состоит в установлении соответствия параметров труб следующим нормам:

- оценки дефектов труб;
- содержания химических элементов в металле труб;
- оценки механических свойств металла труб;
- оценки геометрических параметров труб.

8.5.8 Трубы, пригодные по нормам оценки качества к повторному использованию, подвергаются ремонту, в случае необходимости, выполняемому следующими методами:

- контролируемой шлифовки;
- сварки (наплавка);
- сварки (заварка);
- вырезки катушки;
- выправления разжимными устройствами.

8.5.9 Финишной стадией процесса восстановления труб в заводских условиях является процесс нанесения наружного защитного покрытия. На трубы повторного применения должно наноситься защитное наружное покрытие по соответствующим НД.

8.5.10 Трубы, бывшие в эксплуатации, отремонтированные в заводских условиях, должны пройти испытание внутренним давлением.

8.5.11 По требованию Заказчика трубы могут подвергаться предварительным гидроиспытаниям на заводе. При этом минимальное испытательное давление назначается исходя из условий дальнейшей эксплуатации труб, но не менее 1,1 от рабочего давления в трубопроводе, а максимальное испытательное давление должно быть не больше расчетной величины, указываемой в НД, на соответствие которым проверяют трубы при освидетельствовании.

8.5.12 Процесс оформления документов о качестве на трубы, бывшие в эксплуатации, отремонтированные в заводских условиях, представлен на рисунке 8.3.

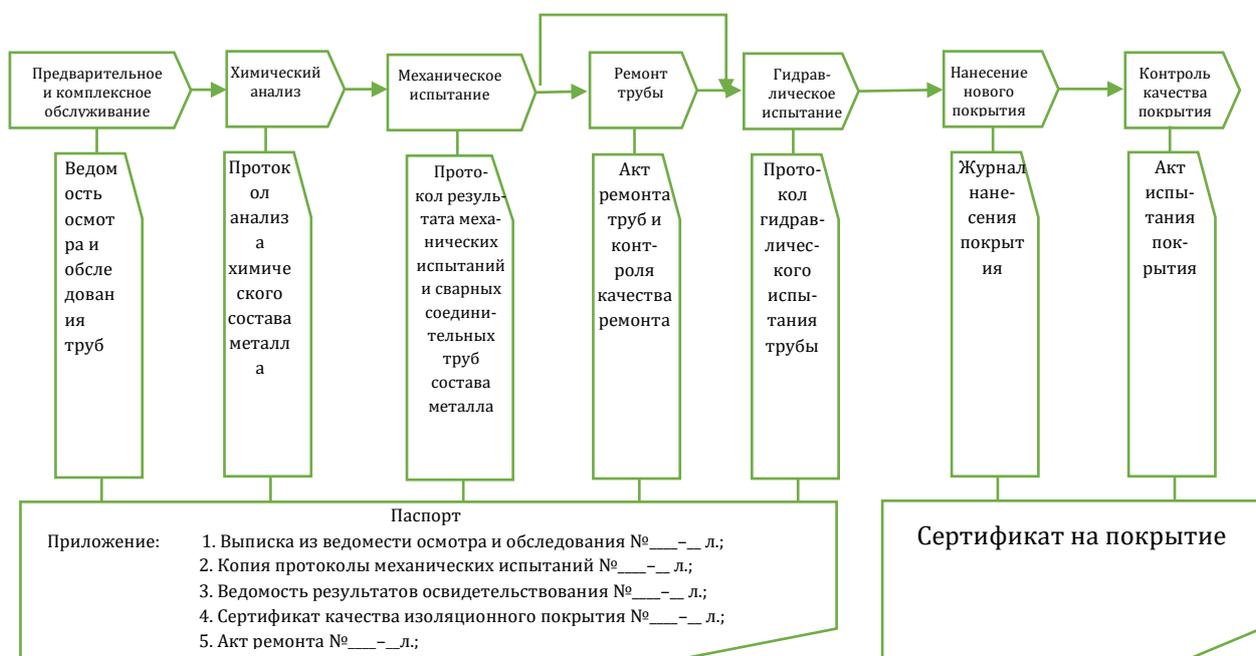


Рисунок 8.3 – Порядок оформления документов качества

---

8.5.13 Решение об отнесении труб к категории А2 должно приниматься на основании экономической целесообразности и непосредственной близости завода по восстановлению труб к месту проведения ремонтных работ.

Порядок восстановления и освидетельствования должен проходить по упрощенной схеме.

**Приложение А**  
**(обязательное)**

**Форма ведомости дефектов, подлежащих ремонту**

**А.1 - Ведомость**

**ВЕДОМОСТЬ № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_**

дефектов, подлежащих ремонту  
(трубопровод и СДТ \_\_\_\_\_, участок \_\_\_\_\_)

Контроль проводился с применением прибора \_\_\_\_\_

№	Дли-на труб, факт (m)	Тол-щина факт (mm)	Характер дефекта	Вид трубы	Группа	Факти-ческий износ толщины стенки (%)	Вид ремонта	Пригод-ность в нефтега-зовой отрасли
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Контроль проводили

\_\_\_\_\_  
(должность)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О.)

\_\_\_\_\_  
(должность)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О.)

## **А.2 – Рекомендации по заполнению ведомости дефектов труб**

А.2.1 В первом столбце указывают номер труб и стыков. Нумерацию труб и СДТ принимают возрастающей по ходу газа и сплошной по участку, обследуемому одной группой дефектоскопистов. Для исключения повторения одинаковых номеров труб и СДТ, обследованных различными группами дефектоскопистов, нумерация труб и СДТ начинается с буквы, определяющей группу дефектоскопистов. Нумерация стыков соответствует нумерации соединенных ими труб и СДТ, например, между трубами В10 и В11 находится стык В10/11. Рекомендуется принимать нумерацию труб и СДТ по последнему пропуску внутритрубного снаряда-дефектоскопа.

А.2.2 Толщину стенки трубы указывают в каждой строке таблицы, она должна соответствовать, толщине стенки того листа, на котором обнаружен дефект.

А.2.3 В каждой строке указывают ориентацию того продольного шва, от которого измеряли расстояние до дефекта.

А.2.4 Расстояние от кольцевого шва измеряют до ближайшего к шву края дефекта. Направление продольной оси координат соответствует направлению транспортировки газа.

A.2.5 Если дефект расположен на двух трубах, он указывается на той трубе, на которой находится его большая часть. При этом расстояние от кольцевого шва может быть отрицательным.

A.2.6 Расстояние от продольного шва измеряют до середины дефектов. Направление возрастания кольцевой координаты определяется по правилу правого винта, движущегося по ходу газа.

A.2.7 Длиной дефекта трубы считают его размер в продольном направлении. Длиной дефекта стыка - размер в кольцевом направлении.

A.2.8 В столбце «Допускаемый ремонт дефектного участка трубы» указывают допускаемый ремонт участка трубы с дефектом или идентифицированными дефектами (без учета соседних дефектов) в соответствии с настоящей Инструкцией или другими действующими нормативами, а в столбце «Допускаемый ремонт всей трубы» указывают допускаемый ремонт всей трубы с учетом совокупности всех обнаруженных дефектов трубы.

A.2.9 Комбинированные дефекты (например, вмятина с задиром, вмятина с трещинами, коррозия с трещинами, сплошная коррозия с отдельными кавернами и т.п.) указываются с координатами и параметрами отдельных дефектов с объединением ячеек в столбце «Допускаемый ремонт дефектного участка трубы».

## Приложение В (справочное)

### Оценка состояния труб

Таблица В.1 - Оценка состояния металла трубы

Состояние металла трубы	Оценка, баллы
Свыше 50 % осмотренных мест имеют сильную и очень сильную коррозию трубы	1
До 50 % осмотренных мест имеют сильную и очень сильную коррозию трубы	2
Незначительная коррозия	3
Коррозия отсутствует	5

Таблица В.2 - Средние потери защитного тока на объектах газоснабжения, имеющих непосредственный контакт через оборудование и смежные коммуникации с землей, при отсутствии электроизолирующих фланцев

Объект	Потери защитного тока, А
Газорегуляторные пункты	2-4
Котельные	12-15
Жилые здания, оборудованные газовыми водонагревателями	5

Таблица В.3 - Оценка коррозионного износа при наличии анодных и знакопеременных зон

Наличие анодных и знакопеременных зон	Оценка, баллы
Свыше 50 % протяженности газопроводов	1
До 50 % протяженности газопроводов	2
Отсутствуют	3

Таблица В.4 - Оценка состояния изоляционного покрытия в зависимости от числа повреждений

Число мест повреждений изоляции, обнаруженных приборами при проверке газопровода без вскрытия грунта на каждом 100-метровом участке	Оценка, баллы
0-1	4
2-3	3
4—8	2
Свыше 8	1

Таблица В.5 - Оценка состояния изоляционного покрытия газопровода в целом

Номер 100-метрового участка газопровода	Оценка состояния изоляционного покрытия, баллы		
	100-метрового участка газопровода по результатам проверки приборным методом	газопровода в целом по результатам проверки приборным методом	общая оценка с учетом результатов шурфовых осмотров
1	2	3	4
1	1		
2	2		
3	3	а	А
4	4		
5	5		
.....П	.....а		
	п		

В графе 1 проставляются оценки, определенные по таблице 3 для каждого проверенного 100-метрового участка.

**Таблица В.6 - Оценка качества сварных стыков**

Качество стыков	Оценка, баллы
Дефектные (по проверке обмылеванием), % 50 и более	1
Менее 50	2
Годные	3

**Таблица В.7 - Оценка герметичности газопроводов**

Случаи утечек газа, связанные с коррозионными повреждениями или повреждения сварных стыков, произошедшие с начала эксплуатации на каждом километре обследуемого газопровода (включая и заключительное обследование)	Оценка, баллы
Свыше 2	1
2	2
1	3
0	5

Примечание - при оценке герметичности газопровода длиной менее 1 km оценку балла проставлять как за однокилометровый участок.

**Приложение С**  
(обязательное)

**Форма акта проверки технического состояния  
газопровода**

**УТВЕРЖДАЮ**

\_\_\_\_\_ (должность, Ф.И.О.)

\_\_\_\_\_ (подпись, дата)

**АКТ**  
**проверки технического состояния газопровода и СДТ**

\_\_\_\_\_ (наименование подразделения, проводившего проверку)

Город (населенный пункт и т. д.) \_\_\_\_\_

1. Адрес газопровода \_\_\_\_\_

2. Характеристика газопровода:

давление: высокое, среднее, низкое (подчеркнуть):

длина, диаметр, толщина стенки: \_\_\_\_\_

НД на трубы и материалы труб \_\_\_\_\_

год постройки \_\_\_\_\_

максимальная и минимальная глубина заложения  
(от верха трубы до поверхности земли) \_\_\_\_\_

тип изоляции — нормальная, усиленная, весьма усиленная (подчеркнуть), армированная марлей, мешковиной, бризолом, гидроизолом, стеклотканью (подчеркнуть)

отклонения от действующих в настоящее время норм и правил, обнаруженные за период эксплуатации \_\_\_\_\_

наличие средств электрозащиты газопровода (указать тип электрозащитной установки и год их ввода в эксплуатацию, защитные потенциалы от и до)

---

### 3. Проверка герметичности:

количество обнаруженных утечек газа с начала эксплуатации газопровода, связанных с качеством сварных соединений или сквозными коррозионными повреждениями (включая и настоящее обследование), всего \_\_\_\_\_

оценка герметичности газопровода в баллах, проведенная в соответствии с таблицей В.7 приложения В к настоящей инструкции \_\_\_\_\_

### 4. Проверка состояния изоляционного покрытия:

количество мест повреждений изоляции, обнаруженных при приборном обследовании,

всего \_\_\_\_\_

оценка состояния изоляционного покрытия в зависимости от числа повреждений, проведенная в соответствии с таблицей В.4 приложения В к настоящей инструкции

\_\_\_\_\_ баллов

число шурфов, в которых визуально проверялось состояние изоляционного покрытия \_\_\_\_\_

результаты проверки изоляционного покрытия по шурфовым осмотрам:

толщина изоляции\_\_\_\_\_

состояние армирующей обертки\_\_\_\_\_

поверхность изоляции: гладкая, морщинистая, бугристая, продавленная с боков, снизу (подчеркнуть)

характер повреждения: проколы, порезы, сквозная продавленность грунтом, хрупкость, расслаиваемость, осыпаемость при ударе, различные механические повреждения, произошедшие за время эксплуатации\_\_\_\_\_

окончательная оценка состояния изоляционного покрытия с учетом шурфовых осмотров в соответствии с таблицей В.4 приложения В к настоящей инструкции\_\_\_\_\_баллов

#### 5. Проверка состояния металла трубы:

количество шурфов, в которых осматривалось состояние металла трубы\_\_\_\_\_

в том числе, в которых обнаружена коррозия:

сильная\_\_\_\_\_

очень сильная\_\_\_\_\_

незначительная\_\_\_\_\_

Примечание - Вид коррозии определяется в соответствии с таблицей 1 п.6.5.2 настоящей инструкции.

предполагаемые причины коррозии:\_\_\_\_\_

оценка состояния металла трубы, проведенная в соответствии с таблицей В.1 приложения В настоящей инструкции\_\_\_\_\_

## 6. Проверка качества сварных стыков:

обнаружено утечек газа, связанных с качеством сварных соединений с начала эксплуатации \_\_\_\_\_

количество дополнительно проверенных стыков должно соответствовать требованиям пункта 7.3.7 настоящей Инструкции \_\_\_\_\_

в том числе, признаны дефектными \_\_\_\_\_

оценка качества сварных стыков газопровода в баллах, проведенная в соответствии с таблицей В.6 приложения В к настоящей Инструкции \_\_\_\_\_

Примечание - сварные стыки следует проверять в том случае, если в процессе эксплуатации наблюдались утечки газа через стыки.

## 7. Оценка коррозионного износа:

коррозионная активность грунта по акту службы защиты \_\_\_\_\_  
род грунта \_\_\_\_\_

уровень грунтовых вод \_\_\_\_\_ почвенные загрязнения \_\_\_\_\_

результаты измерений блуждающих токов: величина

электропотенциалов: макс. \_\_\_\_\_

мин. \_\_\_\_\_

протяженность в метрах анодных и знакопеременных зон в процентах к общей длине газопровода \_\_\_\_\_

оценка коррозионного износа в соответствии с таблицей В.3 приложения В к настоящей инструкции \_\_\_\_\_

## 8. Общая оценка в баллах технического состояния корро-

---

---

зионного износа в соответствии с таблицей В.5 приложения  
В к настоящей инструкции\_\_\_\_\_

9. Дополнительные данные\_\_\_\_\_

10. Заключение\_\_\_\_\_

Подписи:

## Библиография

[1] ВСН 008-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция

[2] СТО Газпром 2-3.5-045-2006 Порядок продления срока безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов. ВНИИГАЗ

[3] ВСН 012-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов контроль качества и приемка работ

[4] ВРД 39-1.10-063-2002 Инструкция по оценке работоспособности и отбраковке труб с вмятинами и гофрами

[5] ВРД 39-1.11-014-2000 Методические указания по освидетельствованию и идентификации стальных труб для газонефтепроводов



О‘ЗБЕКИСТОН RESPUBLIKASI  
SANOAT XAVFSIZLIGI DAVLAT QO‘MITASI  
STATE COMMITTEE ON INDUSTRIAL SAFETY  
OF THE REPUBLIC OF UZBEKISTAN



100011, Tashkent sh., M-14, 27-uy, tel.: +(99871) 244-23-53, faks: +(99871) 244-21-22,  
www.scis.uz, e-mail: info@scis.uz, scis@exat.uz

№ 02/19 - 495  
“29” 03 2022в.

**“Hududgazta’minot” АЖ**  
**бошқарув раисининг**  
**ўринбосари-бош мухандиси**  
**Т.Турдиевга**

Ўзбекистон Республикаси Саноат хавфсизлиги давлат қўмитаси Сизнинг, 2022 йил 18 мартдаги 03-23-376/1742-сонли хатингиз билан юборилган “Hududgaz Konsalting” МЧЖ томонидан ишлаб чиқилган “Hududgazta’minot” АЖ объектларида газ қувурларини бракка чиқариш бўйича йўриқнома” лойиҳаси ўрганиб чиқилди. Йўриқнома лойиҳасига таклиф ва эътирозлар йўқлигини маълум қиламиз.

**Раиснинг**  
**биринчи ўринбосари**

**Б.И.Халматов**



**Босмахона лицензияси:**



**9338**

Бичими: 84x60 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>. «Cambria» гарнитураси.  
Рақамли босма усулда босилди.  
Шартли босма табағи: 3,5. Адади 230. Буюртма № 26/22.

Гувоҳнома № 851684.  
«Tipograff» МЧЖ босмахонасида чоп этилган.  
Босмахона манзили: 100011, Тошкент ш., Беруний кўчаси, 83-уй.