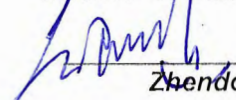


«Approved»
General Manager for operation –
Director of Bukhara MGMC

 Mr. Hao
Zhendong

«____» _____ 2026

«Утверждаю»
Генеральный менеджер
по эксплуатации -
Начальник Бухарского
ОУМГ
г-н Хао Чжэньдун

«Tasdiqlayman»
Operatsiyalar bo'yicha bosh
menejer - Buxoro MGQBB
rahbari
Janob Hao Zhendong

**“Asia Trans Gas” MChJ QKga qarashli Buxoro MGQBBning WKC2 va GCS
Mintaqaviy stansiyalaridagi ichki quvurlarni diagnostika qilish bo'yicha
TEXNIK TOPSHIRIQ**

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на проведение диагностики внутрисканционных трубопроводов Региональной
станции KC2 и ГКС Бухарского ОУМГ СП ООО «ASIA TRANS GAS»

TECHNICAL ASSIGNMENT
for conducting inspection of in-station pipelines at Regional station WKC2 and GCS of
Bukhara MGMC of JV "Asia Trans Gas" LLC





**“Asia Trans Gas” MChJ QKga qarashli Buxoro MGQBBning WKC2 va GCS
Mintaqaviy stansiyalaridagi ichki quvurlarni diagnostika qilish bo'yicha
TEXNIK TOPSHIRIQ**

1-BO'LIM. KO'RSATILADIGAN XIZMATLAR NOMI

Buzilmaydigan nazoratning (BN) ilg'or usullaridan foydalangan holda Buxoro MGQBB stansiyalari obyektlarini kompleks texnik diagnostika qilish, shuningdek ekspluatatsiya xavfining miqdoriy tahlilini (RBI metodologiyasi) amalga oshirish bo'yicha xizmatlar ko'rsatish.

Xizmatlar tarkibiga quyidagilar kiradi:

1. Buzilmaydigan nazoratning (BN) ilg'or usullaridan foydalangan holda WKC2 va GCS Mintaqaviy stansiyalari quvurlarini texnologik ko'zdan kechirish.

Ishlar quyidagi talablarga muvofiq bajariladi:

- ASME B31.8
- ASME B31G
- API 579-1/ASME FFS-1
- API 570
- API RP580
- API RP581
- API 1160
- API 1104
- DNV-RP-F101
- O'zbekiston Respublikasining amaldagi GOST standartlari va sanoat xavfsizligi bo'yicha me'yoriy hujjatlari.

2-BO'LIM. KO'RSATILADIGAN XIZMATLARNING ASOSLARI VA MAQSADLARI

1. Quvurlar va payvand birikmalarning haqiqiy texnik holatini aniqlash.
2. Metall va izolyatsion qoplamadagi nuqsonlarni aniqlash, korroziyadan himoya samaradorligini baholash.
3. Qoldiq mustahkamlikni, ruxsat etilgan ish bosimini (MAOP) va qoldiq resursni hisoblash.
4. Gazni xavfsiz ekspluatatsiya qilish va uzluksiz tashishni ta'minlash.
5. Ta'mirlash, qayta tekshirish va xavflarni tahlil qilish (RBI) dasturini shakllantirish.

3-BO'LIM. DIAGNOSTIKA OBYEKTлари

Diagnostika obyektlari quyidagilardan iborat:

- stansiya gaz quvurlarining yer usti va yer osti uchastkalari (kompressor stansiyalari, gaz taqsimlash stansiyalari, ulanish uzellari);
- payvand birikmalar;
- fasonli elementlar (burilishlar, troyniklar);
- termik ta'sir zonalari;
- korroziya xavfi bo'lgan uchastkalar.

Xususiyatlari:

- Diametri: loyiha hujjatlariga muvofiq;
- Materiali: API 5L X70, X60, GR.B;
- Ish bosimi: 10 MPa gacha;
- Muhit: tabiiy gaz.

Gaz quvurlari haqida batafsil ma'lumot uchun 1 va 2-ilovaga qarang.

4-BO'LIM. ISHLAR HAJMI:

4.1 Tayyorgarlik bosqichi

- Loyiha va ijro hujjatlarini tahlil qilish;
- Eksploatatsiya ma'lumotlarini tahlil qilish;
- Diagnostika dasturini ishlab chiqish;
- Yuqori xavf zonalarini (HCA) aniqlash.

4.2 Nazorat usullari (ILIsiz)

Qo'llaniladigan BN usullari:

- LRUT (uzun to'liqlik ultratovush nazorati) — uzun uchastkalar uchun;
- UT / PAUT — payvand birikmalarni nazorat qilish;
- UTT — qoldiq qalinlikni o'lchash;
- VT — vizual-o'lchov nazorati;
- MT / PT — sirt nuqsonlari;
- Izolyatsiyaning uchqun nazorati;
- EKHZ (elektrokimyoviy himoya) potentsiallarini o'lchash.

4.3 Nazorat hajmi:

- Payvandlangan birikmalarni xavf tahlili asosida radiografik nazorat (RT) usulida tekshirish;
- Xavf tahlili asosida shubhali zonalarini tekshirish;
- Aniqlangan nuqsonlar bo'yicha quvurning holatini qo'shimcha nazorat qilish va baholash;
- Yaroqlilik, ta'mirlash usullari va bajarish muddatlari to'g'risida xulosa berish.

5-BO'LIM. NUQSONLARNI BAHOLASH

Korroziya nuqsonlari

Qoldiq mustahkamlik hisobi quyidagilarga muvofiq bajariladi:

- ASME B31G
- Modified B31G
- DNV-RP-F101

Quyidagilar aniqlanadi:

- MAOP
- ERF
- qoldiq mustahkamlik
- zaxira koeffitsiyenti

5.1 Kichik bo'lim. Diagnostika xizmatlari hajmi

- a. Pudratchi gaz quvurini tekshiruvga tayyorlash bo'yicha tavsiyalarni, shuningdek Gaz quvurining muhofaza zonasida dala ishlarida qatnashadigan Pudratchi xodimlari ro'yxatini yozma ravishda taqdim etadi.
- b. Buyurtmachi Pudratchi bilan birgalikda, uskunalar xususiyatlarini va Pudratchi tavsiyalarini hisobga olgan holda, uskunalar ulash joylarining imkoniyatini tahlil qiladi.
- c. Bajariladigan ishlarining to'liq ro'yxati ko'rsatilgan holda, Gaz quvuri uchastkasining tekshiruvga tayyorligi to'g'risida birgalikdagi dalolatnoma tuziladi.
- d. Quvurlar va payvand birikmalarni texnik diagnostika qilish ishlarini tashkil etish va bajarish to'g'risida Buyurtmachi va Pudratchi tomonidan birgalikdagi buyruq rasmiylashtiriladi va imzolanadi.
- e. Diagnostika uskunasi o'rnatish joyini tanlash Pudratchi tomonidan Buyurtmachi bilan kelishilgan holda amalga oshiriladi.
- f. Gaz quvurini ochish (ekskavatsiya) va chuqurni qo'lda pardoqlash bo'yicha barcha ishlar PUDRATCHI kuchlari bilan bajariladi.
- g. Quvur sirtini tayyorlash, jumladan izolyatsion qoplamani olib tashlash bo'yicha ishlar PUDRATCHI kuchlari bilan bajariladi. Bunda gazning xavfsiz tashilishiga, shuningdek O'zbekiston-Xitoy Magistral Gaz Quvuri eksploatatsiyasiga ta'sir ko'rsatadigan har qanday zararli **ta'sirlar istisno qilinishi kerak.**
- h. Uskunani o'rnatish/olib tashlash hamda quvurlar va aylanib o'tuvchi liniyalarni tekshirish ishlarini PUDRATCHI bajaradi.

- i. Diagnostika qilinadigan har bir uchastka tekshirilgandan so'ng, sxemada (dalolatnomaga ilova) har bir uskunaning nomi va o'rnatilgan joyi (tekshirish joyi) ko'rsatilgan holda dala ishlari bo'yicha birgalikdagi dalolatnoma tuziladi.
- j. PUDRATCHI tomonidan quvur tanasida aniqlangan nuqsonlarni yuqorida ko'rsatilgan talablarga muvofiq (1-bo'lim) qo'shimcha tekshirish o'tkaziladi.
- k. Diagnostika ishlari yakunlangach, PUDRATCHI o'z kuchlari bilan qayta izolyatsiya qiladi. Bunda izolyatsion materiallarni BUYURTMACHI beradi.
- l. Har bir tekshirilayotgan uchastka va aylanib o'tuvchi liniya bo'yicha ma'lumotlarni yakuniy kameral qayta ishlash va tekshiruv hisobotini chiqarish, jumladan Pudratchi tomonidan yakuniy texnik hisobotni taqdim etish, tekshiruv yakunlangan va dala ishlari dalolatnomasi imzolangan sanadan boshlab 15 ish kunidan oshmagan muddatda bajarilishi kerak.
- m. Pudratchi barcha ishlar yakunlangach ekspert xulosasini tayyorlashi va taqdim etishi kerak.

6-BO'LIM. NATIJALARNI VERIFIKATSIYA QILISH

6.1 Kichik bo'lim. Umumiy talablar:

- a. Pudratchi tekshiruv natijalari bo'yicha aniqlangan nuqsonlarni verifikatsiya qilishi kerak.
- b. PUDRATCHI nuqson aniqlangan uchastkada tuproqni ekskavatsiya qilish, qo'lda qazish va qayta ko'mish uchun javobgar.
- c. PUDRATCHI nuqsonlarni verifikatsiya qilish va QNAN (qo'shimcha nuqsonlarni aniqlash nazorati) o'tkazish uchun asbob va vositalarga ega bo'lishi kerak. Shundan so'ng PUDRATCHI uchastkani baholash hisobotini taqdim etishi kerak.
- d. Verifikatsiya uchun uchastkalar PUDRATCHI tavsiyalari asosida BUYURTMACHI tomonidan tanlanadi.
- e. Agar tasdiqlash natijalari qoniqarli bo'lsa (95% dan yuqori), Buyurtmachi vakili baholash hisobotini imzolaydi; aks holda, tasdiqlash ishlari ikki tomon o'rtasidagi kelishuvga muvofiq belgilangan holatga erishilgach qayta bajarilishi va qayta taqdim etilishi kerak. Bunda barcha qo'shimcha xarajatlarni Pudratchi to'laydi.

6.2 Kichik bo'lim. Ishlarni bajarishda qo'yiladigan talablar:

- a. Quvurni ochish va qayta ko'mish, izolyatsiyani olib tashlash va tiklash, shuningdek praymer qoldiqlarini olib tashlash PUDRATCHI kuchi bilan bajariladi.
- b. Quvur liniyasini shurflarda BN usullari bilan tekshirish hamda izolyatsion qoplama va quvur metallining shikastlanishini baholash. Shurflardagi tekshiruv eng mos va informativ texnologiyalar hamda nazorat usullaridan foydalangan holda amalga oshiriladi. Texnologiyalar va usullar buzmasdan nazorat qilish (VIK, UK va boshqalar) usullari bilan shurflarda tekshiruvni o'z ichiga olishi mumkin.
- c. Shurflarda bajariladigan o'lchovlar: 1) shurf qazilgan joyda quvurning qoldiq qalinligini o'lchash; 2) shurflarda tekshiruv davomida aniqlangan quvur metallidagi nuqsonlarning xavflilik darajasi va qoldiq resursini aniqlash.
- d. Ish joyi va quvur liniyasining holatini raqamli fotoapparat yordamida suratga olish; uchastkada quvur liniyasi nuqsonlari (tiralish, chizilish va h.k.) aniqlanganda ularni tasniflash va baholash.
- e. Quvur liniyasidan keyingi foydalanish bo'yicha batafsil tavsiyalar ishlab chiqish.

7-BO'LIM. DIAGNOSTIKA BO'YICHA TEXNIK HISOBOTLARNI TAQDIM ETISH:

- Alohida inspeksiya uchastkasining dastlabki hisoboti ushbu uchastkadagi ishlar yakunlanganidan keyin 20 kalendar kuni ichida Buyurtmachiga taqdim etiladi.
- Har bir diagnostika qilinadigan uchastkaning yakuniy to'liq hisobotiga nuqsonlarning (yoriqlar, zavod nuqsonlari, egilishlar, metall yo'qotilishi va h.k.) rivojlanish tendensiyasi va qoldiq resursini batafsil tahlil qiluvchi qo'shimcha hisobot kiritiladi.
- Tahlil hisoboti — qog'oz shaklida 4 nusxa (2 tasi rus tilida va 2 tasi ingliz tilida), elektron shaklda 4 nusxa (rus va ingliz tillarida).
- Yakuniy hisobot Buyurtmachining mas'ul vakili bilan kelishiladi.
- Pudratchi yakuniy texnik hisobotni xizmat uchun dasturiy ta'minot paketi va alohida inspeksiya

uchastkasi bo'yicha elektron ma'lumotlar bazasi bilan birga ishlar tugaganidan keyin 45 kalendar kuni ichida taqdim etadi. Qog'ozda 4 nusxa (2 tasi rus tilida va 2 tasi ingliz tilida), qattiq diskda 4 nusxa (2 tasi rus tilida va 2 tasi ingliz tilida).

7.1 Kichik bo'lim. Tekshiruv natijalari bo'yicha yakuniy texnik hisobotlar tarkibiga qo'yiladigan talablar

Ishlar yakunlangach, Pudratchi Buyurtmachiga Buxoro MGQBB stansiyalari obyektlari diagnostikasi bo'yicha alohida yakuniy texnik hisobotni taqdim etadi.

Yakuniy hisobot quyidagi bo'limlarni o'z ichiga olishi kerak:

- a. Foydalanilgan uskunalarning qisqacha tavsifi.
- b. Tekshirilayotgan uchastka haqida qisqacha ma'lumot.
- c. Gaz quvurini tekshirish natijalari bo'yicha xulosa va quvurlar hamda baypas liniyalarining yaxlitligini baholash hisoboti (qoldiq mustahkamlikni baholash, qoldiq xizmat muddatini prognoz qilish va h.k.).
- d. Xulosalar va tavsiyalar.
- e. Ilova (MS Excel, KML, KMZ fayl formatlari; koordinatalar tizimi — WGS-84; kartografik proyeksiya — UTM; balandliklar tizimi — Boltiqbo'yi, 1977-yil).
- f. Quvurlar jurnali quyidagilarni ko'rsatgan holda:
 - quvur uchastkalari va biriktiruvchi qismlarning tartib raqamlari;
 - quvur uchastkalari va biriktiruvchi qismlarning boshlanishidagi amaldagi masofalar;
 - quvur uchastkalari va biriktiruvchi qismlarning geometrik o'lchamlari (uzunligi, devor qalinligi);
 - quvurlar va biriktiruvchi qismlarning turlari (choksiz, spiral chokli, to'g'ri chokli bir chokli, to'g'ri chokli ikki chokli, choki aniqlanmagan, zadviyka, troynik, otvod va h.k.).
- g. Nuqsonlar jurnali quyidagilarni ko'rsatgan holda:
 - nuqsonli quvur yoki biriktiruvchi qism raqami;
 - mazkur texnik topshiriqning 4-bandida keltirilgan ro'yxatga muvofiq nuqson turi;
 - nuqsonlarning geometrik o'lchamlari;
 - nuqsonning quvurdagi joylashuvi.
- h. Korroziya nuqsonlari mavjud gaz quvurlari va baypas liniyalari holatini miqdoriy baholash, ularni xavflilik darajasi bo'yicha reytinglash va qoldiq resursini aniqlash bo'yicha uslubiy tavsiyalar.
- i. Gaz quvurining barcha xususiyatlari (obyektlari) koordinatalarini taqdim etish.
- j. Nuqsonlarni reytinglash va ularni ta'mirlashga chiqarish tartibi.
- k. Xavflilik darajasiga qarab ta'mirlashga chiqarish muddatlari bo'yicha tavsiyalar.
- l. Elektron tekshiruv ma'lumotlar bazasidan ro'yxatga olingan har bir nuqson uchun pasport (sertifikat) olish imkoniyatini ta'minlash.
- m. Nuqsonlarni bartaraf etish usullari bo'yicha tavsiyalar berish.
- n. Quvur liniyasining statik mustahkamligi hisob-kitobi va ekspluatatsiya bosimi bo'yicha tavsiyalar.
- o. Aniqlangan nuqsonlar va xususiyatlarning kelib chiqish sabablari bo'yicha umumlashtirilgan xulosa, aniqlangan nuqsonlarni bartaraf etish usuli va shoshilinchligi bo'yicha tavsiyalar hamda barcha aniqlangan nuqsonlarni quyidagi guruhlariga ajratish:
 - darhol almashtirilishi yoki ta'mirlanishi lozim;
 - 1–3 yil ichida almashtirilishi yoki ta'mirlanishi lozim;
 - 3–5 yil ichida almashtirilishi yoki ta'mirlanishi lozim;
 - navbatdagi tekshiruvda e'tibor talab qiladigan.
- p. Aniqlangan har bir nuqson bo'yicha maksimal ruxsat etilgan ish bosimi haqidagi ma'lumotlarni taqdim etish.
- q. Har bir aniqlangan nuqson bo'yicha ASME B31G, B31G-MODIFIED, RSTRENG, DNV-RP-F101, API 579, API 1160 va API1104 metodikalariga muvofiq kritikligi va bahosini ko'rsatish. Belgilangan nuqson nuqtalari uchun tegishli baholash usulini tanlash (korroziya nuqsonlari uchun DNV-RP-F101 va ASME B31G, B31G-MODIFIED; tirnalar, quvur ishlab chiqarish nuqsonlari, payvand choklari nuqsonlari va yoriqlar uchun API 579; ezilishlar uchun API 1160; halqasimon choklar uchun API1104).
- r. Aniqlash usullarini baholash xulosasi hisobotida Pudratchi baholash asosi yoki hisobotda foydalanilgan baholash standartini ko'rsatishi kerak.
- s. Ma'lumotlar nuqsonli quvurlarning joydagi aniq joylashuvini (nuqsonlarni lokalizatsiya qilishni) aniqlash imkonini berishi kerak.

- t. Nuqsonlar to'g'risidagi jadval ma'lumotlarini qayta ishlash tizimi, belgilangan ko'p parametrlil mezonlar bo'yicha obyektlarni (nuqsonlar va boshqalarni) avtomatik saralash va tanlash, tizimdan ma'lumotlarni MS Excel va boshqa ilovalarga eksport qilish imkoniyati bilan ma'lumotlarni taqdim etish.
- u. Tekshirilayotgan uchastka va baypas liniyasining barcha quvurlar, jihozlash elementlari va aniqlangan nuqsonlar ko'rsatilgan masshtabli sxemasi.
- v. Pudratchi yuqoridagi rasmiylashtirish tartibini Buyurtmachi bilan kelishgan holda o'z takliflari bilan to'ldirishi mumkin.
- w. Tekshiruv natijalarini yakuniy qabul qilish va himoya qilish Buyurtmachining bosh ofisida Pudratchining malakali mutaxassisi tomonidan bajarilgan ishlar, duch kelgan muammolar va ularning ish davomida yechimlari haqida qisqacha taqdimot bilan amalga oshiriladi.
- x. Pudratchi tekshiruv natijalarini qayta ishlash va tahlil qilish uchun dastur hamda dastlabki (xom) ma'lumotlarni taqdim etishi kerak.
- y. Barcha ma'lumotlar (hisobotlar, tekshiruv natijalari, tekshiruv dalolatnomalari, xulosalar, dasturiy ta'minotni o'rnatish dasturlari va h.k.) qattiq muqovali qog'oz shaklida 4 nusxada (2 tasi rus tilida va 2 tasi ingliz tilida), shuningdek qattiq diskda 4 nusxada (2 tasi rus tilida va 2 tasi ingliz tilida) taqdim etiladi.

8-BO'LIM. Buyurtmachini diagnostika natijalari bo'yicha dasturiy ta'minot va elektron ma'lumotlar bazasi bilan ishlashga o'qitish:

- Ishlar yakunlangach, PUDRATCHI quvurlarni diagnostika qilish usullari bo'yicha 5 kunlik o'qitishni tashkil etishi kerak.
- PUDRATCHI bazasigacha va orqaga borish yo'l xarajatlari, o'qitish davrida BUYURTMACHI xodimlarining yashashi hamda ishlab chiqarish bazasiga tashrif bilan bog'liq barcha xarajatlar PUDRATCHI zimmasida bo'ladi.
- O'qitiladigan BUYURTMACHI xodimlari soni — 7 (yetti) kishi.

9-BO'LIM. USKUNA VA ASBOBLARGA QO'YILADIGAN TALABLAR

9.1 Kichik bo'lim. Uskunalar qo'yiladigan talablar

- Buzilmaydigan nazorat uchun asboblari va uskunalar yaxshi ish holatida bo'lishi va quvurlarni diagnostika qilish uchun to'liq jihozlangan bo'lishi kerak.
- Datchiklar va asboblari soni ushbu TTda ko'rsatilgan nuqsonlarni aniqlash talablariga mos kelishi kerak.
- Diagnostika uchun asboblarning to'liq to'plami har bir turdagi uskunaning kamida ikkita birligini o'z ichiga olishi kerak.
- Barcha asboblari ishga yaroqli va ekspluatatsiyaga tayyor bo'lishi kerak.
- Asboblarning jihozlanishi to'liq bo'lishi kerak (jumladan generatorlar, kabellar, zaryadlovchi qurilmalar, akkumulyator batareyalari, datchiklar va h.k.).
- Pudratchi aniqlangan anomaliyalarni batafsil tahlil qilish va ushbu TTga muvofiq nuqsonlar bo'yicha hisobot taqdim etish uchun tegishli dasturiy ta'minotga ega bo'lishi, shuningdek foydalanilgan dasturiy ta'minot tavsifini taqdim etishi kerak.
- Pudratchi aniqlangan nuqsonlarni qo'shimcha tekshirish o'tkazish uchun uskunaning to'liq to'plamiga ega bo'lishi kerak.
- Pudratchi qo'lda ishlash uchun zarur miqdorda asboblarga (belkuraklar, ketmonlar va h.k.) ega bo'lishi kerak.
- Pudratchi O'zbekiston Respublikasi qonunchiligi talablariga muvofiq buzilmaydigan nazorat laboratoriyasining amaldagi attestatsiya guvohnomalariga ega bo'lishi kerak.

10-BO'LIM. IJROCHIGA QO'YILADIGAN TALABLAR:

Ijrochiga qo'yiladigan umumiy talablar

- Pudratchi O'zbekiston Respublikasining xavfli ishlab chiqarish obyektlarida buzilmaydigan nazorat bo'yicha ishlarni bajarish uchun Ruxsatnomaga (litsenziyaga) ega bo'lishi kerak.
- Pudratchi neft va gaz sanoati obyektlarini tekshirish va yaxlilagini boshqarish bo'yicha xizmatlar

ko'rsatishga nisbatan ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 sifat boshqaruv tizimi bo'yicha sertifikatga ega bo'lishi kerak.

- Barcha ishlar amaldagi me'yoriy hujjatlar va standartlarga — «Magistral gaz quvurlarini xavfsiz ekspluatatsiya qilish qoidalari», GOST 25812–83, NACE SP0502-2010 va/yoki boshqa shunga o'xshash xalqaro standartlarga, shuningdek Buyurtmachining ichki yo'riqnomalariga muvofiq olib borilishi kerak.
- Pudratchi ishlarni sifatli va samarali bajarish uchun zarur miqdorda xodimlarga ega bo'lishi kerak.
- Pudratchi quvurlarni diagnostika qilish va yaxlitligini baholash bo'yicha kamida 5 yillik tegishli xalqaro tajribaga ega ekanligini tasdiqlashi kerak (so'nggi 5 yil ichida bajarilgan loyihalar ro'yxati bilan tasdiqlanadi). Tender hujjatlarida keltirilgan ishlarning alternativ xususiyatlari, shartnoma shartlari yoki boshqa talablarga yo'l qo'yilmaydi.
- Buzilmaydigan nazorat sohasida kamida besh yillik tajribaga ega bo'lish (bajarilgan ishlar, ko'rsatilgan xizmatlarni qabul qilish-topshirishni tasdiqlovchi tegishli dalolatnomalarning originallari yoki notarial tasdiqlangan nusxalari bilan tasdiqlangan).

Boshqa talablar

- Tender arizasining narxi xizmatlarning o'zi qiymatidan tashqari, ushbu loyiha bo'yicha xarid qilinadigan xizmatlarni ko'rsatish bilan bog'liq barcha xarajatlar qiymatini, shuningdek potentsial yetkazib beruvchining zarur materiallarni tashish, bo'xona to'lovlari, soliqlar, to'lovlar va yig'implarni to'lash bo'yicha xarajatlarni va boshqa xarajatlarni o'z ichiga olishi kerak.
- Subpudrat (yoki texnik hamkor) jalb qilingan taqdirda, pudrat va subpudrat o'rtasida javobgarlik taqsimoti va bajariladigan ishlar (jismoniy hajm, shuningdek umumiy ish hajmidan har bir ishning foiz nisbati ko'rsatilgan holda) ko'rsatilgan hujjat ilova qilinishi kerak.
- Subpudratchi tashkilotlar yoki hamkorlarni jalb qilishga faqat tender hujjatlarida kelishilgan subpudratchilar tarkibi saqlanib qolgan taqdirda ruxsat etiladi. Kelishilgan subpudratchi tashkilotni almashtirishga yo'l qo'yilmaydi.
- Konsorsium ishtirok etgan taqdirda, uning har bir ishtirokchisi o'rtasida javobgarlik taqsimoti va bajarilgan ishlar hajmini (jismoniy hajm, umumiy hajmdan har bir ishning foiz nisbati ko'rsatilgan holda) aks ettiruvchi hujjatlarni, shuningdek konsorsium ishtirokchilarining ushbu ishtirokchi tomonidan bajariladigan ishlarga qo'yiladigan umumiy va maxsus malaka talablariga muvofiqligini tasdiqlovchi hujjatlarni majburiy tartibda ilova qilish kerak.
- Subpudratchi tashkilot, texnik hamkor yoki konsorsium jalb qilingan taqdirda, tomonlar o'rtasida ushbu TTga muvofiq xizmatlarni bajarish bo'yicha imzolangan kelishuvni taqdim etish zarur.
- Subpudratchi tashkilot yoki konsorsium tasdiqlangandan so'ng, uning tarkibini bir tomonlama o'zgartirishga yo'l qo'yilmaydi.

11-BO'LIM. JALB ETILGAN XODIMLARGA QO'YILADIGAN TALABLAR

1. Buzilmaydigan nazorat sohasidagi xodimlarning malaka va sertifikatlash talablari GOST 30489 ga muvofiq bo'lishi kerak.
2. Ishlar rahbari neft-gaz xo'jaligi obyektlarida diagnostika va buzilmaydigan nazorat bo'yicha ishlarni boshqarish tajribasiga ega bo'lishi kerak. Bundan tashqari, uning tajribasi tegishli sertifikatlar va rezyume bilan tasdiqlangan bo'lishi kerak. Ishlar rahbarining tajribasi kamida 5 yil bo'lishi kerak.
3. Barcha diagnostika ishlari kamida 3 yillik tegishli xalqaro ish tajribasiga ega tajribali xodimlar tomonidan bajarilishi kerak.
4. Diagnostika ishlarini bajarish uchun jalb etilgan mutaxassislar tegishli ish turlarini bajarish huquqini tasdiqlovchi amaldagi sertifikatlarga (malaka guvohnomalariga) ega bo'lishi kerak. Sertifikatlash ko'rsatilayotgan xizmatlar doirasiga mos kelishi kerak (masalan, ultratovush nazorati bo'yicha mutaxassis ultratovush nazoratini o'tkazish uchun amaldagi sertifikatga ega bo'lishi shart). E'lon qilingan ish turi bo'yicha tasdiqlangan malakaga ega bo'lmagan xodimlarni jalb qilishga yo'l qo'yilmaydi.



12-BO'LIM. ISHLARNI BAJARISHNING KO'ZDA TUTILGAN MUDDATLARI

1. Pudratchi loyihaning barcha bosqichlarini, ularning boshlanish va tugash muddatlarini, shuningdek ishlarni bajarish ketma-ketligini o'z ichiga olgan batafsil ish grafigini ishlab chiqishi va Buyurtmachi bilan kelishish uchun taqdim etishi shart. Grafik texnologik xususiyatlarni, obyektlarning ekspluatatsiya sharoitlarini va mumkin bo'lgan cheklovlarni hisobga olishi kerak.
2. Ishlarni bajarish grafigi quyidagi asosiy bosqichlarni nazarda tutishi kerak:
 - tayyorgarlik bosqichi (xodimlar va uskunalarini mobilizatsiya qilish, ruxsat beruvchi hujjatlarni rasmiylashtirish);
 - diagnostika ishlarini o'tkazish;
 - olingan ma'lumotlarni qayta ishlash va tahlil qilish;
 - hisobot hujjatlarini tayyorlash va topshirish.
3. Diagnostika ishlarini (mobilizatsiya, diagnostika, QNAN, verifikatsiya) yakunlash muddati shartnoma tuzilgandan so'ng 90 kundan oshmasligi kerak.
4. Yakuniy hisobotni topshirish muddati: dala ishlari yakunlangandan so'ng 45 kun ichida.
5. Pudratchi ishlarning borishi, shuningdek tasdiqlangan grafikdan mumkin bo'lgan chetlanishlar to'g'risida sabablarini ko'rsatgan va tuzatuvchi tadbirlarni taklif qilgan holda ATGni o'z vaqtida xabardor qilishi shart.
6. Ishlarni bajarish muddatlarini o'zgartirish zarurati tug'ilgan taqdirda, pudratchi bunday o'zgarishlarni oldindan ATG bilan kelishishi shart.

13-BO'LIM. ISHLARNI BAJARISH VA XIZMATLARNI KO'RSATISH HAMDA ULARNING NATIJALARI XAVFSIZLIGIGA QO'YILADIGAN TALABLAR

1. Ishlar rahbari har kuni ertalab ishlar rejasi va borishi to'g'risida hisobot berishi kerak.
2. Kelishilmagan va ruxsatsiz ishlarni olib borish taqiqlanadi.
3. Ishlar boshlanishidan oldin pudrat tashkilotining barcha xodimlari barcha zarur xavfsizlik yo'riqnomalaridan o'tishi va QK xavfsizlik talablariga qat'iy rioya qilishi kerak.
4. Barcha dala mutaxassislari maxsus kiyim va poyabzalda bo'lishi, shuningdek barcha zarur ShHVga ega bo'lishi kerak.
5. Pudratchi O'zbekiston Respublikasi qonunchiligiga, magistral gaz quvurlarini texnik ekspluatatsiya qilish Qoidalariga va «Asia Trans Gas» QK MChJ tomonidan qabul qilingan boshqa me'yoriy hujjatlarga muvofiq ishlashi kerak.
6. Ishlarni bajarish jarayonida Pudratchi xodimlarining texnik diagnostika ishlari o'tkaziladigan joyga kirishi Buyurtmachi me'yorlari talablariga muvofiq amalga oshiriladi (mehnatni muhofaza qilish va texnika xavfsizligi hamda yong'in-texnik minimumi bo'yicha guvohnomaning mavjudligi, shuningdek tibbiy ko'rikdan o'tganlik va gaz xavfli ishlarni bajarishga qarshi ko'rsatmalar yo'qligi to'g'risidagi ma'lumotnoma va h.k.).

14-BO'LIM. ISHLAR VA XIZMATLAR NATIJALARINI TOPSHIRISH VA QABUL QILISH TARTIBI

1. Pudratchi tomonidan ko'rsatilgan xizmatlarning sifatini tasdiqlovchi protokollar (uskuna sifati, o'lchov natijalari va h.k.), texnik hisobotlar va boshqa hujjatlarni taqdim etish.
2. Amalga oshirilgan o'lchovlarning dastlabki ma'lumotlarini taqdim etish.
3. Ishlarning har bir bosqichi tugagach, Pudratchi bajarilgan ishlar, aniqlangan kamchiliklar to'g'risida batafsil hisobot taqdim etishi va ularni hal qilish tartibini taklif qilishi kerak. Ushbu hisobot «Asia Trans Gas» QK MChJ da qabul qilingan talablarga muvofiq kelishilishi va rasmiylashtirilishi kerak.
4. Har bir obyekt va ishlarning har bir bosqichi uchun alohida hisobot rasmiylashtirilishi kerak. Ularni birlashtirish va qo'shish faqat Buyurtmachi bilan kelishilgan taqdirdagina ruxsat etiladi.
5. Barcha hujjatlar ikki tilda: rus va ingliz tillarida rasmiylashtirilishi kerak.
6. Bajarilgan xizmatlarni qabul qilish texnik mutaxassislardan tomonidan tegishli dalolatnoma rasmiylashtirilgan holda amalga oshiriladi.
7. Amaldagi to'lov bajarilgan ishlar dalolatnomasiga muvofiq, bajarilgan ishlar faktiga ko'ra amalga oshirilishi kerak.

15-BO'LIM. XIZMATLARGA KAFOLAT

1. Pudratchi ishlarning sifatli bajarilishini kafolatlashi kerak. Yakuniy hisobotlardagi barcha keltirilgan ma'lumotlar asoslangan bo'lishi kerak.
2. Bajarilgan ishlar natijalari uchun kafolat muddati 24 oyni tashkil etadi. Kafolat muddatining boshlanish sanasi sifatida buyurtmachi tomonidan bajarilgan ishlarning yakuniy dalolatnomasi imzolangan sana hisoblanadi.

16-BO'LIM. ISHTIROKCHINING TEXNIK TAKLIFIGA QO'YILADIGAN TALABLAR

Tender ishtirokchilari batafsil texnik taklifni (narxlarni ko'rsatmasdan) taqdim etishlari kerak, jumladan, lekin bular bilan cheklanmagan holda:

1. Loyiha sharhi: Loyihaning umumiy tushunilishini namoyish etgan holda loyiha tarixi, uning maqsadlari va asosiy texnik talablarini qisqacha tasvirlab bering.
2. Texnik yechim: Ichki diagnostika uchun robototexnika vositalaridan foydalanishga yo'l qo'yilmaydi. Texnologik taraqqiyot va amalga oshirilishini namoyish etgan holda mumkin bo'lgan texnik yo'llarni, asosiy texnologiyalar va jarayonlarni batafsil tasvirlab bering.
3. Tashkiliy tuzilma va xodimlar: Loyihani amalga oshirish guruhining tuzilmasini, asosiy a'zolarining malakasi, tajribasi va vazifalarini, loyihani bajarish imkoniyatlarini namoyish etgan holda sanab o'ting.
4. Loyiha grafigi: Loyiha boshqaruvining tizimli xarakterini aks ettiruvchi, asosiy bosqichlar va tadbirlarni o'z ichiga olgan aniq grafik taqdim eting.
5. Sifatni ta'minlash choralari: Loyiha yoki mahsulotning kutilayotgan sifat talablariga muvofiqligini kafolatlash uchun sifat nazorati tizimini, sinov usullarini va qabul qilish standartlarini tasvirlab bering.
6. Xavfsizlik va atrof-muhitni muhofaza qilish choralari: Qurilish yoki amalga oshirish davomida me'yoriy va obyekt talablariga rioya etilishini ta'minlovchi xavfsizlikni boshqarish mexanizmlarini va atrof-muhitni muhofaza qilish rejalarini tushuntiring.
7. Boshqa yordamchi materiallar: Texnologiyaning ishonchligini oshirish uchun kompaniyaning malaka sertifikatlari, shunga o'xshash loyihalarni amalga oshirish natijalari, texnologiya patentlari yoki innovatsion yutuqlar kabi.

DETEKTOR TOMONIDAN ANIQLANADIGAN NUQSONLAR VA XUSUSIYATLAR

- Tashqi nuqson;
- Ichki nuqson;
- Payvand chokining turli nuqsonlari (UT);
- Yuqori qattqlikka ega nuqta;
- Sovuq ishlov berish nuqsoni;
- Ariqcha va deformatsiya;
- Qatlamlanish;
- Korroziya;
- Yoriqlar;
- Metall yo'qotilishi;
- Kengayishdagi yoriq (metall korroziyasi bilan bog'liq).

Translated by Spartak Sadullaev /
Перевел Садуллаев Спартак
From Russian to Uzbek /
С Русского на Узбекский

РАЗДЕЛ 1. НАИМЕНОВАНИЕ ОКАЗЫВАЕМЫХ УСЛУГ

Оказание услуг по комплексному техническому диагностированию объектов станций Бухарского ОУМГ с применением усовершенствованных методов неразрушающего контроля (НК), а также по выполнению количественного анализа риска эксплуатации (методология RBI).

В состав услуг входит:

1. Технологический осмотр трубопроводов Региональной станции КС-2 и ГКС с применением усовершенствованных методов неразрушающего контроля (НК)

Работы выполняются в соответствии с требованиями:

- ASME B31.8
- ASME B31G
- API 579-1/ASME FFS-1
- API 570
- API RP580
- API RP581
- API 1160
- API 1104
- DNV-RP-F101
- действующими ГОСТами Республики Узбекистан и нормативными документами промышленной безопасности.

РАЗДЕЛ 2. ОСНОВАНИЯ И ЦЕЛИ ОКАЗЫВАЕМЫХ УСЛУГ

1. Определение фактического технического состояния трубопроводов и сварных соединений.
2. Выявление дефектов металла и изоляционного покрытия, оценка эффективности защиты от коррозии.
3. Расчет остаточной прочности, допустимого рабочего давления (МАОР) и остаточного ресурса.
4. Обеспечение безопасной эксплуатации и бесперебойной транспортировки газа.
5. Формирование программы ремонта, повторной инспекции и анализа рисков (RBI).

РАЗДЕЛ 3. ОБЪЕКТЫ ДИАГНОСТИКИ:

Объектами диагностики являются:

- Надземные и подземные участки станционных газопроводов (КС, ГРС, узлы подключения);
- сварные соединения;
- фасонные элементы (отводы, тройники);

SECTION 1. NAME OF THE SERVICES PROVIDED

Provision of services for the comprehensive technical inspection of facilities at the stations of Bukhara MGMC using advanced non-destructive testing (NDT) methods, as well as for the performance of quantitative operational risk analysis (RBI methodology).

The scope of services includes:

1. Technological inspection of the pipelines of Regional Station WKC2 and GCS using advanced non-destructive testing (NDT) methods.

The works shall be performed in accordance with the requirements of:

- ASME B31.8
- ASME B31G
- API 579-1/ASME FFS-1
- API 570,
- API RP580
- API RP581
- API 1160
- API 1104
- DNV-RP-F101
- the applicable GOST standards of the Republic of Uzbekistan and industrial safety regulatory documents.

SECTION 2. THE BASIS AND OBJECTIVES OF THE SERVICES PROVIDED

1. Determination of the actual technical condition of pipelines and welded joints.
2. Identification of metal and insulation coating defects, and assessment of the effectiveness of corrosion protection.
3. Calculation of the residual strength, maximum allowable operating pressure (MAOP) and remaining service life.
4. Ensuring the safe operation and uninterrupted transportation of gas.
5. Development of a repair, re-inspection and risk analysis (RBI) program.

SECTION 3. OBJECTS OF INSPECTION

The objects of inspection are:

- above-ground and underground sections of the station gas pipelines (compressor stations, gas distribution stations, connection units);
- welded joints;
- fittings (bends, Tee-joints);

- зоны термического влияния;
- участки с потенциальными коррозионными рисками.

Характеристики:

- Диаметр: согласно проектной документации;
- Материал: API 5L X70, X60, GR.B
- Рабочее давление: до 10 МПа;
- Среда: природный газ.

Подробные сведения о газопроводах смотреть в Приложение 1 и Приложение 2.

РАЗДЕЛ 4. ОБЪЕМ РАБОТ:

4.1 Подготовительный этап

- Анализ проектной и исполнительной документации;
- Анализ данных эксплуатации;
- Разработка программы диагностики;
- Определение зон повышенного риска (HCA).

4.2 Методы контроля (без ILI)

Применяемые методы НК:

- LRUT (длинноволновой УЗК) — для протяженных участков;
- UT / PAUT — контроль сварных соединений;
- UTT — замер остаточной толщины;
- VT — визуально-измерительный контроль;
- MT / PT — поверхностные дефекты;
- Искровой контроль изоляции;
- Замеры потенциалов ЭХЗ.

4.3 Объем контроля:

- Контроль сварных соединений методом рентгенографии (RT) на основе анализа рисков;
- Контроль подозрительных зон на основе анализа рисков.
- Дополнительный контроль и оценка состояния трубопровода по выявленным дефектам;
- Выдача заключения о пригодности, методах ремонта и сроках выполнения.

РАЗДЕЛ 5. ОЦЕНКА ДЕФЕКТОВ

Коррозионные дефекты

Расчет остаточной прочности выполняется по:

- ASME B31G
- Modified B31G
- DNV-RP-F101

Определяются:

- MAOP

- heat-affected zones;
- sections with potential corrosion risks.

Features:

- Diameter: as per the design documentation;
- Material: API 5L X70, X60, GR.B;
- Operating pressure: up to 10 MPa;
- Medium: natural gas.

See Attachment 1 and Attachment 2 for detailed information about the pipelines.

SECTION 4. SCOPE OF WORK

4.1 Preparatory stage:

- Analysis of design and as-built documentation;
- Analysis of operational data;
- Development of inspection program;
- Identification of high consequence areas (HCA).

4.2 Inspection methods (excluding ILI)

Applicable NDT methods:

- LRUT (Long-Range Ultrasonic Testing) for extended sections;
- UT / PAUT — test for welded joints;
- UTT — thickness test;
- VT — visual test;
- MT / PT — surface defects;
- Spark coating test (holiday test);
- CP potential measurement.

4.3 Test scope:

- Inspection of welded joints by radiographic testing (RT) based on risk analysis;
- Inspection of suspicious areas based on risk analysis.
- Additional inspection and assessment of the condition of the pipeline based on identified defects;
- Issuance of a conclusion on fitness for service, repair methods, and timeframes for their performance.

SECTION 5. DEFECT ASSESSMENT

Corrosion defects

Residual strength is calculated according to:

- ASME B31G
- Modified B31G
- DNV-RP-F101

The following are determined:

- MAOP

- ERF
- остаточная прочность
- коэффициент запаса

ПОДРАЗДЕЛ 5.1 Объем услуг диагностики

- Письменное предоставление Подрядчиком рекомендации по подготовке газопровода к проведению обследования, а также список сотрудников Подрядчика, которые будут участвовать в полевых работах в охранной зоне Газопровода.
- Заказчик совместно с Подрядчиком с учетом характеристик оборудования и рекомендаций от Подрядчика проводит анализ возможности мест подключения оборудования.
- Составляется совместный акт о готовности участка Газопровода к проведению обследования с указанием полного перечня выполняемых работ.
- Оформление и подписание совместного приказа Заказчиком и Подрядчиком об организации и выполнении работ по техническому диагностированию труб и сварных соединений.
- Выбор места установки диагностического оборудования осуществляется Подрядчиком по согласованию с Заказчиком.
- Все работы по вскрытию газопровода (экскавации) и ручной доработке котлована выполняются силами ПОДРЯДЧИКА.
- Работы по подготовке поверхности трубопровода, в том числе по снятию изоляционного покрытия, выполняются силами ПОДРЯДЧИКА. При этом любые вредные воздействия, оказывающие влияние на безопасную транспортировку газа, а также на эксплуатацию МГУК, **должны быть исключены.**
- Установку/снятие оборудования и работы по обследованию труб и обводных линий производит ПОДРЯДЧИК.
- После обследования каждого диагностируемого участка составляется совместный акт о полевых работах с указанием наименования и места установки каждого оборудования (места обследования) на схеме (приложение к акту).
- ПОДРЯДЧИКОМ проводится дополнительное обследование выявленных дефектов на теле трубы в соответствии с вышеуказанными требованиями (Раздел 1).
- По завершении диагностических работ ПОДРЯДЧИК производит переизоляцию

- ERF
- residual strength
- safety factor

SUBSECTION 5.1 Scope of inspection services

- Contractor shall provide a written recommendation on preparation of gas pipeline for inspection and a list of Contractor's personnel who will be involved in field work in the protection zone of gas pipeline.
- Customer jointly with the Contractor, taking into account the features of equipment and recommendations from the Contractor analyzes the possibility of equipment connection points.
- A joint act on readiness of the gas pipeline section for inspection is drawn up, indicating the full list of works performed.
- Processing and signing of a joint order by the Customer and the Contractor on the organization and performance of technical inspection of pipes and welded joints.
- The selection of the location for the installation of inspection equipment shall be carried out by the Contractor in agreement with the Customer.
- All gas pipeline excavation work, as well as manual trench refinement, shall be performed by the CONTRACTOR.
- Work on preparing the pipeline surface, including removal of the coating, is performed by the CONTRACTOR. In this case, any harmful effects on the safe transportation of gas, as well as operation of the gas pipeline **must be excluded.**
- Installation/removal of equipment and inspection of pipes and bypass lines shall be carried out by the CONTRACTOR.
- After completion of each inspected area, a joint fieldwork report is prepared, indicating the name of location and installation of each equipment (inspection place) on the scheme (attached to the report).
- The CONTRACTOR shall carry out additional inspection of the identified defects on the pipe body in accordance with the above-mentioned requirements (Section 1).
- Upon completion of the inspection work, the CONTRACTOR performs re-coating using its

собственными силами. Изоляционные материалы при этом выдает ЗАКАЗЧИК.

- l. Окончательная камеральная обработка данных и выпуск отчета обследования по каждому обследуемому участку и обводной линии, включая предоставление Подрядчиком окончательного технического отчета, должны быть выполнены в срок не более 15 рабочих дней после даты завершения обследования и подписания акта о полевых работах.
- m. Подрядчик должен подготовить и предоставить экспертное заключение по завершении всех работ.

РАЗДЕЛ 6. ВЕРИФИКАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ

Подраздел 6.1 Общие требования:

- a. Подрядчик должен провести верификацию выявленных дефектов по результатам обследования.
- b. ПОДРЯДЧИК несет ответственность за экскавацию, ручную разработку и обратную засыпку грунта на дефектном участке.
- c. ПОДРЯДЧИК должен иметь приборы и инструменты для верификации дефектов и проведения ДДК (дополнительного дефектоскопического контроля). После чего ПОДРЯДЧИК должен представить отчет об оценке участка.
- d. Участки для верификации будут выбраны ЗАКАЗЧИКОМ на основе рекомендаций ПОДРЯДЧИКА.
- e. Если результаты подтверждения будут удовлетворительными (более 95%), то представитель Заказчика подписывает отчет об оценке; в противном случае подтверждающие работы должны быть повторно выполнены и повторно предоставлены по достижении определенного состояния согласно соглашению двух сторон. При этом, все дополнительные затраты оплачиваются Подрядчиком.

Подраздел 6.2 Требования при производстве работ:

- a. Вскрытие и засыпка трубопровода, снятие изоляции и ее восстановление, а также удаление остатков праймера производятся силами ПОДРЯДЧИКА.
- b. Обследование трубопровода в шурфах методами НК и оценка повреждения изоляционного покрытия и металла трубы. Обследование трубопровода в шурфах проводится с использованием наиболее подходящих и информативных технологий и

own resources. The coating materials are provided by the CUSTOMER.

- l. Final office processing of data and issuance of the inspection report for each inspected section and bypass line, with the Contractor providing the final technical report within no more than 15 working days from the date of completion of the inspection and signing of the field work act.
- m. The Contractor shall prepare and submit expert conclusion on completion of all works.

SECTION 6. VERIFICATION OF RESULTS

Subsection 6.1 General requirements:

- a. The Contractor shall verify the identified defects based on the results.
- b. The CONTRACTOR is responsible for excavation, manual excavation and backfilling of the defective section.
- c. The Contractor shall have instruments and tools for verification of defects and for AFDT (auxiliary flaw detection testing). After that, the Contractor shall submit a section assessment report.
- d. The verification spots will be picked by the Customer on the basis of recommendations of Contractor.
- e. If the verification result is qualified (more than 95%), the representative of the Customer signs the assessment report; if not, the verification works shall be re-conducted and re-submitted when it reaches a certain condition according to the agreement between both sides. At that, all additional expense shall be borne by Contractor.

Subsection 6.2 Requirements for performance of works:

- a. Opening and backfilling of the pipeline, removing coating and its restoration, as well as removing of primer remainder shall be done by the CONTRACTOR.
- b. Inspection of pipeline in the pits by NDT methods and assessment of coating damage and pipe metal. Inspection of the pipeline in pits is done using the most appropriate and informative technologies and control methods. Technologies and methods can include

методов контроля. Технологии и методы могут включать обследования в шурфах методами неразрушающего контроля (ВИК, УК и др.).

c. Замеры, проводимые в шурфах:

- 1) Замер остаточной толщины трубы на месте шурфовки;
- 2) Определение степени опасности и остаточного ресурса для выявленных в ходе обследований в шурфах дефектов металла трубы.

d. Сфотографировать цифровым фотоаппаратом место работ, а также состояние трубопровода; при обнаружении дефектов трубопровода (такие как задиры, царапины, и т.д.) на участке – классифицировать их и дать оценку.

e. Разработка детальных рекомендаций по дальнейшей эксплуатации трубопровода.

РАЗДЕЛ 7. ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ ОТЧЕТОВ ПО ДИАГНОСТИКЕ:

- Предварительный отчет отдельной инспекционной секции предоставляется Заказчику в течение 20 календарных дней по завершении работ на данном участке.
- Дополнительный отчет, включенный в окончательный полный отчет каждого диагностируемого участка с детальным анализом тенденции развития и остаточного ресурса дефектов (трещин, заводских браков, изгибов, потерь металла и т.д.).
- Отчет анализа – 4 экземпляра на бумажном носителе (2 на русском и 2 на английском языках), 4 экземпляра на электронном носителе (русском и английском языках).
- Согласование заключительного отчета с ответственным представителем Заказчика.
- Подрядчик предоставляет заключительный технический отчет с пакетом программ для услуги и электронной базой данных по отдельному инспекционному участку в течение 45 календарных дней по завершении работ. 4 экземпляра на бумажном носителе (2 на русском и 2 на английском языках), 4 экземпляра (2 на русском и 2 на английском языках) на жестком диске.

ПОДРАЗДЕЛ 7.1 Требования к составу окончательных технических отчетов по результатам обследования:

После окончания работ Подрядчик передает Заказчику отдельный окончательный технический отчет по диагностике объектов станций Бухарского ОУМГ.

inspection in pits by methods of NDT (VT, UT and others).

c. Measurements in pits:

- 1) Measurement of residual pipe thickness at the pit location;
- 2) Identifying the danger degree and remaining resource for pipe metal defect detected during the inspection.

d. Take photos with a digital camera of the site and condition of pipeline; if pipeline defects (such as scoring, scratches, etc.) are found in the section, classify and evaluate them.

e. Development the detailed recommendation on further gas pipeline operation.

SECTION 7. SUBMISSION OF TECHNICAL REPORTS ON INSPECTION:

- Preliminary report of individual inspection section shall be provided to Customer within 20 calendar days of work completion at the section.
- Additional report included in the final full report of each inspected site with detailed analysis of trend of development and residual resource of defects (cracks, factory defects, elliptical pipe, metal losses, etc.).
- Analysis report - 4 copies on paper (2 in Russian and 2 in English), 4 copies in soft (Russian and English).
- Approval of the final report with responsible representative of the Customer.
- Provision of final technical report with the software package for service with the electronic database on separate inspection section shall be provided to Customer within 45 calendar days upon completion of works. 4 paper copies (2 in Russian and 2 in English), 4 hard copies (disks) (2 in Russian and 2 in English).

SUBSECTION 7.1 Requirements for the content of final technical reports based on inspection results:

Upon completion of the works, the Contractor shall provide the Customer with a separate final technical report on the inspection of the facilities at the stations of Bukhara MGMC.

Окончательный отчет должен содержать следующие разделы:

- a. Краткое описание используемого оборудования.
- b. Краткие сведения об обследуемом участке.
- c. Заключение по результатам обследования газопровода и отчет об оценке целостности (оценка остаточной прочности, прогноз остаточного ресурса и т.д.) труб и байпасных линий.
- d. Выводы и рекомендации.
- e. Приложение (формат файлов MS Excel, KML, KMZ; система координат WGS-84; картографическая проекция – UTM; система высот – Балтийская, 1977г.):
- f. Журнал труб (трубный журнал) с указанием:
 - номера трубных секций и соединительных деталей по порядку;
 - фактические дистанции начала трубных секций и соединительных деталей;
 - геометрических размеров трубных секций и соединительных деталей (длина, толщина стенки);
 - типов труб и соединительных деталей (бесшовные, спиральношовные, прямошовные одношовные, прямошовные двухшовные, с невыявленными швами, задвижка, тройник, отвод и т.д.)
- g. журнал дефектов с указанием:
 - номера дефектной трубы или соединительной детали;
 - вида дефекта в соответствии с перечнем, приведенным в пункте 4 настоящего технического задания;
 - геометрических размеров дефектов;
 - положение дефекта на трубе.
- h. Методические рекомендации по количественной оценке состояния газопроводов и обводных (байпасных) линий с коррозионными дефектами, их ранжированию по степени опасности и определению остаточного ресурса.
- i. Предоставить координаты всех особенностей Газопровода.
- j. Ранжирование дефектов и порядок их вывода в ремонт.
- k. Рекомендации по срокам вывода в ремонт в зависимости от степени опасности.
- l. Предусмотреть возможность получения паспорта (сертификата) на каждый зарегистрированный дефект из электронной базы данных обследования.
- m. Предоставление рекомендаций по методам устранения дефектов.

The final report shall include the following sections:

- a. Brief description of equipment used.
- b. Short information on inspected section.
- c. Conclusion based on the results of the pipeline inspection and a report on integrity assessment (evaluation of remaining strength, remaining life forecast, etc.) of the pipes and bypass lines.
- d. Conclusions and recommendations.
- e. Attachment (MS Excel, KML, KMZ file format; coordinate system - WGS-84; map projection - UTM; altitude system - Baltic, 1977):
- f. Pipe log book indicating:
 - numbers of pipe sections and connecting parts in order;
 - actual starting distances of pipe sections and connecting pieces;
 - geometric sizes of pipe sections and connecting pieces (length, wall thickness);
 - types of pipes and connecting parts (seamless, spiral welded, longitudinal single weld pipe, longitudinal double weld pipe, weldless, gate valve, tee, bend, etc.).
- g. defect log with indication of:
 - number of defective pipe or connecting part;
 - type of defect as per the listing according to the item 4 of this technical specification;
 - geometric sizes of defects;
 - position of defect on pipe.
- h. Guidelines for the quantitative assessment of the condition of pipelines and bypass lines with corrosion defects, their ranking by level of hazard, and determination of remaining service life.
- i. Provide coordinates of all gas pipeline features.
- j. Ranking of defects and order for their repair.
- k. Recommendations on terms of repair depending on hazard level.
- l. Provide possibility of obtaining a datasheet (certificate) for each registered defect from electronic inspection database
- m. Provide recommendations on defect elimination methods.



n. Расчет на статическую прочность трубопровода с рекомендациями по эксплуатационному давлению. o. Предоставить обобщенный вывод по причинам возникновения выявленных дефектов, обнаруженных особенностей с рекомендациями по методу и срочности устранения обнаруженных дефектов, разделить весь перечень обнаруженных дефектов на следующие группы: – Подлежащие замене или ремонту немедленно; – Подлежащие замене или ремонту в течение 1–3 года; – Подлежащие замене или ремонту в течение 3–5 лет; – Требующих внимания при очередном обследовании. p. Представить данные по максимально допустимому рабочему давлению на каждый обнаруженный дефект. q. На каждый обнаруженный дефект привести критичность и его оценку в соответствии с принятыми методиками ASME B31G, B31G-MODIFIED, RSTRENG, DNV-RP-F101, API 579, API 1160 и API1104. Выберите подходящий метод оценки для заданных точек дефекта (DNV-RP-F101 и ASME B31G, B31G-MODIFIED для дефектов коррозии; API 579 для царапин, дефектов изготовления труб, дефектов сварного шва и трещин, API 1160 для вмятин и API1104 для кольцевых швов). r. Для отчёта о заключении оценки методов обнаружения. Подрядчик должен указать основу оценки или стандарт оценки, использованные в отчёте. s. Данные должны обеспечить точное определение расположения дефектных труб на местности (локализацию дефектов). t. Представление данных с системой обработки табличных данных дефектов, автоматическая сортировка и выборка объектов (дефектов и др.) по заданным многопараметрическим критериям, с возможностью экспорта данных из системы в приложения MS Excel и др. u. Масштабная схема обследуемого участка и обводной линии с указанием всех труб, элементов обустройства, выявленных дефектов. v. Подрядчик может дополнить вышеуказанный порядок оформления своими предложениями, по согласованию с Заказчиком.	n. Static strength calculation of pipeline with recommendations for operating pressure. o. Provide a summarized conclusion on causes of identified defects, detected features with recommendations on method and urgency of defect elimination, and categorize the entire list of detected defects into the following groups: – To be replaced or repaired immediately; – To be replaced or repaired within 1-3 years; – To be replaced or repaired within 3-5 years; – Those requiring attention at the next inspection. p. Provide data on maximum allowable operating pressure for each defect detected. q. For each detected defect, indicate criticality and its evaluation in accordance with applied methods of ASME B31G, B31G-MODIFIED, RSTRENG, DNV-RP-F101, API 579, API 1160 and API1104. Select the appropriate evaluation method for specified defect points (DNV-RP-F101 and ASME B31G, B31G-MODIFIED for corrosion defects; API 579 for scratches, pipe fabrication defects, weld defects and cracks, API 1160 for dents and API1104 for girth welds). r. For the detection method assessment report, the Contractor shall specify the assessment basis or assessment standard used in the report. s. The data shall ensure that defective pipes are accurately located in the field (location of defects). t. Submission of information with defect data table processing system, automatic classification and selection of facilities (defects, etc.) upon designed multiparameter criteria, with export of information from system into MS Excel, etc. u. A detailed diagram of the inspected section and bypass line indicating all pipes, structural elements and detected defects. v. The Contractor can supplement the above procedure with proposals, in agreement with the Customer.
--	---

- w. Окончательная приёмка и защита результатов обследования с краткой презентацией выполненных работ и столкнувшихся проблем и их решения во время проведения работы квалифицированным специалистом Подрядчика в головном в офисе Заказчика.
- x. Подрядчик должен предоставить исходные (сырые) данные и программу для их обработки и анализа результатов обследования.
- y. Вся информация (отчеты, результаты обследования, акты обследования, заключения, установочные программы для программного обеспечения и т.д.) предоставляется на бумажном носителе в твёрдом переплёте в 4 экземпляра (2 на русском и 2 на английском языках), 4 экземпляра (2 на русском и 2 на английском языках) на жестком диске.

РАЗДЕЛ 8. Обучение Заказчика работе с программным обеспечением и электронной базой данных по результатам диагностики:

- По окончании ПОДРЯДЧИК должен организовать 5-дневное обучение по методам диагностики трубопроводов.
- Все расходы на проезд до базы ПОДРЯДЧИКА и обратно, проживание персонала ЗАКАЗЧИКА на период обучения и посещения производственной базы несёт ПОДРЯДЧИК.
- Количество сотрудников ЗАКАЗЧИКА проходящих обучение – 7 (семь) человек.

РАЗДЕЛ 9. ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ И ПРИБОРАМ

Подраздел 9.1 Требования к оборудованию

- Инструменты и оборудование для неразрушающего контроля должны находиться в хорошем рабочем состоянии и быть в полной комплектации для диагностики трубопроводов
- Количество датчиков и приборов должно соответствовать требованиям для выявления дефектов, указанных в данном ТЗ.
- Полный комплект приборов для диагностики должен включать не менее двух единиц оборудования каждого типа.
- Все приборы должны быть исправными и готовыми к эксплуатации.

- w. Final acceptance and protection of inspection results with brief presentation of the work performed and problems encountered and their solution during the work by qualified specialist of Contractor in the Head office of Customer.
- x. The contractor must provide the raw (original) data and software for processing and analyzing the survey results.
- y. All information (reports, inspection results, inspection acts, conclusions, software installation programs, etc.) shall be provided in paper hardcover in 4 copies (2 in Russian and 2 in English), 4 copies (2 in Russian and 2 in English) on hard disk.

SECTION 8. Training of the Customer's personnel in the use of the software and the electronic database based on the inspection results:

- Upon completion, the CONTRACTOR shall organize a 5 days training on pipeline inspection methods.
- All expenses for travel to and from the CONTRACTOR's facility, as well as accommodation for the CUSTOMER's personnel during the training and visiting the production facility shall be borne by the CONTRACTOR.
- The number of CUSTOMER's employees attending the training is 7 (seven) persons.

SECTION 9. REQUIREMENTS FOR EQUIPMENT AND DEVICES

Subsection 9.1 Equipment requirements

- Tools and equipment for non-destructive testing must be in good working condition and fully equipped for pipeline diagnostics.
- The number of sensors and devices must meet the requirements for defect detection specified in this TA.
- A complete set of diagnostic equipment must include at least two units of each type of equipment.
- All devices must be functional and ready for operation.

- Комплектность приборов должна быть полной (включая генераторы, кабели, зарядные устройства, аккумуляторные батареи, датчики и т. д.).
- Подрядчик должен иметь соответствующее программное обеспечение для детального анализа выявленных аномалий и предоставления отчета по дефектам согласно данному ТЗ, включая описание используемого ПО.
- Подрядчик должен иметь полный комплект оборудования для проведения дополнительного обследования выявленных дефектов.
- Подрядчик должен иметь необходимое количество инструментов для ручной работы (лопаты, мотыги и т. д.).
- Подрядчик должен иметь действительные свидетельства об аттестации лаборатории неразрушающего контроля в соответствии с требованиями законодательства Республики Узбекистан.

РАЗДЕЛ 10. ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛНИТЕЛЮ:

Общие требования к Исполнителю

- Подрядчик должен иметь Разрешение (лицензию) на выполнение работ по неразрушающему контролю на опасных производственных объектах Республики Узбекистан.
- Подрядчик должен иметь сертификацию по системе управления качеством ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 применительно к предоставлению услуг по обследованию и управлению целостностью объектов нефтяной и газовой промышленности.
- Все работы должны проводиться в соответствии с действующими нормативными документами и стандартами – «Правила безопасной эксплуатации магистральных газопроводов», ГОСТ 25812–83, NACE SP0502-2010 и/или другими аналогичными международными стандартами, а также внутренними инструкциями Заказчика.
- Подрядчик должен иметь необходимое количество персонала для качественного и эффективного проведения работ.
- Подрядчик должен подтвердить наличие соответствующего международного опыта в проведении работ по диагностированию и оценке целостности трубопроводов не менее 5 лет (подтверждается перечнем выполненных проектов за последние 5 лет). Альтернативные

- Equipment sets must be complete (including generators, cables, chargers, batteries, sensors, etc.).
- The Contractor must have appropriate software for detailed analysis of identified anomalies and for providing defect reports in accordance with this TA, including a description of the software used.
- The Contractor must have a full set of equipment for conducting additional inspection of identified defects.
- The Contractor must have the necessary number of manual tools (shovels, hoes, etc.).
- The Contractor must have valid certificates of accreditation for the non-destructive testing laboratory in accordance with the requirements of the legislation of the Republic of Uzbekistan.

SECTION 10. REQUIREMENTS TO THE CONTRACTOR:

General requirements for the Contractor

- Contractor shall have Permission (License) for non-destructive testing services on hazardous production facilities of Republic of Uzbekistan.
- The contractor shall have certified quality management system (QMS) in accordance with ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 applicable to provision of inspection and integrity services for the oil and gas industry.
- All works must be carried out in accordance with applicable regulatory documents and standards - "Rules for the Safe Operation of Main Gas Pipelines", GOST 25812-83, NACE SP0502-2010 and/or other similar international standards, as well as internal regulations of the Customer.
- The Contractor shall have the required number of personnel for high-quality and efficient performance of works
- The Contractor shall confirm the availability of relevant international experience in pipeline integrity inspection and assessment for at least 5 years (confirmed by the list of completed projects for the last 5 years). Alternative specifications of the work, terms

характеристики работ, условия договора или другие требования, изложенные в тендерной документации, не допускаются.

- Наличие опыта в отрасли неразрушающего контроля не менее пяти лет (подтвержденного оригиналами или нотариально засвидетельствованными копиями соответствующих актов, подтверждающих прием-передачу выполненных работ, оказанных услуг).

Другие требования

- Стоимость тендерной заявки должна включать кроме стоимости самих услуг, стоимость всех расходов, связанных с оказанием закупаемых по настоящему проекту услуг, а также расходы потенциального поставщика на транспортировку необходимых материалов, оплату таможенных пошлин, налогов, платежей и сборов, и другие расходы.
- В случае привлечения субподряда (или технического партнера) приложить документ с указанием разделения ответственности и выполняемых работ (физический объем, а также указать процентное соотношение каждой работы из общего объема работ) между подрядом и субподрядом.
- Привлечение субподрядных организаций или партнёров допускается только при условии сохранения состава субподрядчиков, согласованного в тендерной документации. Замена согласованной субподрядной организации не допускается.
- В случае участия консорциума в обязательном порядке следует приложить документацию, отражающую разделение ответственности и объемов выполняемых работ (физический объем, с указанием процентного соотношения каждой работы из общего объема) между каждым из его участников, а также подтверждающую документацию о соответствии участников консорциума общим и специальным квалификационным требованиям, предъявляемым к выполняемым данным участником консорциума работам.
- В случае вовлечения субподрядной организации, технического партнера или консорциума, необходимо предъявить подписанное соглашение между сторонами по выполнению услуг согласно этому ТЗ.
- После утверждения субподрядной организации или консорциума изменение их состава в одностороннем порядке не допускается.

of contract and other requirements set forth in bidding documentation are not allowed

- Experience in the field of non-destructive testing for at least five years (supported by originals or notarized copies of relevant acts confirming the acceptance of work performed and services rendered).

Other requirements

- Price of bidding shall include, in addition to the cost of services, the cost of all expenses related to provision of services purchased under this project, as well as the costs of potential supplier for transportation of necessary materials, payment of customs duties, taxes, fees and charges and other expenses
- In case of subcontracting (or involving technical partner), attach documents indicating the division of responsibility and work performed (physical scope, as well as indicate the percentage ratio of each work out of total scope of work) between the contract and the subcontract.
- Engagement of subcontractors or partners is permitted only on the condition that the list of subcontractors approved in the tender documentation is maintained. Replacement of an approved subcontractor is not allowed.
- If the consortium participates, it is mandatory to attach documentation that reflects the division of responsibility and scope of work performed (physical volumes, indicating the percentage of each work from the total scope) between each of its participants, and supporting documentation on compliance of consortium participants with general and special qualification requirements for the work performed by this consortium participant.
- In case where a subcontractor, technical partner or consortium is involved, a signed agreement between the parties for the performance of the services in accordance with this TA must be presented.
- After approval of the subcontractor or consortium, any unilateral change in their composition is not permitted.



РАЗДЕЛ 11. ТРЕБОВАНИЯ К ВОВЛЕЧЕННОМУ ПЕРСОНАЛУ

1. Требования к квалификации и сертификации персонала в области неразрушающего контроля должны соответствовать ГОСТ 30489.
2. Руководитель работ должен иметь опыт управления работами по диагностике и неразрушающему контролю на объектах нефтегазового хозяйства. Более того, его опыт должен быть подтвержден соответствующими сертификатами и резюме. Опыт руководителя работ должен быть не менее 5 лет.
3. Все работы по диагностике должны выполняться опытными работниками, обладающими соответствующим международным опытом работы не менее 3 лет;
4. Специалисты, привлекаемые для выполнения диагностических работ, должны иметь действующие сертификаты (квалификационные удостоверения), подтверждающие их право на выполнение соответствующих видов работ. Сертификация должна соответствовать области оказываемых услуг (например, специалист по ультразвуковому контролю обязан иметь действующий сертификат на проведение ультразвукового контроля). Привлечение персонала без подтвержденной квалификации по заявленному виду работ не допускается.

РАЗДЕЛ 12. НАМЕЧАЕМЫЕ СРОКИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

1. Подрядчик обязан разработать и представить на согласование с заказчиком детализированный график выполнения работ, включающий все этапы проекта, сроки их начала и завершения, а также последовательность выполнения работ. График должен учитывать технологические особенности, условия эксплуатации объектов и возможные ограничения.
2. График выполнения работ должен предусматривать следующие основные этапы:
 - подготовительный этап (мобилизация персонала и оборудования, оформление разрешительной документации);
 - проведение диагностических работ;
 - обработка и анализ полученных данных;
 - подготовка и передача отчетной документации.

SECTION 11. REQUIREMENTS FOR INVOLVED PERSONNEL

1. Requirements for qualifications and certification of personnel in the field of non-destructive testing shall comply with GOST 30489.
2. The work manager shall have experience in managing inspection and non-destructive testing at oil and gas facilities. Moreover, his experience shall be confirmed by relevant certificates and CV. The work manager shall have at least 5 years of experience.
3. All inspection work shall be performed by experienced specialists with relevant international work experience of at least 3 years;
4. Specialists engaged in diagnostic work must hold valid certificates (qualification credentials) confirming their authorization to perform the relevant types of work. Certification must correspond to the scope of services provided (for example, a specialist in ultrasonic testing must hold a valid certificate authorizing them to perform ultrasonic testing). Engagement of personnel without confirmed qualifications for the declared type of work is not permitted.

SECTION 12. TARGETED TIME OF WORK COMPLETION

1. The Contractor should develop and submit to the client for approval the detailed work schedule, including all work stages, dates of work commencement and completion, and the sequence of work execution. The schedule must take into account technical specifications, facility operating conditions and any potential constraints.
2. The work schedule must include the following main stages:
 - preparatory stage (mobilization of personnel and equipment, obtaining permits);
 - conducting diagnostic work;
 - processing and analyzing the data obtained;
 - preparing and submitting reporting documentation

3. Срок завершения диагностических работ (мобилизация, диагностика, ДДК, верификация) не более 90 дней после заключения договора.

4. Срок сдачи окончательного отчета: в течение 45 дней после завершения полевых работ.

5. Подрядчик обязан своевременно информировать АТГ о ходе выполнения работ, а также о возможных отклонениях от утвержденного графика с указанием причин и предложением корректирующих мероприятий.

6. В случае необходимости изменения сроков выполнения работ подрядчик обязан предварительно согласовать такие изменения с АТГ.

РАЗДЕЛ 13. ТРЕБОВАНИЯ К БЕЗОПАСНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ И ОКАЗАНИЯ УСЛУГ, И ИХ РЕЗУЛЬТАТОВ

1. Руководитель работ должен ежедневно утром докладывать о плане и ходе работ.

2. Запрещается проведение несогласованных и несанкционированных работ.

3. Перед началом работ все сотрудники подрядной организации должны пройти все необходимые инструктажи по безопасности и неукоснительно следовать требованиям безопасности СП.

4. Все полевые специалисты должны быть в специальной одежде и обуви, а также иметь все необходимые СИЗ.

5. Подрядчик должен выполнять работу в соответствии с законодательством Республики Узбекистан, Правилами по технической эксплуатации магистральных газопроводов и другими нормативными документами, принятыми СП ООО «Asia Trans Gas».

6. В ходе выполнения работы допуск работников Подрядчика на место проведения работ по техническому диагностированию будет осуществляться в соответствии с требованиями нормативов Заказчика (наличие удостоверения по охране труда и технике безопасности и по пожарно-техническому минимуму, а также при наличии справки о прохождении медицинского осмотра и отсутствии противопоказаний к выполнению газоопасных работ, и т.д.).

РАЗДЕЛ 14. ПОРЯДОК СДАЧИ И ПРИЕМКИ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТ И УСЛУГ

3. Completion period for the diagnostic works (mobilization, diagnostics, DDK, and verification): no more than 90 days from the date of Contract signing.

4. Final report submission period: within 45 days after completion of the field works.

5. The Contractor should timely report to ATG about the work progress, as well as about any potential deviations from the approved schedule, including the reasons for such deviations and proposed corrective actions.

6. If it becomes necessary to change the deadlines for the work, the Contractor must previously coordinate such changes with ATG.

SECTION 13. REQUIREMENTS FOR THE SAFETY OF WORK AND PROVISION OF SERVICES, AND THEIR RESULTS

1. The manager of work shall report the plan and progress of the work every morning;

2. It is prohibited to conduct uncoordinated and unauthorized works.

3. Before starting work, all employees of the contractor shall undergo all necessary safety briefings and strictly follow the safety requirements of JV.

4. All the field specialists shall have overalls and boots, as well as all necessary PPE.

5. Contractor shall perform the work according to the legislation of the Republic of Uzbekistan, the rules of technical operation of main gas pipelines and other regulation documents adopted by JV "Asia Trans Gas" LLC.

6. In the course of the work, access of the Contractor's employees to the site of the technical inspection works shall be granted in accordance with the requirements of the Customer's regulations (availability of certificate on occupational health and safety, on fire safety and technical minimum, as well as a certificate of passing a medical examination and having no contraindications for gas-hazardous work, etc.).

SECTION 14. PROCEDURE FOR DELIVERY AND ACCEPTANCE OF THE RESULTS OF WORK AND SERVICES

1. Предоставить протоколы (качества оборудования, результатов замеров и т.д.), технические отчеты и другие документы, подтверждающие качество выполнения представленных подрядчиком услуг.
2. Предоставить исходные данные производимых замеров.
3. По окончании каждого этапа работ, Подрядчик должен представить детальный отчет о проделанных работах, выявленных недостатках и предложить порядок их решения. Данный отчет должен быть согласован и оформлен в соответствии с требованиями, принятыми в СП ООО «Asia Trans Gas».
4. Для каждого объекта и по каждому этапу работ должен оформляться отдельный отчет. Разрешается их компоновка и совмещение только при их согласовании с Заказчиком.
5. Все документы должны быть оформлены на двух языках: русском и английском.
6. Приемка выполненных услуг проводится техническими специалистами с оформлением соответствующего акта.
7. Фактическая оплата должна производиться по факту выполненных работ согласно акту выполненных работ.

РАЗДЕЛ 15. ГАРАНТИЯ НА УСЛУГИ

1. Подрядчик должен гарантировать качественное проведение работ. Все выведенные данные в итоговых отчетах должны быть обоснованы.
2. Гарантийный период на результаты выполненных работ составляет 24 месяца. Датой начала гарантийного периода считается дата подписания окончательного акта выполненных работ заказчиком.

РАЗДЕЛ 16. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ ПРЕДЛОЖЕНИЮ УЧАСТНИКА

Участники тендера должны представить подробное техническое предложение (без указания цен), включая, но не ограничиваясь:

1. Обзор проекта: Кратко опишите историю проекта, его цели и основные технические требования, продемонстрировав общее понимание проекта.
2. Техническое решение: Не допускается использование робототехнических средств для внутренней диагностики. Подробно опишите возможные технические пути, ключевые технологии и процессы, продемонстрировав технологический прогресс и осуществимость.
3. Организационная структура и персонал: перечислите структуру группы по реализации проекта, квалификацию, опыт и обязанности

1. Provide reports (on equipment quality, measurements and etc.), technical reports and other documents confirming the quality of services provided by the contractor.
2. Provide the initial data of the measurements.
3. At the end of each stage of work, the Contractor shall submit a detailed report on the work done, identified deficiencies and proposed solutions. This report shall be agreed upon and executed in accordance with requirements adopted by JV "Asia Trans Gas" LLC.
4. A separate report shall be prepared for each facility and for each stage of work. It is allowed to compose and combine them only if it is agreed with the Customer.
5. All documents shall be executed in two languages Russian and English.
6. Acceptance of executed services performed by technicians with appropriate check-act.
7. The actual payment shall be made upon the fact of the work performed in accordance with the act of work performed.

SECTION 15. SERVICE GUARANTEE

1. The contractor shall ensure that the work is carried out in a quality manner. All data output in final reports must be substantiated.
2. The warranty period for results of work performed is 24 months. The date of commencement of warranty period is the date of signing the final act of the work performed by customer.

SECTION 16. REQUIREMENT ON THE TECHNICAL PROPOSAL BY BIDDERS

Bidders must submit a detailed technical proposal (excluding price quotes), including but not limited to:

1. Project Overview: Briefly describe the project's background, objectives, and main technical requirements, demonstrating an overall understanding of the project.
2. Technical Solution: Internal inspection robots cannot be used. Describe in detail the feasible technical routes, key technologies, and processes, showcasing the technological advancement and feasibility.
3. Organizational Structure and Staffing: List the structure of the project implementation team, the

ключевых членов, продемонстрировав возможности по выполнению проекта. 4. График проекта: предоставьте четкий график, включая ключевые этапы и меры, отражающие системный характер управления проектом. 5. Меры по обеспечению качества: опишите систему контроля качества, методы тестирования и стандарты приемки, чтобы гарантировать соответствие проекта или продукта ожидаемым требованиям к качеству. 6. Меры по обеспечению безопасности и защите окружающей среды: объясните механизмы управления безопасностью и планы по защите окружающей среды во время строительства или реализации, обеспечивающие соблюдение нормативных требований и требований к объекту. 7. Другие вспомогательные материалы, такие как сертификаты квалификации компании, результаты реализации аналогичных проектов, патенты на технологии или инновационные достижения, для повышения достоверности технологии.	qualifications, experience, and responsibilities of key members, demonstrating execution capabilities. 4. Project Schedule: Provide a clear timeline, including key milestones and arrangements, reflecting the systematic nature of project management. 5. Quality Assurance Measures: Describe the quality control system, testing methods, and acceptance standards to ensure the project or product meets expected quality requirements. 6. Safety and Environmental Protection Measures: Explain the safety management mechanisms and environmental protection plans during construction or implementation, ensuring compliance with regulations and site requirements. 7. Other supporting materials, such as enterprise qualification certificates, similar project performance, technology patents or innovative achievements, to enhance the credibility of the technology.
---	---

Характеристики дефектов и характерных особенностей, определяемых детектором / Types of defects and features should be detected

- Наружный дефект / External defect
- Внутренний дефект / Internal defect
- Различные дефекты шва UT / The various welding defect
- Точка с повышенной твердостью / Hard spot
- Дефект холодной обработки / Cold processing defect
- Канавка и деформация / Groove and deformation
- Расслоение / Lamination
- Коррозия / Corrosion
- Трещины / Crack
- Потеря металла/Metal loss
- Трещина при расширении (по причине металлической коррозии) / Expansion crack area (metal corrosion related)

*Translated by Spartak Sadullaev /
Тереев Садуллаев Спартак
From Russian to English /
С Русского на Английский*






Технологическая обвязка ГКС участок газопровода/GCS station process diagram gas pipeline section:

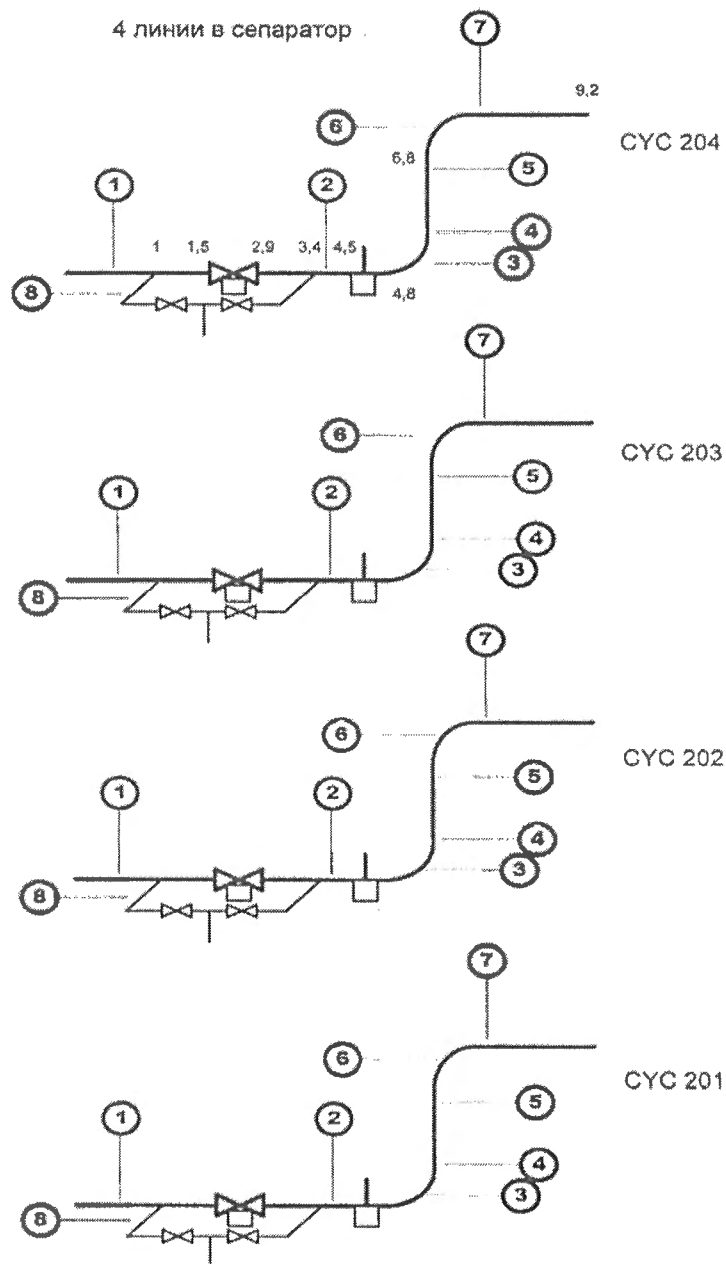
4 линии в сепаратор/4 lines into separator

Сведения о трубопроводе/Pipeline information
Краткая характеристика/Features

Труба стальная прямошовная/LSAW steel pipe
Наружный диаметр мм./External diameter, mm – 508
Толщина стенки, мм /WT, mm - 16.0
Протяжённость, м/Length, m - 25.6
Давление рабочее МПа /Work pressure, МРА - 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Участок/Section	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter, mm	Толщина стенки, мм/WT, mm	Марка стали/Grade
1	СУС 201-1	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
2	СУС 201-2	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
3	СУС 201-3	Отвод/Bend	508	22,0	X70
4	СУС 201-4	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
5	СУС 201-5	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
6	СУС 201-5	Отвод/Bend	508	22,0	X70
7	СУС 201-7	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
8	СУС 201-8	лин. уч-к/line	53	7,0	X70
9	СУС 201-1	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
10	СУС 201-2	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
11	СУС 201-3	Отвод/Bend	508	22,0	X70
12	СУС 201-4	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
13	СУС 201-5	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
14	СУС 201-5	Отвод/Bend	508	22,0	X70
15	СУС 201-7	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
16	СУС 201-8	лин. уч-к/line	53	7,0	X70
17	СУС 201-1	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
18	СУС 201-2	лин. уч-к/line	508	16,0	X70

№	Участок/Section	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter, mm	Толщина стенки, мм/WT, mm	Марка стали/Grade
19	CYC 201-3	Отвод/Bend	508	22,0	X70
20	CYC 201-4	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
21	CYC 201-5	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
22	CYC 201-5	Отвод/Bend	508	22,0	X70
23	CYC 201-7	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
24	CYC 201-8	лин. уч-к/line	53	7,0	X70
25	CYC 201-1	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
26	CYC 201-2	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
27	CYC 201-3	Отвод/Bend	508	22,0	X70
28	CYC 201-4	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
29	CYC 201-5	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
30	CYC 201-5	Отвод/Bend	508	22,0	X70
31	CYC 201-7	лин. уч-к/line	508	16,0	X70
32	CYC 201-8	лин. уч-к/line	53	7,0	X70



6 замерных и контрольных линий/6 metering and control lines

Сведения о трубопроводе/Pipeline information
Краткая характеристика/Features

Труба стальная прямошовная/LSAW steel pipe



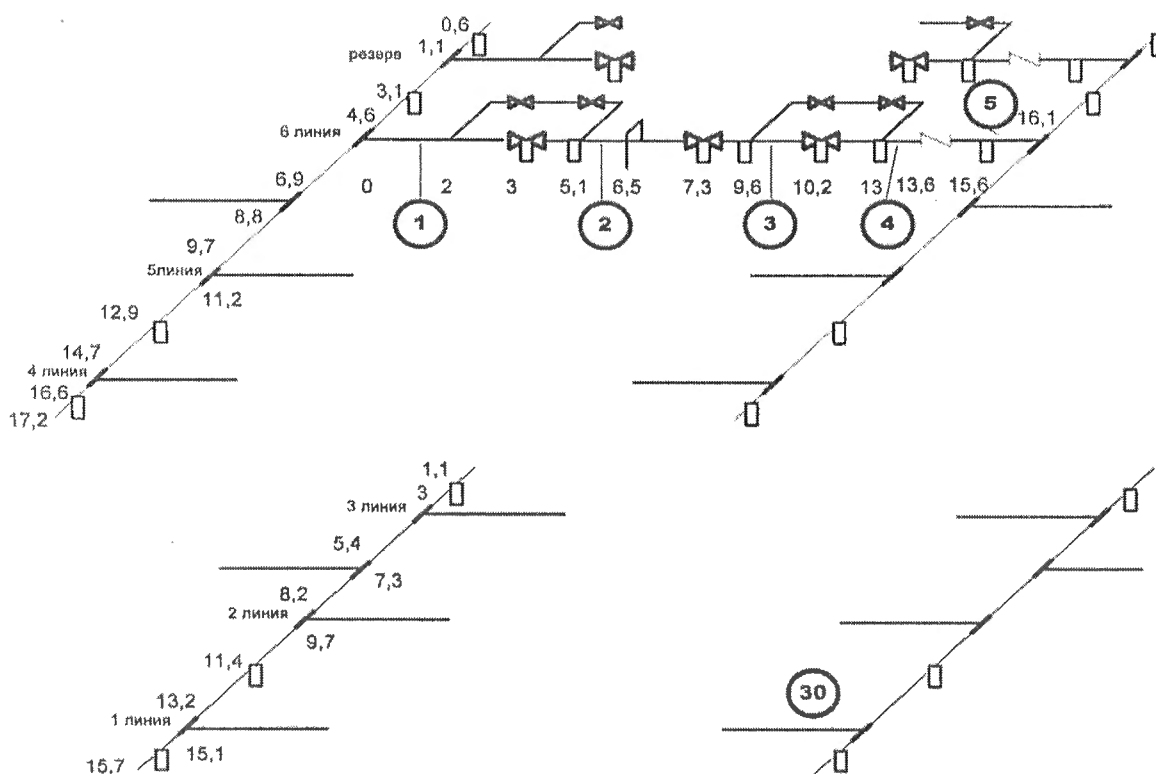
JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

Наружный диаметр мм./External diameter, mm – 406
Толщина стенки, мм /WT, mm – 14.0
Протяжённость, м/Length, m – 40.62
Давление рабочее МПа /Work pressure, МРА – 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date 2012

№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки, мм/WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
2	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
3	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
4	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
5	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
6	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
7	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
8	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
9	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
10	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
11	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
12	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
13	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
14	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
15	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
16	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
17	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
18	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
19	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
20	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
21	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
22	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
23	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
24	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
25	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
26	лин. уч-к/line	406	14,0	X70

№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки, мм/WT, mm	Марка стали/Grade
27	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
28	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
29	лин. уч-к/line	406	14,0	X70
30	лин. уч-к/line	406	14,0	X70

6 замерных и контрольных линий



11 линий воздухоохлаждения (до кранов АВО газа)/11 lines of air cooling (till air cooling valves).



Сведения о трубопроводе/Pipeline information
Краткая характеристика/Features

Труба стальная прямошовная/LSAW steel pipe
Наружный диаметр мм./External diameter, mm
Толщина стенки, мм/WT, mm
Протяжённость, м/Length, m
Давление рабочее мПа/Work pressure, MPa
Год ввода в эксплуатацию/Commission date

– 508
– 14.3
– 115.8
– 9.81
– 2012 г

	№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки, мм/WT, mm	Марка стали/Grade
1 линия / line	1	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
1 линия / line	2	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
1 линия / line	3	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
1 линия / line	4	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
1 линия / line	5	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
1 линия / line	6	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
1 линия / line	7	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
1 линия / line	8	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
1 линия / line	9	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
1 линия / line	10	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
2линия/line	1	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
2линия/line	2	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
2линия/line	3	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
2линия/line	4	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
2линия/line	5	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
2линия/line	6	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
2линия/line	7	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
2линия/line	8	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
2линия/line	9	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
2линия/line	10	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
3 линия/line	1	лин. уч-к/line	508	14.3	X70



JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

	№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки , мм/WT, mm	Марка стали/Grade
3 линия/line	2	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
3 линия/line	3	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
3 линия/line	4	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
3 линия/line	5	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
3 линия/line	6	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
3 линия/line	7	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
3 линия/line	8	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
3 линия/line	9	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
3 линия/line	10	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
4 линия/line	1	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
4 линия/line	2	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
4 линия/line	3	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
4 линия/line	4	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
4 линия/line	5	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
4 линия/line	6	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
4 линия/line	7	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
4 линия/line	8	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
4 линия/line	9	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
4 линия/line	10	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
5 линия/line	1	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
5 линия/line	2	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
5 линия/line	3	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
5 линия/line	4	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
5 линия/line	5	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
5 линия/line	6	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
5 линия/line	7	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
5 линия/line	8	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
5 линия/line	9	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70



JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

	№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки , мм/WT, mm	Марка стали/Grade
5 линия/line	10	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
6 линия/line	1	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
6 линия/line	2	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
6 линия/line	3	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
6 линия/line	4	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
6 линия/line	5	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
6 линия/line	6	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
6 линия/line	7	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
6 линия/line	8	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
6 линия/line	9	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
6 линия/line	10	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
7 линия/line	1	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
7 линия/line	2	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
7 линия/line	3	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
7 линия/line	4	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
7 линия/line	5	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
7 линия/line	6	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
7 линия/line	7	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
7 линия/line	8	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
7 линия/line	9	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
7 линия/line	10	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
8 линия/line	1	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
8 линия/line	2	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
8 линия/line	3	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
8 линия/line	4	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
8 линия/line	5	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
8 линия/line	6	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
8 линия/line	7	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70



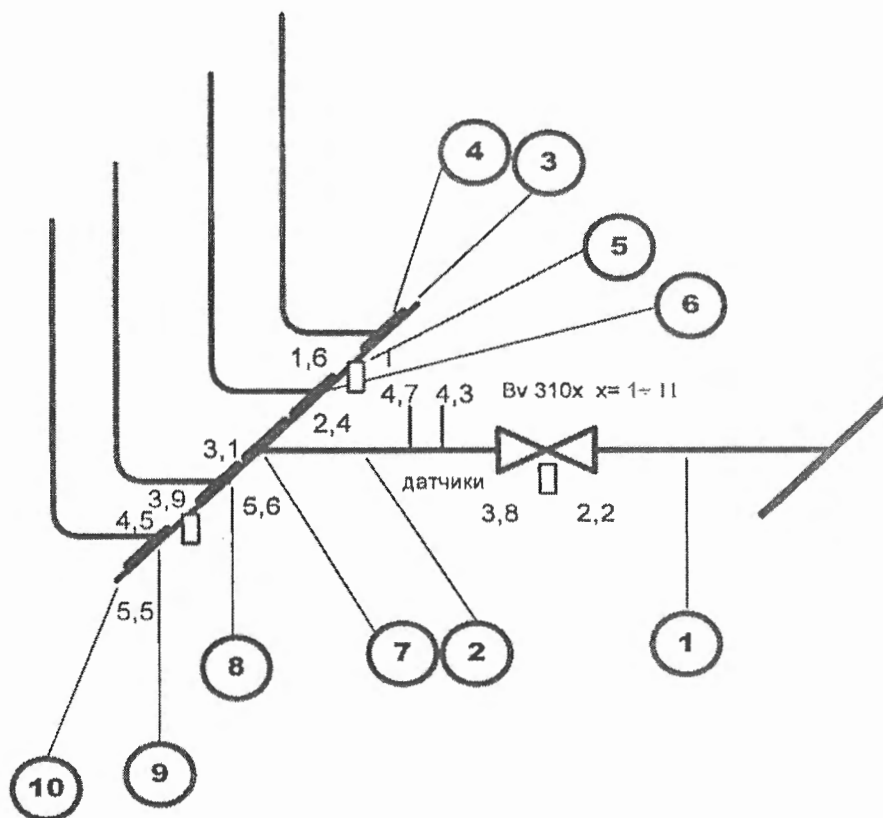


JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

	№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки , мм/WT, mm	Марка стали/Grade
8 линия/line	8	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
8 линия/line	9	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
8 линия/line	10	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
9 линия/line	1	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
9 линия/line	2	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
9 линия/line	3	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
9 линия/line	4	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
9 линия/line	5	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
9 линия/line	6	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
9 линия/line	7	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
9 линия/line	8	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
9 линия/line	9	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
9 линия/line	10	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
10 линия/line	1	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
10 линия/line	2	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
10 линия/line	3	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
10 линия/line	4	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
10 линия/line	5	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
10 линия/line	6	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
10 линия/line	7	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
10 линия/line	8	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
10 линия/line	9	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
10 линия/line	10	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
11 линия/line	1	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
11 линия/line	2	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
11 линия/line	3	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
11 линия/line	4	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
11 линия/line	5	лин. уч-к/line	508	14.3	X70

	№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки, мм/WT, mm	Марка стали/Grade
11 линия/line	6	Тройник/Tee joint	508	25.0	X70
11 линия/line	7	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
11 линия/line	8	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
11 линия/line	9	Тройник/Tee joint	508	21.0	X70
11 линия/line	10	лин. уч-к/line	508	14.3	X70

11 линий воздухоохлаждения



Участок газопровода : MOV4701 - MOV4702/Gas pipeline section: MOV4701-MOV4702

Сведения о трубопроводе/Pipeline information
 Краткая характеристика/Features

Труба стальная прямошовная/LSAW steel pipe

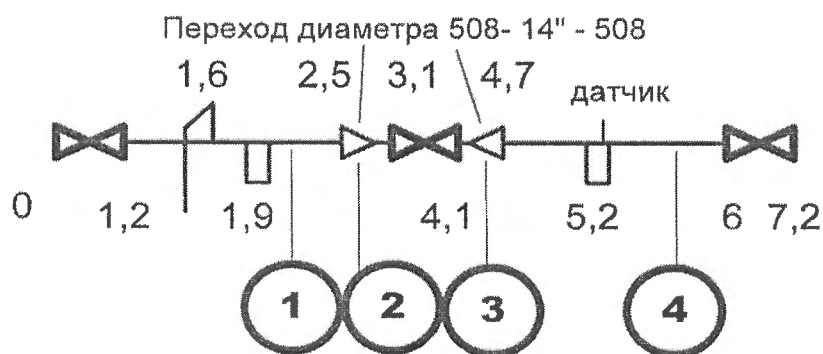
Наружный диаметр мм./External diameter, mm	– 508
Толщина стенки , мм/WT, mm	- 14.3
Протяжённость , м/Length, m	- 6
Давление рабочее мПа/Work pressure, MPa	- 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date	- 2012 г

№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки , мм/WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	508	15,7	X70
2	Переход/crossing	508	24,0	X70
3	Переход/crossing	508	24,0	X70
4	лин. уч-к/line	508	15,7	X70

MOV4701 – MOV4702

MOV4701

MOV4702



Участок газопровода : Антипомпажный выход 4-х компрессоров – входящий коллектор зоны сепарации/Gas pipeline section: Anti-surge outlet of 4 compressors – inlet collector of separator zone

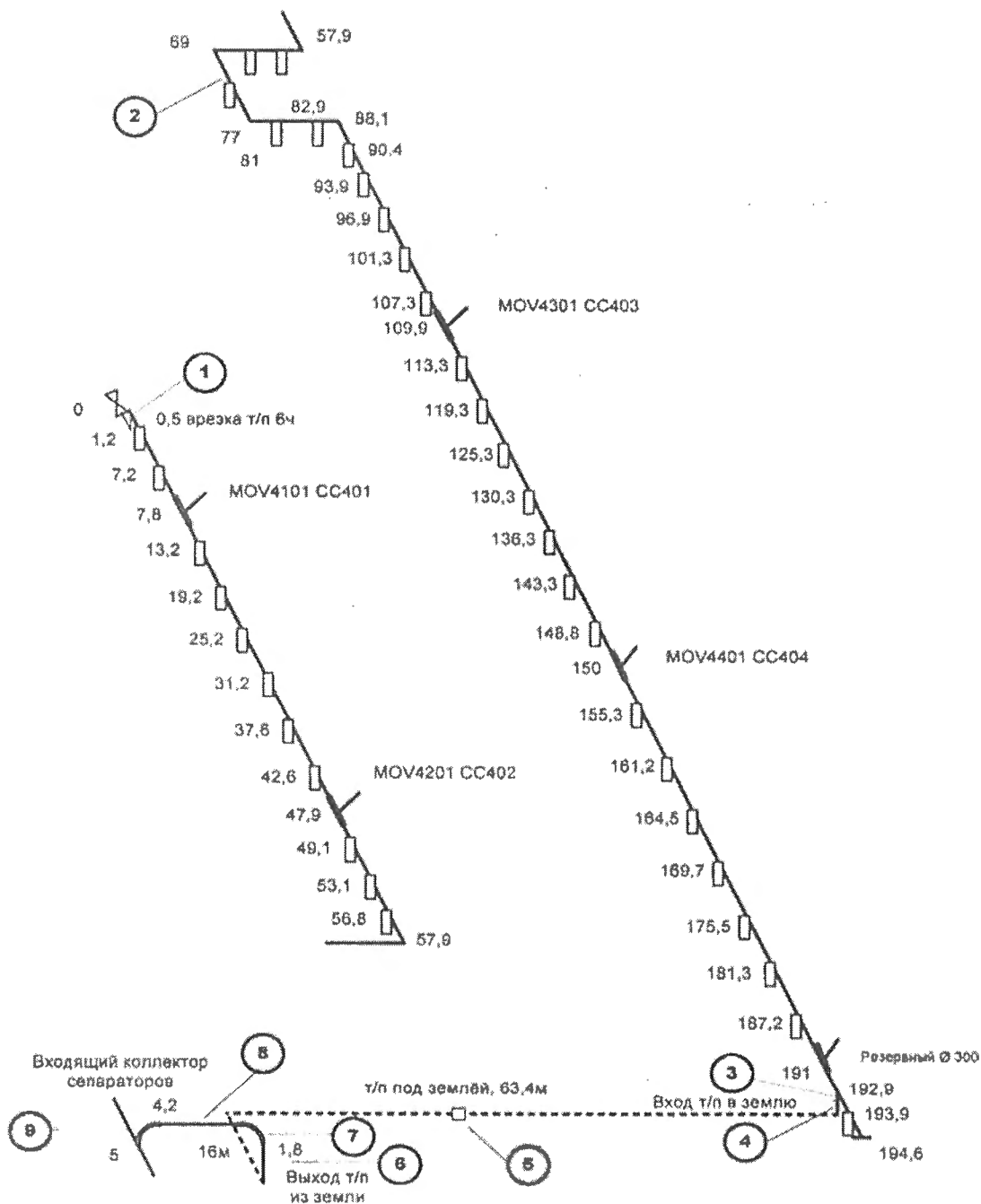
Сведения о трубопроводе/Pipeline information
 Краткая характеристика/Features



Труба стальная прямошовная/LSAW steel pipe
Наружный диаметр мм./External diameter, mm – 508
Толщина стенки, мм/WT, mm - 14.3
Протяжённость, м/Length, m - 282.8
Давление рабочее мПа/Work pressure, MPa - 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки, мм/WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	508	15,0	X70
2	Тройник/Tee-joint	508	21,0	X70
3	лин. уч-к/line	508	15,0	X70
4	лин. уч-к/line	508	15,0	X70
5	лин. уч-к/line	508	15,0	X70
6	лин. уч-к/line	508	15,0	X70
7	Отвод/bend	508	20.8	X70
8	лин. уч-к/line	508	15.0	X70
9	Отвод/bend	508	20.8	X70

Антипомпажный выход 4-х компрессоров - входящий
коллектор зоны сепарации





Участок газопровода : Входная линия 4 компрессоров (до входа в ГПА)/Gas pipeline:
Inlet line of 4 compressor (till the GPU inlet)

Сведения о трубопроводе/Pipeline information
Краткая характеристика/Features

Труба стальная прямошовная/LSAW steel pipe
Наружный диаметр мм./External diameter, mm – 508
Толщина стенки , мм/WT, mm - 14.3
Протяжённость , м/Length, m - 115.8
Давление рабочее мПа/Work pressure, MPa - 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

Компр.	№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки , мм/WT, mm	Марка стали/Grade
СС401	1	лин. уч-к/line	508	15,0	X70
СС401	2	Отвод/bend	508	21,0	X70
СС401	3	лин. уч-к/line	508	15,0	X70
СС401	4	Отвод/bend	508	21,0	X70
СС401	5	лин. уч-к/line	508	15,0	X70
СС401	6	Отвод/bend	508	21,0	X70
СС401	7	лин. уч-к/line	508	15.0	X70
СС401	8	лин. уч-к/line	508	15.0	X70
СС401	9	Отвод/bend	508	21.0	X70
СС401	10	Отвод/bend	508	21.0	X70
СС401	11	лин. уч-к/line	508	15.0	X70
СС401	12	Отвод/bend	508	21.0	X70
СС402	1	лин. уч-к/line	508	15,0	X70
СС402	2	Отвод/bend	508	21,0	X70
СС402	3	лин. уч-к/line	508	15,0	X70
СС402	4	Отвод/bend	508	21,0	X70
СС402	5	лин. уч-к/line	508	15,0	X70
СС402	6	Отвод/bend	508	21,0	X70



JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

Компр.	№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки , мм/WT, mm	Марка стали/Grade
СС402	7	лин. уч-к/line	508	15.0	X70
СС402	8	лин. уч-к/line	508	15.0	X70
СС402	9	Отвод/bend	508	21.0	X70
СС402	10	Отвод/bend	508	21.0	X70
СС402	11	лин. уч-к/line	508	15.0	X70
СС402	12	Отвод/bend	508	21.0	X70
СС403	1	лин. уч-к/line	508	15,0	X70
СС403	2	Отвод/bend	508	21,0	X70
СС403	3	лин. уч-к/line	508	15,0	X70
СС403	4	Отвод/bend	508	21,0	X70
СС403	5	лин. уч-к/line	508	15,0	X70
СС403	6	Отвод/bend	508	21,0	X70
СС403	7	лин. уч-к/line	508	15.0	X70
СС403	8	лин. уч-к/line	508	15.0	X70
СС403	9	Отвод/bend	508	21.0	X70
СС403	10	Отвод/bend	508	21.0	X70
СС403	11	лин. уч-к/line	508	15.0	X70
СС403	12	Отвод/bend	508	21.0	X70
СС404	1	лин. уч-к/line	508	15,0	X70
СС404	2	Отвод/bend	508	21,0	X70
СС404	3	лин. уч-к	508	15,0	X70
СС404	4	Отвод/bend	508	21,0	X70
СС404	5	лин. уч-к/line	508	15,0	X70
СС404	6	Отвод/bend	508	21,0	X70
СС404	7	лин. уч-к/line	508	15.0	X70
СС404	8	лин. уч-к/line	508	15.0	X70
СС404	9	Отвод/bend	508	21.0	X70
СС404	10	Отвод/bend	508	21.0	X70
СС404	11	лин. уч-к/line	508	15.0	X70

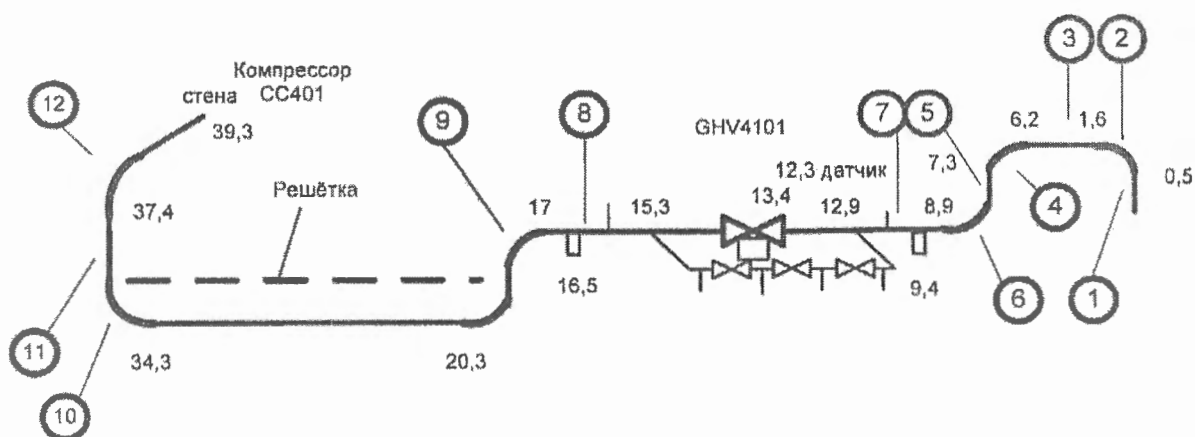


Official



Компр.	№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки, мм/WT, mm	Марка стали/Grade
CC404	12	Отвод/bend	508	21.0	X70

Входящая линия 4 компрессоров





Участок газопровода : Входящий коллектор зоны сепаратора/Gas pipeline section: Inlet collector of separator zone

Сведения о трубопроводе/Pipeline information
Краткая характеристика/Features

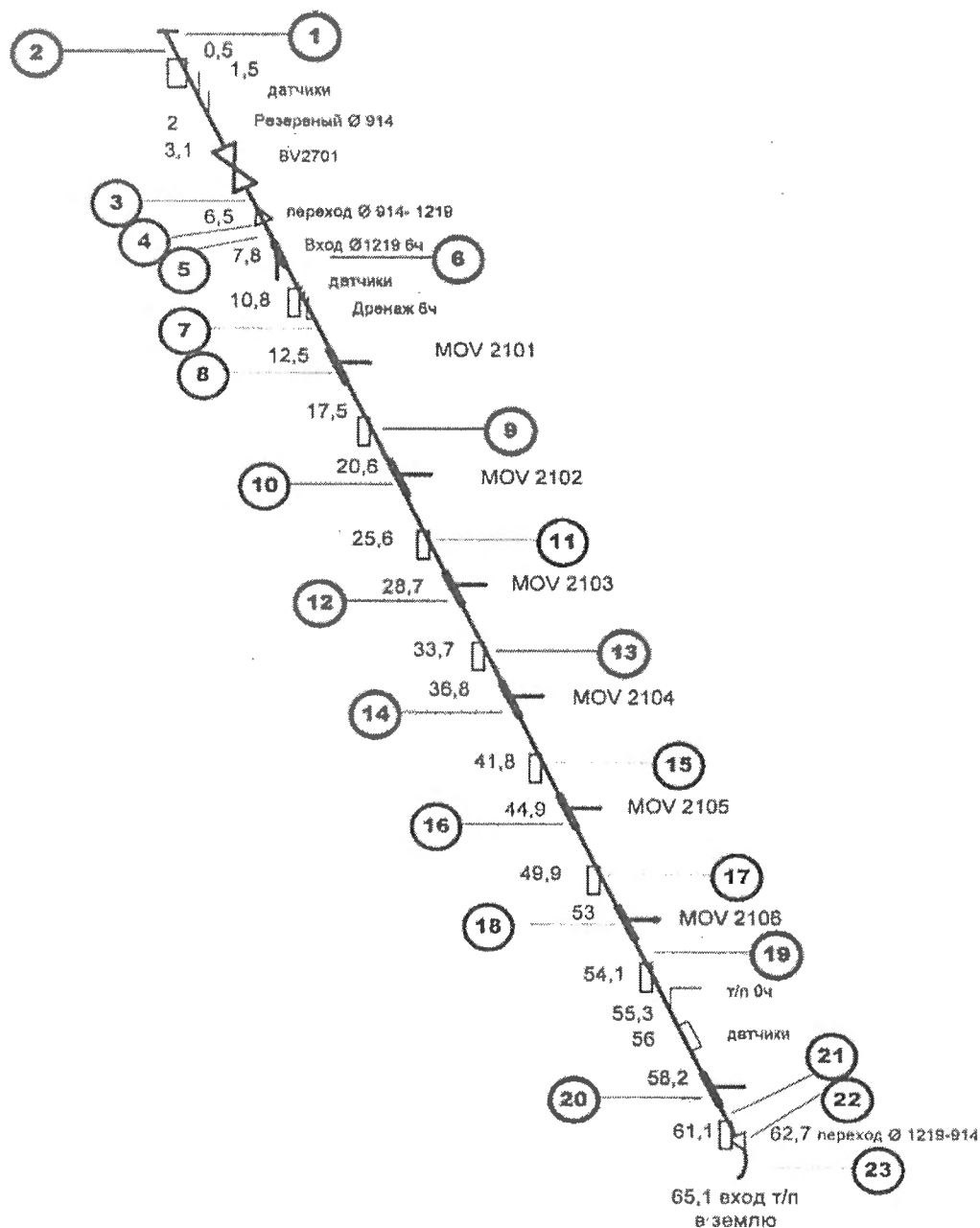
Труба стальная прямошовная/LSAW steel pipe
Наружный диаметр мм./External diameter, mm – 1219, 914
Толщина стенки , мм/WT, mm - 30.2, 25.4
Протяжённость , м/Length, m - 58
Давление рабочее МПа/Work pressure, MPa - 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки , мм/WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	914	26	X70
2	лин. уч-к/line	914	26	X70
3	лин. уч-к/line	914	26	X70
4	Переход/crossing	1219	41	X70
5	лин. уч-к/line	1219	30.9	X70
6	Тройник/Tee joint	1219	55.9	X70
7	лин. уч-к/line	1219	30.9	X70
8	Тройник/Tee joint	1219	55.9	X70
9	лин. уч-к/line	1219	30.9	X70
10	Тройник/Tee joint	1219	55.9	X70
11	лин. уч-к/line	1219	30.9	X70
12	Тройник/Tee joint	1219	55.9	X70
13	лин. уч-к/line	1219	30.9	X70
14	Тройник/Tee joint	1219	55.9	X70
15	лин. уч-к/line	1219	30.9	X70



№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки , мм/WT, mm	Марка стали/Grade
16	Тройник/Tee joint	1219	55.9	X70
17	лин. уч-к/line	1219	30.9	X70
18	Тройник/Tee joint	1219	55.9	X70
19	лин. уч-к/line	1219	30.9	X70
20	Тройник/Tee joint	1219	55.9	X70
21	лин. уч-к/line	1219	30.9	X70
22	Переход/crossing	1219	41.2	X70
23	Отвод/bend	914	40	X70

Входной коллектор зоны сепаратора



Участок газопровода : Входящий коллектор зоны фильтр сепарации до входящего коллектора компрессора/Gas pipeline section: Inlet collector of filter-separator zone to the inlet compressor collector

Сведения о трубопроводе/Pipeline information
Краткая характеристика/Features



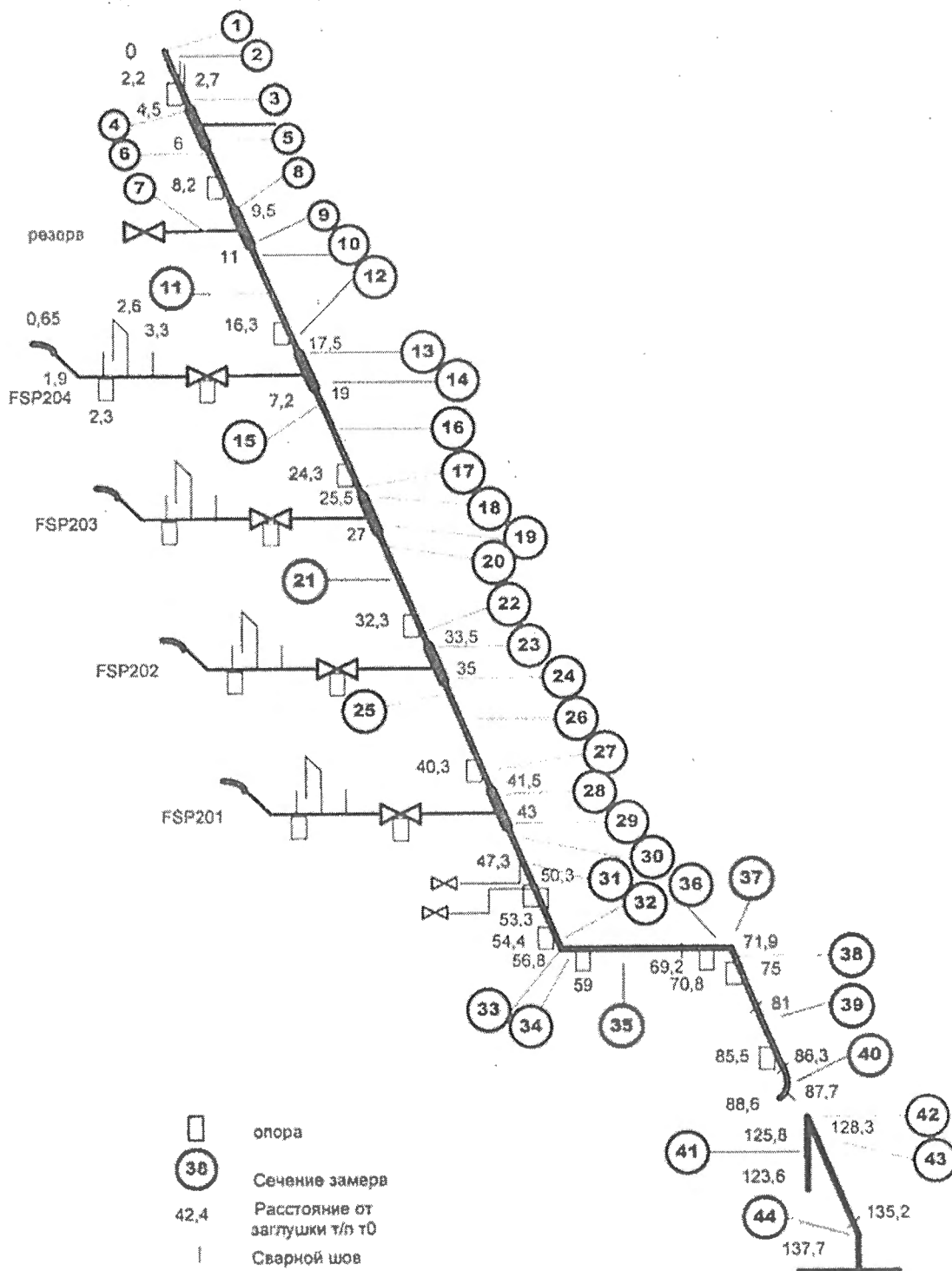
Труба стальная прямошовная/LSAW steel pipe
Наружный диаметр мм./External diameter, mm – 1067
Толщина стенки, мм/WT, mm - 25.4
Протяжённость, м/Length, m - 353.7
Давление рабочее мПа/Work pressure, MPa - 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки, мм/WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
2	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
3	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
4	Тройник/Tee joint	1067	46.6	X70
5	Тройник/Tee joint	1067	46.6	X70
6	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
7	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
8	Тройник/Tee joint	1067	46.6	X70
9	Тройник/Tee joint	1067	46.6	X70
10	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
11	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
12	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
13	Тройник/Tee joint	1067	46.6	X70
14	Тройник/Tee joint	1067	46.6	X70
15	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
16	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
17	Тройник/Tee joint	1067	46.6	X70
18	Тройник/Tee joint	1067	46.6	X70
19	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
20	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70



№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки, мм/WT, mm	Марка стали/Grade
21	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
22	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
23	Тройник/Tee joint	1067	46.6	X70
24	Тройник/Tee joint	1067	46.6	
25	лин. уч-к/line	1067	25.4	
26	лин. уч-к/line	1067	25.4	
27	лин. уч-к/line	1067	25.4	
28	Тройник/Tee joint	1067	46.6	
29	Тройник/Tee joint	1067	46.6	
30	лин. уч-к/line	1067	25.4	
31	лин. уч-к/line	1067	25.4	
32	лин. уч-к/line	1067	25.4	
33	Отвод/bend	1067	42.5	
34	лин. уч-к/line	1067	25.4	
35	лин. уч-к/line	1067	25.4	
36	лин. уч-к/line	1067	25.4	
37	Отвод/bend	1067	42.5	
38	лин. уч-к/line	1067	25.4	
39	лин. уч-к/line	1067	25.4	
40	Отвод/bend	1067	42.5	
41	лин. уч-к/line	1067	25.4	
42	Отвод/bend	1067	42.5	
43	лин. уч-к/line	1067	25.4	
44	Отвод/bend	1067	42.5	
45	лин. уч-к/line	1067	25.4	

Выходящий коллектор зоны фильтр-сепарации до входящего коллектора компрессора





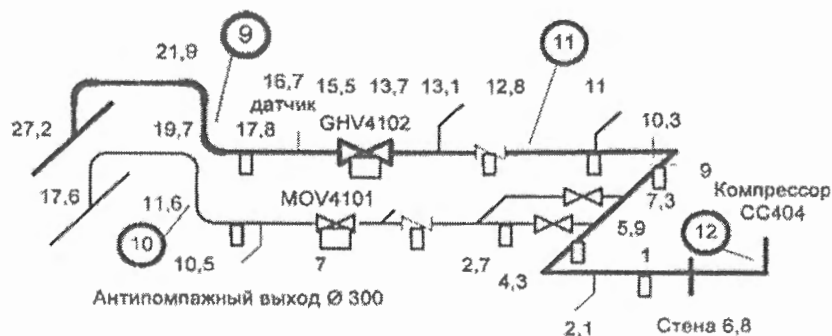
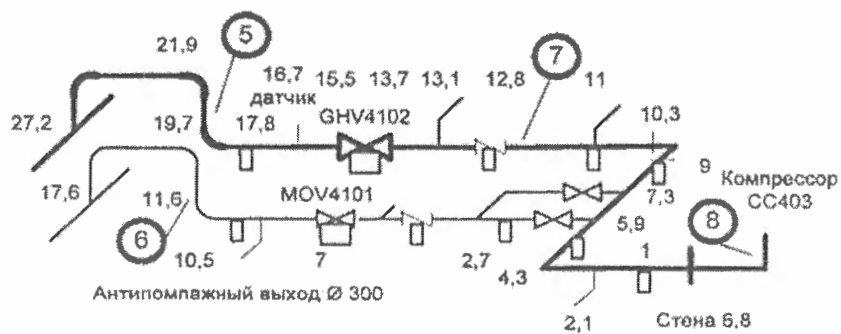
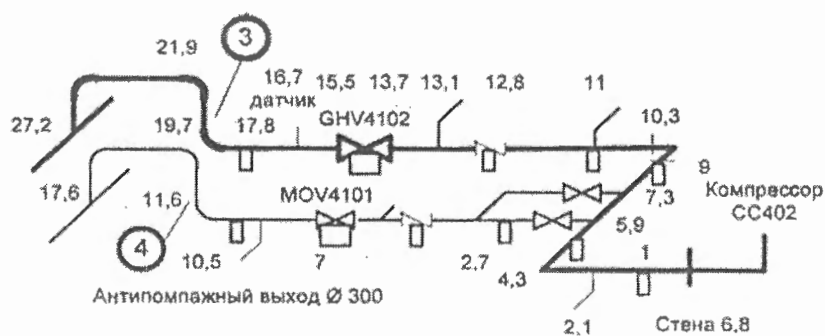
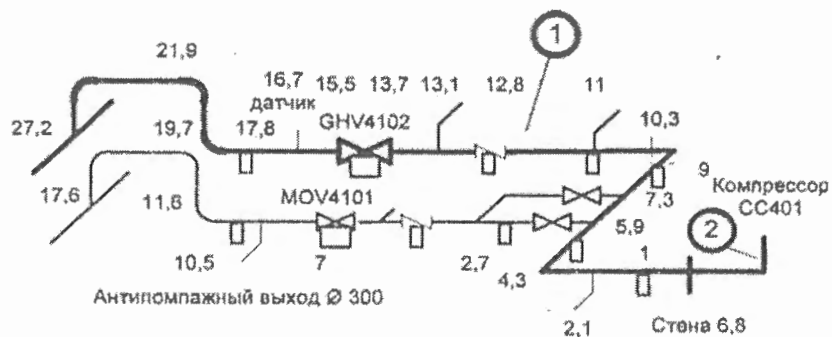
Участок газопровода : Входящая линия 4х компрессоров/Gas pipeline section: inlet line of
4 compressors

Сведения о трубопроводе/Pipeline information
Краткая характеристика/Features

Труба стальная прямошовная/LSAW steel pipe
Наружный диаметр мм./External diameter, mm – 508
Толщина стенки , мм/WT, mm - 14.3
Протяжённость , м/Length, m - 157.9
Давление рабочее мПа/Work pressure, МПа - 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки , мм/WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	508	15.7	X70
2	лин. уч-к/line	508	15.7	X70
3	Отвод/bend	508	21	X70
4	лин. уч-к/line	508	15.7	X70
5	лин. уч-к/line	508	15.7	X70
6	лин. уч-к/line	508	15.7	X70
7	Отвод/bend	508	21	X70
8	лин. уч-к/line	508	15.7	X70
9	Отвод/bend	508	21	X70
10	лин. уч-к/line	508	15.7	X70
11	лин. уч-к/line	508	15.7	X70
12	лин. уч-к/line	508	15.7	X70

Выходящая линия 4 компрессоров





Участок газопровода : Входящий коллектор (от кранов АВО газа) зоны воздухоохлаждения (включительно) – входящий коллектор контролирующий поток (включительно) / Gas pipeline section: Inlet collector (from Air cooling zone valves) of air cooling zone (including)- inlet collector flow control (including).

Сведения о трубопроводе/Pipeline information

Краткая характеристика/Features

Труба стальная прямошовная/LSAW steel pipe

Наружный диаметр мм./External diameter, mm

– 1067

Толщина стенки , мм/WT, mm

- 25.4

Протяжённость , м/Length, m

- 335.8

Давление рабочее мПа/Work pressure, MPa

- 9.81

Год ввода в эксплуатацию/Commission date

- 2012 г

	№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки , мм/WT, mm	Марка стали/Grade
Схема/Scheme 1	1	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	2	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	3	Тройник/Tee joint	1067	46.5	X70
Схема/Scheme 1	4	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	5	Тройник/Tee joint	1067	46.5	X70
Схема/Scheme 1	6	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	7	Тройник/Tee joint	1067	46.5	X70
Схема/Scheme 1	8	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	9	Тройник/Tee joint	1067	46.5	X70
Схема/Scheme 1	10	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	11	Тройник/Tee joint	1067	46.5	X70
Схема/Scheme 1	12	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	13	Тройник/Tee joint	1067	46.5	X70
Схема/Scheme 1	14	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	15	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70



	№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки, мм/WT, mm	Марка стали/Grade
Схема/Scheme 1	16	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	17	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	18	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	19	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	20	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	21	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	22	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	23	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	24	Тройник/Tee joint	1067	46.5	X70
Схема/Scheme 1	25	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	26	Тройник/Tee joint	1067	46	X70
Схема/Scheme 1	27	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	28	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	29	Тройник/Tee joint	1067	46.5	X70
Схема/Scheme 1	30	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	31	Отвод/bend	1067	36	X70
Схема/Scheme 1	32	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	33	Отвод/bend	1067	60	X70
Схема/Scheme 1	34	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	35	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	36	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	37	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	38	Отвод/bend	1067	36	X70
Схема/Scheme 1	39	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	40	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 1	41	Отвод/bend	1067	36	X70
Схема/Scheme 1	42	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70

Altair

4

	№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки , мм/WT, mm	Марка стали/Grade
Схема/Scheme 1	43	Тройник/Tee joint	1067	60	X70
Схема/Scheme 2	1	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	2	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	3	Отвод/bend	1067	36	X70
Схема/Scheme 2	4	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	5	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	6	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	7	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	8	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	9	Отвод/bend	1067	36	X70
Схема/Scheme 2	10	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	11	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	12	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	13	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	14	Тройник/Tee joint	1067	48	X70
Схема/Scheme 2	15	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	16	Тройник/Tee joint	1067	48	X70
Схема/Scheme 2	17	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	18	Тройник/Tee joint	1067	60	X70
Схема/Scheme 2	19	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	20	Тройник/Tee joint	1067	48	X70
Схема/Scheme 2	21	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	22	Тройник/Tee joint	1067	48	X70
Схема/Scheme 2	23	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	24	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	25	Тройник/Tee joint	1067	48	X70



JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

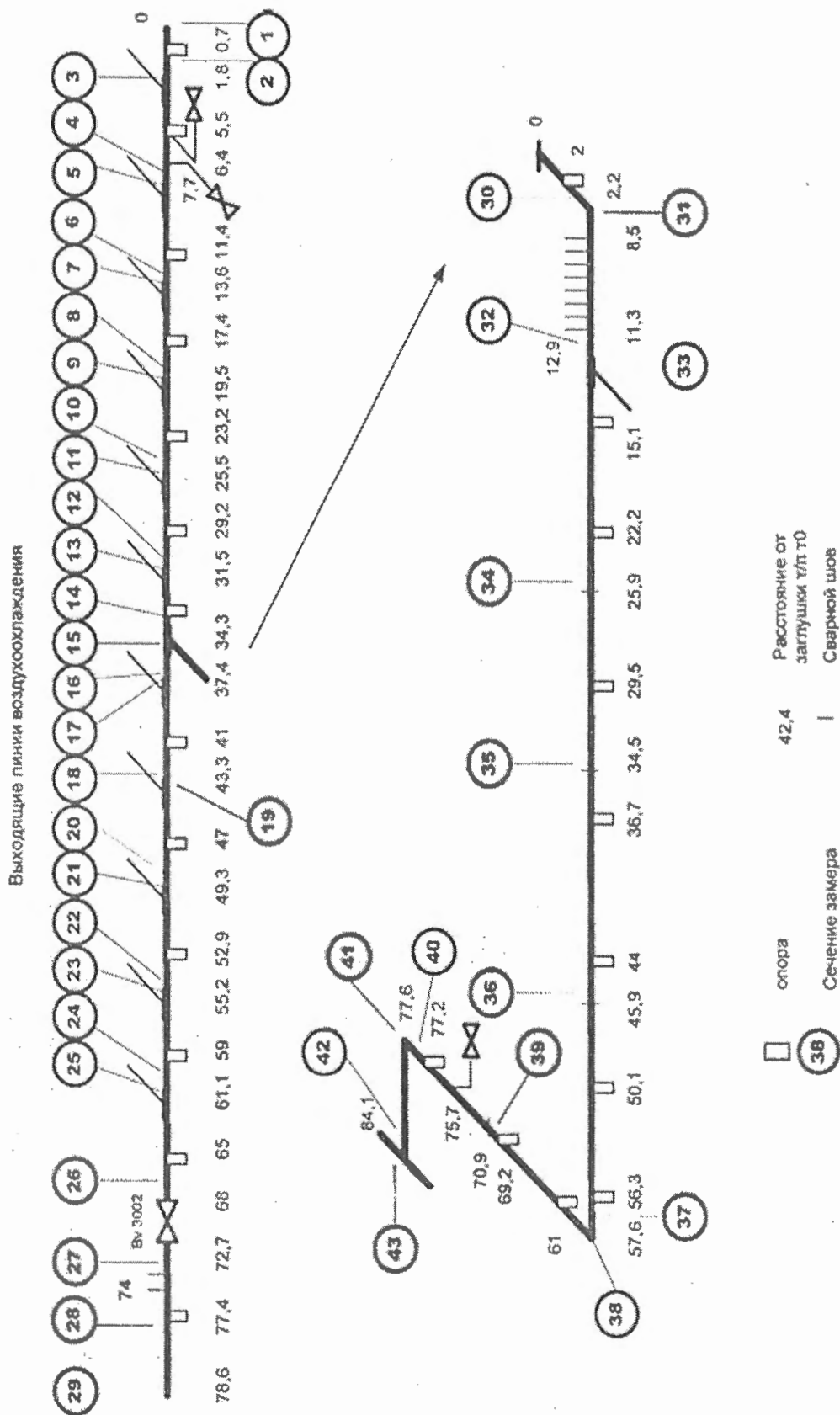
	№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки , мм/WT, mm	Марка стали/Grade
Схема/Scheme 2	26	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	27	Тройник/Tee joint	1067	60	X70
Схема/Scheme 2	28	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	29	Тройник/Tee joint	1067	48	X70
Схема/Scheme 2	30	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70
Схема/Scheme 2	31	Тройник/Tee joint	1067	48	X70
Схема/Scheme 2	32	лин. уч-к/line	1067	25.9	X70

Mark

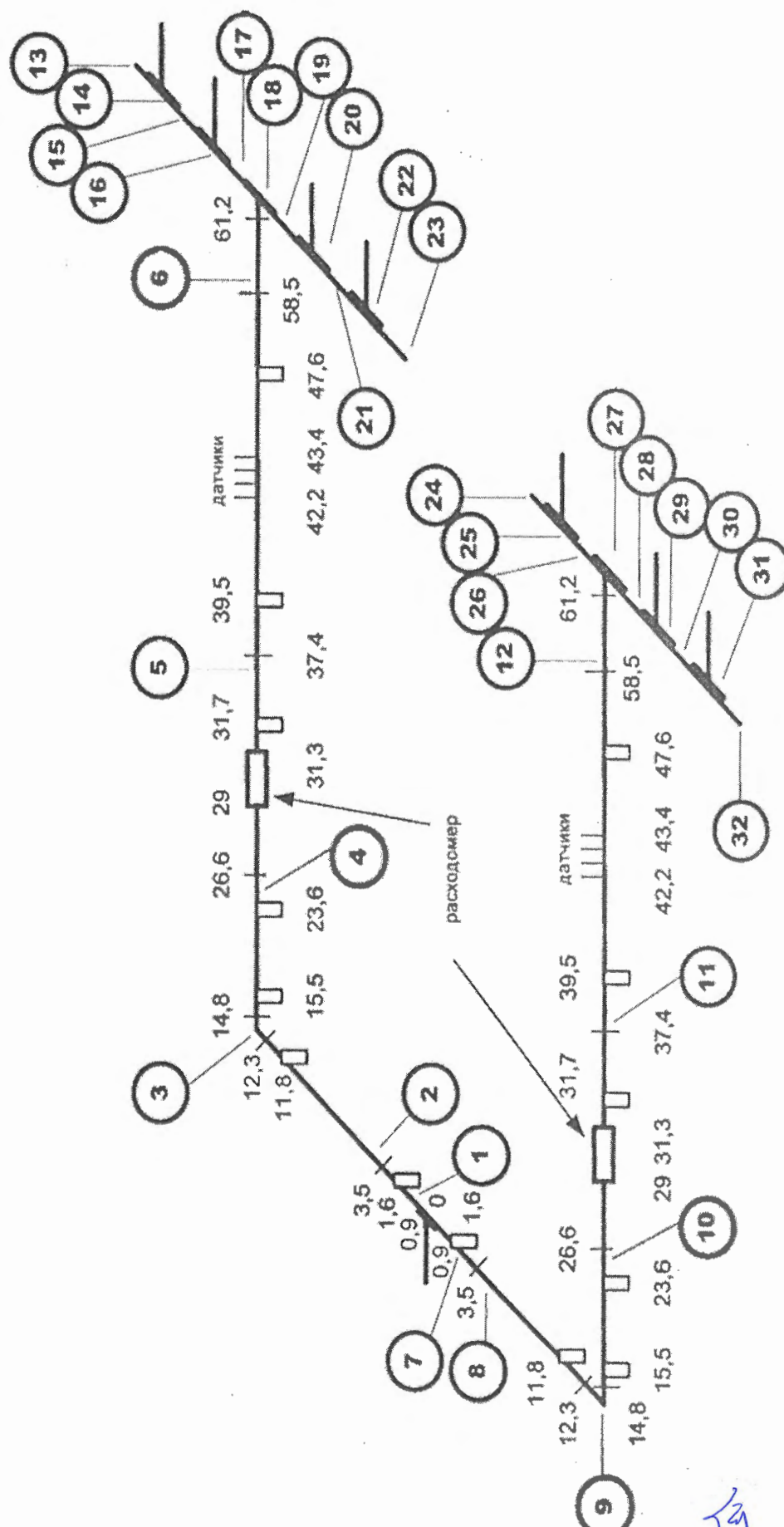
42

Схема 1

Выходящий коллектор зоны воздухоохлаждения - входящий коллектор контролирующей поток



Входящий коллектор контролирующей поток





Участок газопровода : Выходящий коллектор замерных и контрольных линий
(включительно) /Gas pipeline section: Outlet collector of metering and control lines
(including).

Сведения о трубопроводе/Pipeline information
Краткая характеристика/Features

Труба стальная прямошовная/LSAW steel pipe
Наружный диаметр мм./External diameter, mm - 1067
Толщина стенки , мм/WT, mm - 25.4
Протяжённость , м/Length, m - 85.14
Давление рабочее МПа/Work pressure, МПа - 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

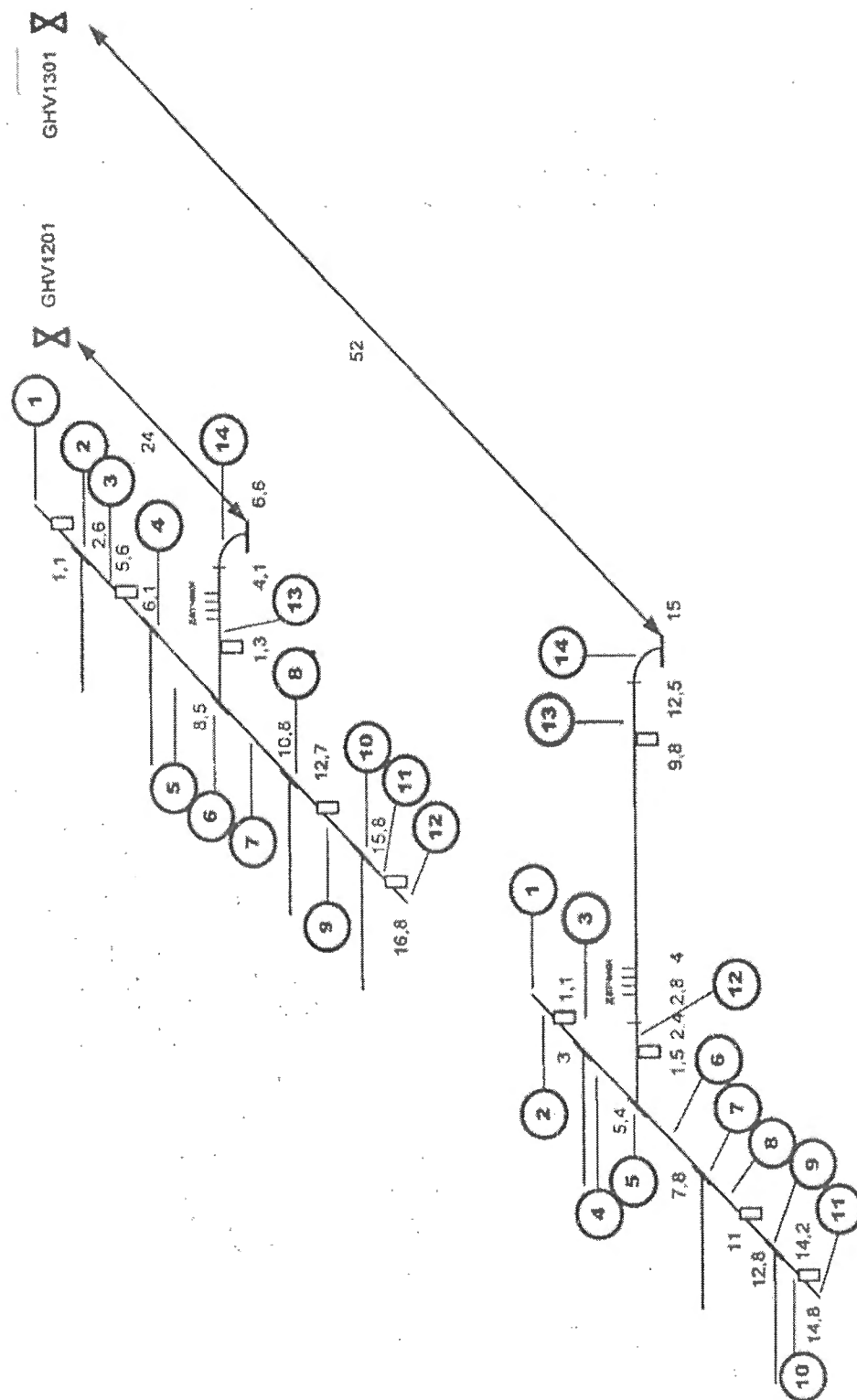
	№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки , мм/WT, mm	Марка стали/Grade
GHV1201	1	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
GHV1201	2	Тройник/Tee joint	1067	46	X70
GHV1201	3	лин. уч-к	1067	25.4	X70
GHV1201	4	Тройник/Tee joint	1067	46	X70
GHV1201	5	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
GHV1201	6	Тройник/Tee joint	1067	58	X70
GHV1201	7	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
GHV1201	8	Тройник/Tee joint	1067	46	X70
GHV1201	9	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
GHV1201	10	Тройник/Tee joint	1067	45.3	X70
GHV1201	11	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
GHV1201	12	Тройник/Tee joint	1067	40	X70
GHV1201	13	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
GHV1201	14	Отвод/bend	1067	40	X70
GHV1301	1	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70



JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

	№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки , мм/WT, mm	Марка стали/Grade
GHV1301	2	Тройник/Tee joint	1067	26.2	X70
GHV1301	3	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
GHV1301	4	Тройник/Tee joint	1067	26.2	X70
GHV1301	5	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
GHV1301	6	Тройник/Tee joint	1067	26.4	X70
GHV1301	7	лин. уч-к	1067	25.4	X70
GHV1301	8	Тройник/Tee joint	1067	26.2	X70
GHV1301	9	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
GHV1301	10	Тройник/Tee joint	1067	26.2	X70
GHV1301	11	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
GHV1301	12	Тройник/Tee joint	1067	26.2	X70
GHV1301	13	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
GHV1301	14	Отвод/bend	1067	37.5	X70

Выходящий коллектор замерных и контрольных линий





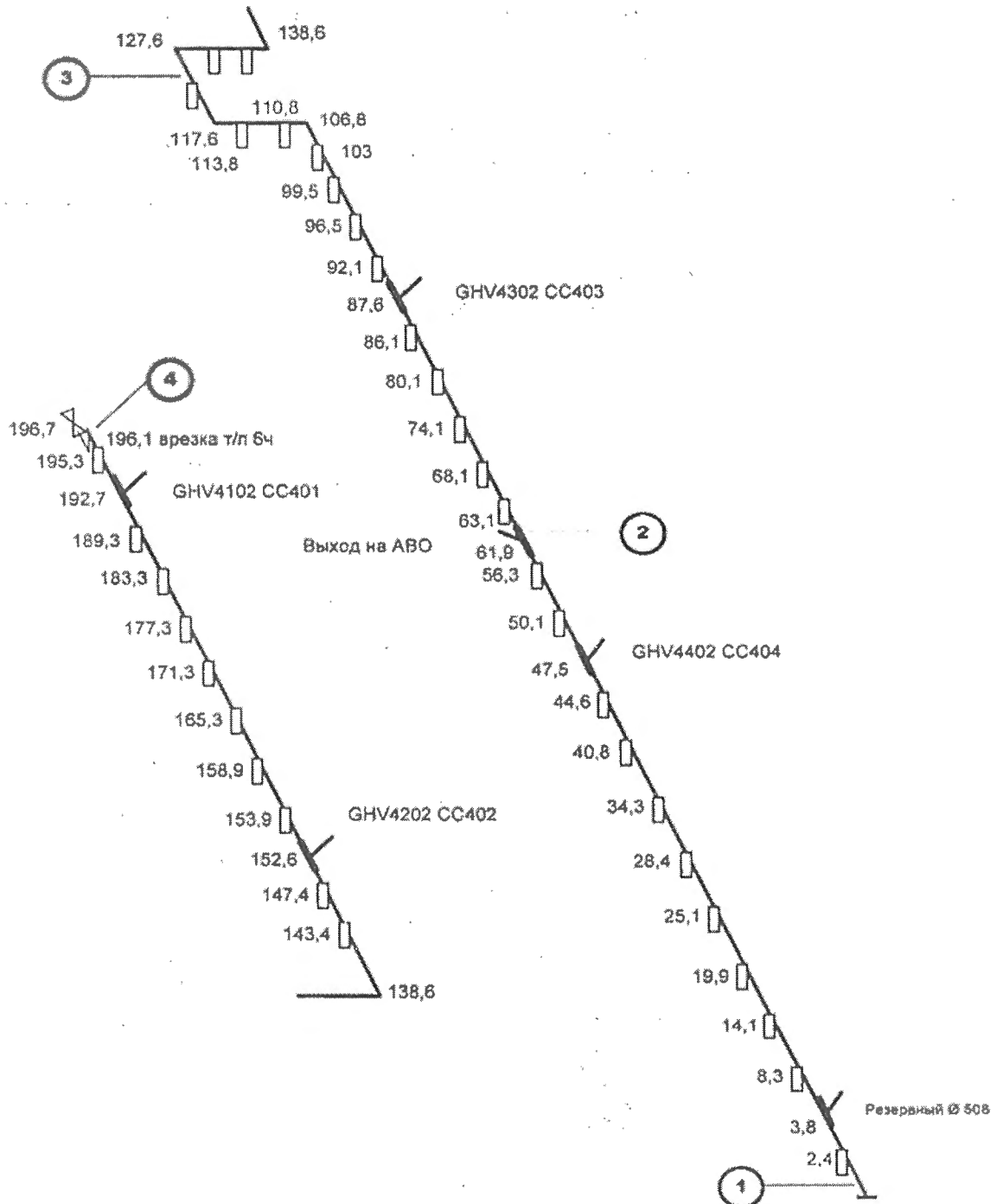
Участок газопровода : Выходящий коллектор компрессора (включительно) – входящий коллектор зоны воздухоохлаждения (включительно)/Gas pipeline section: Outlet compressor collector (including) – inlet collector of air cooling (including)

Сведения о трубопроводе/Pipeline information
Краткая характеристика/Features

Труба стальная прямошовная/LSAW steel pipe
Наружный диаметр мм./External diameter, mm – 1067
Толщина стенки , мм/WT, mm - 25.4
Протяжённость , м/Length, m - 367.8
Давление рабочее мПа/Work pressure, МПа - 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External Diameter	Толщина стенки , мм/WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
2	Тройник/Tee joint	1067	56.2	X70
3	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
4	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70

Выходящий коллектор компрессора - входящий коллектор
зоны воздухоохлаждения





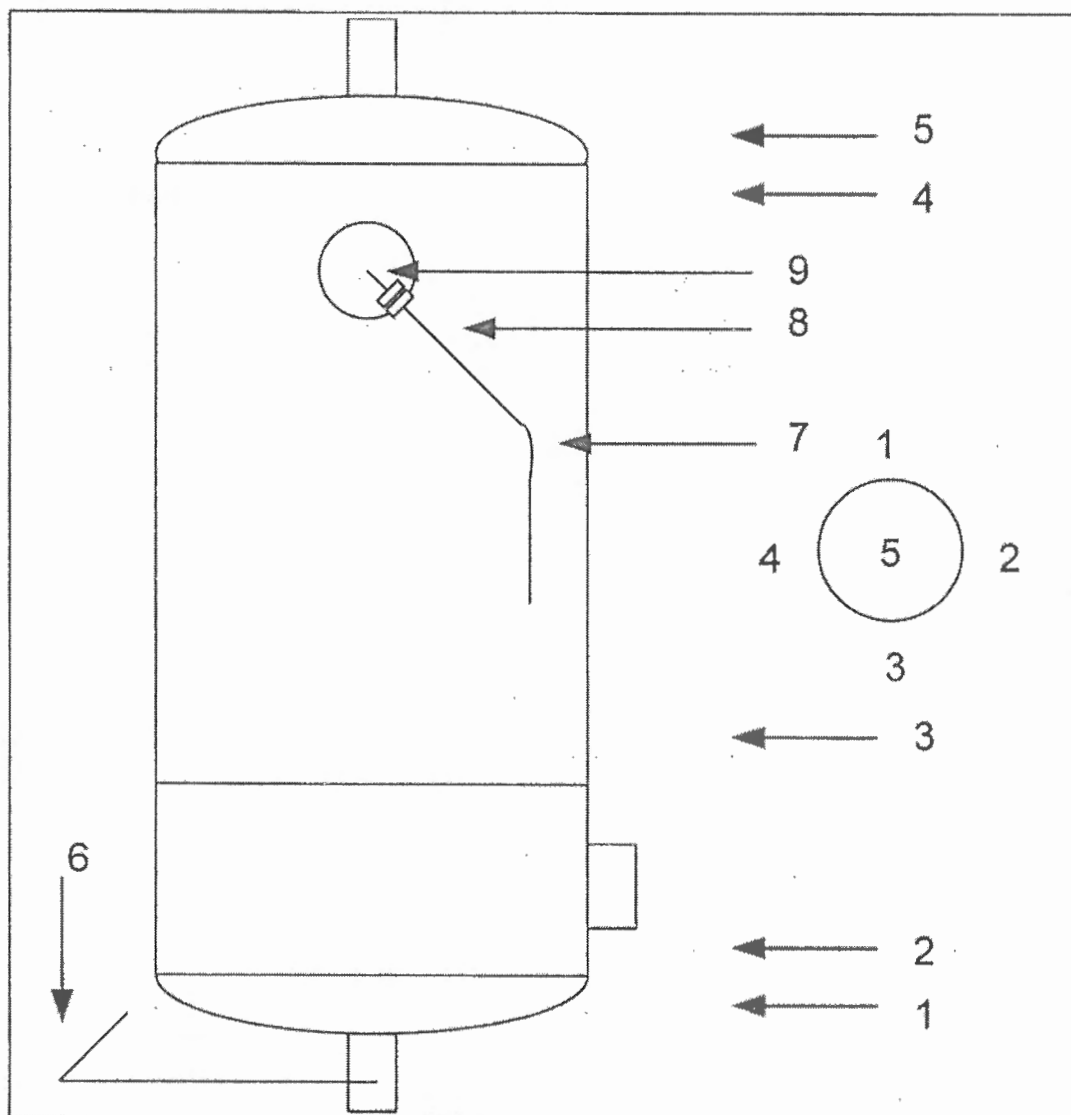
JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

**Участок газопровода : Сосуд, работающий под давлением циклонные сепараторы
CYC-201, CYC- 202, CYC- 203 , CYC- 204 установленный на GCS/Gas pipeline section:
Vessel under pressure, cyclone separators CYC-201, CYC- 202, CYC- 203 , CYC- 204 at GCS**

Сведения об основных элементах сосуда/Information about vessel elements

Диаметр мм/Diameter, mm. – 1400
Толщина стенки , мм /WT, mm - 60
Объем сосуда , м3/Vessel volume, m3 - 5.95
Протяжённость , м/Length, mm - 3.3
Давление сосуда/Vessel pressure:
- рабочее МПа/work MPa - 4.7
- расчётное МПа/designed MPa - 10
- пробное гидравлическое МПа/trial hydraulic MPa - 15
Способ установки сосуда/Type of installation - на опорах/on stand
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm
1	Днище/bottom	1400	60
2	Обечайка/Ring	1400	60
3	Обечайка/Ring	1400	60
4	Обечайка/Ring	1400	60
5	Днище/Bottom	1400	60
6	Патрубок/Branch pipe	500	7
7	Патрубок/Branch pipe	500	7
8	Патрубок/Branch pipe	500	7
9	Обечайка/Ring	1500	60





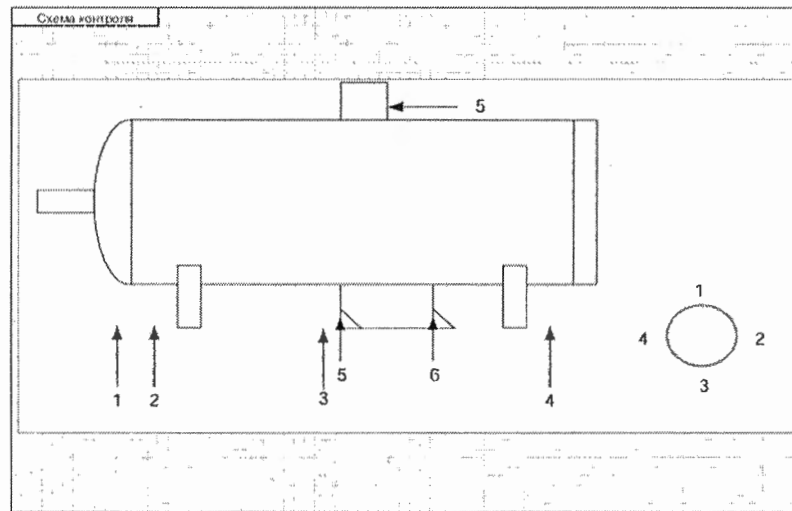
JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

Участок газопровода : Сосуд, работающий под давлением фильтр - сепараторы FSP-201, FSP - 202, FSP - 203 , FSP - 204 установленный на GCS/Gas pipeline section: Vessel under pressure – separators FSP-201, FSP - 202, FSP - 203 , FSP – 204 at GCS

Сведения об основных элементах сосуда/Information about vessel elements

Диаметр мм/Diameter, mm. – 1200
Толщина стенки , мм /WT, mm - 40
Объем сосуда , м3/Vessel volume, m3 - 3.9
Протяжённость , м/Length, mm - 3.3
Давление сосуда/Vessel pressure:
- рабочее МПа/work MPa - 9.81
- расчётное МПа/designed MPa - 12.26
- пробное гидравлическое МПа/trial hydraulic MPa - 15.45
Способ установки сосуда/Type of installation - на опорах/on stand
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External diameter, mm	Фактическое Толщина стенки , мм/Actual WT, mm
1	Днище/Bottom	1200	40
2	Обечайка/Ring	1200	40
3	Обечайка/Ring	1200	40
4	Днище/Bottom	1200	60
5	Патрубок/Branch pipe	50	7
6	Патрубок/Branch pipe	50	7



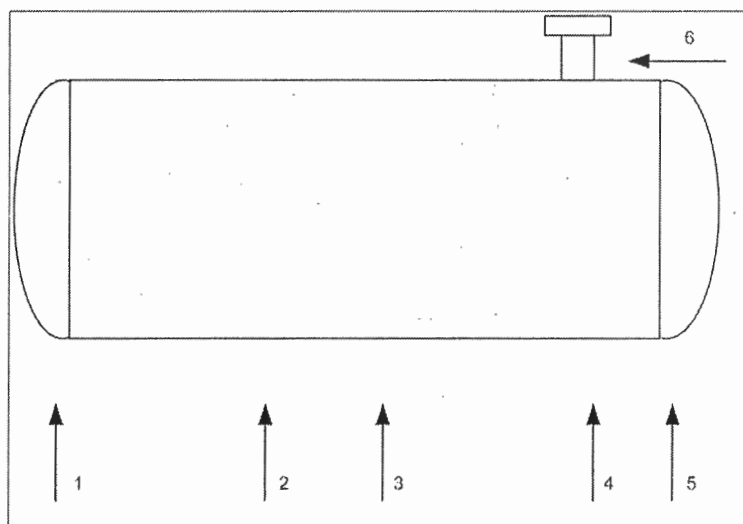
Участок газопровода : Сосуд, работающий под давлением , сливная ёмкость НБР
установленная на GCS/Gas pipeline section: Vessel under pressure, drain tank HBP installed
at GCS

Сведения об основных элементах сосуда/Information about vessel elements

Диаметр мм/Diameter, mm.	- 1600
Толщина стенки , мм /WT, mm	- 14
Объём сосуда , м3/Vessel volume, m3	- 11.2
Протяжённость , м/Length, mm	- 5
Давление сосуда/Vessel pressure:	
- рабочее Мпа/work МПа	- 1.7
- расчётное Мпа/defined МПа	- 2.4
- пробное гидравлическое Мпа/trial hydraulic МПа	- 2.4
Способ установки сосуда/Type of installation	- на опорах/on stand
Год ввода в эксплуатацию/Commission date	- 2012 г

№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External diameter, mm	Фактическое Толщина стенки , мм/Actual WT, mm
1	Днище/Bottom	1600	14
2	Обечайка/Ring	1600	14
3	Обечайка/Ring	1600	14
4	Обечайка/Ring	1600	14
5	Днище/bottom	1600	14

№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External diameter, mm	Фактическое Толщина стенки , мм/Actual WT, mm
6	Патрубок/branch pipe	500	14



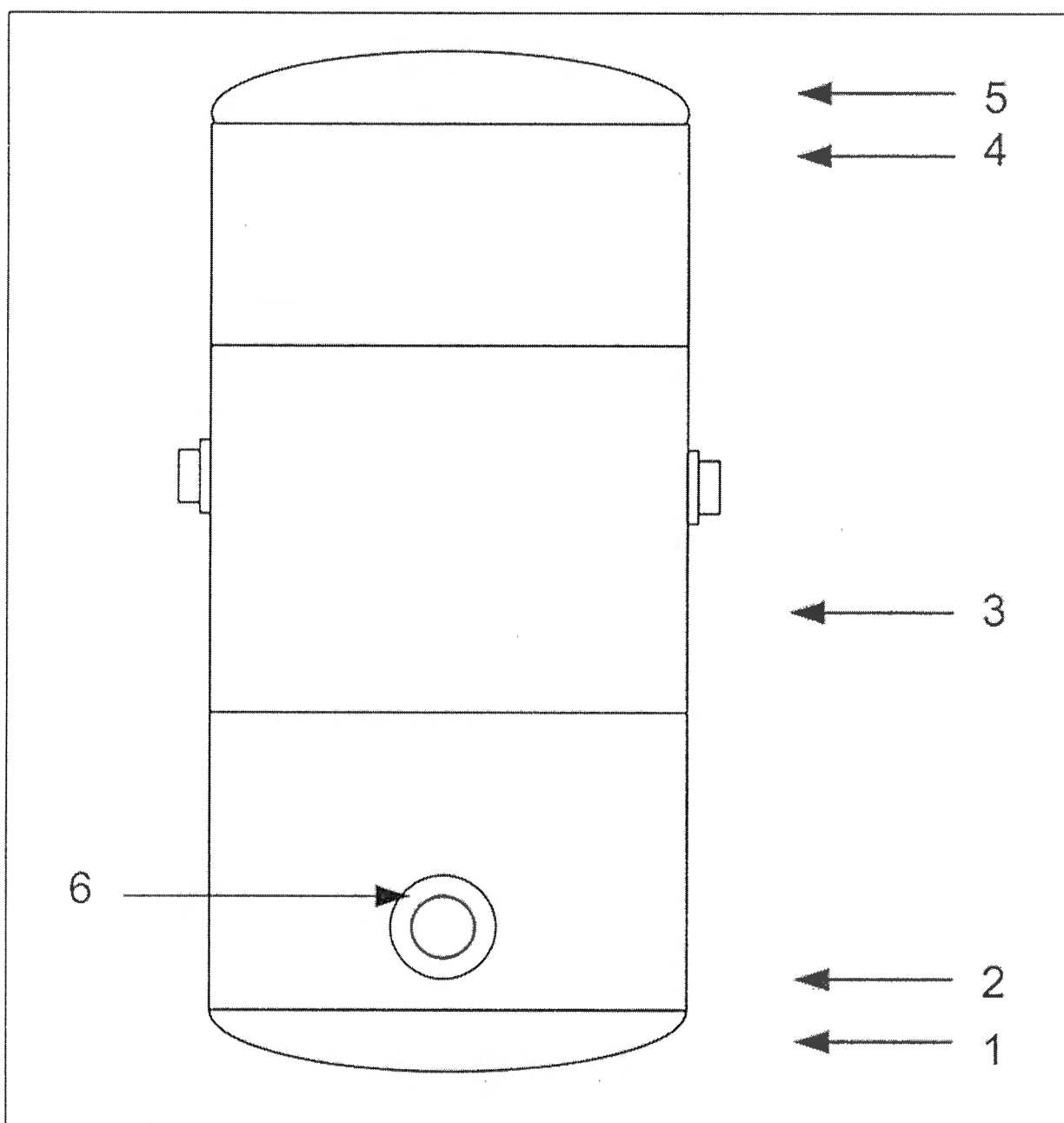
Участок газопровода : Сосуд, работающий под давлением, ресивер AST-101 и AST-102 установленный на GCS/Gas pipeline section: **Vessel under pressure, receiver AST-101 and AST-102 installed at GCS**

Сведения об основных элементах сосуда/Information about vessel elements

Диаметр мм/Diameter, mm.	- 2500
Толщина стенки , мм /WT, mm	- 18
Объём сосуда , м3/Vessel volume, m3	- 1.2
Протяжённость , м/Length, mm	- 5,2
Давление сосуда/Vessel pressure:	
- рабочее МПа/work MPa	- 1.3
- расчётное МПа/designed MPa	- 1.3
- пробное гидравлическое МПа/trial hydraulic MPa	- 1.62
Способ установки сосуда/Type of installation	- на опорах/on stand
Год ввода в эксплуатацию/Commission date	- 2012 г

№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External diameter, mm	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm
1	Днище/Bottom	2500	18

№	Характеристика участка/Section features	Наружный диаметр мм/External diameter, mm	Фактическая Толщина стенки, мм/Actual WT, mm
2	Обечайка/Ring	2500	18
3	Обечайка/Ring	2500	18
4	Обечайка/Ring	2500	18
5	Днище/Bottom	2500	18
6	Патрубок/Branch pipe	500	18





Технологическая обвязка КС-2/ВКС 2 Process diagram

Участок газопровода : 5 линий воздушного охлаждения до кранов АВО газа/Gas pipeline section: 5 lines of air cooling to Air Cooling vales

Сведения о трубопроводе
Краткая характеристика/Pipeline information
Features:

Труба стальная прямошовная/LSAW pipe
Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 508
Толщина стенки , мм /WT, mm - 14.3
Протяжённость , м/Length, m - 67.3
Давление рабочее мПа/Work pressure, МПа - 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
2	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
3	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
4	Тройник/Tee joint	508	33	X70
5	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
6	Тройник/Tee joint	508	33	X70
7	Тройник/Tee joint	508	33	X70
8	Тройник/Tee joint	508	33	X70
9	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
10	Тройник/Tee joint	508	33	X70
11	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
12	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
13	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
14	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
15	Тройник/Tee joint	508	33	X70
16	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
17	Тройник/Tee joint	508	33	X70
18	Тройник/Tee joint	508	33	X70



JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

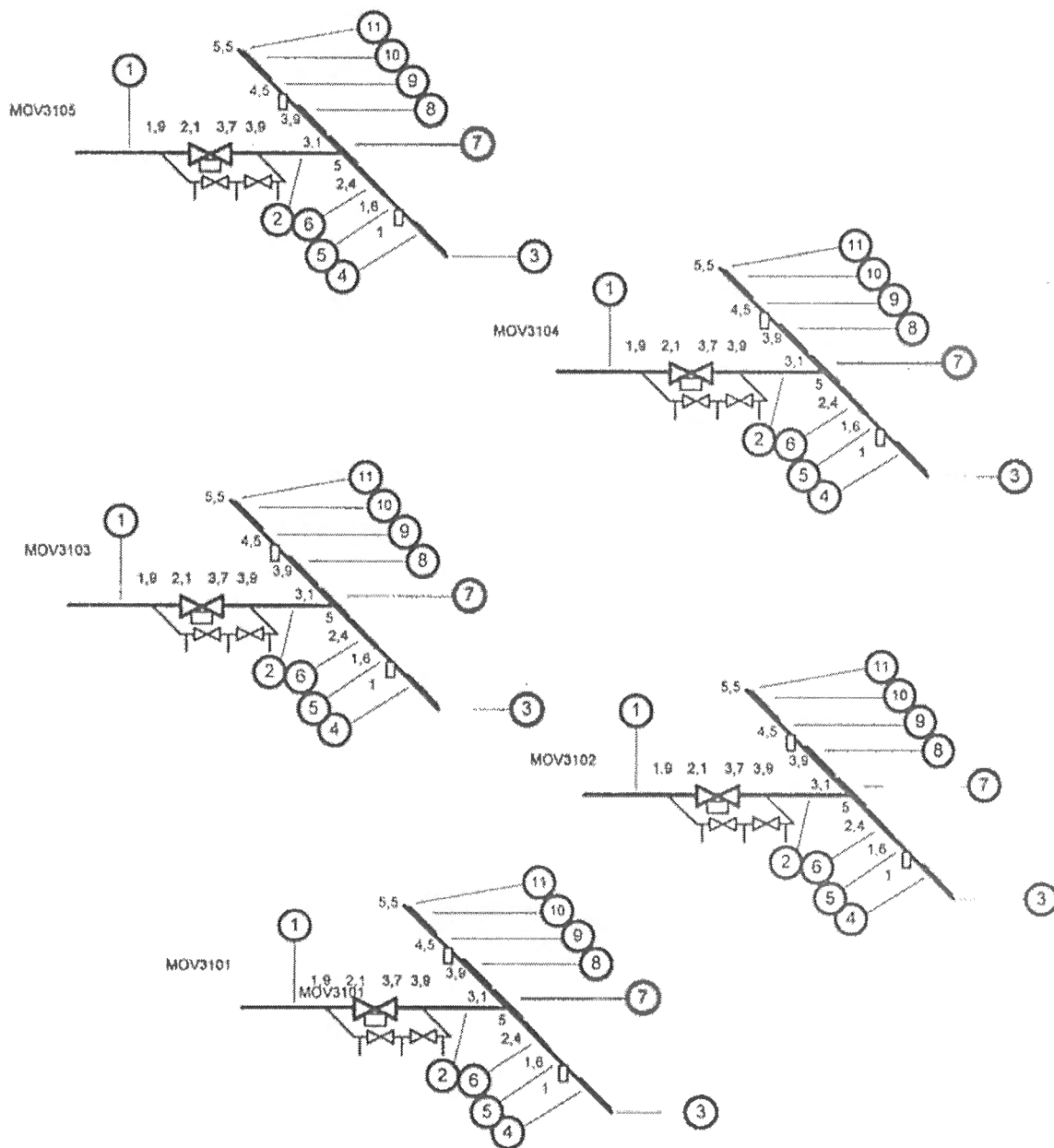
№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
19	Тройник/Tee joint	508	33	X70
20	лин. уч-к/line /line	508	14.3	X70
21	Тройник/Tee joint	508	33	X70
22	лин. уч-к/line /line	508	14.3	X70
23	лин. уч-к/line /line	508	14.3	X70
24	лин. уч-к/line /line	508	14.3	X70
25	лин. уч-к/line /line	508	14.3	X70
26	Тройник/Tee joint	508	33	X70
27	лин. уч-к/line /line	508	14.3	X70
28	Тройник/Tee joint	508	33	X70
29	Тройник/Tee joint	508	33	X70
30	Тройник/Tee joint	508	33	X70
31	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
32	Тройник/Tee joint	508	33	X70
33	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
34	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
35	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
36	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
37	Тройник/Tee joint	508	33	X70
38	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
39	Тройник/Tee joint	508	33	X70
40	Тройник/Tee joint	508	33	X70
41	Тройник/Tee joint	508	33	X70
42	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
43	Тройник/Tee joint	508	33	X70
44	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
45	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
46	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
47	лин. уч-к/line	508	14.3	X70



JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
48	Тройник/Tee joint	508	33	X70
49	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
50	Тройник/Tee joint	508	33	X70
51	Тройник/Tee joint	508	33	X70
52	Тройник/Tee joint	508	33	X70
53	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
54	Тройник/Tee	508	33	X70
55	лин. уч-к/line	508	14.3	X70

5 линий воздушного охлаждения до кранов АВО газа





Участок газопровода : 6 линий фильтрующих сепараторов /Gas pipeline
section: 6 lines of filter separators

Сведения о трубопроводе
Краткая характеристика/Pipeline information
Features:

Труба стальная прямошовная /LSAW pipe
Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm– 508
Толщина стенки , мм/WT, mm - 14.3
Протяжённость , м/Length, m - 168,5
Давление рабочее мПа/Work pressure, МПа - 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№		Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
1	CYC201	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
2	CYC201	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
3	CYC201	Отвод/bend	508	22	X70
4	CYC201	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
5	CYC201	Отвод/bend	508	22	X70
6	FSP201	Отвод/bend	508	22	X70
7	FSP201	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
8	FSP201	Отвод/bend	508	22	X70
9	FSP201	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
10	FSP201	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
11	CYC202	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
12	CYC202	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
13	CYC202	Отвод/bend	508	22	X70
14	CYC202	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
15	CYC202	Отвод/bend	508	22	X70
16	FSP202	Отвод/bend	508	22	X70
17	FSP202	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
18	FSP202	Отвод/bend	508	22	X70
19	FSP202	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
20	FSP202	лин. уч-к/line	508	14.3	X70



Handwritten signature



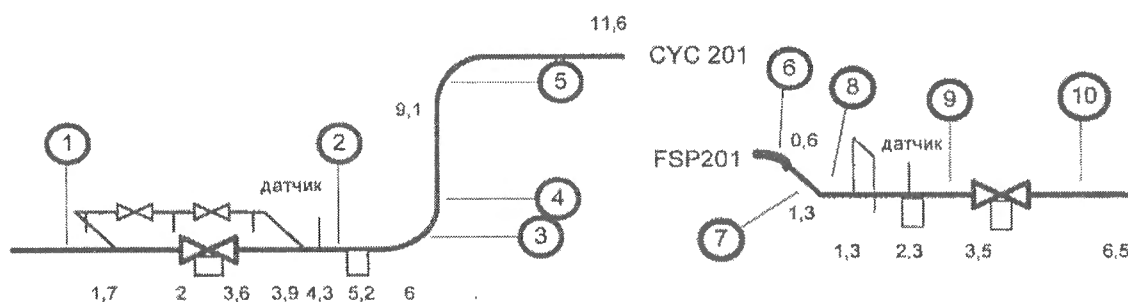
JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

№		Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
21	CYC203	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
22	CYC203	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
23	CYC203	Отвод/bend	508	22	X70
24	CYC203	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
25	CYC203	Отвод/bend	508	22	X70
26	FSP203	Отвод/bend	508	22	X70
27	FSP203	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
28	FSP203	Отвод/bend	508	22	X70
29	FSP203	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
30	FSP203	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
31	CYC204	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
32	CYC204	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
33	CYC204	Отвод/bend	508	22	X70
34	CYC204	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
35	CYC204	Отвод/bend	508	22	X70
36	FSP204	Отвод/bend	508	22	X70
37	FSP204	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
38	FSP204	Отвод/bend	508	22	X70
39	FSP204	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
40	FSP204	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
41	CYC205	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
42	CYC205	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
43	CYC205	Отвод/bend	508	22	X70
44	CYC205	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
45	CYC205	Отвод/bend	508	22	X70
46	FSP205	Отвод/bend	508	22	X70
47	FSP205	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
48	FSP205	Отвод/bend	508	22	X70
49	FSP205	лин. уч-к/line	508	14.3	X70



№		Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
50	FSP205	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
51	CYC206	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
52	CYC206	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
53	CYC206	Отвод/bend	508	22	X70
54	CYC206	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
55	CYC206	Отвод/bend	508	22	X70
56	FSP206	Отвод/bend	508	22	X70
57	FSP206	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
58	FSP206	Отвод/bend	508	22	X70
59	FSP206	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
60	FSP206	лин. уч-к/	508	14.3	X70

6 линий фильтрующих сепараторов



Участок газопровода : входной коллектор зоны воздушного охлаждения/Gas pipeline section: inlet collector of air cooling zone

Сведения о трубопроводе
Краткая характеристика/Pipeline information
Features:

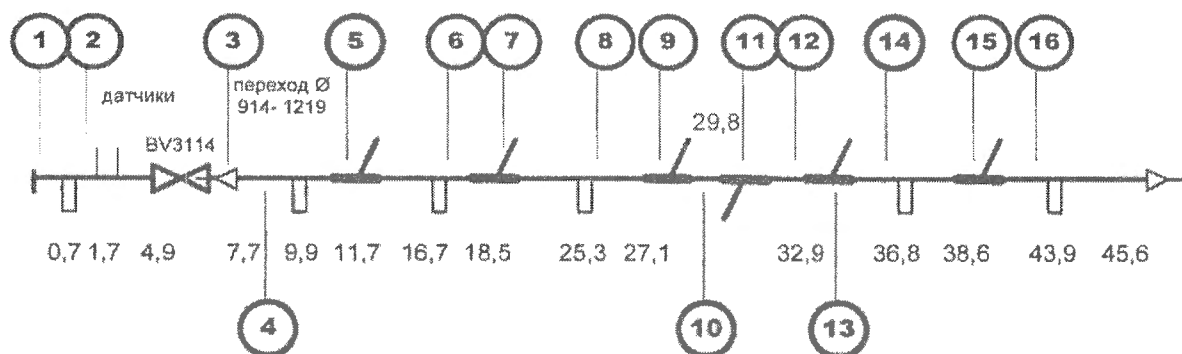
Труба стальная прямошовная/LSAW pipe
Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 1219



JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

Толщина стенки , мм /WT, mm - 30,2
Протяжённость , м/Length, m - 45,6
Давление рабочее МПа/Work pressure, MPa - 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	914	30.2	X70
2	лин. уч-к/line	914	30.2	X70
3	переход	1219	42	X70
4	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
5	Тройник/Tee joint	1219	57	X70
6	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
7	Тройник/Tee joint	1219	57	X70
8	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
9	Тройник/Tee joint	1219	57	X70
10	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
11	Тройник/Tee joint	1219	57	X70
12	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
13	Тройник/Tee joint	1219	57	X70
14	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
15	Тройник/Tee joint	1219	57	X70
16	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70





Участок газопровода: входной коллектор компрессора/Gas pipeline section:
inlet compressor collector

Сведения о трубопроводе
Краткая характеристика/Pipeline information
Features:

Труба стальная прямошовная/LSAW pipe
Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 1219
Толщина стенки, мм /WT, mm - 30.2
Протяжённость, м/Length, m - 116.1
Давление рабочее мПа/Work pressure, MPa - 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки, мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	914	30.2	X70
2	лин. уч-к/line	914	30.2	X70
3	лин. уч-к/line	914	30.2	X70
4	переход	1219	42	X70
5	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
6	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
7	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
8	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
9	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
10	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
11	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
12	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
13	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
14	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
15	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
16	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
17	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
18	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
19	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
20	Тройник/Tee joint	1219	60	X70

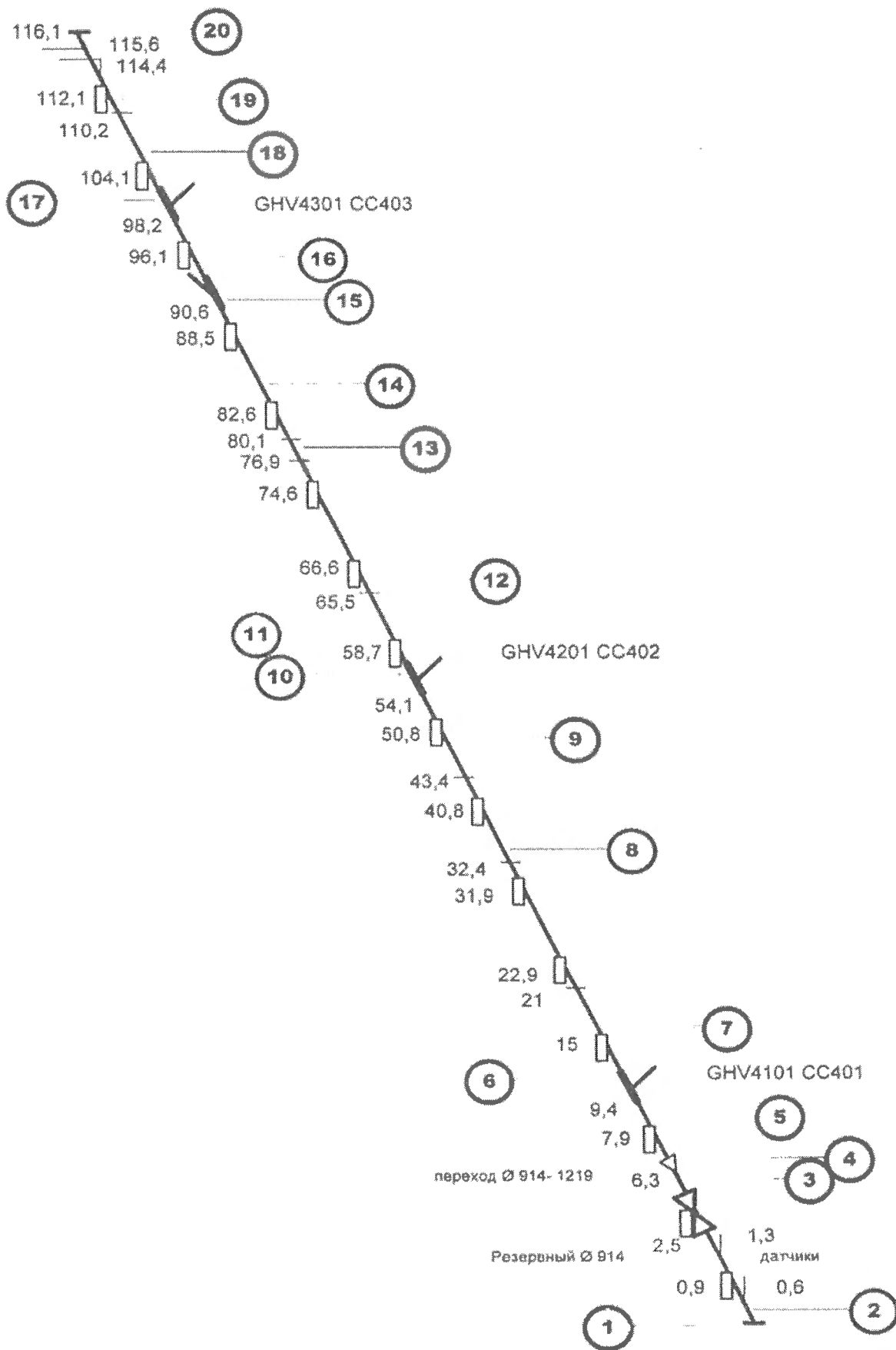


JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

Atkovic

Lo

Входной коллектор компрессора





Участок газопровода: входные линии 3-х GE компрессоров/Gas pipeline section: inlet lines of 3 GE compressors

Сведения о трубопроводе
Краткая характеристика/Pipeline information
Features:

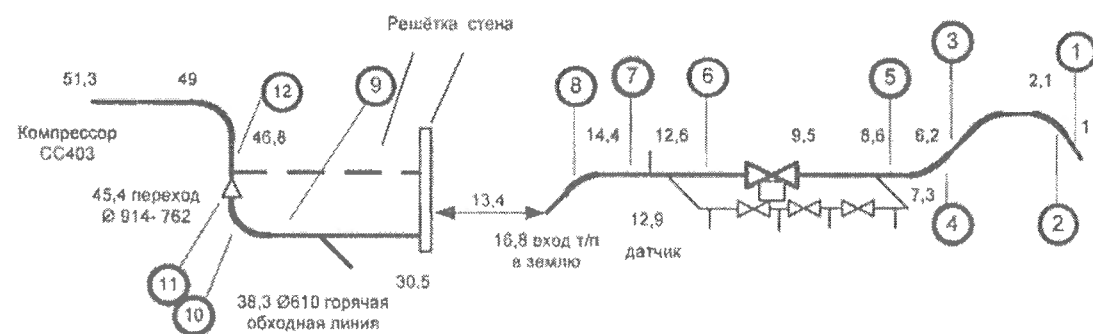
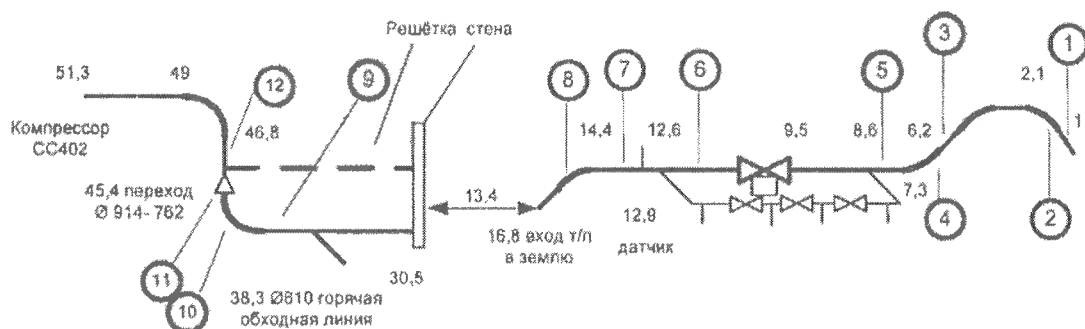
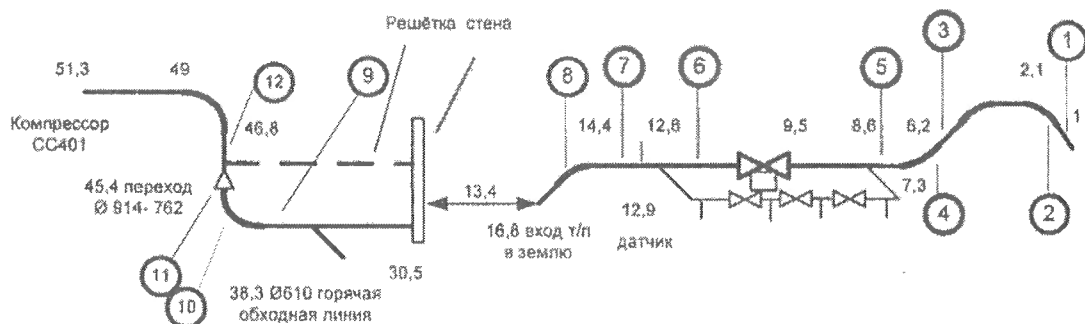
Труба стальная прямошовная/LSAW pipe
Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 914, 762
Толщина стенки, мм /WT, mm – 25.4, 22.2
Протяжённость, м/Length, m – 153.9
Протяжённость наземная, м/ground length, m – 68.1
Давление рабочее МПа – 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date – 2012 г

	№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки, мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
СС401	1	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
СС401	2	отвод	914	37	X70
СС401	3	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
СС401	4	отвод	914	37	X70
СС401	5	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
СС401	6	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
СС401	7	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
СС401	8	отвод	914	37	X70
СС401	9	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
СС401	10	отвод	914	37	X70
СС401	11	переход	762	22.2	X70
СС401	12	лин. уч-к/line	762	22.2	X70
СС402	1	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
СС402	2	отвод	914	37	X70
СС402	3	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
СС402	4	отвод	914	37	X70
СС402	5	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
СС402	6	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
СС402	7	лин. уч-к/line	914	25.4	X70



	№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
CC402	8	отвод	914	37	X70
CC402	9	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
CC402	10	отвод	914	37	X70
CC402	11	переход	762	22.2	X70
CC402	12	лин. уч-к/line	762	22.2	X70
CC403	1	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
CC403	2	отвод	914	37	X70
CC403	3	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
CC403	4	отвод	914	37	X70
CC403	5	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
CC403	6	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
CC403	7	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
CC403	8	отвод	914	37	X70
CC403	9	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
CC403	10	отвод	914	37	X70
CC403	11	переход	762	22.2	X70
CC403	12	лин. уч-к/line	762	22.2	X70

Входные линии компрессоров

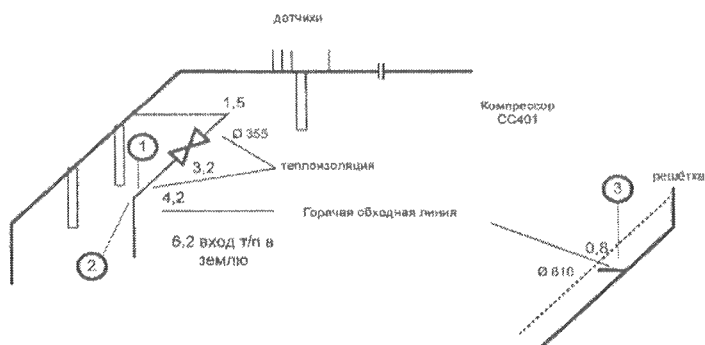


Участок газопровода: входные линии 3-х GE компрессоров/Gas pipeline section: inlet lines of 3 GE compressors

Сведения о трубопроводе
 Краткая характеристика/Pipeline information
 Features:

Труба стальная прямошовная/LSAW pipe
 Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 610, 355
 Толщина стенки , мм /WT, mm - 17.5, 15.9
 Протяжённость , м/Length, m - 25.64
 Протяжённость наземная, м/ground length, m - 18.6
 Давление рабочее мПа - 9.81
 Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	355	15.9	X70
2	отвод	355	25	X70
3	лин. уч-к/line	610	17.5	X70
4	лин. уч-к/line	355	15.9	X70
5	отвод	355	25	X70
6	лин. уч-к/line	610	17.5	X70
7	лин. уч-к/line	355	15.9	X70
8	отвод	355	25	X70
9	лин. уч-к/line	610	17.5	X70



Компрессор СС402



Участок газопровода: входной коллектор зоны сепаратора/Gas pipeline section: inlet collector of separator zone

Сведения о трубопроводе

Краткая характеристика/Pipeline information

Features:

Труба стальная прямошовная/LSAW pipe

Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 1219, 914

Толщина стенки, мм /WT, mm – 30.2, 25.4

Протяжённость, м/Length, m – 58

Протяжённость наземная, м/ground length, m – 58

Давление рабочее МПа – 9.81

Год ввода в эксплуатацию/Commission date – 2012 г

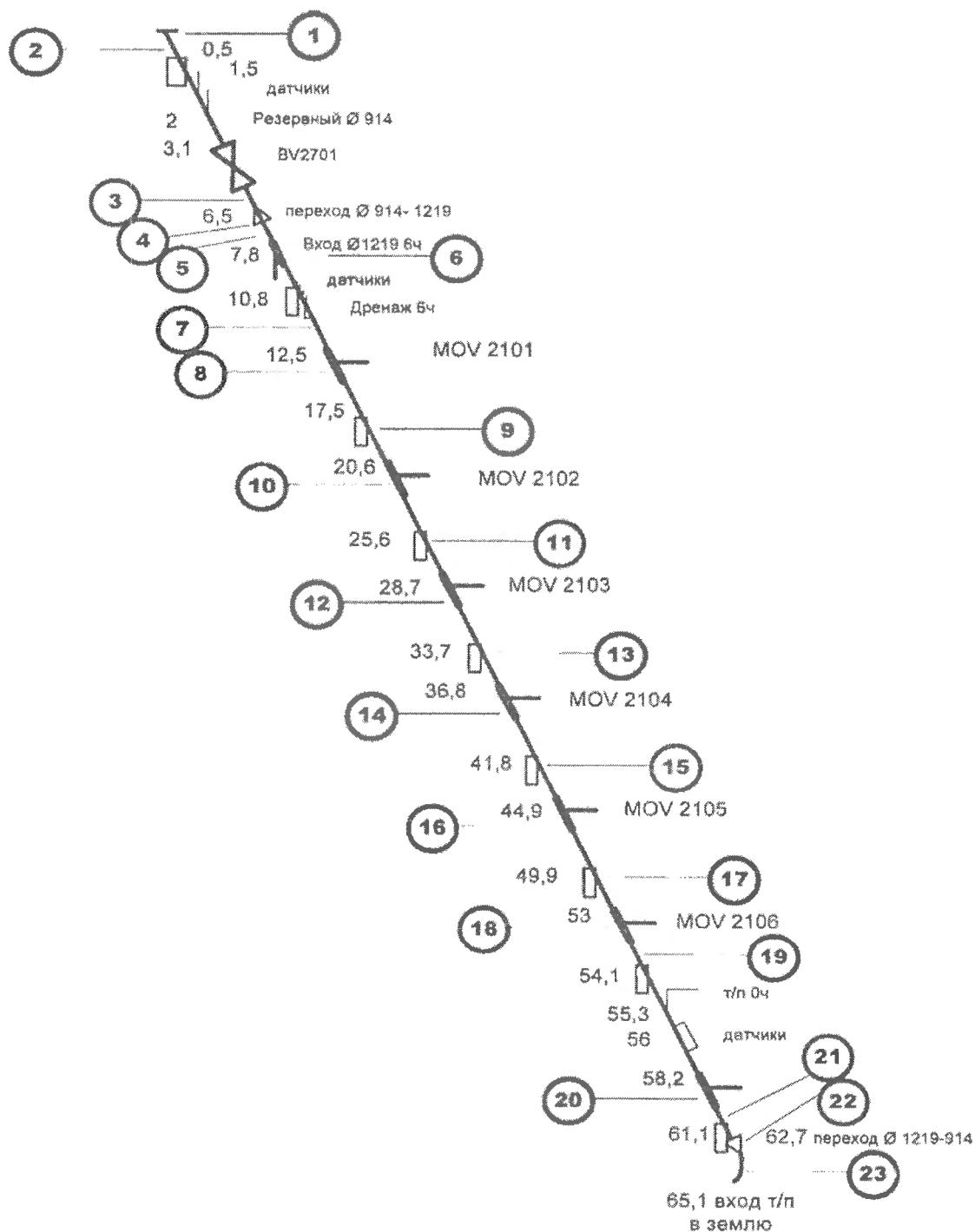
№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическое Толщина стенки, мм	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	914	32	X70
2	лин. уч-к/line	914	32	X70
3	лин. уч-к/line	914	32	X70
4	переход	1219	42	X70
5	лин. уч-к/line	1219	32	X70
6	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
7	лин. уч-к/line	1219	32	X70
8	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
9	лин. уч-к/line	1219	32	X70
10	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
11	лин. уч-к/line	1219	32	X70
12	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
13	лин. уч-к/line	1219	32	X70
14	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
15	лин. уч-к/line	1219	32	X70
16	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
17	лин. уч-к/line	1219	32	X70
18	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
19	лин. уч-к/line	1219	32	X70
20	Тройник/Tee joint	1219	60	X70



JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическое Толщина стенки , мм	Марка стали/Grade
21	лин. уч-к/line	1219	32	X70
22	переход	1219	42	X70
23	отвод	914	40	X70

Входной коллектор зоны сепаратора





Участок газопровода: выходная линия от коллектора нижнего потока зоны фильтра-сепаратора/Gas pipeline section: outlet line from lower flow collector of filter-separator zone

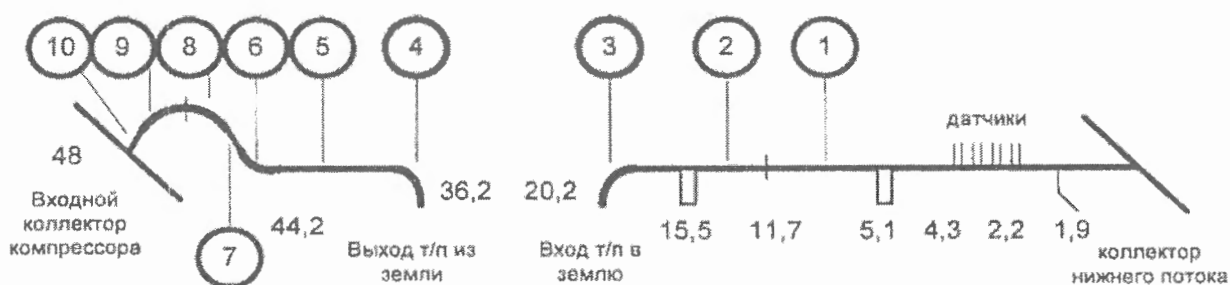
Сведения о трубопроводе
Краткая характеристика/Pipeline information
Features:

Труба стальная прямошовная/LSAW pipe
Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 1219
Толщина стенки, мм /WT, mm - 30.2
Протяжённость, м/Length, m - 48
Протяжённость наземная, м/ground length, m - 32
Давление рабочее МПа - 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическое Толщина стенки, мм	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
2	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
3	отвод	1219	47	X70
4	отвод	1219	47	X70
5	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
6	отвод	1219	47	X70
7	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
8	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
9	отвод	1219	47	X70
10	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70



Выходная линия от коллектора нижнего потока зоны фильтр- сепаратора



Участок газопровода: выходной коллектор зоны воздушного охлаждения от кранов
ABO-газа/Gas pipeline section: outlet collector of air cooling zone from Air Cooling gas
valves

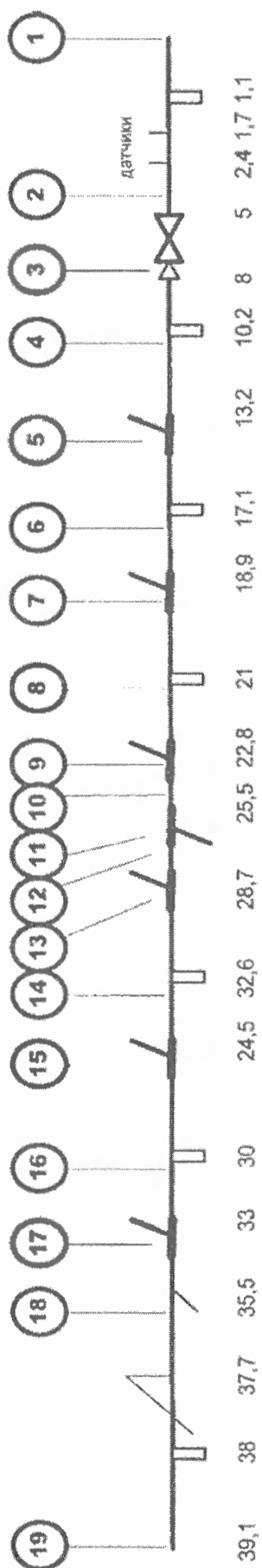
Сведения о трубопроводе
Краткая характеристика/Pipeline information
Features:

Труба стальная прямошовная/LSAW pipe
Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 1219
Толщина стенки, мм /WT, mm - 30.2
Протяжённость, м/Length, m - 42.5
Протяжённость наземная, м/ground length, m - 42.5
Давление рабочее МПа - 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки, мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	1067	30.2	X70
2	лин. уч-к/line	1067	30.2	X70
3	переход	1219	40	X70
4	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70



№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
5	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
6	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
7	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
8	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
9	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
10	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
11	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
12	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
13	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
14	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
15	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
16	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
17	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
18	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
19	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70



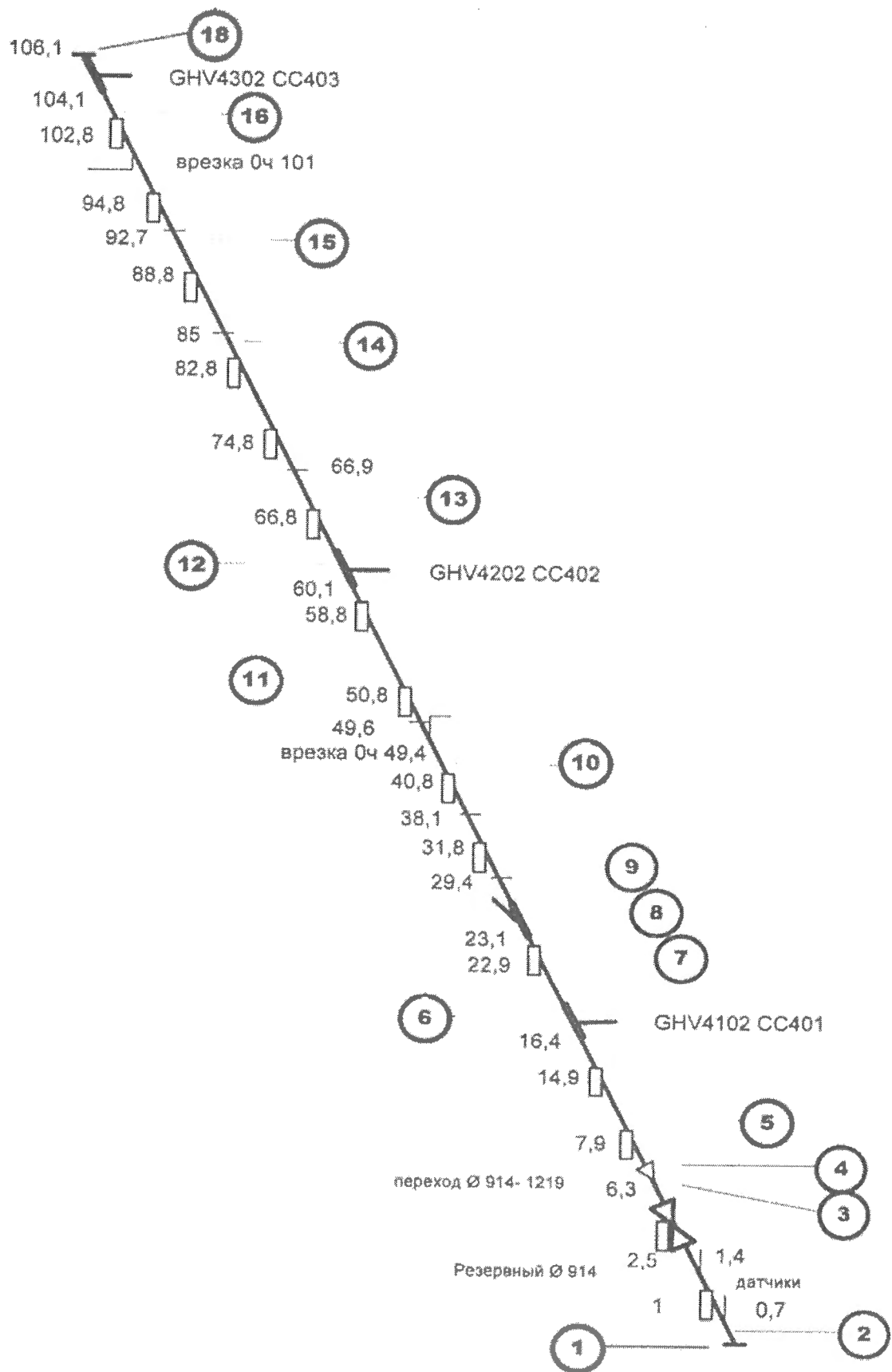


Участок газопровода: выходной коллектор из компрессора/Gas pipeline section: outlet collector from compressor

Сведения о трубопроводе
Краткая характеристика/Pipeline information
Features:

Труба стальная прямошовная/LSAW pipe
Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 1219
Толщина стенки , мм /WT, mm - 30.2
Протяжённость , м/Length, m - 106
Протяжённость наземная, м/ground length, m - 106
Давление рабочее МПа - 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	914	30.2	X70
2	лин. уч-к/line	914	30.2	X70
3	лин. уч-к/line	914	30.2	X70
4	переход	1219	40	X70
5	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
6	Тройник/Tee joint	1219	67	X70
7	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
8	Тройник/Tee joint	1219	67	X70
9	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
10	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
11	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
12	Тройник/Tee joint	1219	67	X70
13	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
14	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
15	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
16	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
17	Тройник/Tee joint	1219	67	X70
18	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70





Участок газопровода: выходные газопроводы из 3-х компрессоров GE/Gas pipeline
section: outlet gas pipelines from 3 GE compressors

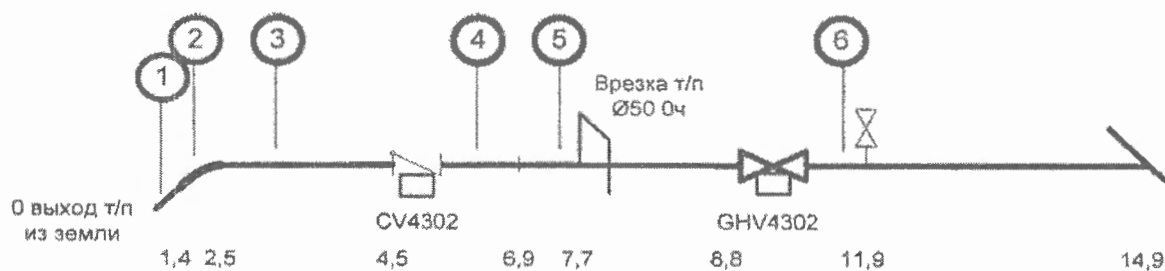
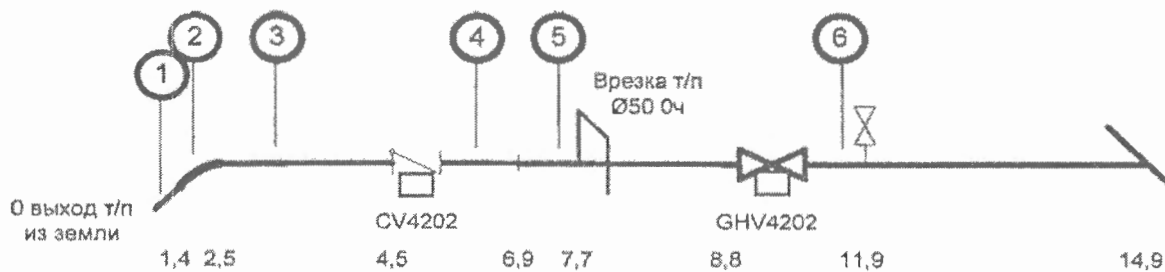
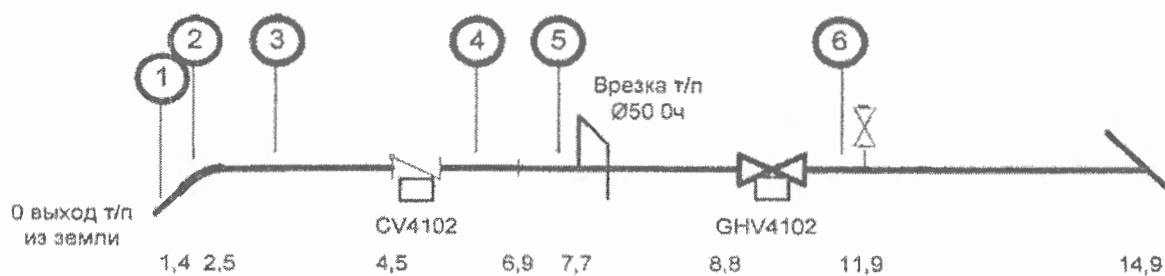
Сведения о трубопроводе
Краткая характеристика/Pipeline information
Features:

Труба стальная прямошовная/LSAW pipe
Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 914
Толщина стенки, мм /WT, mm – 25.4
Протяжённость, м/Length, m – 70.8
Протяжённость наземная, м/ground length, m – 44.7
Давление рабочее МПа – 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date – 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки, мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
2	отвод	914	38	X70
3	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
4	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
5	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
6	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
7	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
8	отвод	914	38	X70
9	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
10	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
11	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
12	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
13	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
14	отвод	914	38	X70
15	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
16	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
17	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
18	лин. уч-к/line	914	25.4	X70



JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»





Участок газопровода: коллектор нижнего потока зоны фильтра-сепаратора/Gas pipeline section: lower flow collector of filter separator zone

Сведения о трубопроводе
Краткая характеристика/Pipeline information
Features:

Труба стальная прямошовная/LSAW pipe
Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 1219, 914
Толщина стенки , мм /WT, mm – 30.2, 25.4
Протяжённость , м/Length, m – 68.2
Протяжённость наземная, – 68.2
Давление рабочее мПа – 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date – 2012 г

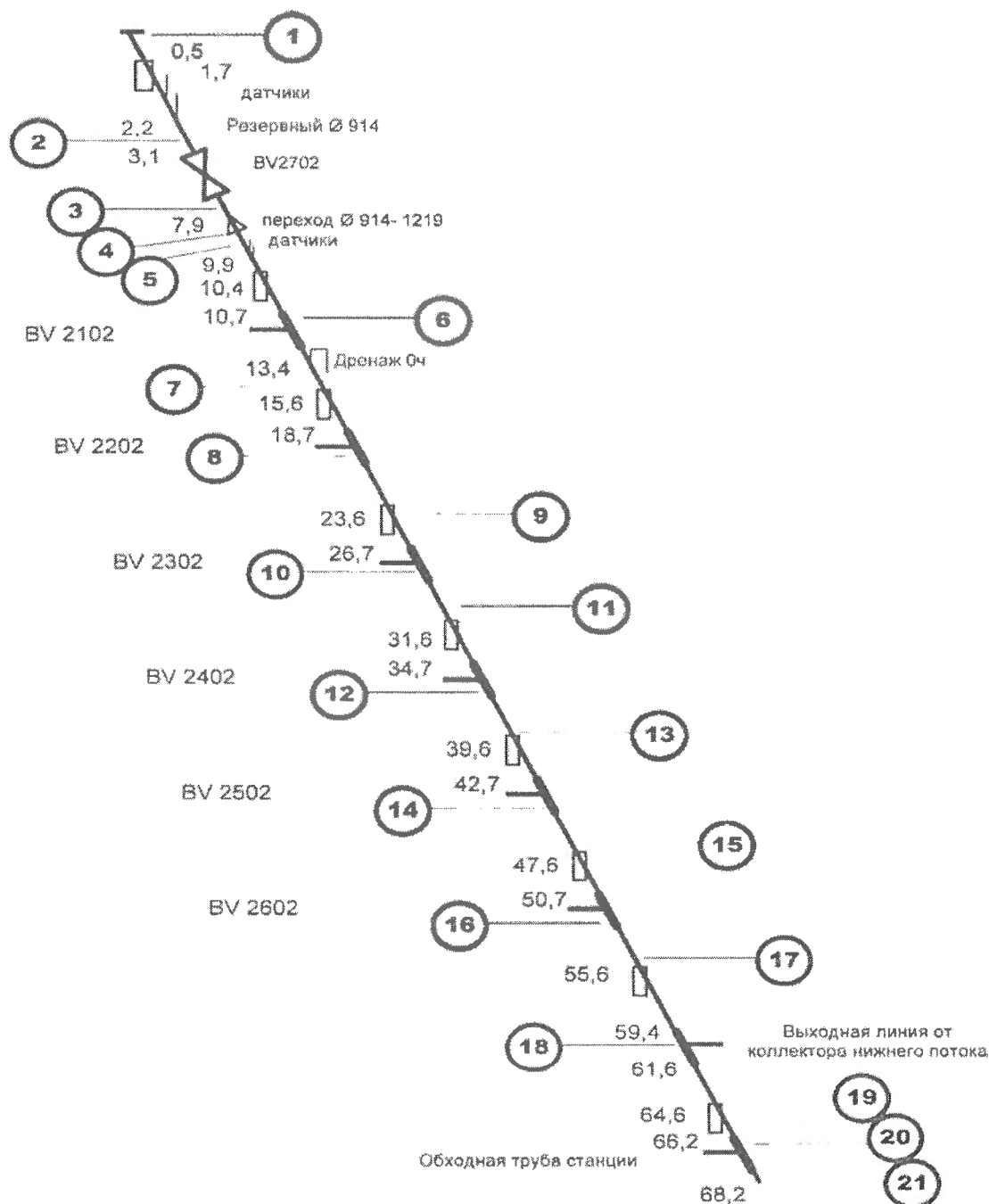
№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	914	30.2	X70
2	лин. уч-к/line	914	30.2	X70
3	лин. уч-к/line	914	30.2	X70
4	переход	1219	42	X70
5	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
6	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
7	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
8	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
9	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
10	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
11	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
12	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
13	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
14	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
15	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
16	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
17	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
18	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
19	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70



JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
20	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
21	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
22	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
23	лин. уч-к/line	1219	40	X70

Коллектор нижнего потока зоны фильтра- сепаратора



Участок газопровода: обходная линия зоны воздушного охлаждения/Gas pipeline section: bypass lines of air cooling zone

Сведения о трубопроводе
 Краткая характеристика/Pipeline information
 Features:

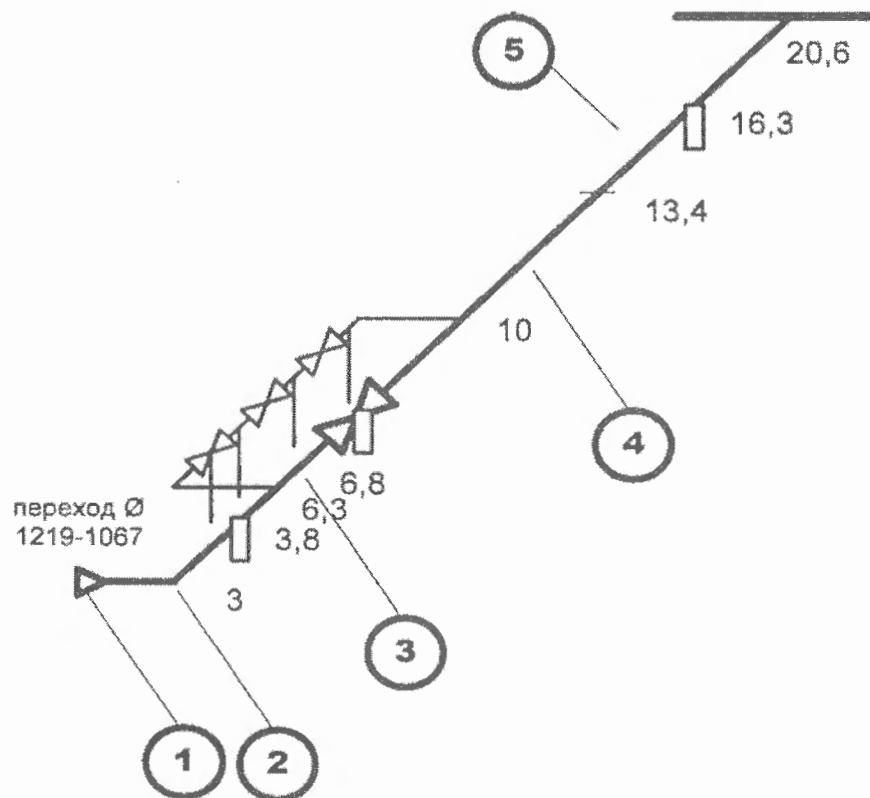
Труба стальная прямошовная/LSAW pipe



JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 1067
Толщина стенки , мм /WT, mm – 25.4
Протяжённость , м/Length, m – 23
Протяжённость наземная, м/ground length, m – 23
Давление рабочее мПа – 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date – 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
1	переход	1067	77	X70
2	отвод	1067	71	X70
3	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
4	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70
5	лин. уч-к/line	1067	25.4	X70



Участок газопровода: обходная труба станции/Gas pipeline section: by-pass pipe of the station

Сведения о трубопроводе
Краткая характеристика/Pipeline information



Features:

Труба стальная прямошовная/LSAW pipe

Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 914

Толщина стенки, мм /WT, mm - 25.4

Протяжённость, м/Length, m - 84

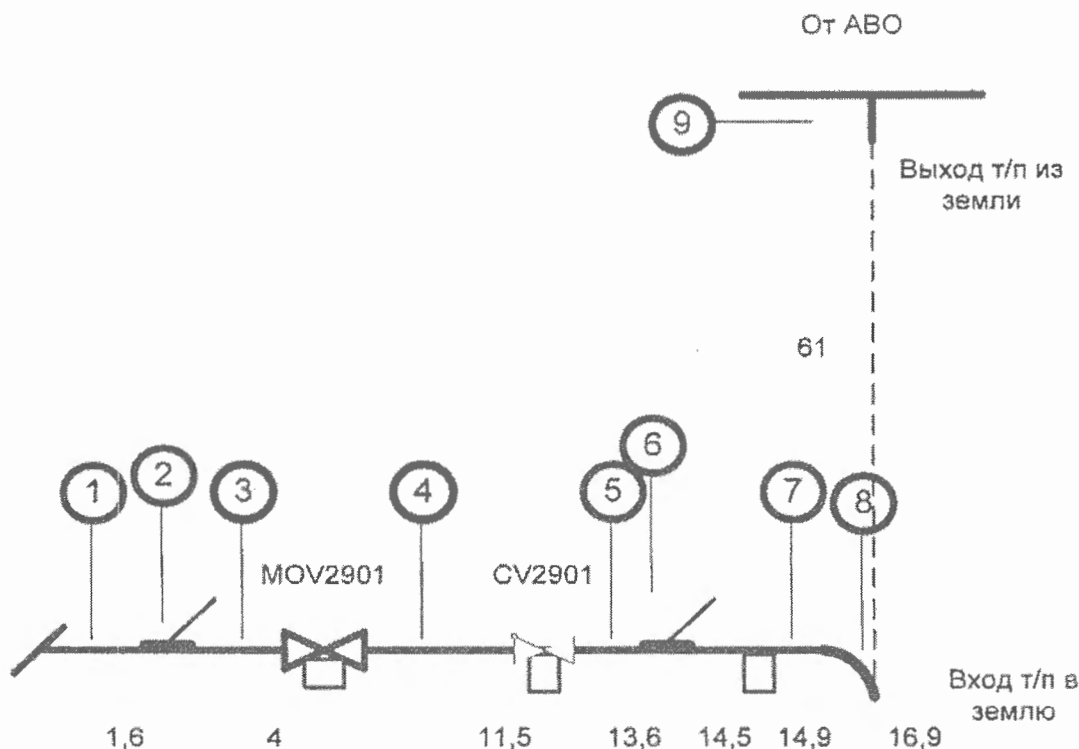
Протяжённость наземная, м/ground length, m - 16.9

Давление рабочее МПа - 9.81

Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки, мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
2	Тройник/Tee joint	914	52	X70
3	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
4	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
5	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
6	Тройник/Tee joint	914	52	X70
7	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
8	отвод	914	40	X70
9	лин. уч-к/line	914	25.4	X70

Обходная труба станции



Участок газопровода: От антипомпажного клапана на выходе 3-х GE компрессоров до циркуляционного антипомпажного коллектора/Gas pipeline section: From anti-surge valve on the outlet of 3 GE compressors to circulatory anti-surge collector

Сведения о трубопроводе

Краткая характеристика/Pipeline information

Features:

Труба стальная прямошовная/LSAW pipe

Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 813

Толщина стенки, мм /WT, mm – 23.8

Протяжённость, м/Length, m – 66

Протяжённость наземная, м/ground length, m – 66

Давление рабочее мПа – 9.81

Год ввода в эксплуатацию/Commission date – 2012 г



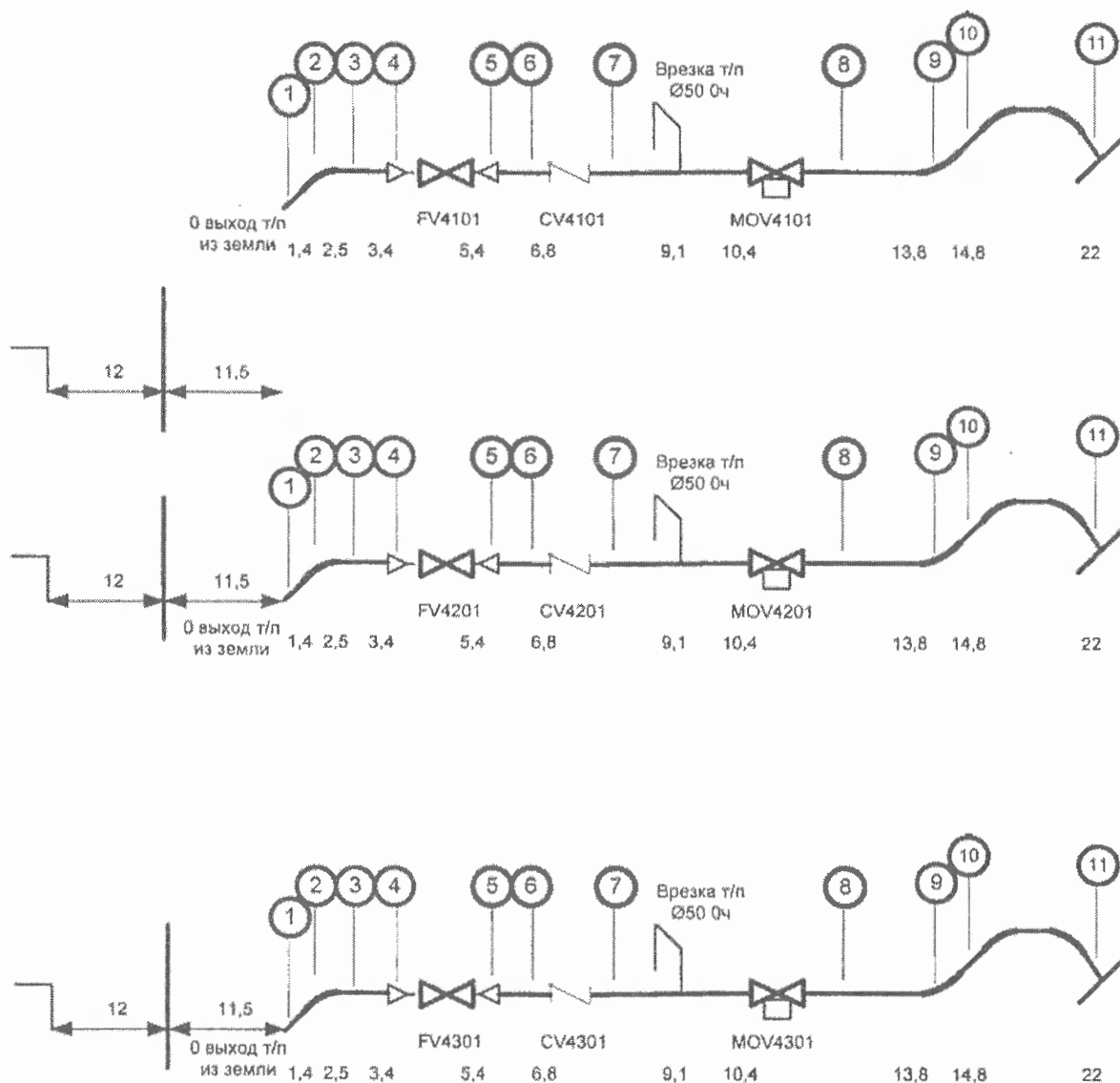
	№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
CC401	1	лин. уч-к/line	813	23.8	X70
CC401	2	отвод	813	23,8	X70
CC401	3	лин. уч-к/line	813	23.8	X70
CC401	4	переход	813	40	X70
CC401	5	переход	813	40	X70
CC401	6	лин. уч-к/line	813	23.8	X70
CC401	7	лин. уч-к/line	813	23.8	X70
CC401	8	отвод	813	23,8	X70
CC401	9	лин. уч-к/line	813	23.8	X70
CC401	10	отвод	813	23,8	X70
CC401	11	Тройник/Tee joint	813	25	X70
CC402	1	лин. уч-к/line	813	23.8	X70
CC402	2	отвод	813	23,8	X70
CC402	3	лин. уч-к/line	813	23.8	X70
CC402	4	переход	813	40	X70
CC402	5	переход	813	40	X70
CC402	6	лин. уч-к/line	813	23.8	X70
CC402	7	лин. уч-к/line	813	23.8	X70
CC402	8	отвод	813	25	X70
CC402	9	лин. уч-к/line	813	23.8	X70
CC402	10	отвод	813	23,8	X70
CC402	11	Тройник/Tee joint	813	25	X70
CC403	1	лин. уч-к/line	813	23.8	X70
CC403	2	отвод	813	23,8	X70
CC403	3	лин. уч-к/line	813	23.8	X70
CC403	4	переход	813	40	X70
CC403	5	переход	813	40	X70
CC403	6	лин. уч-к/line	813	23.8	X70



JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

	№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
СС403	7	лин. уч-к/line	813	23.8	X70
СС403	8	отвод	813	23,8	X70
СС403	9	лин. уч-к/line	813	23.8	X70
СС403	10	отвод	813	23,8	X70
СС403	11	Тройник/Tee joint	813	25	X70

От антипомпажного клапана на выходе компрессора
до циркуляционного антипомпажного коллектора



Участок газопровода: от выходного коллектора зоны воздушного охлаждения до заглушенного торца выходного коллектора станции/Gas pipeline section: from outlet collector of air cooling zone to the plugged end of outlet collector of the station

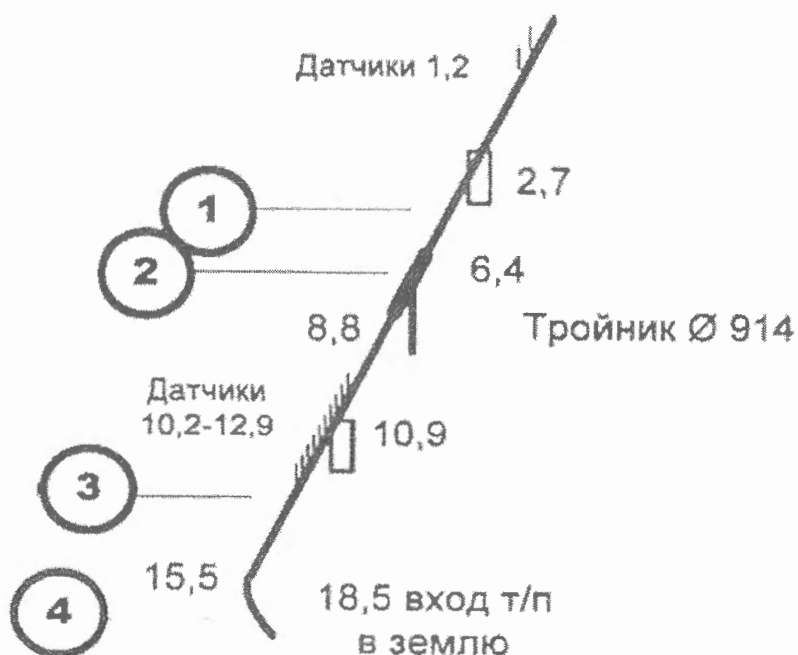
Сведения о трубопроводе

Краткая характеристика/Pipeline information

Features:

Труба стальная прямошовная/LSAW pipe
 Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 1219
 Толщина стенки, мм /WT, mm – 30.2
 Протяжённость, м/Length, m – 84
 Протяжённость наземная, м/ground length, m – 18.5
 Давление рабочее МПа – 9.81
 Год ввода в эксплуатацию/Commission date – 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки, мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	1219	32.2	X70
2	Тройник/Tee joint	1219	60	X70
3	лин. уч-к/line	1219	32.2	X70
4	отвод	1219	43	X70



Участок газопровода: от выходного коллектора компрессора до входного коллектора зоны воздушного охлаждения/Gas pipeline section: from outlet compressor collector to the inlet collector of air cooling zone

Сведения о трубопроводе

Краткая характеристика/Pipeline information
 Features:

Труба стальная прямошовная/LSAW pipe

Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 1219

Толщина стенки, мм /WT, mm – 30.2

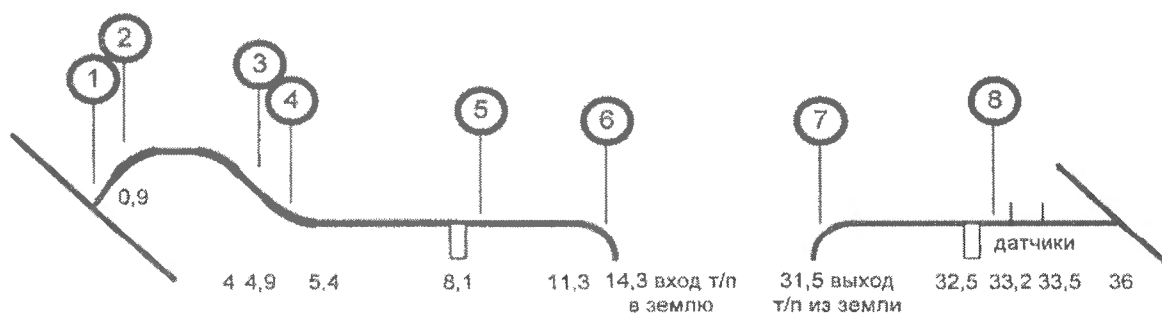
Протяжённость, м/Length, m – 36

Протяжённость наземная, м/ground length, m – 18.8

Давление рабочее МПа – 9.81

Год ввода в эксплуатацию/Commission date – 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки, мм/Actual WT, mm	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
2	отвод	1219	43	X70
3	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
4	отвод	1219	43	X70
5	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70
6	отвод	1219	43	X70
7	отвод	1219	43	X70
8	лин. уч-к/line	1219	30.2	X70





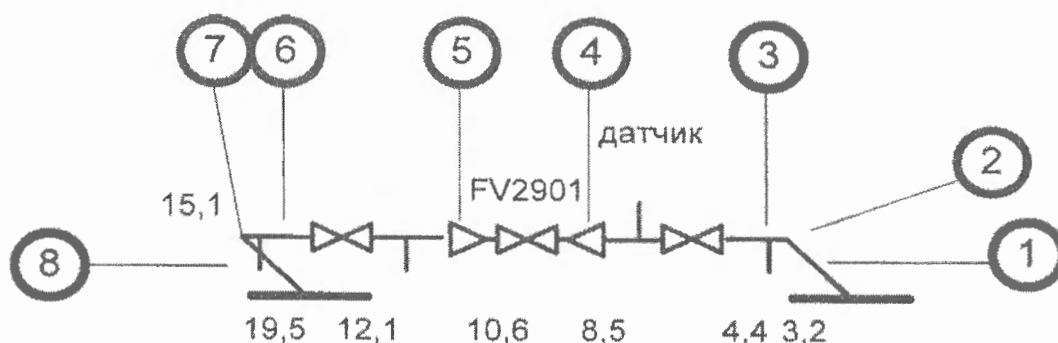
Участок газопровода: циркуляционная обходная линия внутри станции (до и после FV2901)/Gas pipeline section: circulatory by-pass line inside the station (before and after FV2901)

Сведения о трубопроводе
Краткая характеристика/Pipeline information
Features:

Труба стальная прямошовная/LSAW pipe
Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 508
Толщина стенки , мм /WT, mm - 14.3
Протяжённость , м/Length, m - 19.5
Протяжённость наземная, м/ground length, m - 19.5
Давление рабочее мПа - 9.81
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
2	отвод	508	25	X70
3	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
4	переход	508	25	X70
5	переход	508	25	X70
6	лин. уч-к/line	508	14.3	X70
7	отвод	508	25	X70
8	лин. уч-к/line	508	14.3	X70

Циркуляционная обходная линия внутри станции



Участок газопровода: циркуляционный антипомпажный коллектор и трубопровод/Gas pipeline section: circulatory anti-surge collector and pipeline

Сведения о трубопроводе
 Краткая характеристика/Pipeline information
 Features:

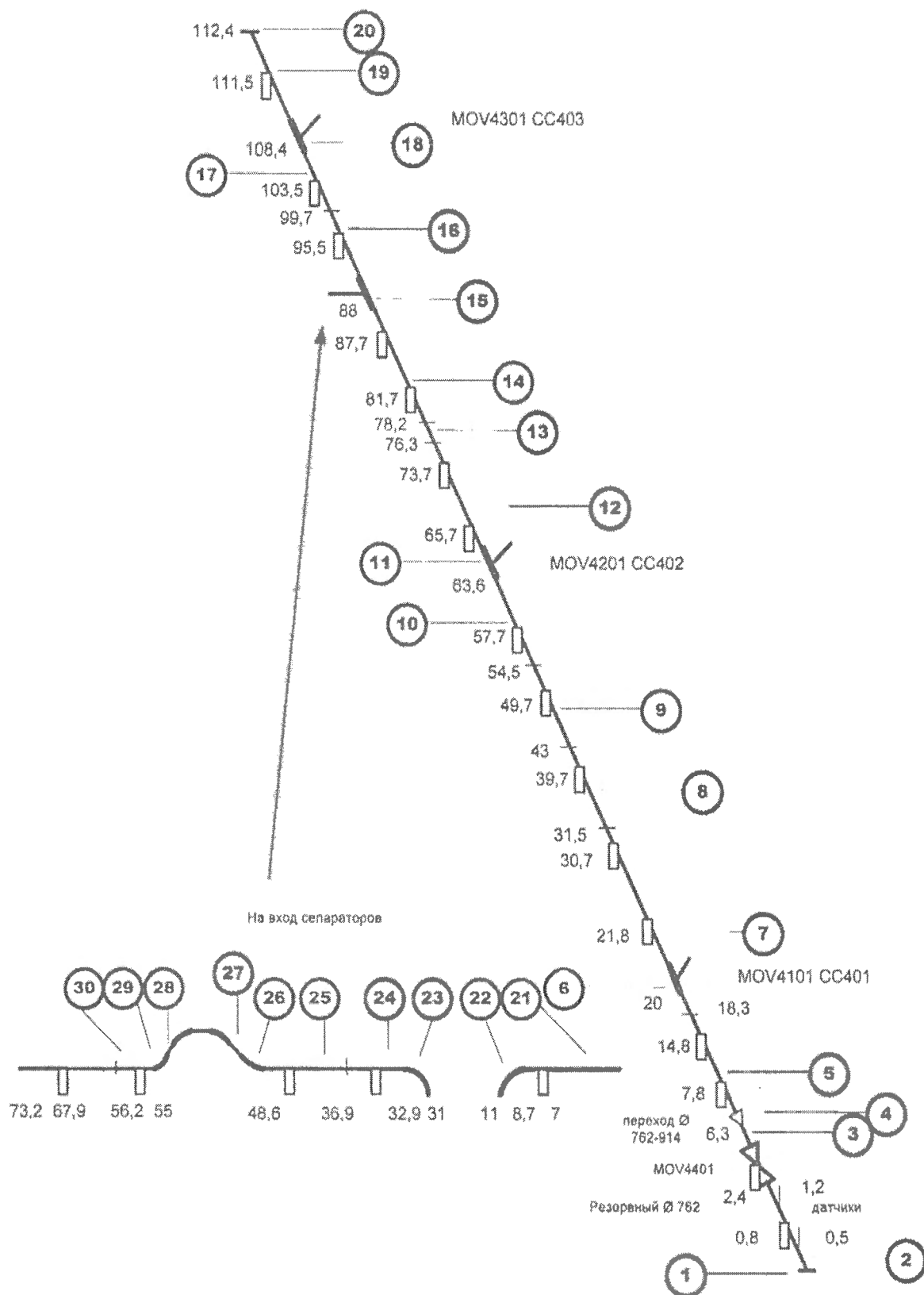
Труба стальная прямошовная/LSAW pipe
 Наружный диаметр мм/External Diameter./ External Diameter, mm – 914
 Толщина стенки, мм /WT, mm – 25.4
 Протяжённость, м/Length, m – 185.6
 Протяжённость наземная, м/ground length, m – 165.6
 Давление рабочее МПа – 9.81
 Год ввода в эксплуатацию/Commission date – 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки, мм	Марка стали/Grade
1	лин. уч-к/line	762	32	X70
2	лин. уч-к/line	762	25.4	X70
3	лин. уч-к/line	762	25.4	X70



№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм	Марка стали/Grade
4	переход	914	30	X70
5	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
6	Тройник/Tee joint	914	67	X70
7	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
8	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
9	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
10	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
11	Тройник/Tee joint	914	67	X70
12	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
13	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
14	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
15	Тройник/Tee joint	914	67	X70
16	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
17	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
18	Тройник/Tee joint	914	67	X70
19	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
20	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
21	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
22	отвод	914	37	X70
23	отвод	914	37	X70
24	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
25	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
26	отвод	914	37	X70
27	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
28	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
29	отвод	914	37	X70
30	лин. уч-к/line	914	25.4	X70
31	лин. уч-к/line	914	25.4	X70

Циркуляционный антипомпажный коллектор и трубопровод

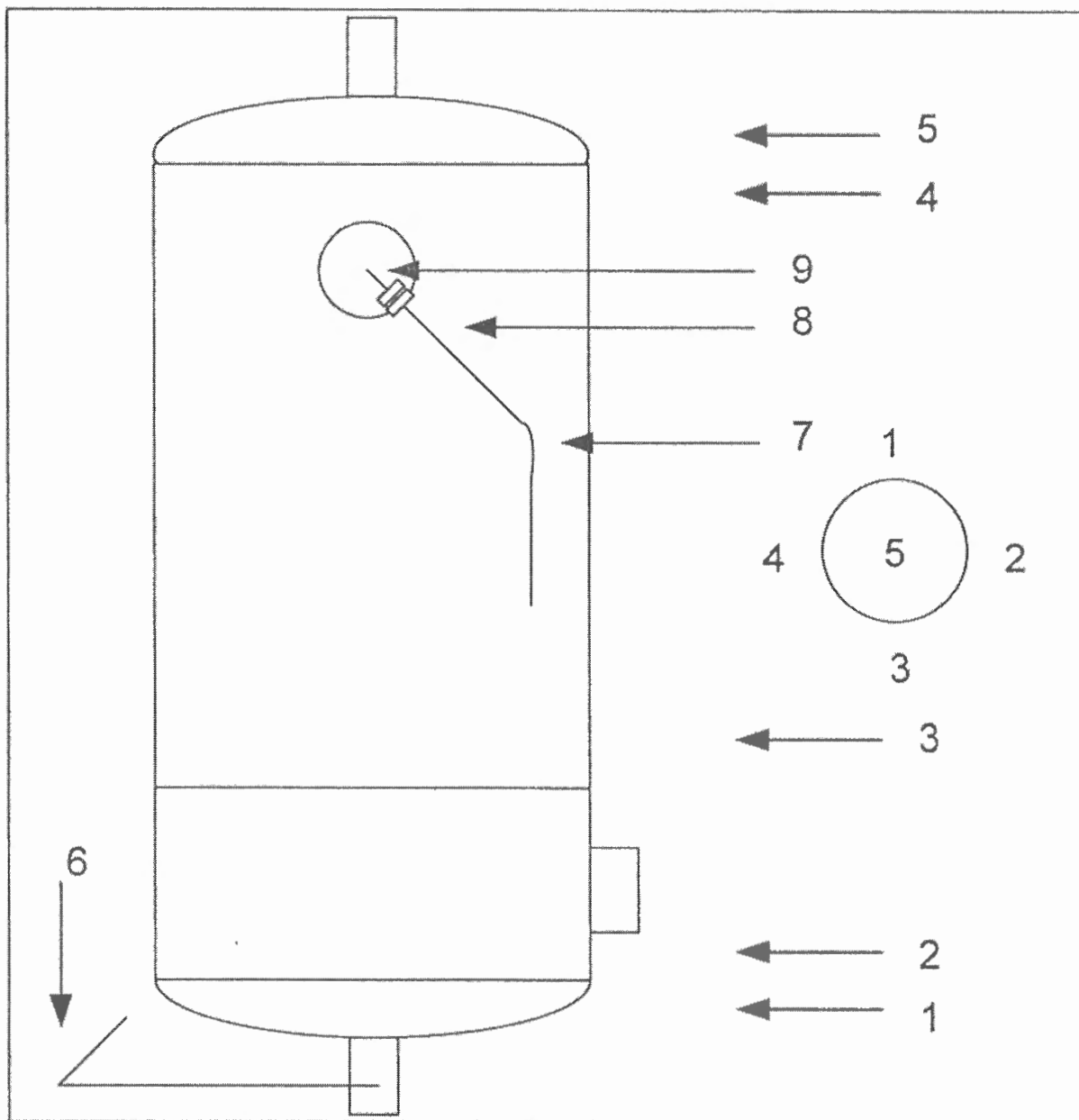


Участок газопровода : Сосуд, работающий под давлением циклонные сепараторы
СУС-201, СУС- 202, СУС- 203 , СУС- 204 , СУС- 205 , СУС- 206 установленный на ВКС-
2/Gas pipeline section: Vessel working under pressure, cyclone separators СУС-201, СУС- 202,
СУС- 203 , СУС- 204 , СУС- 205 , СУС- 206 installed at WKC 2

Сведения об основных элементах сосуда/Information of vessels

Диаметр мм./Diameter, mm – 1500
 Толщина стенки , мм/WT, mm - 70
 Объем сосуда , м3/Volume of the vessel, m# - 6.36
 Протяжённость , м/Length, m /Length, m - 3
Давление сосуда/Pressure:
 -рабочее Мпа/Work, МПа - 9.81
 - расчётное Мпа/Designed, Мпа - 12,26
 - пробное гидравлическое Мпа/Trial hydraulic, МПа - 15,45
 Способ установки сосуда/Installation - на опорах /on stand
 Год ввода в эксплуатацию/Commission date /Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter/External diamyter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm
1	Днище/bottom	1500	70
2	Обечайка/ring	1500	70
3	Обечайка/ring	1500	70
4	Обечайка/ring	1500	70
5	Днище/bottom	1500	70
6	Патрубок/branch pipe	500	7
7	Патрубок/branch pipe	500	7
8	Патрубок/branch pipe	500	7
9	Обечайка/ring	1500	70



Участок газопровода : Сосуд, работающий под давлением фильтр - сепараторы FSP-201, FSP - 202, FSP - 203 , FSP - 204 , FSP - 205 , FSP – 206 установленный на WKC-2/Gas pipeline section: Vessel working under pressure, filter-separators FSP-201, FSP - 202, FSP - 203 , FSP - 204 , FSP - 205 , FSP – 206 at WKC2

Сведения об основных элементах сосуда

Диаметр мм.

– 1200

Толщина стенки , мм /WT, mm

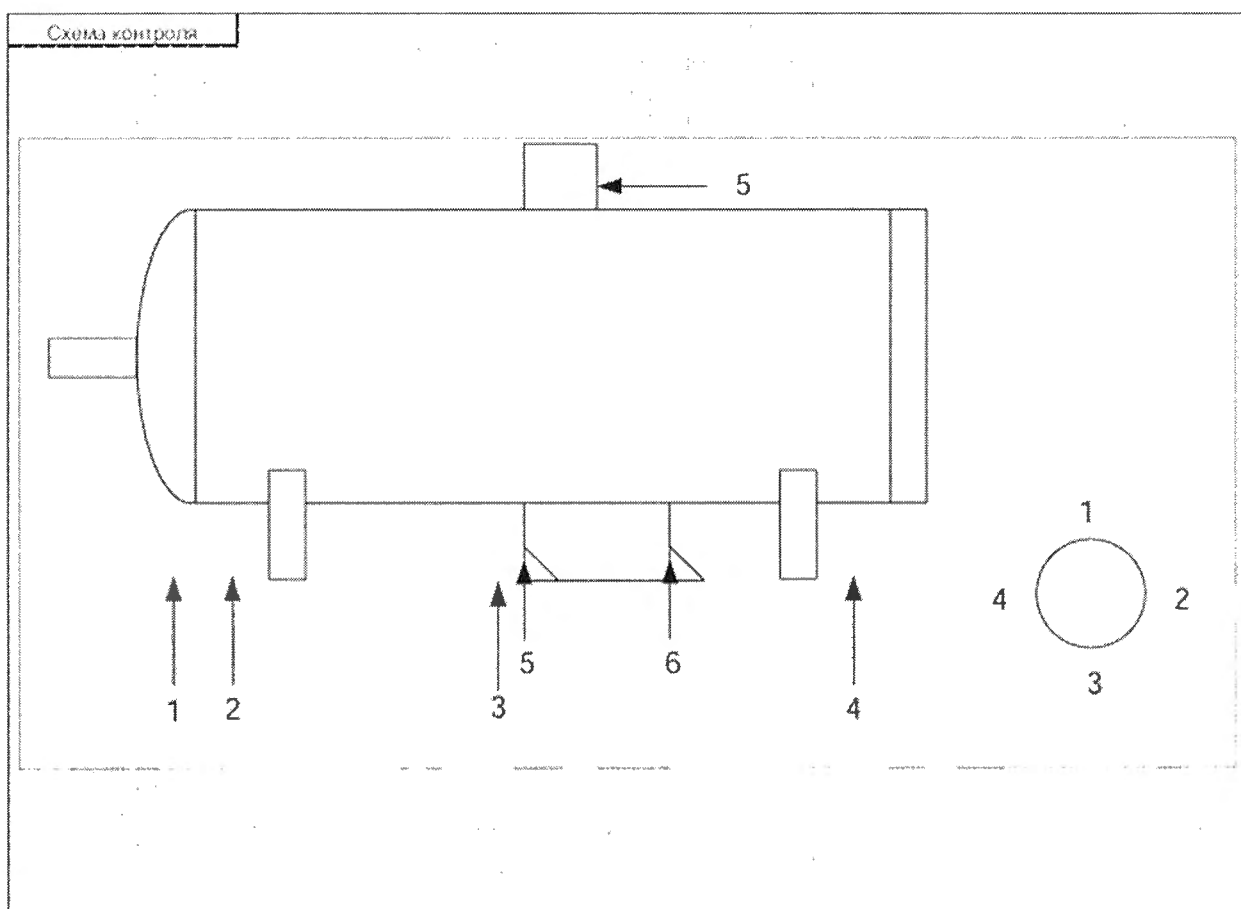
- 40



JV «Asia Trans Gas» LLC
СП ООО «Asia Trans Gas»

Объём сосуда , м3 - 3.9
Протяжённость , м/Length, m - 3.3
Давление сосуда:
- рабочее МПа - 9.81
- расчётное МПа - 12.26
- пробное гидравлическое Мпа - 15.45
Способ установки сосуда - на опорах
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm
1	Днище/bottom	1200	40
2	Обечайка/Ring	1200	40
3	Обечайка/Ring	1200	40
4	Днище/bottom	1200	60
5	Патрубок/Branch pipe	50	6
6	Патрубок/Branch pipe	50	6

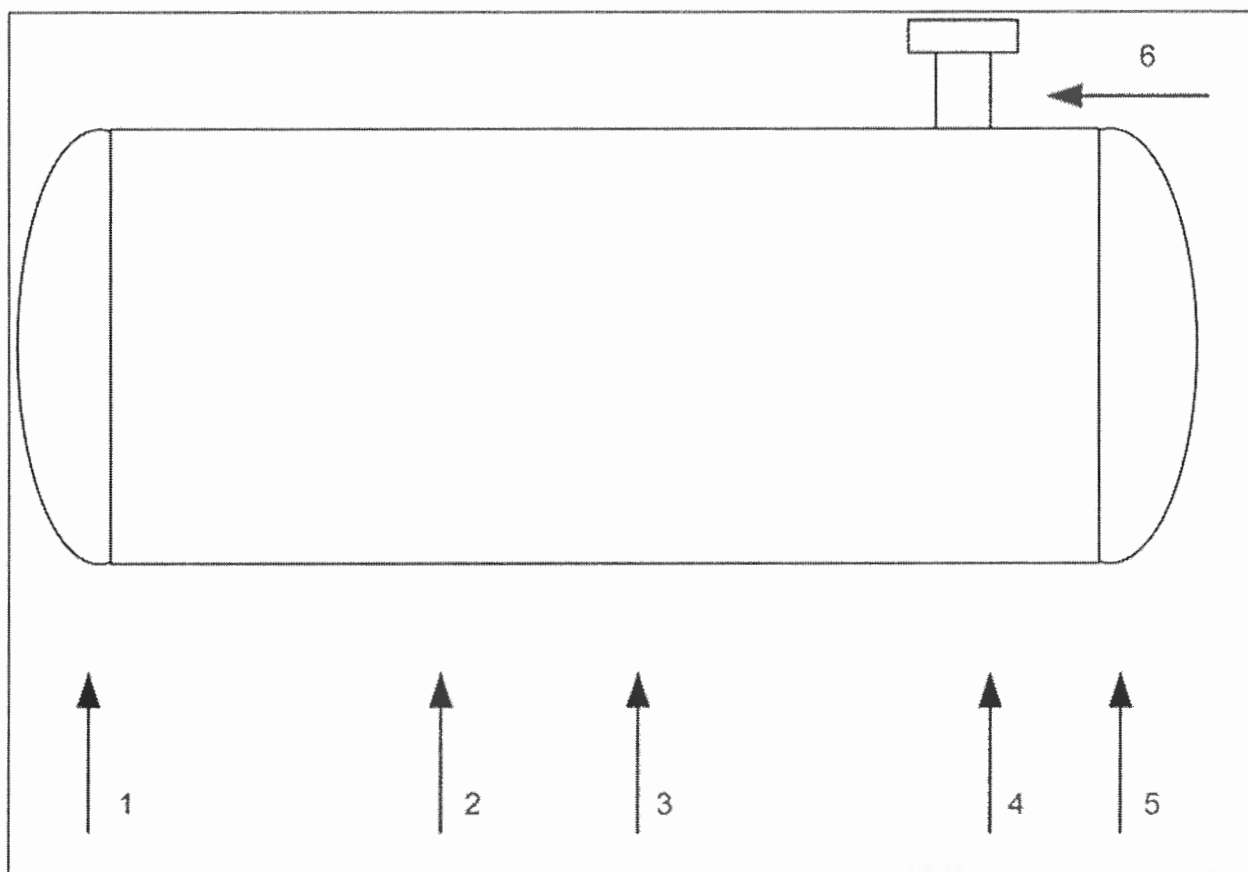


Участок газопровода : Сосуд, работающий под давлением , сливная ёмкость НВР
установленная на WKS-2/Gas pipeline section: Vessel under pressure, drain tank HBP
installed at WKC2

Сведения об основных элементах сосуда

Диаметр мм.	– 1600	
Толщина стенки , мм /WT, mm	- 16	
Объём сосуда , м3	- 11.2	
Протяжённость , м/Length, m	- 5	
Давление сосуда:		
-рабочее МПа	- 1.6	
- расчётное МПа	- 1.9	
- пробное гидравлическое Мпа	- 2.46	
Способ установки сосуда	- на опорах	
Год ввода в эксплуатацию/Commission date	- 2012 г	

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm
1	Днище/Bottom	1600	16
2	Обечайка/Ring	1600	16
3	Обечайка/Ring	1600	16
4	Обечайка/Ring	1600	16
5	Днище/Bottom	1600	16
6	Патрубок/Branch pipe	500	20



Участок газопровода : Сосуд, работающий под давлением , ресивер ATG-101 и AST-102 установленный на WKC-2/Gas pipeline section: Vessel under pressure, receiver ATG-101 and AST-102 at WKC2

Сведения об основных элементах сосуда

Диаметр мм.

— 2500



Толщина стенки , мм /WT, mm - 18
Объём сосуда , м³ - 1.2
Протяжённость , м/Length, m - 5,2
Давление сосуда: -
- рабочее МПа - 1.3
- расчётное МПа - 1.3
- пробное гидравлическое МПа - 1.62
Способ установки сосуда - на опорах
Год ввода в эксплуатацию/Commission date - 2012 г

№	Характеристика участка/Section feature	Наружный диаметр мм/External Diameter	Фактическая Толщина стенки , мм/Actual WT, mm
1	Днище/bottom	2500	18
2	Обечайка/Ring	2500	18
3	Обечайка/Ring	2500	18
4	Обечайка/Ring	2500	18
5	Днище/bottom	2500	18
6	Патрубок/Branch pipe	500	18

