塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程（一期）

竣工环境保护验收调查报告

新疆天合环境技术咨询有限公司

2022 年 1 月

目 录

前言.....4
1 总论.....6
1.1 编制依据.....6
1.2 调查目的.....7
1.3 调查原则.....7
1.4 调查方法.....8
1.5 调查范围.....8
1.6 验收标准.....9
1.7 调查重点.....10
2 区域环境概况.....12
2.1 自然环境.....12
2.2 生态环境.....17
2.3 社会环境概况.....20
3 工程概况.....21
3.1 建设项目基本情况.....21
3.2 区域位置.....21
3.3 项目实施过程.....21
3.4 油气资源概况.....22
3.5 建设内容及工程变更情况.....24
3.6 主体工程及工艺流程.....28
3.7 辅助工程.....53
3.8 依托工程内容.....56
3.9 工程投资.....61
4 环境影响报告书回顾.....63
4.1 环境影响报告书的主要结论.....63
4.2 环境影响报告书批复意见.....63
5 生态环境影响调查与分析.....74
5.1 项目占地影响调查与分析.....74

5.2 植被影响调查与分析.....78
5.3 动物影响调查与分析.....78
5.4 生态影响防治措施落实情况调查.....78
5.5 土壤影响调查.....82
5.6 小结.....84
6 水环境影响调查与分析.....85
6.1 建设期水污染源调查.....85
6.2 运行期水污染源调查.....85
6.3 水污染源现状监测.....86
6.4 监测结果分析.....87
6.5 水污染防治措施落实情况调查.....89
6.6 小结.....91
7 大气环境影响调查与分析.....92
7.1 大气污染源调查.....92
7.2 大气污染源现状监测.....93
7.3 大气环境保护措施落实情况调查.....96
7.4 小结.....98
8 声环境影响调查与分析.....99
8.1 声污染源调查.....99
8.2 声环境现状监测.....99
8.3 噪声防治措施落实情况调查.....100
8.4 小结.....101
9 固体废物环境影响调查与分析.....102
9.1 固体废物污染源调查.....102
9.2 固废防治措施落实情况及措施有效性分析.....102
9.2 小结.....103
10 公众意见调查.....105
10.1 调查方法和对象.....105
10.2 调查内容.....105

10.3 调查结果统计分析.....105
10.4 调查结论.....106
11 环境管理检查.....107
11.1 环境保护“三同时”制度执行情况.....107
11.2 环境管理机构及环保制度建立情况调查.....107
11.3 环境风险和应急预案调查.....107
11.4 环境监控情况调查.....108
11.5 清洁生产与污染物总量控制.....108
11.6 环境管理措施落实情况调查.....109
11.7 小结.....110
12 调查结论与建议.....111
12.1 调查结论.....111
12.2 要求和建议.....113
12.3 验收结论.....114

附件：

1、关于塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程环保验收的委托书；

2、关于塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程环境影响报告书的初审意见（克环评函〔2018〕88号）；

3、关于塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程环境影响报告书的批复（新环函〔2018〕146号）；

4、关于乌恰县废弃泥浆环保处理站建设项目的环境影响报告表的批复（克环评函〔2019〕67号）；

5、验收监测报告；

6、塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程竣工环境保护 “三同时”验收登记表。

前　言

2018 年 5 月，北京中油建设项目劳动安全卫生预评价有限公司编制完成《塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程环境影响报告书》，2018 年 12 月 21 日，原新疆维吾尔自治区环保厅以新环评〔2018〕146 号文批复通过。根据环评报告书本工程分两期建设。一期工程（本次验收内容）采气井场、中压集输系统、天然气处理站、35kV 变电站及相应的配套工程，于 2019 年 3 月开工建设，2020 年 7 月 1 日建成试生产，2020 年 12 月~2021 年 10 月，开展了本项目环保验收现场调查、监测工作。

根据北京中油建设项目劳动安全卫生预评价有限公司2018年5月编制的《塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程环境影响报告书》可知，阿克莫木气田位于新疆维吾尔自治区克孜勒苏柯尔克孜自治州乌恰县境内，塔里木盆地西南坳陷喀什凹陷乌恰构造带阿克莫木背斜，西距乌恰县约8km，南距乌恰县—喀什市309省级公路约5km，交通运输十分便利。

本项目设计总井数16口，其中新钻水平井5口（生产井4口、备用井1口）、老井利用11口(生产井7口、观察井2口、CO_2回注井1口、地层水回注井1口)。建成天然气产能规模11.1×$10^8m^3/a$，日产天然气300×$10^4m^3/a$，稳产10年。阿克莫木气田地面工程主要由站场工程、管道工程、道路工程、供水工程和输电线路等5部分组成。站场工程包括新建1座天然气处理厂处理规模为300×$10^4m^3/d$（年运行330d）、单井站5座、集气站1座（改造）、蒸发池2座；采气支线长度22.25m，注汽管线长度2.50km，集气管道14km，燃料气管道14.8km，外输管道0.7km；气田内部主干道路（三级）5km，支线道路（四级）32.9km。

阿克莫木气田地面工程总占地面积为120.20hm^2，新增永久占地面积29.67hm^2，临时占地面积90.53hm^2。本工程占地均为荒草地，占地范围属克孜勒苏柯尔克孜自治州乌恰县行政管辖范围。

本项目总投资为人民币102689.73万元，环境保护投资约2359.41万元，环境保护投资占总投资的2.33%。

根据《中华人民共和国环境保护法》及《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，《关于油气田滚动勘探开发项目竣工环境保护验收方式的复函》的有关规定，对本项目进行竣工环境保护验收调查工作，编制竣工环境保护验收调查报告。

2020年11月，中国年代能源投资（香港）有限公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司承担本项目竣工环境保护验收调查工作。天合公司在建设单位的积极配合下，在对本项目工程文件进行研究、对项目建设情况及环保措施落实情况进行现场调查、对污染源排放情况及工程所在区域的环境质量现状进行监测、环境影响报告书回顾、公众意见调查的基础上，编制完成了调查报告。

本次验收针对塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程（一期），若后续开展本项目未包含的建设内容，应另行开展环保验收。

1 总论

1.1 编制依据

1.1.1 法律法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2014年修订）（12届人大第8次会议，2015.1.1）；

（2）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令682号，2017.8.1）；

（3）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发管理条例》（2018年修正）（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议，2018.9.21）；

（4）《石油天然气工程项目用地控制指标》（2017.1.1）；

（5）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018年修正）（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议，2018.9.21）；

（6）《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》（新环发[2016]360号，2016.11.16）；

（7）《关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知》中国环境保护部，环办[2015]113号（2015年12月30日）；

（8）《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》中国环境保护部，国环规环评[2017]4号（2017年11月22日）；

（9）《关于油气田滚动勘探开发项目竣工环境保护验收方式的复函》（新环函〔2018〕1584号）

1.1.2 导则与规范

（1）《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T394-2007）；

（2）《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011）。

1.1.3 工程资料及相关批复文件

（1）《塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程环境影响报告书》（北京中油建设项目劳动安全卫生预评价有限公司，2018年5月）；

（2）关于塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程环境影响报告书的批复（新环函〔2018〕146号）；

（3）本项目其它相关资料。

1.2 调查目的

本项目验收调查的目的：

（1）调查开发建设工程项目竣工的实际情况与环境影响评价时设计情况之间的差异，分析因工程变化而产生的环境影响，提出减缓环境影响的补充措施。

（2）调查建设项目在设计施工和运营管理等方面落实环境影响报告书和批复文件中所提环保措施的情况，分析其有效性，对不完善的措施提出改进意见。

（3）调查开发建设工程环境保护设施的落实情况和运行效果，以及环境管理和环境监测计划的实施情况，提出相应的环境管理要求。

（4）根据对开发建设工程落实环境保护措施情况的调查结果，客观、公正的从技术上论证该工程是否符合建设项目竣工环境保护验收条件。

1.3 调查原则

本项目验收调查监测中，遵循以下原则：

（1）认真贯彻执行国家与地方的环境保护法律法规及有关规定。

（2）坚持污染防治与生态保护并重的原则。

（3）坚持客观、公正、科学、实用的原则。

（4）坚持充分利用已有资料与实地踏勘、现场调研、现状监测

相结合的原则。

（5）坚持对油田开发建设前期、建设期、生产期环境影响进行全过程分析的原则。

1.4 调查方法

本项目验收调查采用以下方法：

（1）原则上按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T394-2007）、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011）中的要求执行，并参照有关监测技术标准及《环境影响评价技术导则》规定的方法；

（2）环境影响分析采用资料调研、现场调查和实测相结合的方法；

（3）调查采用“以点线为主、反馈全区”的方法；

（4）环境保护措施有效性分析采用改进已有措施与提出补救措施相结合的方法。

1.5 调查范围

根据油田开发建设项目环境影响因素、当地环境状况的特点，确定本项目的调查范围和调查重点为：

（1）调查时段包括项目的建设前期、施工期和试运行期，以施工期影响为重点，调查环评报告和总体开发方案中环保措施落实情况；

（2）在环境影响要素方面，包括非污染生态影响与污染物排放影响，以非污染生态影响为主，兼顾污染物排放影响。其中生态环境调查的范围为整个阿克莫木气田总体开发工程（一期）开发范围和建设内容，调查因子以对生态影响为主，包括：工程占用土地面积，工程弃土处置和生态损失，水土流失现状和影响等；

（3）在环保措施方面，以生态保护措施为主，重点调查生态敏感地区，兼顾风险防范措施及污染防治。本项目环保措施界定如下：

①污染防治措施：包括处理厂、各工艺站场的废水、废气和固体废物的处理（置）及噪声控制；

②生态保护和水土保持措施：包括生态恢复和补偿，施工期的水土流失防护、弃土处置、生态保护以及地貌恢复等水土保持措施；

③环境风险防范措施：包括事故防范措施和应急预案等。

根据本项目环境影响因素、当地环境状况的特点，参照环境影响报告书内容，确定本项目的调查与评价因子见表1.5-1。

表 1.5-1　　调查与评价因子及范围

序号	调查要素		调查因子或调查对象	范围
1	生态环境		荒漠生态系统、土壤和水土保持	油田开发范围
2	大气	环境空气质量	SO_2、NO_2、非甲烷总烃	处理厂、站场周围
		厂界无组织排放	非甲烷总烃	处理厂、工艺站场
3	水	生产及生活废水	产生量及处理方式	各工艺站场
4	声	声环境质量调查	处理厂、井场、等工艺站场	处理厂、井场、等工艺站场厂界外 200m 范围
		厂界噪声	工艺站场厂界噪声	各工艺站场，界外 200m 范围

1.6 验收标准

1.6.1 污染物排放标准

（1）废气排放标准

新建加热炉和导热油炉废气排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表2新建燃气锅炉排放限值。油气集输无组织挥发产生的非甲烷总烃排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控浓度限值。具体标准限值见表1.6-1。

表 1.6-1　　大气污染物排放标准　（单位：mg/m^3）

序号	污染物	最高允许排放浓度（mg/m^3）	标准来源
1	NO_x	200	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建燃气锅炉标准限值
2	SO_2	50	
3	烟尘	20	

4	非甲烷总烃	4.0（无组织排放监控浓度限值）	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）

（2）废水排放标准

本项目生活污水经天然气处理站的一体化生活污水处理装置处理达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）中三级标准后排入厂区蒸发池，冬储夏灌。

（3）噪声排放标准

本项目厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，具体标准限值见表1.6-2。

表 1. 6-2　　工业企业厂界环境噪声执行标准

序号	监测项目	标准限值	标准来源
1	昼间噪声	60dB（A）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准
2	夜间噪声	50dB（A）	

1.6.2 总量控制指标

本项目环评建议总量控制指标为：废气污染物：NO_X：21.19t/a；VOCs：15.83t/a。

《关于塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程环境影响报告书》主要污染物排放制审查意见的函（新环排权审〔2018〕112号）明确：该项目二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮绩效值分别为7.92t/a、31.68t/a、0t/a和0t/a。环评报告书核算二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮的允许排放量未超出绩效测算结果，建议结合当地环境质量改善和环境管理要求，合理确定该项目主要污染物允许排放量，允许排放量不得超出绩效量。

1.7 调查重点

本次调查重点是本项目开发建设及试运行造成的生态环境影响、大气环境影响、水环境影响、声环境影响等，环境影响报告书及设计中提出的各项环境保护措施落实情况及其有效性，并根据调查结果提出环境保护补救措施。

1.7.1 生态环境影响调查

井场、道路、管线及地面构筑物建设的临时占地和永久占地情况；项目开发建设对区域野生动植物的影响；水土流失影响及防治情况；环评及批复提出的生态环境保护措施落实情况。

1.7.2 大气环境影响调查

重点调查工程废气排放源、处理设施运行效果，监测分析废气是否按要求达标排放；环评及批复提出的废气防治措施落实情况。

1.7.3 水环境影响调查

重点调查工程废水排放情况、处理处置设施运行效果，监测分析污水是否达标；环评及批复提出的废水防治措施落实情况。

1.7.4 声环境影响调查

重点调查采气井场、处理厂、地面站场噪声源对周围环境的影响程度，监测分析噪声是否达标排放，环评及批复提出的噪声防治措施落实情况。

1.7.5 固废环境影响调查

重点调查固体废弃物排放情况、处理处置设施运行效果；是否按要求落实固废污染防治措施。

2 区域环境概况

2.1 自然环境

2.1.1 地理位置

阿克莫木气田位于新疆维吾尔自治区克孜勒苏柯尔克孜自治州乌恰县境内，塔里木盆地西南坳陷喀什凹陷乌恰构造带阿克莫木背斜，阿克莫木气田，西距乌恰县约8km，南距乌恰县—喀什市309省级公路约5km。

塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田地理位置见图2.1-1。

2.1-1　项目地理位置示意图

2.1.2 地形地貌

阿克莫木气田位于乌恰盆地内，气田紧靠南天山南麓，地表高差较大，地形北高南低，地面海拔在2000m～2600m之间。与项目区关系密切的地貌类型主要有冲洪积倾斜平原和河谷平原。

冲洪积倾斜平原：山前地带由上更新统冲洪积砂砾卵石组成，其形态以冲洪积扇群出现，河间洼地明显，沿山麓方向地形呈波状起伏，地形坡度较陡（10°～15°），其组成物质，后缘特粗，至前缘变为细土平原。倾斜平原上，纵向沟谷发育，侵蚀切割强烈，地表极为干燥。在前缘细土区，地形起伏很大，局部多风蚀地形和风成沙堆积，出现雅丹地形。

河谷平原：分布于库孜洪河和乌如克河的沟谷中。河谷平原由第四纪各时代的堆积物组成，由河水搬运堆积而成，形态上以阶地出现。河谷的中上部，谷地狭窄，流水侵蚀下切强烈，堆积物一般不厚，平面上呈窄带状沿河谷分布，面积不大；河谷的中下部，河床比降逐渐减小，河水多呈散流，侧蚀作用强烈，多发育宽谷，谷底平整开阔，堆积物厚度比河谷中上部明显增大。见图2.1-2。




图2.1-2　项目区地形地貌特征

2.1.3 气候、气象

乌恰县气候属中温带大陆性荒漠气候。冬季寒冷漫长，夏季短促，昼夜温差大。年平均气温6.7℃，最高气温34℃，最低-29.4℃。一、二月份平均气温-8～-9℃。年平均日照时数2797.2小时，≥10℃的积温2529.3℃，无霜期138天。降水量少，蒸发量大，气候干燥。年降水量约250mm，集中于5～8月。年蒸发量2400mm左右。积雪厚度最深可达1m。冻土深170cm。多

西北风，最大风力可达10级，风沙大。主要自然灾害为雪、冰雹、地震。项目区主要气象要素见表2.1-1。

表 2.1-1　　项目区累年基本气象要素统计表

项目	单位	数值	项目	单位	数值
平均气压	hPa	78.6	年均日照	h	2797.2
平均气温	℃	6.7	冻土深度	cm	170
年降水量	mm	250	夏季湿度	%	38
年蒸发量	mm	2400	夏季平均温度	℃	24
积雪深度	m	1	冬季平均温度	℃	-19
主导风向		EN	平均风速	m/s	2.1
日平均≤5℃天数	d	152	≥10℃积温	℃	2529.3

2.1.4 区域地质

阿克莫木气田位于喀什凹陷北缘乌恰构造带阿克莫木构造。喀什凹陷位于塔里木盆地西端，是盆地西南坳陷的一个二级构造单元。

喀什凹陷的北部为南天山山前冲断带，构造运动表现为自北向南的大型逆冲推覆，发育有三排近东西向展布的三级构造带，由北向南依次为乌恰构造带、阿图什构造带和喀什构造带，应力上自北向南构造变形趋向减弱。

乌恰构造带属南天山山前冲断带第一排构造，位于乌恰县以东，呈近东西向展布，西部被库孜贡苏断陷所截，面积约 2400km^2。从区域地层的岩性组合看，乌恰构造带存在两个大的构造滑脱层，寒武系下部的膏泥岩层和古近系底部的膏泥岩层，另外侏罗系内多套煤层和泥岩层及新近系内的膏泥岩层组成次一级的滑脱层，这几套塑性地层是区域上很好的构造滑脱面，造成构造带内发育大量断层相关褶皱及其组合构造。

2.1.5 水文及水文地质

根据前人资料《新疆乌恰县阿克区块试采工程供水水文地质详查报告》（1:5 万）所述乌恰县境内区域含水介质和地下水性质划分，文地质条件比较复杂，分为天山区、昆仑山区、喀什西部山地、河流沟谷、乌恰山间盆地和喀什三角洲六个区。其中乌恰山间盆地是一个独立山间盆地，根据该区域内地下水依据其赋存条件、水理性质及水利特征，划分为碎屑岩类裂

隙孔隙水、第四系松散岩类孔隙水两种类型：

1）碎屑岩类裂隙孔隙水

（1）新近系裂隙孔隙层间水（N_2）

在乌恰县东部和南部广泛分布，含水层主要由新近系砾岩、泥质砂岩组成，地层产状平缓，不利于大气降水的渗入补给，泉水出露稀少，泉水流量多小于 0.1L/s。

（2）白垩、侏罗系裂隙孔隙层间水（J、K）

主要分布乌恰县西北部，含水层主要由侏罗系、白垩系的砂岩组成，单泉流量多在 0.1-1.0L/s。包括红层碎屑岩裂隙孔隙层间水和一般碎屑岩裂隙孔隙层间水。前者由白垩系砂岩、泥岩组成，富水性总体相对较弱，后者主要分布在乌恰镇北西一带，根据含水层岩性不同，所处构造部位不同，富水性有差异，在构造发育的砂岩地区泉流量为 1～5L/s，大者为 8～10L/s。

2）第四系松散岩类孔隙水（Q）

区域内多为单一结构潜水，第四系地下水埋深中部深东南部浅，其含水层岩性自北西向东南由漂石、砂卵砾石逐渐向砂砾石和含砾粉土过渡，其富水性特征如下：

依据已有机电井抽水试验成果资料（降深 5m、12 寸管径的单井涌水量），区内潜水富水性划分为水量丰富（1000-5000m^3/d）、水量贫乏（10-100m^3/d）二个富水区段。

（1）水量丰富区

主要分布于乌恰县城周围，东西宽 5.0km，南北长 7.8km。地下水埋深在 11-67.0m 之间，含水层岩性以卵砾石、砂砾石为主，收集《新疆乌恰县阿克区块试采工程供水水文地质详查项目（1:5 万）》（以下简称《详查》）KT1 勘探孔，渗透系数在 5.65-15.11m/d 之间。换算单井涌水量为 1000-5000m^3/d，水化学类型为 Cl·HCO_3·SO_4-Na·Mg·Ca 型，溶解性总固体含量在 1.0-3.0g/L 之间。

（2）水量贫乏区

主要分布于乌恰县东部及南部沟谷内。据《详查》KT5 号孔资料，沟谷内水位埋深 1.0-5.00m 之间，含水层岩性以砂砾石、粘土含砾为主，渗透

系数为 0.85m/d。换算单井涌水量为 97.8m^3/d，水化学类型为 HCO_3 Cl SO_4-Mg Na Ca 型，溶解性总固体含量 1.0-3.0g/L 之间。

（3）透水不含水层

主要分布于乌恰县北部山前地带及洪积台地区域，地表岩性为砂砾石，厚度较薄，在 5-20m 之间，透水性较好，不含水，为透水不含水区域。下伏新近系泥岩、砾岩。

2.2 生态环境

2.2.1 土壤

项目区的地表土壤主要有棕漠土和石质土，土壤母质主要由残积物、冲积物、洪积物和灌溉淤积物组成。管道沿线主要是棕漠土。

棕漠土：在极端干旱气候条件，由砾质冲积物发育而形成的一类地带性土壤。这类土壤与砾石戈壁相联系，局部地区为粉质土、砂质粘土和粘质土，成土母质为第四纪洪积沉积物。表层含有较多的粗沙粒形成地表砾幕或结皮，部分管道段在剖面中下部也出现较厚的砂砾层或砂土层，在剖面中看不出明显的腐殖层，表层有机质含量低，小于0.6%，土壤的保水性和肥力很差，植被稀疏，覆盖度多在10%以下。





图2. 2-1　项目区土壤及地表组成

2.2.2 植被

项目区属于低山丘陵区，地表植被总体表现为低矮而稀疏，且分布十分不均匀，由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱。项目所属区域植被属新疆塔里木荒漠亚地带，平原地带性植被以旱生的灌木

为主，其次是小灌木与半灌木，一般植被群落较为简单，生长稀疏，呈荒漠植被带景观，灌木群落主要为琵琶柴、合头草、盐爪爪，小半灌木假木贼、猪毛菜等，植被覆盖度为5～10％。



图2. 2-1　项目区植被特征

2.2.3 野生动物

项目区位于中天山南坡、塔里木盆地东部，地貌为低山丘陵。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。

经过咨询当地林业局野生动物保护科等单位，该区域共有国家级重点保护动物 4 种，见表 2.2-1。

表 2. 2-1　　项目区重点保护动物

序号	中文名	拉丁学名	新疆保护等级	中国保护等级
			1988 年	1988 年
1	鹅喉羚	*Gazella subgsoni*		2
2	鸢	*Milvus korschun*		2
3	苍鹰	*Accipiter gentiles*		2
4	红隼	*Falco tinnunculus*		2

1）鹅喉羚：鹅喉羚又名长尾黄羊，俗称黄羊，隶属于偶蹄目牛科 羚羊亚科 瞪羚属。每年 12 月-翌年 1 月，鹅喉羚发情交配，此时雄羊喉部膨大，很像公鹅的头，因此得名鹅喉羚。该种分布区域广泛，从阿拉伯半岛、伊朗、阿富汗和中亚，向东直到中国西北和蒙古境内的广大地区都有其分布。近几十年来，由于栖息地的丧失、过度捕猎及偷猎，全球范围内鹅喉羚种群数量锐减。我国于 1989 年将其列为国家二级保护动物，1994 年 IUCN

红色名录列为 LR 级（低危种），2006 年将其列为 VU 级（易危种）（IUCN，2006）。鹅喉羚在拜城县北部的山前冲洪积扇和低山山区有广泛的分布（海拔 1300m～3000m），由于水源、食源丰富且分布广，项目区的鹅喉羚无固定的饮水点和觅食点，无固定栖息地、繁殖地，项目区鹅喉羚分布密度约 0.5 只/km^2。

2）鸢：又名老鹰、黑鸢、鹞鹰，体长约 650mm，上体暗褐杂以棕白色；耳羽黑褐色。下体大部分为灰棕色带黑褐色纵纹；翼下具白斑。尾叉状，翱翔时最易识别。多见于山区林地、城郊及居民点附近。天气晴朗时，常见其在天空翱翔。发现猎物，立即俯冲直下，以鼠、兔、蛙、鸟等为食。在高大乔木的顶端营巢。国内分布几遍及各地，终年留居。在项目区北部的山区常见。

3）苍鹰：苍鹰为森林猛禽，栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地界，于疏林、林缘和灌丛地带，次生林中也较常见。也见于山施平原和丘陵地带的疏林和小块林内，是森林中肉食性猛禽。除迁徙期间外，很少在空中翱翔，多隐蔽在森林中树枝间窥视猎物，一旦发现森林中的鼠类、野兔、雉类、榛鸡、鸠鸽类和其他中小形鸟类的猎物，则迅速俯冲，呈直线追击，用利爪抓捕猎获物。1997 年列入《华盛顿公约》CITES 濒危等级，2009 年列入《世界自然保护联盟》（IUCN）ver 3.1 鸟类红色名录，在项目区北部的山区及南部的农田绿洲边缘有分布。

4）红隼：以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物。通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，红隼平常喜欢单独活动，尤以傍晚时最为活跃。繁殖期为5-7月。在新疆为留鸟。属于小型猛禽，分布在山地森林、森林苔原、低山丘陵、草原、旷野等，在项目区北部的山区及南部的农田绿洲边缘有分布。

项目区位于低山丘陵区，区域内主要栖息分布着一些耐旱型野生动物，如子午沙鼠、密点麻蜥和沙百灵等。由于项目区北接天山山区，南接绿洲盆地，有较好的植被和食物来源，现场勘查时偶尔可预见鹅喉羚、鸢、红隼等保护动物，但由于项目区地处干旱荒漠区，动物生境较差，所以动物的数量和密度相对较低。

2.3 社会环境概况

乌恰县位于祖国最西部边陲，东接阿图什市、南邻喀什市、西南毗阿克陶县、西北与吉尔吉斯斯坦共和国接壤；境内有吐尔尕特和伊尔克什坦两个国家级一类对外开放口岸，是我国连接中亚、西亚的纽带和对外开放的桥头堡。

全县辖8乡3镇、34个行政村、8个社区居民委员会。全县国土总面积2.2万平方公里，平均海拔2890米，县城所在地海拔2200米，其中山地、戈壁、荒滩占总面积的99.8%；荒漠草场总面积1600余万亩，耕地面积2.3万亩，人均耕地不足0.5亩。

2020年，全年实现生产总值（GDP）360311万元，增长2.8%。全年完成农林牧渔业总产值41316万元，增长2.8%。全年粮食产量达4544吨，果类产量达858吨。年末牲畜存栏头数36.66万头（只），比上年增长10.5%。

全年完成工业总产值208040万元，同比增长9.5%。全年规模以上工业企业实现销售收入181528万元。

全年全县城镇居民人均可支配收入32505元，比上年下降0.9%，农村居民人均可支配收入9272元，比上年增长7%。农牧民人均纯收入11169元，比上年增加1111元，同比增长11%。

全年工业二氧化硫排放量13.715吨，氮氧化物排放量17.961吨，烟（粉）尘排放量4825.777吨，挥发性有机物排放量1.46965吨。污水处理厂座，城市污水厂排放量万吨。建成区绿地率36.97%、建成区绿化覆盖率39.75%、燃气普及率97.41%、县城建成区面积达到6.69平方公里。

3 工程概况

3.1 建设项目基本情况

项目名称：塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程；

建设地点：新疆克孜勒苏柯尔克孜自治乌恰县境内；

建设性质：新建；

建设规模：新建天然气年产能$11.1\times10^8m^3/a$。；

主体设计单位：中油（新疆）石油工程有限公司；

建设投资：项目总投资102689.73万元，环境保护投资约2359.41万元。一期工程建设实际总投资为88000万元，其中环保投资3555万元，占总投资的比例为4.04%。

3.2 区域位置

阿克莫木气田构造位于塔里木盆地西南坳陷喀什凹陷乌恰构造带阿克莫木背斜。地理位置位于新疆维吾尔自治区乌恰县境内，西距乌恰县约8km。

阿克莫木气田紧靠南天山南麓，地表高差较大，地形北高南低，地面海拔在2000m～2600m之间；气田区内地表以第四系砾石为主。该区以南依次分布有阿图什构造带和喀什构造带，与乌恰构造带在山前区形成并行排列三排构造带。

见图2.1-1。

3.3 项目实施过程

（1）2018年5月完成项目环评，2018年12月21日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复；

（2）2019年3月进入滚动开发阶段；

（3）2020年7月1日一期工程建成试生产；

（4）截至2022年1月，本项目一期工程共建设采气井、水回注井、二

氧化碳回注井、观察井共计17口，建成产能6.6×10^8m^3/年，实际完成投资额为88000万元。

3.4 资源概况

3.4.1 气藏地质概况

阿克莫木气田构造位于塔里木盆地西南坳陷喀什凹陷乌恰构造带阿克背斜。地理位置位于新疆维吾尔自治区克孜勒苏克尔柯孜自治州乌恰县境内，西南距乌恰县约 8km，南距乌恰县-喀什市省级公路约 5km，交通运输十分便利。

2015 年计算阿克莫木气田基本探明天然气地质储量 446.44×10^8m^3，其中烃类天然气地质储量 361.97×10^8m^3；采收率为 60%，天然气技术可采储量 267.86×10^8m^3。

表 2.2-3　　阿克莫木气藏探明地质储量数据表

气田名称	层位	含气面积（km^2）	天然气地质储量（10^8m^3）	天然气技术可采储量（10^8m^3）
阿克莫木气田	K1	32.34	446.44	267.86

3.4.2 井流物性质

阿克莫木气田属于背斜型正常压力块状底水干气气藏，CO_2 含量较高，不含 H_2S。气田含少量凝析油，依据 2011 年生产数据，阿克天然气处理站排污池回收的污油月产生量小于 1.0t。

3.4.3 天然气性质

从阿克莫木气田 5 口钻井共计 80 个天然气组分数据的统计情况来看，阿克莫木气田克孜勒苏群天然气性质见表 2.2-4。

表 2.2-4　　阿克莫木气田克孜勒苏群天然气性质表

参数	烃类百分含量（%）							
	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷
最小值	79.3	0.18	0.017	0	0	0	0	0
最大值	83.1	0.877	0.179	0.033	0.043	0.021	0.031	0.057
平均值	80.76	0.2508	0.0288	0.0040	0.0052	0.0028	0.0028	0.0031
参数	非烃百分含量（%）		天然气分子量		相对密度		干燥系数	
	氮气	二氧化碳						

最小值	7.2	6.91	19.24	0.67	0.994
最大值	9.86	11.98	20.43	0.71	0.997
平均值	8.56	10.36	20.04	0.69	0.996

3.4.4 凝析油性质

阿克莫木气田属于干气气藏，随着天然气的采出携带有少量的凝析油，根据 AK1 井的取样分析，凝析油的性质见表 2.2-5。

表 2.2-5　　阿克莫木气田凝析油物性表

序号	项目		结果
1	酸值 mgKOH/g		0.6
2	凝固点℃		-28
3	水含量%		微量
4	含砂量%		微量
5	密度(20℃)g/cm^3		0.8174
6	密度(50℃)g/cm^3		0.7953
7	粘度 mp.s	40℃	1.04
		50℃	0.86
8	馏程℃	初馏点	99.6
		馏出体积 5%	120
		馏出体积 16.5%	140
		馏出体积 29.5%	160
		馏出体积 43%	180
		馏出体积 59%	205
		馏出体积 67.5%	220
		馏出体积 76%	240
		馏出体积 82.5%	260
		馏出体积 89.5%	280
		馏出体积 93.5%	300

备注：上表数据由柯克亚作业区提供，取样点为排污池。

3.4.5 地层水性质

阿克莫木气田地层水低产、不活跃，Cl^{-1} 2～6×10^{4}mg/L,总矿化度 1.1～11.5×10^{4}mg/L，水型 Na_2SO_4 及 $NaHCO_3$，大陆水环境。

地层水分析数据见表 2.2-6 所示。

表 2.2-6　　阿克莫木气田地层水分析数据表

序号	井号	PH	相对密度	地层水离子含量(mg/L)						
				HCO^{3-}	CL^-	SO_4	Ca^{++}	$K^{++}Na^+$	总矿化度	水型
1	AK1	6.6	1.0581	2987.14	43658	5290	1346	30042	82040	Na_2SO_4
2	AK1-1H	6.6	1.0647	1838	51415	2759	638	33930	90037	Na_2SO_4
3	AK4	7.1	1.0690	2704	52991	5440	1334	35852	97298	NaHCO3

3.5 建设内容及工程变动情况

3.5.1 环评阶段工程建设内容

工程分两期建设。

（1）一期工程：采气井场、中压集输系统、天然气处理站、35kV 变电站及相应的配套工程，一期工程于 2019 年建成。

（2）二期工程：低压集输管道、低压气压缩机组、采出水处理及相应配套工程扩容，二期工程于 2029 年建成。

本项目设计总井数 16 口，其中新钻水平井 5 口（生产井 4 口、备用井 1 口）、老井利用 11 口（生产井 7 口、观察井 2 口、CO_2 回注井 1 口、地层水回注井 1 口）。已有钻井钻进进尺为 37560.6m，新钻井钻进进尺为 20300m，总进尺 57860.6m。天然气年产能 $11.1\times10^8m^3/a$。

工程具体内容见表 3.5-1。

表 3.5-1　　主要工程组成一览表

类型	项目			规模	说明
一期工程					
主体工程	钻井工程	AK401、AK101、AK1-2、AK1、AK1-H3、AK1-H6、AK1-H5		7 口	开发井，老井利用
		AK1-4H、AK1-H7、AK1-B8H（备用井）、AK4-1H、AK4-H2		5 口	开发井，新钻井 井型：水平井 井身：四开 井深：4060m
		AK4		1 口	CO2 回注井
		AK2		1 口	水回注井
		AK1-1、AK5		2 口	观察井
	天然气集输工程	集气站		1 座	与集气脱水站合建
		集气装置		1 套	与天然气处理厂合建
		清管站		1 座	西集气干线起点
		集输管道	单井管线	22.25km	双金属复合钢管
			高压集气管线	14.0km	双金属复合钢管
			AK4CO2 回注管线	2.5km	
			燃料气管道	14.8km	
			天然气外输管线	0.7km	
	天然气处理厂	生产装置	脱碳单元	1 座	$300\times10^4m^3/d$
			脱水脱烃单元	1 座	$300\times10^4m^3/d$
			污油回收单元	1 座	5.0t/d
			外输计量单元	1 座	$300\times10^4m^3/d$
			乙二醇再生单元	1 座	30t/d

类型	项目			规模	说明
			二氧化碳回注单元	1 座	40×10⁴m³/d
		辅助生产设施	火炬及放空系统	1 座	高压放空：300×10⁴m³/d 低压放空：15×10⁴m³/d CO2 放散：30×10⁴m³/d
			导热油系统	1 座	3×6.5MW（2 用 1 备）
			燃料气系统	1 座	15×10⁴m³/d
			空氮系统	1 座	空气 9.8m³/min，氮气 60m³/h
			维修及分析化验	1 座	
			工艺及热力管网	1 套	
辅助工程	道路	外部连接道路		5km	三级公路
		气田主干道路		14km	四级公路
		单井巡井道路		18.9km	四级公路
		8m 宽过河桥梁		1 座	乌如克河
	给排水	生活污水处理系统		1 座	
		供水管线		15km	塑料合金玻璃钢复合管
		注水管线		25km	无缝钢管
		污水池		2 座	有效容积 6000m³×2
	供配电	35kV 箱式变电站		1 座	撬装站
		35kV 架空电力线		19km	气田内部电力线路
		10kV 架空电力线		17km	气田内部电力线路
	防腐	管道	单井管线、集气干线、联络管道	39.45km	防腐层-保温层-防护层+强制电流阴极保护
			燃料气管道	14.8km	3PE 防腐+强制电流阴极保护
		站场	设备外壁	-	涂层防腐
			碳钢储罐内壁	-	无溶剂环氧涂料防腐
	热工暖通	井场加热炉	200kW	7 台	真空加热炉
			315kW	5 台	
		天然气处理厂导热油系统 6.5MW		3 台（2 用 1 备）	有机热载体加热炉
	通信及仪表自动化	井口设置 RTU 对井口数据进行采集，安装视频监控及远程喊话系统，通过新建光缆将视频、数据上传至新建天然气处理厂。			
依托工程	含油污泥			收集后定期密闭装车拉运至克拉苏环保处理站处理。	
	泥浆不落地处理技术			现有钻井中 AK1-H3、AK1-H5、AK1-H6 等井磺化泥浆及新钻 5 口井钻井废弃物，委托第三方采用“泥浆不落地技术”进行处理。最终送至乌恰县废弃泥浆环保处理站处置。	

3.5.2 工程变动情况

（1）工程建设内容变动情况

截至 2021 年 12 月，本项目新建采气井 6 口（AK4-1H 井未完钻）。天然气生产能力 6.6×10⁸m³/a；300×10⁴m³/d 天然气处理厂生产装置、辅助生产

设施均建成；新建各类集输管线 51.15km，供水管线 3 km；新建道路 9.5km；处理厂及各站配套工艺管线、阀件及供配电等系统工程设施。

本项目工程组成见表 3.5-2。

表 3.5-2　　工程主要内容及变动情况表

类型	项目		环评批复规模（工程量）		验收阶段规模（工程量）	备注
一期工程						
主体工程	钻井工程	AK401、AK101、AK1-2、AK1、AK1-H3、AK1-H6、AK1-H5	7 口	开发井，老井利用	完成	一致
		AK1-4H、AK1-H7、AK1-B8H（备用井）、AK4-1H、AK4-H2、	5 口	开发井，新钻井；水平井，井身结构四开，井深：4060m	AK4-1H 井 2021 年 9 月开钻尚未完钻，**新增乌东 1 井，直井，3500m**	增加 1 口
		AK4	1 口	CO_2 回注井	完成	一致
		AK2	1 口	水回注井	完成	一致
		AK1-1、AK5	2 口	观察井	完成	一致
		钻井进尺（新钻）		20300m	23800m	增加 3500m
	天然气集输工程	天然气产能		$11.1\times10^8m^3/a$	$6.6\times10^8m^3/a$	减少
		集气站	1 座	与集气脱水站合建	完成	一致
		集气装置	1 套	与天然气处理厂合建	完成	一致
		清管站	1 座	西集气干线起点	完成	一致
		集输管道 单井管线	22.25km	双金属复合钢管	完成	一致
		集输管道 高压集气管线	14.0km	双金属复合钢管	完成	一致
		集输管道 AK4CO_2 回注管线	2.5km		**未建**	减少
		集输管道 燃料气管道	14.8km		完成	一致
		集输管道 天然气外输管线	0.7km	0.1 km	完成	减少
	天然气处理厂	生产装置 脱碳单元	1 座	$300\times10^4m^3/d$	完成	一致
		生产装置 脱水脱烃单元	1 座	$300\times10^4m^3/d$	完成	一致
		生产装置 污油回收单元	1 座	5.0t/d	完成	一致
		生产装置 外输计量单元	1 座	$300\times10^4m^3/d$	完成	一致
		生产装置 乙二醇再生单元	1 座	30t/d	完成	一致
		生产装置 二氧化碳回注单元	1 座	$40\times10^4m^3/d$	**增加部分完成，超冷凝回注部分未建**	减少
		辅助生产设施 火炬及放空系统	1 座	高压放空：$300\times10^4m^3/d$ 低压放空：$15\times10^4m^3/d$ CO_2 放散：$30\times10^4m^3/d$	完成	一致
		辅助生产设施 导热油系统	1 座	3×6.5MW（2 用 1 备）	完成	一致
		辅助生产设施 燃料气系统	1 座	$15\times10^4m^3/d$	完成	一致
		辅助生产设施 空氮系统	1 座	空气 $9.8m^3/min$，氮气 $60m^3/h$	完成	一致
		辅助生产设施 维修及分析化验	1 座		完成	一致
		辅助生产设施 工艺及热力管网	1 套		完成	一致
辅	道路	外部连接道路	5km	三级公路（起点：	3km，终点为常州工业	减少

类型	项目			环评批复规模（工程量）		验收阶段规模（工程量）	备注
助工程					AK4-1H-3 井，终点：S309 省道）	大道	
		气田主干道路		14km	四级公路（起点：A 段主干道路，终点：S309 省道）	6.5km	减少
		单井巡井道路		18.9km	四级公路	**未建**	减少
		8m 宽过河桥梁		1 座	乌如克河	**未建**	减少
	给排水	生活污水处理系统		1 座		完成	一致
		供水管线		15km	塑料合金玻璃钢复合管	3km	减少
		注水管线		25km	无缝钢管	**未建**	减少
		污水池		2 座	有效容积 6000m^3×2	完成	一致
	供配电	35kV 箱式变电站		1 座	撬装站	完成	一致
		35kV 架空电力线		19km	气田内部电力线路	完成	一致
		10kV 架空电力线		17km	气田内部电力线路	完成	一致
	防腐	管道	单井管线、集气干线、联络管道	39.45km	防腐层-保温层-防护层+强制电流阴极保护	完成	一致
			燃料气管道	14.8km	3PE 防腐+强制电流阴极保护	完成	一致
		站场	设备外壁	-	涂层防腐	完成	一致
			碳钢储罐内壁	-	无溶剂环氧涂料防腐	完成	一致
	热工暖通	井场加热炉	200kW	7 台	真空加热炉	已装 11 台，AK1-B8H、AK4-1H 未装	减少
			315kW	5 台			
		天然气处理厂导热油系统 6.5MW		3 台（2 用 1 备）	有机热载体加热炉	完成	一致
	通信及仪表自动化	井口设置 RTU 对井口数据进行采集，安装视频监控及远程喊话系统，通过新建光缆将视频、数据上传至新建天然气处理厂。				完成	一致
依托工程	含油污泥			收集后定期密闭装车拉运至克拉苏环保处理站处理。		塔里木油田绿色环保站	有变化
	泥浆不落地处理技术			现有钻井中 AK1-H3、AK1-H5、AK1-H6 等井磺化泥浆及新钻 5 口井钻井废弃物，委托第三方采用“泥浆不落地技术”进行处理。		委托第三方采用“泥浆不落地技术”进行处理最终送至乌恰县废弃泥浆环保处理站处置。	一致
投资	投资估算			102689.73 万元		88000 万元	
	环保投资			2359.41 万元		3555 万元	增加

工程变动情况主要体现在增加一口生产井（乌东-1 井）。二氧化碳回注管线 2.5km 未建；外部连接道路减少 2km、气田主干道路减少 7.5km；注水管线 25km 未建；供水管线减少 8km；井场加热炉数量减少 1 台；工程永久占地减少 13.18hm^2；实际产能 6.6×10^{8}m^3/a 尚未达到设计产能规模（11.1×10^{8}m^3/a）；含油污泥依托去处有变化。

本工程永久占地增加 0.2hm^3，为荒草地，项目性质未发生变化；生产规模在环评范围内；乌东-1 井在阿克莫木区块内，井场周围未新增敏感点；生产工艺与环评阶段一致；环境保护措施与环评阶段一致，均得到妥善处理处置，不构成重大变动。

（2）工程变更引起的环境影响变化

本工程总井数 17 口，其中新钻井 6 口（生产井 5 口、备用井 1 口）、老井利用 11 口（生产井 7 口、观察井 2 口、CO_2 回注井 1 口、地层水回注井 1 口）。已有钻井钻进进尺为 37560.6m，新钻井钻井进尺为 23800m，总进尺 61360.6m。天然气年产能 6.6×10^{8}m^3/a。建设内容的变动，主要体现在新增一口生产井（乌东 1 井），钻井进尺 3500m，永久占地增加 0.2hm^3，污染物有所增加；道路长度、管线长度减少，占地减少，总体使得影响的部位减少，影响的范围、数量、强度等减小。

3.6 主体工程及工艺流程

3.6.1 钻井工程

根据开发方案，阿克莫木气田开发工程（一期）新钻水平井 6 口（含 1 口备用井），其余井均为老井利用。

（1）井身结构

本项目新钻水平井井身结构见图 3.6-1，直井井身结构见图 3.6-2，井场平面布置图见图 3.6-3。

一开：用 Φ444.5mm 钻头开钻，Φ365.13mm 套管下至 300m 左右封固上部松散地层。

二开：用 Φ333.4mm 钻头钻进，Φ273.05mm 技术套管下至巴什布拉克顶部。

三开：用 Φ241.3mm 钻头钻进，Φ196.85mm+Φ206.38mm 套管下至库克拜底砂岩。

四开：用 Φ168.3mm 钻头完钻，Φ127mm 尾管完井。

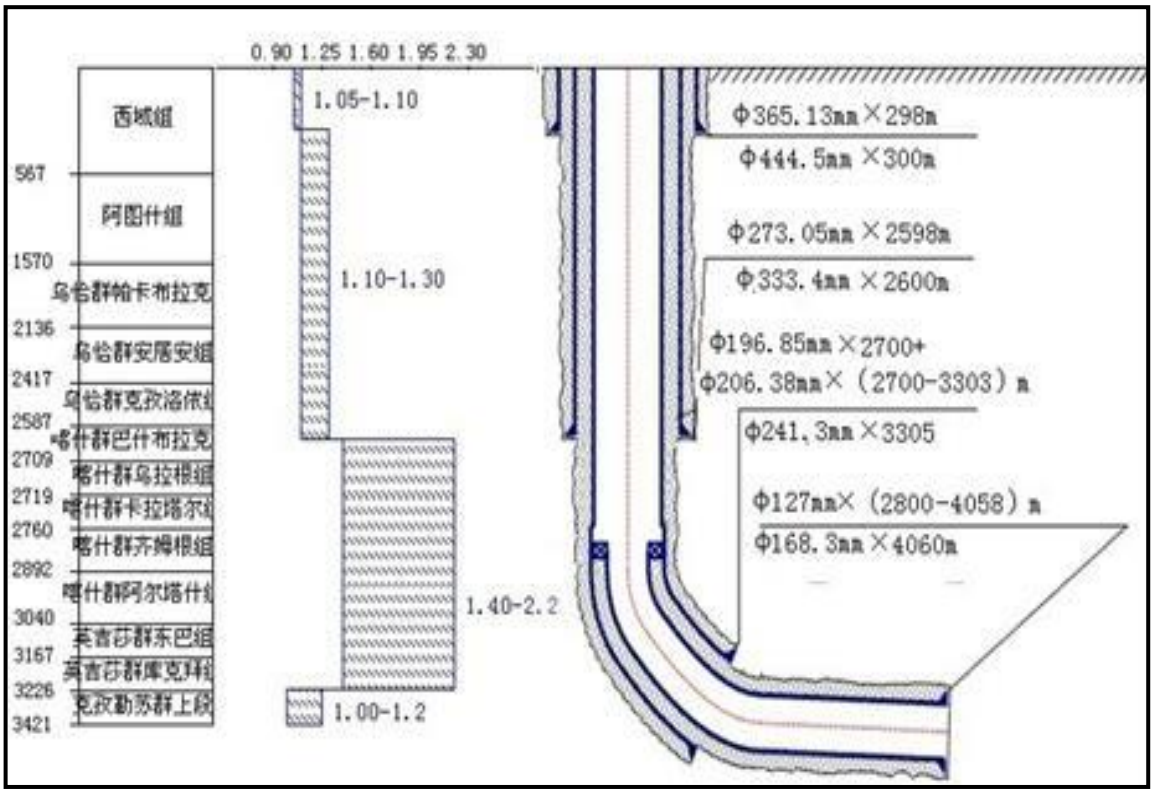


图 3.6-1　　水平井井身结构示意图

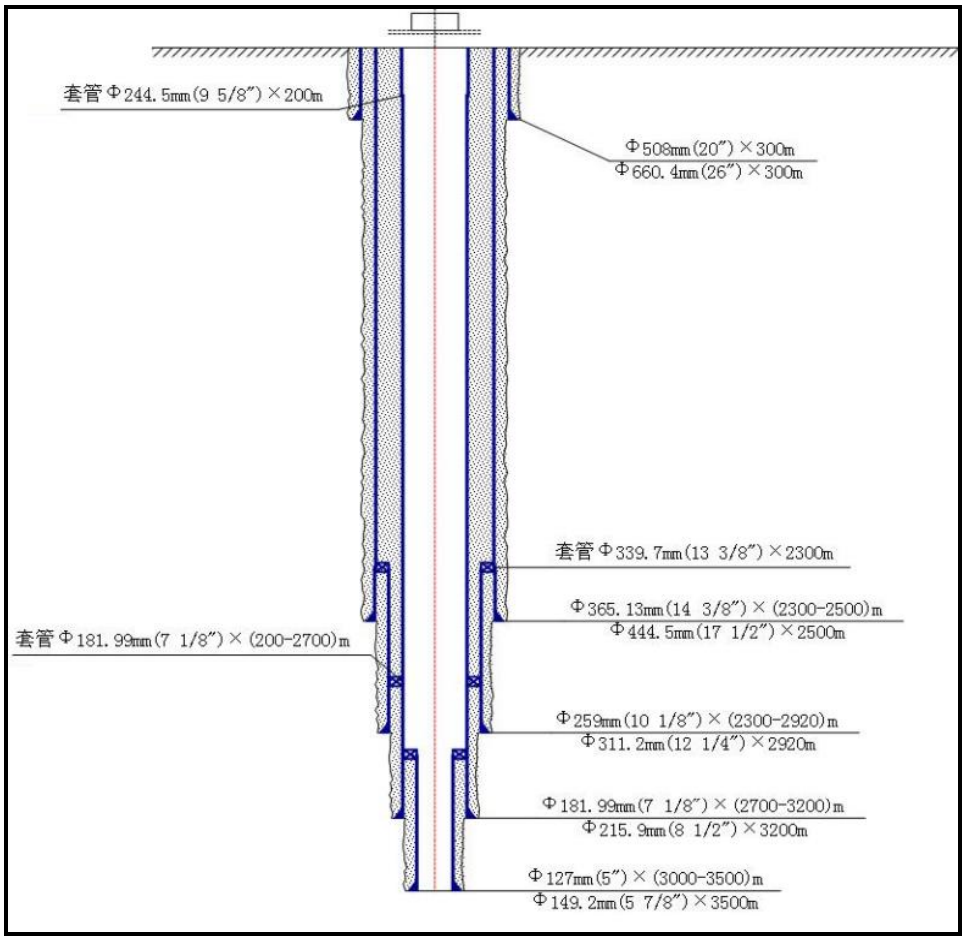


图 3.6-1　　直井井身结构示意图（乌东-1 井）

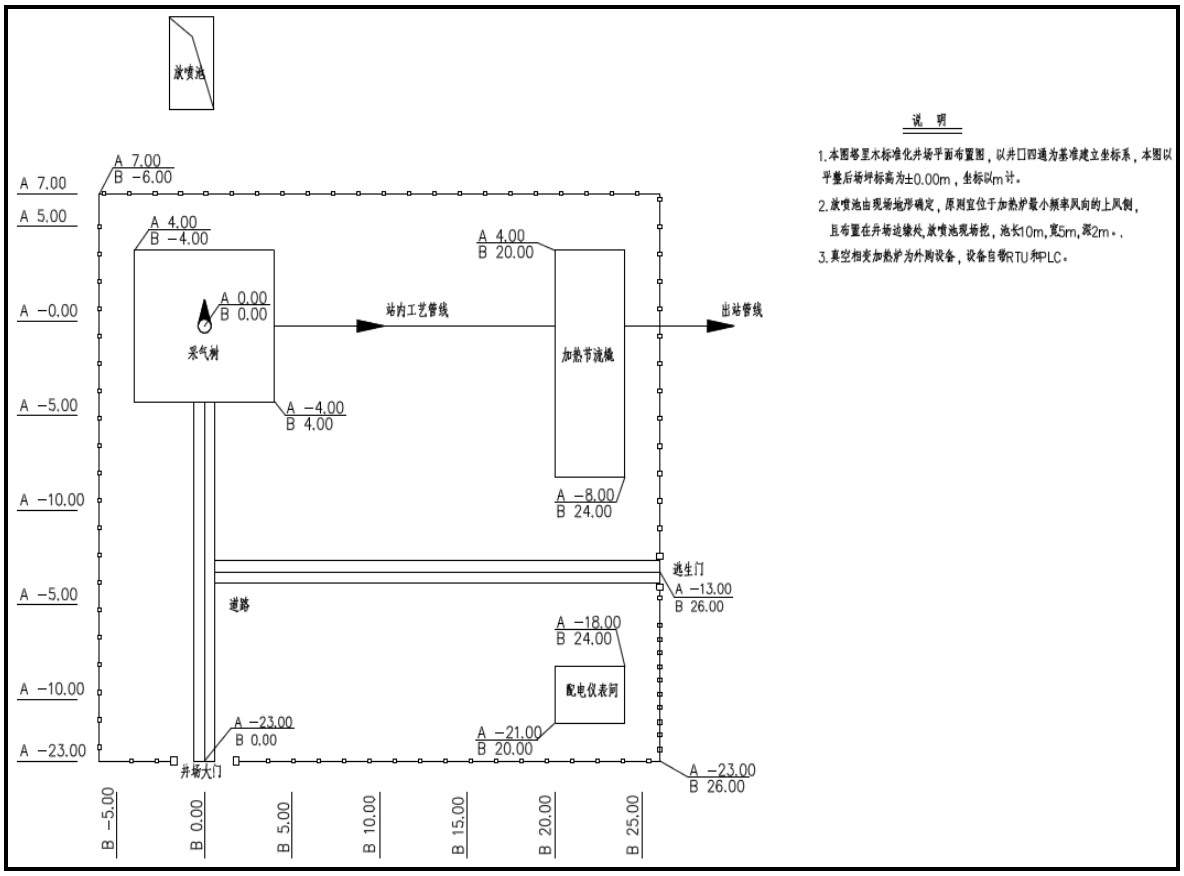


图 3.6-2　井场平面布置示意图

（2）固井要求

固井采取的主要措施包括：

①一开：采用常规密度水泥浆一次上返封固全井，封固表层易垮塌井段，为下步钻进创造条件。

②二开：采用常规密度水泥浆，一次上返方式封固全井（如固井期间发生漏失，根据具体施工情况及漏失情况决定是否反挤补救）。

③三开：三开膏层固井，采用一次上返方式固井，需核定地层具体承压能力后确定浆柱结构。封固厚盐膏层，为下步目的层钻井创造条件。

④四开：尾管段采用常规密度防窜水泥浆，一次上返封固确保储层段固井质量，为后续开发创造条件。

（3）完井方式

阿克莫木气田水平井以套管射孔方式完井。裸眼完井备选。

（4）钻井液

钻井过程中一、二开采用成熟的膨润土聚合物、钾聚磺体系。三开膏盐层采用欠饱和盐水，氯化钾加量控制 7-10%，加强钻井液抑制性能。四

开暂定为低密度磺化钻井液，具体配方根据实验结果确定，具体钻井液体系见表 2.2-10。

表 2.2-10　　阿克莫木钻井液体系及性能

开次	地层	体系	关键性能参数	主要配方	预计钻井液量m³
一开	第四系	膨润土-聚合物	密度：1.05～1.10g/cm³ 粘度：40～85s YP/PV：6～10/10～20 API 失水：≤14ml	膨润土(5～8%)+大分子聚合物(0.1～0.3%)+中分子(0.2～0.4%)+小分子(0.2～0.4%)+润滑剂(0.5～1%)	500 井筒：65 地面：200 消耗：200
二开	阿图什、帕卡布拉克、安居安、克孜洛依	KCL、聚合物	密度：1.10～1.3g/cm³ 粘度：40～65s YP/PV：5～10/10～20 API 失水：≤8ml	膨润土(3～5%)+大分子聚合物(0.3～0.8%)+中分子(0.2～0.5%)+小分子(0.2～0.6%)+润滑剂(0.5～1%)+氯化钾(2～3%)	900 井筒：280 地面：180 消耗：440
	巴什巴拉克、 乌拉根、卡拉塔尔	KCL、聚磺	密度：1.30～1.4g/cm³, 粘度：40～70s， YP/PV：3～15/8～26 API 失水：≤8ml	膨润土(3～5%)+磺化酚醛树脂(2～4%)+磺化褐煤树脂(2～3%)+防塌剂(2～4%)+润滑剂（2～3%）+氯化钾(5～7%)	800 井筒：310 地面：180 消耗：300
三开	齐姆根、阿尔塔什、东巴、库克拜	欠饱和盐水	密度：1.40～2.20g/cm³ 粘度：45～70s YP/PV：4～15/12～48 API失水：≤5m HTHP 失水≤12ml	膨润土(1.5～4%)+磺化酚醛树脂(3～7%)+磺化褐煤树脂(3～5%)+防塌剂(2～5%)+润滑剂（2～5%）+氯化钾(7-10%)+氯化钠(15～22%)	800 井筒：200 地面：180 消耗：420
四开	库克拜、克孜勒苏	低密度磺化（暂定）	密度：1.0～1.2g/cm³ 粘度：40～60 API失水：≤5m HTHP 失水≤12ml	膨润土(1～3%)+氢氧化钠(0.1～0.2%)+磺化酚醛树脂(2～4%)+磺化褐煤树脂(2～3%)+防塌剂(2～4%)+润滑剂（2～3%）++降滤失剂（1～2%)+聚合醇抑制剂（2～3%)+防塌剂(2～3%)+助排剂（0.2%～1%）+储层保护剂	700 井筒：150 地面：200 消耗：350

3.6.2 采气、注气工程

阿克莫木气田为块状底水干气气藏，其开发方式采取利用弹性能量进行衰竭式开发。

动用天然气地质储量 $446.44\times10^8m^3$，总井数 17 口（生产井 13 口，观察井 2 口，CO_2 回注井 1 口，采出水回注井 1 口）；新钻生产井 6 口（水平

井 5 口，直井 1 口），老井利用 7 口，平均单井配产 $25\times10^4m^3/d$；采气速度 2.5%，天然气产能规模 $6.6\times10^8m^3/a$。

本工程共涉及采气井场 12 座，采气井场采用加热节流工艺，在井场设置加热炉，经加热节流后去采气管道，井口加热炉用燃料气采用返输干气。为简化计量工艺，对产液量较少的单井，在井口设置流量计对单井实行连续计量，并预留有计量接口，若单井开采过程中含水量上升时，利用移动计量分离橇，根据需要对单井产液量进行标定和用于单井气水分离。乌如克河以东的各单井后期采出水较多，采取集气站轮井计量方式间歇计量。

井口来气压力为 15～25MPa，温度约 20～35℃，进入到加热炉一级入口加热到 40～50℃，节流至 9～10.2MPa。温度降至 25～30℃出井场。

本项目采气工程采用井口加热节流工艺，在井口设置加热炉，其中 AK4-H2 井采用老井 700 kW 加热炉，AK1-H3 井、AK1-4H 井、AK1-H7 井井口采用 315kW 加热炉，AK401 井、AK1 井、AK1-H6 井、AK1-H5 井采用 200kW 加热炉，AK101 井、AK1-2 井采用 120 kW 加热炉。

井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 利用光缆传输到处理厂。为满足投产、检修及紧急情况下放空需要，各井场设置有手动放空阀组。

3.6.3 集输工程

3.6.3.1 集输方案

本项目采用枝状组合管网集气，井口采用加热节流工艺。以天然气处理厂为界，新建东、西集气干线，乌如克河以西新、老井采取单井连续计量工艺，通过采气管道就近搭接至集气干线混输至天然气处理厂；由于乌如克河以东的 AK1、AK1-2 和 AK1-H6 井随着开采年限延长，采出水量逐年递增，为提高集输适应性，采用轮井计量工艺，单井计量利用旧集气脱水站已建计量分离器，后期单井采出水上升后，在集气站设置生产分离器，采取气水分输工艺，新建集气站至处理厂的集气管道，注水管道利旧 AK4 井采气管道，集气管网布置示意见图 3.6-3。

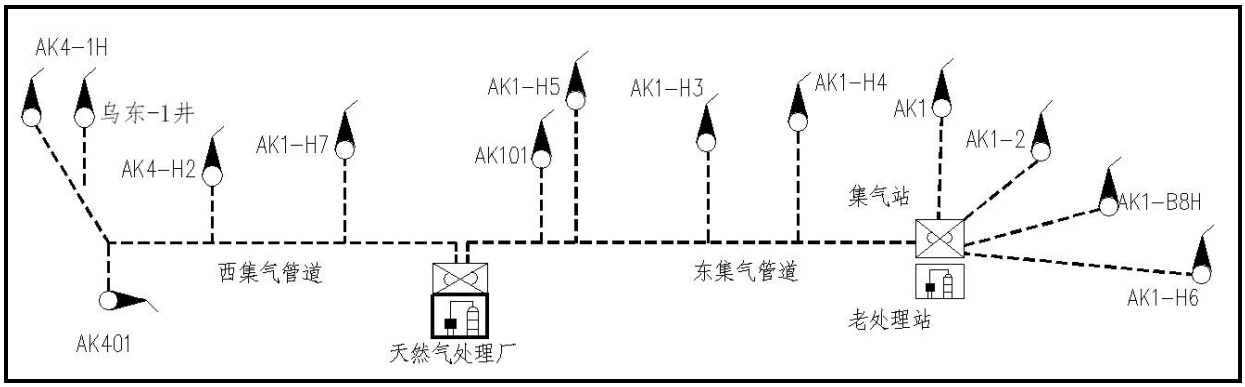


图 3.6-3　枝状组合集气管网布置示意图

3.6.3.2 单井输气管线

本工程共建设采气管线 13 条，输送介质为各采气单井气液混合物，单井集输管线总计 22.25km。

3.6.3.3 集气管线

本工程一期建设高压集气管线 2 条：输送介质为各采气井来气，西集气管道起点为清管站，终点处理厂集气装置，管道规格为 D219×8+2.5/L360+316L 双金属复合管，长度约 7500m。东集气管道起点位于集气站，终点位于天然气处理厂，管道规格为 D219×8+2.5/L360+316L 的双金属复合管，长度约 6500m。

西集气干线：由清管站向东南埋地弹性敷设，多次穿越冲沟，沿线属于场地多为山前冲洪积砾质倾斜平原和山地，地形稍有起伏，有冲沟从中贯穿；期间穿越冲沟 13 次，线路整体走向呈 W 型。

东集气干线：由集气站向西埋地弹性敷设，线路前段多在冲沟、山体边缘内敷设，线路曲折起伏；中段进入戈壁滩，较平坦地区敷设；末段越小山丘敷设至处理厂；线路整体走向呈现锯齿形。

3.6.3.4 外输气管道

本工程建设一条外输气管道，起点为新建天然气处理站，终点为外输阀室，设计压力 6.3MPa，管道规格为 Φ406×8.8，全长 0.1km。

3.6.3.5 燃料气管道

（1）已有单井管道利用

目前已接入系统的老井有 AK4、AK401、AK101、AK1-1、AK1-2、AK1 井，实际生产井有 AK401、AK101、AK1-2、AK1 井，各单井管道规格及

材质见表 2.2-12。根据开发方案，因 AK4 井作为 CO_2 回注井使用，AK1-1 井作为观察井，目前油压为零，若后期该井具备生产条件，利用已建采气管道接入到集气站生产，本次已建采气管道利旧仅考虑生产井。本次利用单井管线长度为 19.55km。

表 2.2-12　　已建单井采气管道规格表

序号	管道起点	管道终点	设计压力 MPa	管道规格 Φ×δ	管道长度 km	建设年份	利旧	备注
1	AK1	处理站	35	Φ140×22/油管	0.15	2004	调整作为燃料气管道使用	-
2	AK1-1	处理站	28	Φ114×18/20G	4.0	2009	-	观察井
3	AK1-2	处理站	25	Φ114×14/L360	1.4	2008	调整作为 AK1-2、AK1-H6、AK1-B8H 井燃料气管道	-
4	AK101	处理站	25	Φ114×18/20G	5.0	2010	调整作为 AK101、AK1-H5 燃料气管道使用	-
5	AK4	集气脱水站	12	Φ114×10/20G	11.0	2010	调整作为集气站～处理厂采出水输送管道	CO_2 回注井
6	AK401	集气脱水站	12	Φ114×10/20G	13.0	2010	调整作为井场返输燃料气干线使用	-

（2）新建燃料气管道

本工程新建燃料气管道长度为 14.8km，起点为新建天然气处理站，终点为各单井，设计压力 1.6MPa。

3.6.3.6 井口流量计

根据阿克莫木气田的气井分布特征和枝状组合管网集气工艺，结合干气气藏特点，为简化计量工艺，对产液较少的单井，在井口设置流量计对单井实行连续计量，并预留有计量接口，整个气田配备 3 台移动计量分离橇，可根据需要对单井产液量进行计量。其余井口气在线流量计量仪表采用涡街流量计，共计 8 台。

乌如克河以东的 AK1 井、AK1-2 井和 AK1-H6 井开采后期采出水明显升高，流量计难以适应混相计量，计量精度无法满足需要。集气脱水站（$40\times10^4m^3$ 装置）可依托条件较好，已建有 1 台计量分离器（设备规格：WE1.2×4.8-12），设备状态良好，能够满足计量需要。因此，开采后期 AK1、

AK1-2、AK1-H6 和 AK1-B8H 井可利用该计量分离器采取轮井计量。

3.6.3.7 清管站

清管站设置在西集气干线始端，设置发球筒、放散管，定期清管用；清管站工艺流程及平面布置见图 3.6-4。

3.6.3.8 集气站

集气站（原集气脱水站改造）主要接收 AK1-H6、AK1、AK1-2 和 AK1-B8H 井的来气，采用轮井计量，气田开发初期，单井采出水较少，采用气液混输工艺，站场内设置有发球筒，出站设置有紧急关断阀和超压放空阀，轮井计量利用集气脱水站（40×10^{4}m^3 装置）已建计量分离器，计量后通过集气管道输送至处理厂。

气田开发后期，各单井压力递减，采出水量升高，计量分离器降压运行，为提高集输适应性，在集气站设置低压生产分离器，分离出的水通过 AK4 井采气管道输送至处理厂进行集中处理，气通过集气干线输送至处理厂集中增压。

集气站平面布置见图 3.6-5，工艺流程见图 3.6-6。

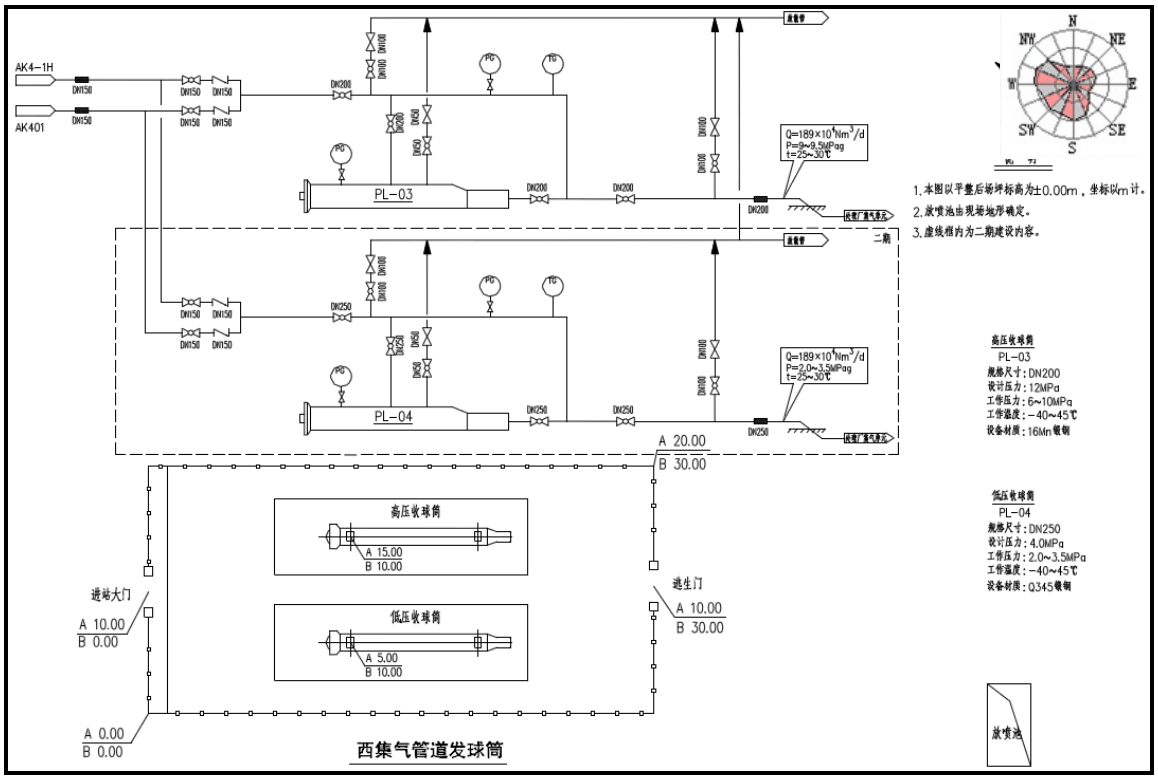


图 3.6-4　清管站工艺流程及平面布置图

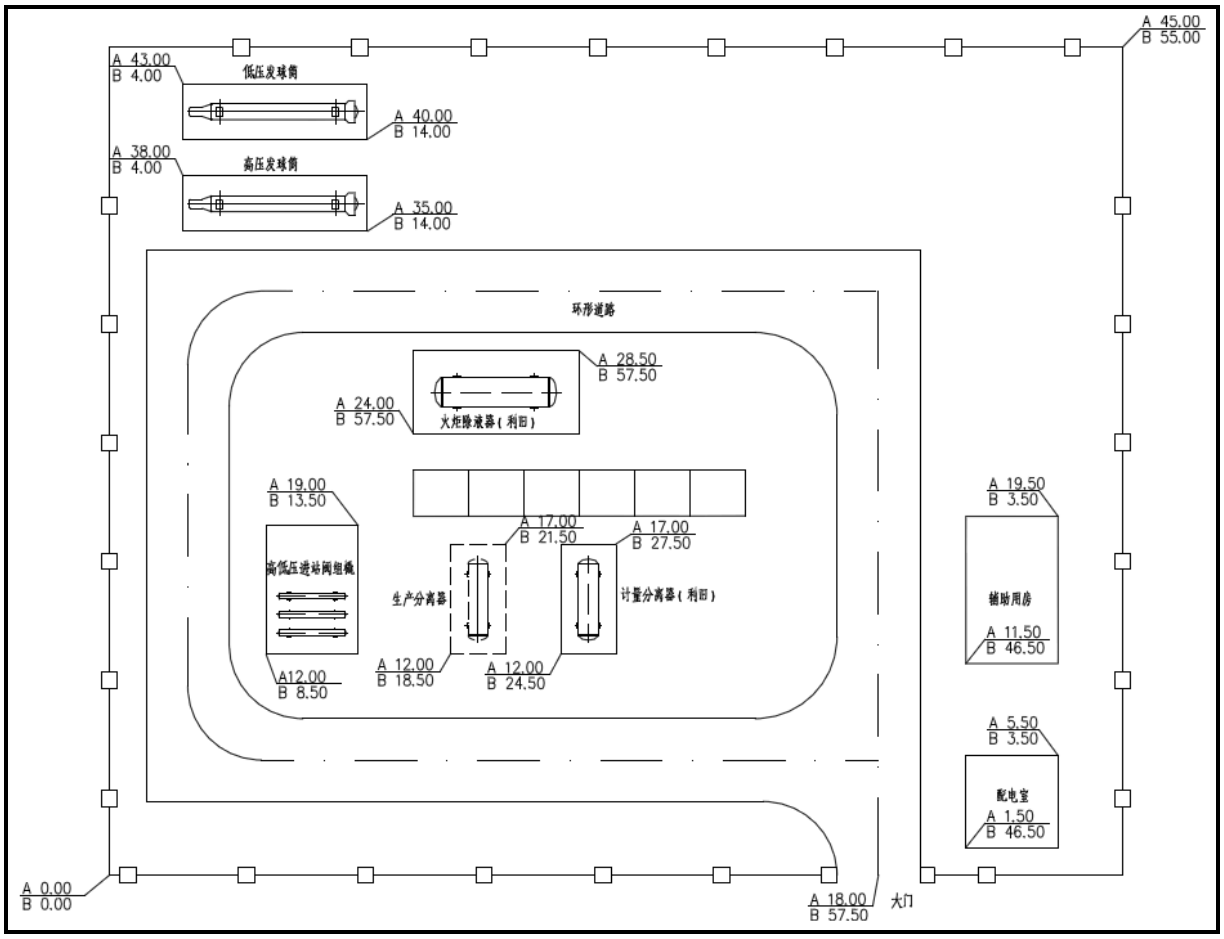


图 3.6-5　集气站平面布置图

图 3.6-6　集气站工艺流程图

3.6.3.9 天然气处理厂集气装置

天然气处理厂集气单元主要是接收东、西集气干线来气，设置有清管接收器，集气装置设置 2 套清管接收器，分别用于东、西集气干线定期清管。集气装置一期设置 1 台高压缓冲分离器，二期再增设 1 台低压缓冲分离器，为满足后期低压气增压需要，新增 4 台低压气天然气压缩机组。天然气处理厂集气单元高压工艺流程见图 3.6-7。

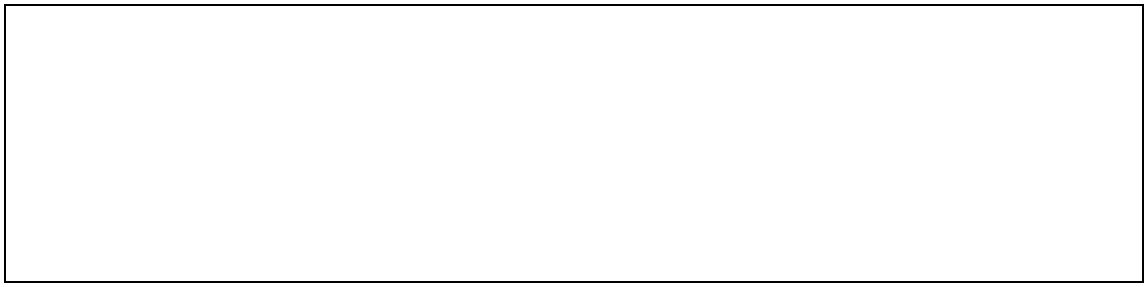


图 3.6-7　天然气处理厂集气单元高压工艺流程图

天然气集输主要工程量见表 2.2-13。

表 2.2-13　　集输工程主要工程量表

序号	单项名称	单位	数量	备注
一	集输管道			
1	单井采气管道			SY/T6623
	Φ114.3×6.3+2.5/L360+316L	km	7.55	
	Φ168×6.3+2.5/L360+316L	km	14.7	
2	高压集气管道			SY/T6623
	Φ219×8+2.5/L360+316L	km	28.0	
3	外输气管道			
	Φ406×8.8/L360	km	0.7	GB/T9711
4	燃料气管道			
	Φ60×3.5/20	km	14.8	
二	集输站场			
1	采气井场	座	13	含老井
2	注气井场	座	1	
3	清管站	座	1	
4	集气站	座	1	改建
三	主要设备	座		
1	单井式加热炉 315kWPN42MPa	台	5	
2	单井式加热炉 200kWPN42MPa	台	7	
3	井口流量计	台	8	
4	移动计量橇 PN12MPa	座	3	

3.6.4 天然气净化处理

气田东、西集气干线气液，首先进处理厂集气单元（压力：8.6MPa，温度：16～18℃）缓冲分离器。分离出的气相进入到脱碳单元，脱除原料气中的 CO_2（使得湿净化气中的 CO_2≤3%），吸收塔出口净化气湿气（温度 65℃）与原料气换热至 28～31℃进入到净化湿气分离器，分离下来的冷凝液及夹带 MDEA 溶剂，进入到脱水单元的三股流换热器，经预冷后节流至 6.0MPa，温度降至≤-16.5℃进入低温分离器，使得天然气中的烃水露点≤ -5℃，再通过换热器复热后去外输，为防止节流制冷过程中出现冻堵，节流前需注入乙二醇防止形成水合物，注醇采用两级注醇。

脱碳装置脱除的 CO_2 酸气进入到二氧化碳回注装置，通过螺杆压缩机增压至 1.1～1.2MPa，与外输气换热后进入分离器，气相经分子筛干燥脱水、注气压缩机增压至 30MPa 通过管道输送至 AK4 井回注。

集气装置分离出来的含油污水进入到污油回收单元的油水分离器进行三相分离，分离出的污水进入到污水处理单元进行处理，分离出的污油进入到污油储罐储存，定期密闭装车统一拉运至康什 1 井环保处理站处理。

处理厂工艺装置和公用工程正常生产所需燃料气由厂内燃料气系统提供，脱水脱烃单元液烃分离器闪蒸气、脱碳装置富液闪蒸气、污油回收单元油水分离器闪蒸气作为燃料气使用，不足部分由外输干气补充。工厂首次开工时，从阿克莫木气田～喀什输气管道取气，对其进行加热、调压后作为开工燃料气。

天然气处理厂总工艺流程见图 3.6-8。

图 3.6-8　天然气处理厂工艺流程图

（1）脱碳单元工艺

本工程采用 MEDA 对采出气进行脱碳，MDEA（N-Methyldiethanolamine）即 N-甲基二乙醇胺，沸点 246～248℃，闪点 129.4℃，凝固点-21℃，汽化潜热 476kJ/kg，能与水醇混溶，微溶于醚。在一定条件下，对二氧化碳等酸性气体具有很强的吸收能力，MDEA 溶液脱除 CO_2 工艺具有技术成熟、能耗低、吸收效果好，溶液稳定性好，无毒，不降解，挥发性小，腐蚀性好，对碳钢设备腐蚀性小，对烃类溶解度低等优点。脱碳单元主要包括以下几个部分。

①吸收脱碳部分

集气单元来气（压力：8.6MPa，温度：18℃）经高效分离器、过滤分离器分离，脱除气体中可能携带的小固体颗粒和液滴。分离出的液体去污油回收单元，分离出的气相经原料气换热器与吸收塔出塔净化湿气（压力：8.55MPa；温度：65℃）换热至 50～55℃进入 MDEA 吸收塔，天然气自下而上与浓度为 50%（wt）的 MDEA 贫液逆流接触，气体中绝大部分 CO_2 被胺液吸收脱除，出塔净化湿气（压力：8.55MPa；温度：65℃）经换热至 28～31℃进入净化湿气分离器，分离出液后去脱水装置。吸收酸气的富胺液（8.52MPa、78℃）从吸收塔底部抽出，经液力透平泵回收高压力能后（压力降至 1.0MPa）进入 MDEA 闪蒸塔，净化湿气分离器来的液体（含少量胺液）也进入闪蒸塔，闪蒸出部分溶解的烃类气体，为减少闪蒸过程中气相携带的胺液，MDEA 闪蒸塔上部塔内设有 1.5m 高度的填料层，塔顶闪蒸气经空冷至 35℃，进入到闪蒸气分液罐，分离出的闪蒸气去燃料气系统，分离出的液去再生塔底进行补水。

②溶液再生部分

闪蒸罐底部抽出的富液进入到再生塔，自上而下流动，与塔内自下而上的气体逆流接触，将富液中的 CO_2 气体带出，再生热量由 MDEA 再生塔重沸器提供。热贫胺液（79℃）自再生塔底部引出，先经热贫液泵提压至 1.2MPa，再经 MDEA 贫液空冷器冷至 60～65℃，通过循环泵增压至 9.0MPa 输送至吸收塔入口，空冷后的部分贫胺液

（总量的 25%）进入 MDEA 过滤器橇除去溶液中的机械杂质和降解产物，以及可能夹带的细小活性炭颗粒。并将小股贫胺液（约 9m3/h）从过滤器出口引出进入到胺液净化系统，去除悬浮固体、热稳定盐返回到热贫液泵入口或 MDEA 储罐，达到净化胺液的效果。

③酸性气体冷却和水平衡部分

由 MDEA 再生塔顶部出来（温度：67.4℃）的酸性气体经再生塔顶空冷器冷至 40～45℃后进入 MDEA 再生回流罐，分离出酸性冷凝水后的酸气（压力：0.05MPa）去二氧化碳回注装置，分离出的酸性冷凝水由 MDEA 再生回流泵送至脱碳再生塔顶部作回流。由于酸气带走了部分水量，造成溶液含水量不平衡，需向系统不断补充水，以维持溶液浓度，经计算，装置补充水量约 598kg/h，补充水为处理后的除盐水。

④溶液保护部分

MDEA 储罐引入压力约 2kPa 的氮气作为密封气，避免溶液发生氧化变质。

⑤引入系统

装置开工加入溶液时，通过低位收集罐 MDEA 提升泵将溶液送至闪蒸塔、吸收塔、再生塔。

⑥阻泡剂加入部分

本装置在吸收塔、再生塔顶分别设有泡沫检测系统，当检测到装置起泡时，可自动启动消泡剂加入泵，向塔器注入消泡剂，也可以通过阻泡剂加入器，人工向系统注入阻泡剂。若阻泡剂粘度较大时，可用凝结水或溶液适当稀释。阻泡剂可分一次或多次注入，可视溶液发泡情况及系统容量确定阻泡剂加入量,通常系统中阻泡剂浓度以 10～15mg/m^3 为宜。

⑦污水排放部分

高效分离器、聚结过滤分离器分离出的含油污水及含少量 MDEA 污水和设备冲洗污水集中排放至污水总管去污油回收单元。装置停工检修时，用除盐水首次冲洗设备的含胺水排放至胺液低位收集罐。

⑧撇油设施

MDEA 闪蒸塔撇出的含油污水进入到埋地污油罐，经泵提升至污水处理单元处理。

⑨安全措施

由于胺液对皮肤有腐蚀性，本系统按规定设置有固定式和移动式洗眼器，布置在装置区的中心位置附近。

工艺流程图见 3.6-9 所示。



图 3.6-9　MEDA 脱碳工艺原理流程图

（2）脱水脱烃单元工艺

本项目脱水脱烃采用注乙二醇防冻+J-T 阀节流制冷的低温分离脱水脱烃工艺，脱碳单元来净化湿气（压力 8.5MPa，温度 31℃）经三股流换热器预冷后（0℃～-5℃）进入分离器，分离出冷凝液（乙二醇水溶液 298kg/h）通过 J-T 阀节流至 6.0MPa，温度降至-16.5℃，再进入低温分离器进行气液分离，分离出的低温干气通过三股流换热器复热至 23℃去外输单元。

J-T 阀节流降温前为防止形成水合物需注入水合物抑制剂，水合物抑制剂采用乙二醇，两级注醇，分别为换热器预冷前注醇（注醇量 210kg/h）和节流制冷前注醇（注醇量 200kg/h），低温分离器分离出的液经三股流换热器复热后再通过醇烃加热器加热至 45℃去液烃分离器，分离出的乙二醇富液去再生装置，分离出的污油去储罐。

工艺原理流程见图 3.6-10。

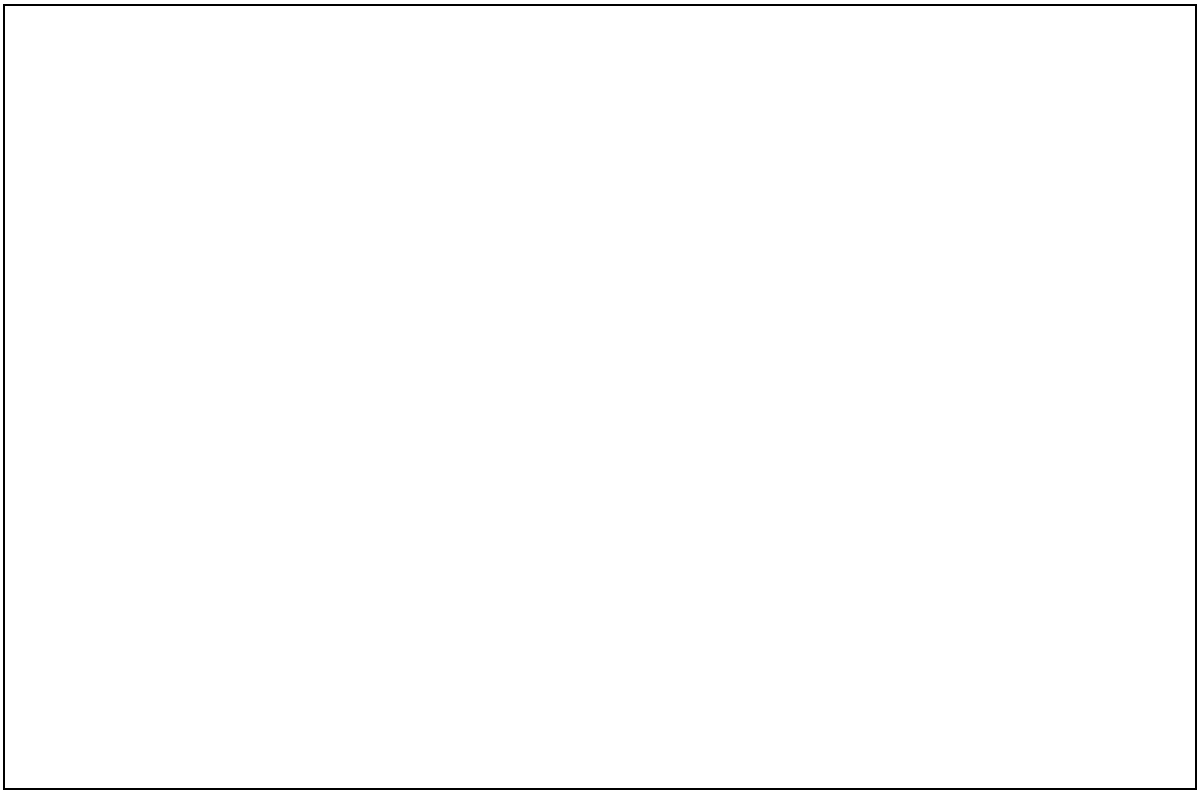


图 3.6-10　注乙二醇防冻+J-T 阀节流制冷的低温分离脱水脱烃工艺原理流程图

（4）污油回收单元工艺

污油回收单元由 1 台油水分离器、1 台乙二醇低位罐、1 台污油储罐、1 台污水储罐，以及 2 套装车鹤管组成，集输装置来的油、水通过油水分离

器分离，装置处理液量规模为 160m^3/d，分离器分出的污水和处理厂生产装置来污水一并去污水处理装置，污油进污油储罐，通过氮气提升至装车鹤管密闭装车外运。

处理厂集气装置来液，经节流降压至 0.7MPa 左右进污油回收单元油水分离器进行油、气、水三相分离，分离出大量的污水去污水处理单元，分离出的污油、乙二醇再生富液罐来油与污水处理单元来油输至污油储罐，二氧化碳回注装置来液、各单元冲洗来液、火炬除液器来液等与分离出的污水汇合后去污水处理装置处理。

油水分离器分出的闪蒸气去燃料气系统与净化干气混合作为燃料气使用。

处理厂内设有高、低压两套排污系统，高压生产排液进入到油水分离器，分离出含油污水进入污水处理单元的 100m^3 收集罐，装置检修及常压容器的低压排污进入污水收集罐，定期用氮气将液压至污水处理单元进行处理。

污油回收单元工艺流程详见图 3.6-11。

图 3.6-11　污油回收单元工艺原理流程图

（5）外输计量单元工艺

外输计量单元分为外输流程和自用气流程，主要包括出站紧急调压放空、紧急放空、计量及发球装置、在线露点分析等设施。

外输计量单元主要功能包括处理厂或干线发生事故时，具备紧急截断功能；干线发生事故时，天然气放空；当处理厂或外输单元发生事故时，ESD 紧急放空；根据下游不同用户要求进行分输的功能。

①外输气流程

经天然气处理厂处理后的干气，流量 309.6×$10^4m^3/d$，压力为 6.0MPa，温度 25℃进入到外输汇管，共分三路输出。一路去阿克莫木气田～喀什输气管道进入利民环网调配。外输气管道均设置了发球筒，可定期进行清管，确保管道内洁净，提高输送效率，降低管道腐蚀速率。

②自用气流程

由于燃料气系统用气压力低，需将天然气由 5.8～6.0MPa 先加热后再调压至 1.2～1.4MPa 去燃料气系统使用，在调压阀组前设置加热橇，加热橇热源由导热油系统提供，将调压前天然气温度提升至 45℃去燃料气系统。

工厂首次投产时，自用气需通过阿克莫木气田～喀什管道返输，为避免调压后温度过低，返输气设置电加热橇，用于对返输气进行电加热调压后去燃料气单元。

（6）辅助生产装置工艺

处理厂辅助生产装置主要包括乙二醇注入及再生装置、火炬及放空系统、导热油系统、燃料气系统、空氮站、分析化验及维修六项。

①乙二醇注入及再生装置

天然气处理采用的是注乙二醇防冻工艺，乙二醇注入量（80%wt）为 410L/h，考虑一定富余量，确定装置再生规模为 30t/d，乙二醇注入装置及再生装置均为橇装化装置，并相应配置埋地配液罐，为系统补充新鲜乙二醇，并与再生橇中的贫液缓冲罐互为备用。

为提高生产的可靠性，天然气处理站设 3 台注醇泵，注醇泵与注醇点一一对应，2 用 1 备。三股流换热器前端注醇量为 210L/h（最大量为 260L/h），后端注醇量为 200L/h（最大量为 260L/h），注醇压力为 12MPa。

吸水后的乙二醇富液（20℃，0.1MPa）进入乙二醇富液缓冲罐，从缓冲罐出来的富液由乙二醇富液泵增压至 0.2MPa 进入乙二醇富液活性炭过滤器和机械过滤器，除去富液中可能存在的机械杂质及降解产物。过滤后的富液经脱盐塔分别脱除乙二醇富液中的氯盐，脱盐后的乙二醇富液首先进入再生塔塔顶换热器，换热至 45℃，再进入乙二醇贫富液换热器换热至 85℃从中部进入乙二醇再生塔，与来自重沸器的蒸汽逆流接触，继续被加热后

的乙二醇富液进入重沸器，被导热油加热至约 126℃完成提浓再生。再生塔顶部出来的蒸气（107℃，0.10MPa）经再生塔顶冷却器冷却到 90℃，然后进入再生塔顶冷凝罐，分离出的液去污水系统，分离出的不凝气去放散管。从重沸器底部出来的乙二醇贫液经贫富液换热器换热到 50℃，通过乙二醇贫液泵打入乙二醇贫液缓冲罐循环使用。乙二醇再生装置工艺原理流程详见图 3.6-12。

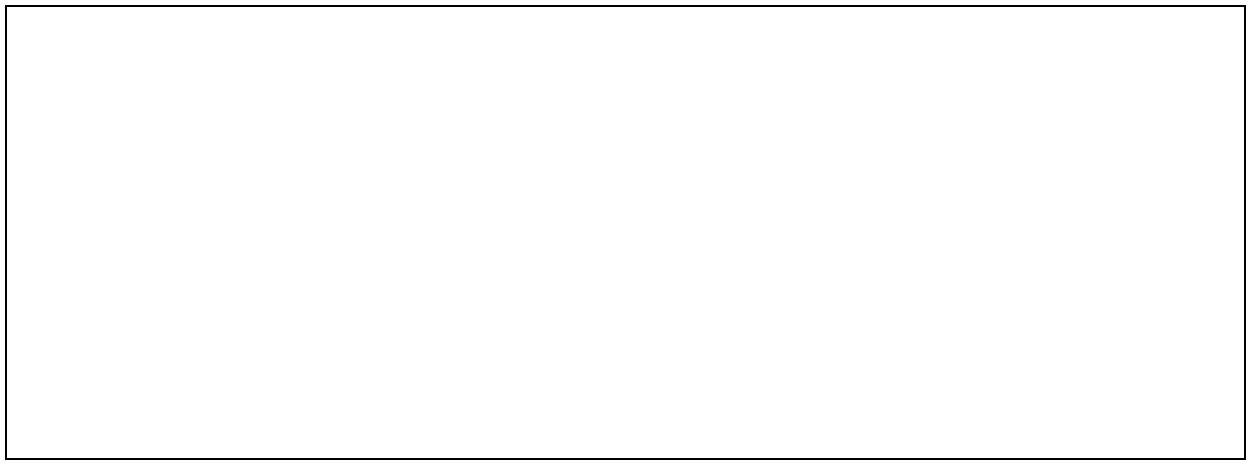


图 3.6-12　乙二醇注入及再生装置工艺原理流程图

②火炬及放空系统

本系统是保障工艺装置安全生产的重要辅助生产设施，分别设置火炬除液器、点火系统。根据工程实际情况，分别设置高压放空系统、低压放空系统以及 CO_2 放散系统。高压放空系统按照 API521 及 SY-T 10043 规定设计，15min 内将高压系统压力由 8.6MPa 泄放至 0.69MPa，放空峰值为 291.8×$10^4m^3/d$，确定全站放空设计规模为 300×$10^4m^3/d$。

低压放空系统设计放空量为 15×104m3/d，放空气主要为站内低压燃料气，需经过燃烧后放空。

CO_2 放散系统设计放空量为 30×$10^4m^3/d$（按 CO_2 处理单元事故时全部放空考虑），放散气主要为二氧化碳回注装置以及脱碳装置放空的二氧化碳。

高压火炬放空系统配置火炬除液器进行液滴分离，低压放空系统配置火炬除液器，能将排放气中大于 300μm 的液滴分离出来。防止火炬气体燃烧时下火雨。高压和低压火炬放空工艺管道上均配置阻火器，阻止回火确

保火炬系统放空燃烧安全。

火炬及放空系统工艺流程见图 3.6-13。

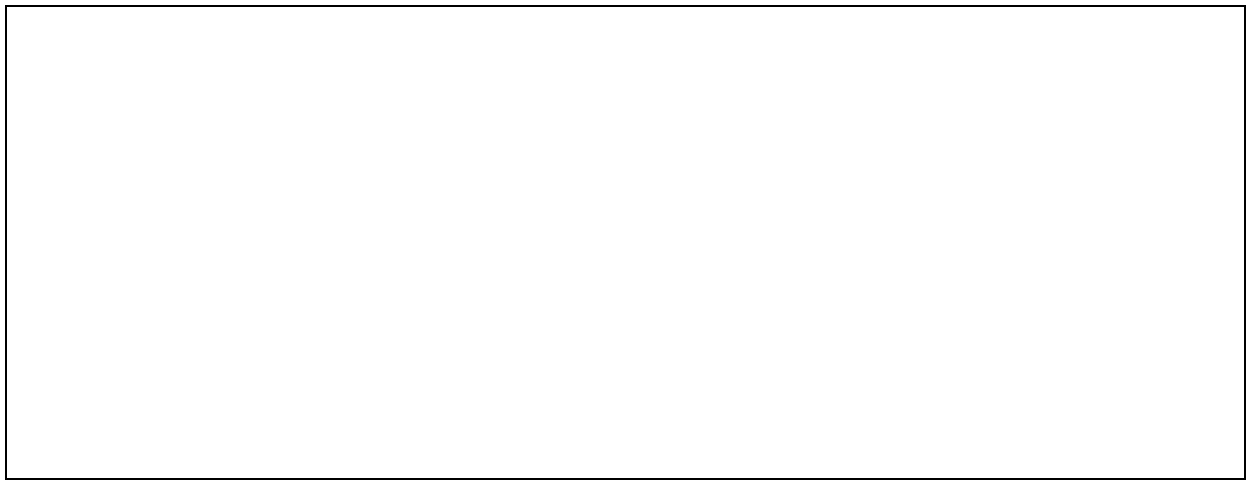


图 3.6-13　　火炬及放空系统工艺原理流程图

③导热油系统

选用导热油炉系统作为处理厂集中供热热源，满足多种场合加热需要，为适应冬夏不同工况下高效用热需求，选用 6.5MW 的导热油加热炉 3 台（2 用 1 备），包括导热油加热炉、导热油循环泵、燃烧器、高架膨胀罐、导热油储罐以及现场控制柜等设施。导热油加热炉为燃气型，燃料气自燃料气缓冲罐引入，燃料气压力为 0.4MPa。导热油系统设有氮封系统，以防止导热油接触空气氧化。

热油循环泵将导热油加压进入炉体加热，提供 160℃温位的导热油。生产用热（MDEA 再生塔、酸气脱水分子筛）通过导热油加热。处理厂设置采暖换热间 1 座，与导热油换热后提供 95/70℃的采暖热水；处理厂设置蒸汽发生系统 1 套，利用导热油炉换热（或烟气）后提供 0.4MPa 的饱和蒸汽，作为气田检修使用。导热油系统工艺流程见图 3.6-14。

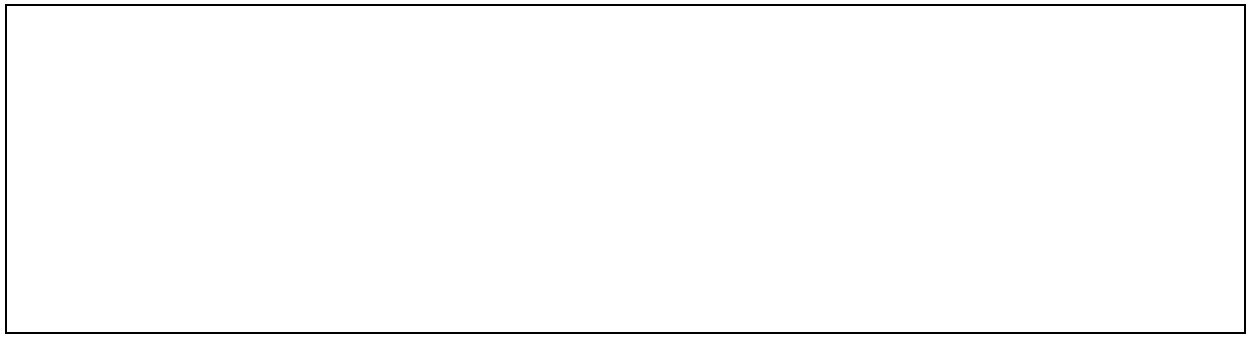


图 3.6-14　导热油系统工艺原理流程图

④燃料气系统

为满足井口加热炉、处理厂导热油加热炉的燃料气供应，需新建燃料气系统，为全厂工艺、供热系统、集气站提供可靠的燃料气，根据本工程各个用气点对燃料气的需求情况，适当考虑一定的富裕量，燃料气系统设计规模为 $15\times10^4m^3/d$。

外输单元来净化干气（调压后的压力 1.2MPa，温度 20～25℃）进入分离器，分离出凝液后共分三路，一路调压至 0.6MPa 去井场加热炉，一路调压至0.4MPa与脱碳单元、脱水单元来闪蒸气混合后供导热油炉和火炬点火，燃料气系统工艺原理流程见图 3.6-15。

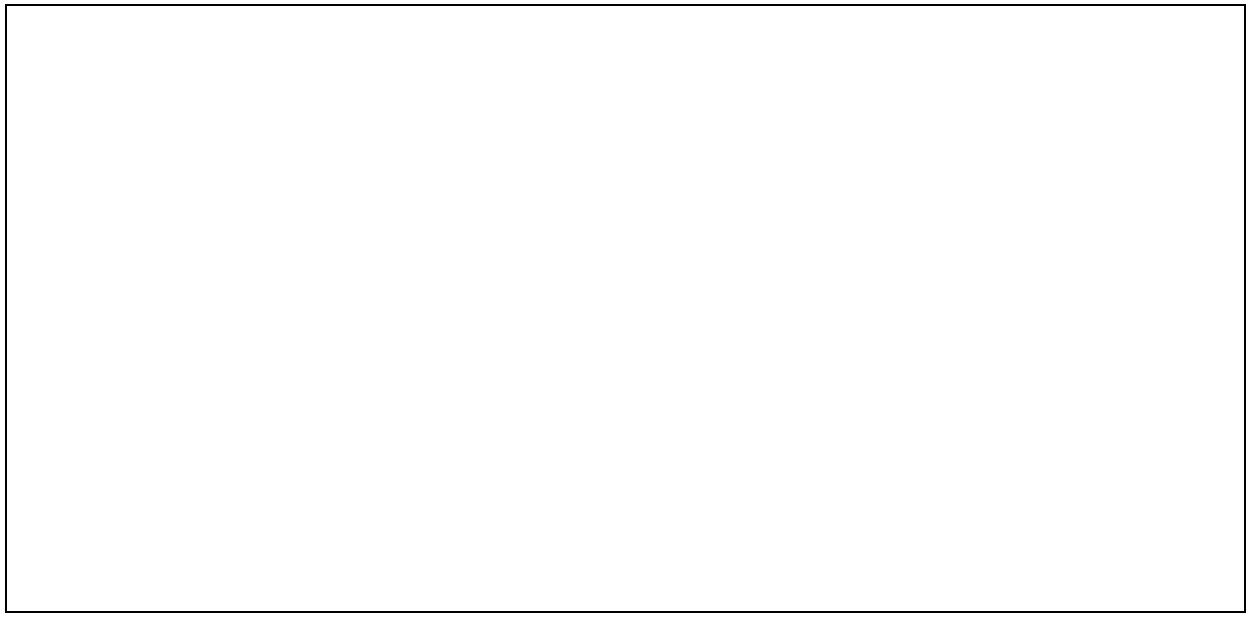


图 3.6-15　燃料气系统工艺原理流程图

⑤空氮站制氮工艺

空氮站由空气压缩系统、空气净化系统、变压吸附制氮系统三部分组成。

a.空气压缩系统

设置 2 台排气量为 $9.8m^3/min$ 的空气压缩机，提供最高压力为 1.0MPa 的压缩空气，来自压缩机的压缩空气分别经管道进入缓冲罐。

b.空气净化系统

来自缓冲罐的压缩空气分别经前置过滤器、无热再生吸附式干燥器、后置过滤器的先后净化，净化后的压缩空气水露点≤-40℃(1.0MPa 压力下)，

油含量≤0.001ppm(w)，含尘粒径≤0.01μm。净化后的压缩空气分两路：一路进入净化空气储罐和非净化风储罐，另一路至变压吸附式制氮橇块。

c.变压吸附制氮系统

净化后的压缩空气经进入变压吸附制氮系统，在装填有专用碳分子筛的吸附塔内，氧气被碳分子筛所吸附，99.9%（V）纯度的产品氮气由吸附塔上端流出，经一段时间后，碳分子筛被所吸附的氧饱和。这时，第 1 个塔自动停止吸附，压缩空气被自动切换到第 2 个吸附塔，同时对第 1 个塔进行再生。吸附塔的再生是通过将吸附塔逆向泄压至常压来实现的。2 个吸附塔交替进行吸附和再生，从而确保氮气的连续输出。输出氮气进入氮气储罐，然后进入氮气系统管网。

空氮系统工艺原理流程见图 3.6-16。

图 3.6-16　空氮系统工艺原理流程图

⑥分析化验及维修

化验项目

本工程分析化验室配备有色谱分析、化学分析、电化学分析、水分析等分析化验所需的分析仪器和设备，承担生产过程中原料气、过程气、产品气、污油、乙二醇溶液等常规分析工作和新鲜水、污水等水质分析工作。

在分析过程中，使用容量法分析的项目。分析化验中所用的化学试剂、标准溶液、标准物质以及气相色谱分析时使用的标准气和标准液应符合国家标准。

生产与维护

维修主要设维修间、工具间、试压间和办公室，配备通用的维修工具，用于日常生产和事故处理。

3.7 辅助工程

3.7.1 道路

为满足气田生产、巡检、开发需求，新建外部连接道路 3km，气田主干道路 6.5km。

3.7.2 供、排水

（1）供水

新建乌恰县常州工业园区至阿克莫木气田处理厂 3km 供水管线。

生活热水采用上行下给的供水方式，热水由天然气处理厂区内换热站提供。在给水泵房内设置 15m^3 热水水箱一座，热水变频供水设备一套，热水循环泵两台，当水箱内水温低于使用温度时，热水循环泵启泵，将水箱内热水提升至换热站重新加热。

（2）排水

①生活污水

天然气处理站厂区生活污水排入化粪池，再经过一体化埋地处理装置处理后排入天然气处理厂南侧新建生活污水蒸发池。考虑到所在地区的气候特点，生活污水存储时间按 5 个月考虑，确定蒸发池有效

容积为 6000m^3。蒸发池尺寸：长×宽×高=60×40×3m，体积为 7200m^3，有效容积 6000m^3。为保护环境，蒸发池池底池壁均防渗。

天然气处理站生活污水处理工艺流程见图 2.2-27。

室外污水系统采用雨水、融雪水同生活污水分流制，雨水、融雪水利用道路自然坡度排入绿化用地。

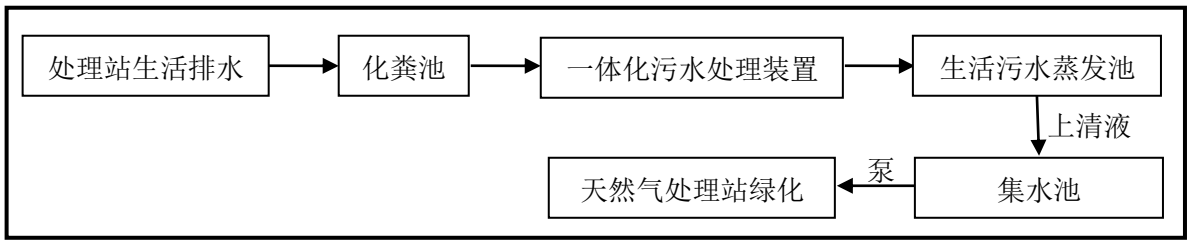


图 2.2-27　生活污水污水处理工艺流程图

②气田采出水

一期工程至 2028 年，天然气处理站生产污水仅为 4m^3/d。2029～2031 年，气田采出水量较少，最多为 6m^3/d，确定 2018～2031 年一期工程。2018～2031 年，最大水量 10m^3/d。

一期天然气处理厂生产排污排至新建生产污水蒸发池，最大水量 10m^3/d，根据所在地区的降雨量、蒸发量和后期应急措施，确定蒸发池尺寸：长×宽×高=60×40×3m，体积为 7200m^3，有效容积 6000m^3。

3.7.3 供配电

从乌恰县伊尔克斯坦 110kV 变电站接电，其主变容量为 110/35/10kV40MVA×1，各级电压系统均为单母分段接线，其供电能力、供电可靠性均满足本工程用电的需要。

3.7.4 防腐工程

1）线路部分管道

单井管线、集气干线、联络管道和井场管道输送介质均为含水湿气，采取“防腐层-保温层-防护层”的复合结构（采用“一步法”成型工艺）。燃料气管道输送介质均为天然气（干气），为燃料气管道外壁做 3PE 防腐。此外，线路管道采用强制电流阴极保护。

2）站场设备和管道

设备防腐包括设备的外壁涂层防腐和碳钢储罐的内壁防腐。

3）阴极保护

综合考虑管道参数和敷设环境条件（土壤电阻率、地形、岩性）对防腐层电阻率的影响，结合东集气干线、西集气干线的分布情况，本工程共设置 2 座阴极保护站，分别设置于天然气处理厂和集气站。

3.7.5 热工

本工程热工专业设计内容主要为天然气然气处理厂。

本工程一次热源采用导热油，因此换热站建在天然气处理厂的导热油炉操作区，换热站共三个系统包括供暖换热间、生活热水换热间和蒸汽系统。

供暖换热间为处理厂建筑采暖提供 95/70℃热水；生活热水换热间为生活基地综合公寓提供 60℃生活热水，蒸汽系统为天然气处理厂各装置区提供检修维护用 0.4MPa 饱和蒸汽。

天然气处理厂供热管网采用直埋敷设方式，热补偿除采用波纹管补偿器，每个波纹管补偿器设检查井。供热管线埋设深度在平整地面下 1.2m。供热管线保温层采用硬质聚氨脂泡沫塑料，外保护层采用高密度聚乙烯外套管，管材采用无缝钢管，阀门采用闸阀。

3.7.6 通信

气田井场通信业务需求包括采气井、注气井井口及作业区、处理老厂的 SCADA 数据传输、视频数据传输；生活基地通信系统包括语音电话用户、网络用户、卫星电视用户及消防报警系统、背景音乐系统、视频监控系统等光传输系统；综合办公楼的仪控室是处理厂的通信中心，处理厂各单体通信由仪控室通信设备引出。

3.7.7 仪表自动化

本工程采用 SCADA 系统（数据采集和监控系统）对生产过程进行集中监测和调度管理。SCADA 系统由调度中心、站控系统，井口控制系统（以下简称 RTU）和数据传输系统组成。

在处理厂设置 1 套 ESD 系统（紧急停车系统），当关键的过程参数超出安全限度时，ESD 系统发出紧急停车命令，处理厂工艺设施紧急停车，同时紧急停车信号通过光缆传送至外输管道站场、集气站站控系统及井口控制系统，外输管道站场、集气站和井口紧急停车，整个气田处于安全状态。

3.8 依托工程内容

3.8.1 钻井废弃物不落地达标处理技术

本项目已钻井遗留磺化泥浆及 5 口新钻井产生的钻井废弃物委托第三方采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”进行处理。最终送至乌恰县废弃泥浆环保处理站处置。

“钻井废弃物不落地达标处理技术”是通过絮凝、破稳等物理化学方法，处理钻井废弃泥浆，实现钻井废弃物减量化的一项系统化技术。其工艺原理为：将废弃泥浆经过稀释——絮凝——分离，使之成固相（岩屑和泥饼）和水两个部分。其中，固相部分中的岩屑可直接排放，余者则经过水洗、絮凝分离、化学反应处理以及物理脱干后成为无害化泥饼并达到排放标准，其有害物质成分和氯离子则被析入水中。对无害泥饼进行收集，可用于井场建设、道路建设等。水进入水处理单元，通过复合过滤、精密过滤、二段式反渗透相结合的工艺除去其中的盐分和其它化学物质，得到符合《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准的净水并供整套装置自身和井队回用（工艺流程图见图 2.2-1）。

该项技术于 2017 年 11 月由新疆环境保护科学研究院进行评估（项目名称：《新疆华新晟环保工程有限公司废弃磺化泥浆岩屑处理试验评估项目》），评估报告结论：

（1）本次针对新疆华新晟环保工程有限公司磺化泥浆岩屑废弃物处理装置进行技术评估。从单因子评价指数来看，该装置处理后泥饼各检测指标均满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）。废水经处理后各监测指标均满足《污水综合排放标准》GB 8978-1996 中的二级标准。

（2）从处理效率来看，该装置对固废中各污染指标都具有一定的去除效果，其中主要污染物 COD 去除率达到了 99.60%。废水处理过程中，各污染指标同样显示出较好的去除效果，其中 SS、COD、色度、挥发酚、铅、砷、镉共 7 个指标的去除率都大于 90%。

（3）新疆华新晟环保工程有限公司处理装置技术能力能够满足磺化泥浆岩屑废弃物处理要求。

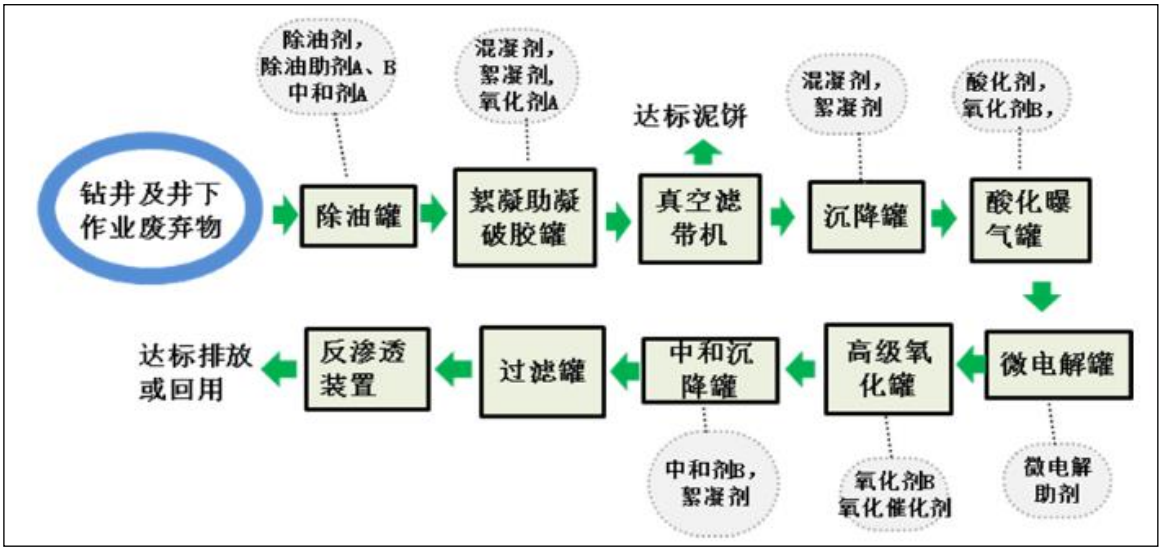


图 2.2-1　“钻井废弃物不落地达标处理技术”工艺流程图

目前此技术在塔里木油田分公司的应用已成熟完善，处理工艺和装备通过不断改进和优化，已实现标准化和撬装化（见现场照片）。



图 2.2-2　“钻井废弃物不落地达标处理技术”现场照片

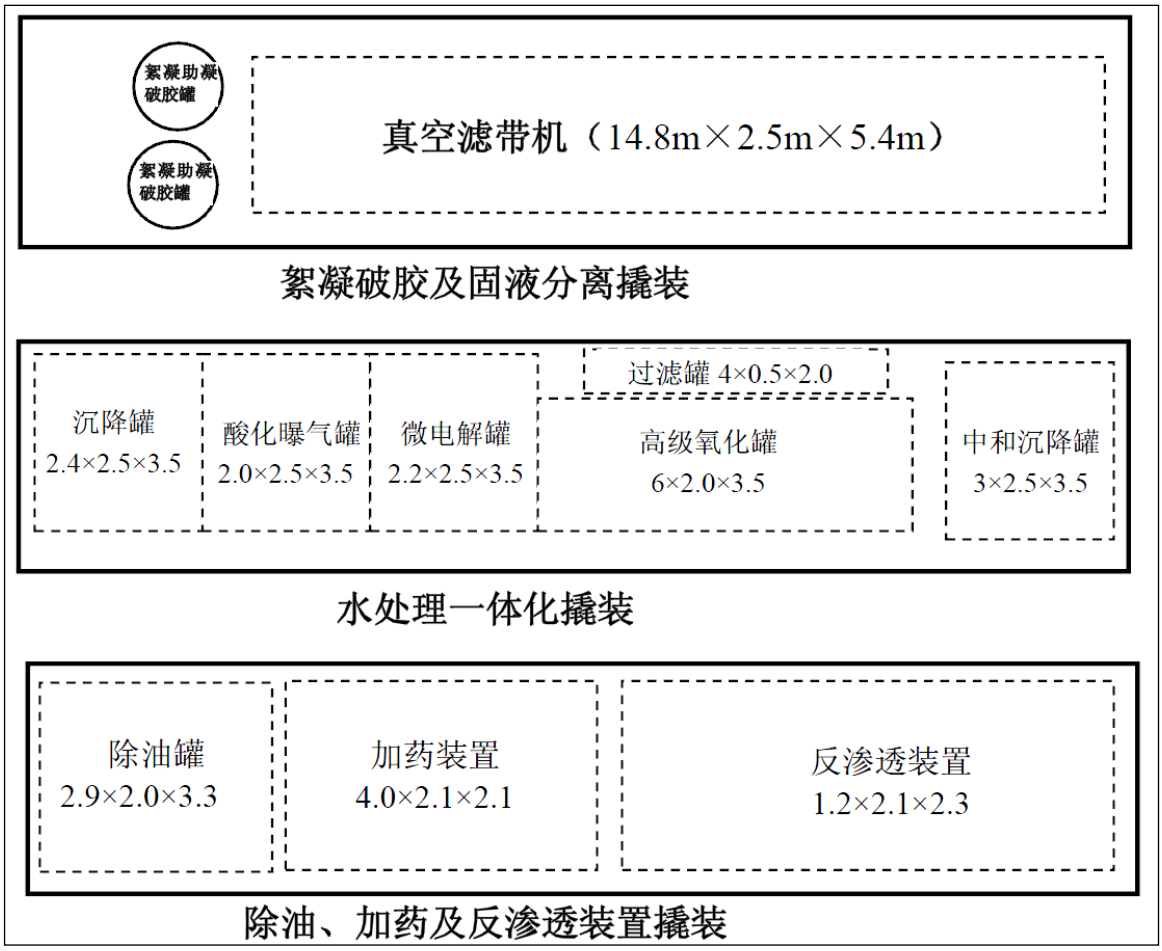


图 2.2-3 “钻井废弃物不落地达标处理技术”平面布置图

根据企业提供资料：

（1）该系统最大设计处理量为 10m^3/h，设备生产能力能够满足一开、二开钻井时段排浆量大的处理要求，处理连续、及时，并且相对稳定。

（2）经过井队固控系统排出的废弃物不再被存放于泥浆池（未建）中，而是直接进入处理系统处理，对于聚合物体系、聚磺体系和磺化防塌钻井液体系尤其是在冬季条件下均能显示出良好的处理效果，随钻处理出的钻井废水及泥饼（包括岩屑在内）均得到有效处理，基本达到国家相应的标准要求。

（3）处理后的出水均被处理装置自身及井队循环使用，废水资源得到有效利用，节约了井队用水，整个钻井过程未产生外排废水。

（4）处理后的泥饼达标，且减少了固废体积。钻井废弃物体积减小约 59%，均堆放于井场外侧，拟用于铺垫井场及填埋。传统固化

方法所加入的固化物要比在原泥浆排放量的基础上增加 30%的体积，由此可见，经该技术处理后的钻井泥浆达到了减量化要求。同时，也大大消减了环境污染风险。

所以本工程施工作业过程中，在井场不设置井场泥浆池，通过采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，可以有效减缓钻井作业产生废弃泥浆、钻井岩屑对周围环境的影响。

3.8.2 轮南塔里木油田绿色环保站

（1）基本情况

塔里木油田绿色环保站位于巴音郭楞蒙古自治州轮台县轮南镇轮南供水末站以北、轮南 202 井以东，2011 年投入运营，占地面积 18560m2，设计处理能力 10500m^3/a，站内设间歇式三级混合洗涤装置一套，6000m^3 含油污泥储存池一座，含油污泥暂存池对池底及池壁采取了相应的防渗措施：采用防渗膜+防渗水泥混凝土硬化防渗。该站由下属公司（新疆沙运环保工程有限公司-危险废物经营许可证的编号 6528220035）总组织承包和运营。新疆沙运环保工程有限公司隶属于中国石油天然气运输公司沙漠运输公司，成立于 1998 年 10 月，是一家以泥浆固化处理、钻井液回收循环利用、含油污泥无害化处置为主，集环境工程施工、工业及生活固废处理和污水净化设施运营管理、完井环保治理、洗井废液处理为一体的油田综合性环保公司。

轮南绿化环保站没有单独立项，包含在英买力潜山油藏地面工程中，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制环评报告，自治区环保厅以新环评价函[2010]251 号进行批复，新疆环境监测总站编制竣工环保验收报告，自治区环保厅以新环函[2014]376 通过验收。

塔里木油田绿色环保站采用国内领先水平的热洗和萃取法，即采用物理加化学法将含油污泥中的油和泥沙进行分离、萃取出来，并配合先进的间歇式三级混合洗涤工艺，处理后的还原土中重金属等毒性成分低于《危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）、《危险废物鉴别标准毒性物质鉴别》（GB5085.5-2007）中各项毒性

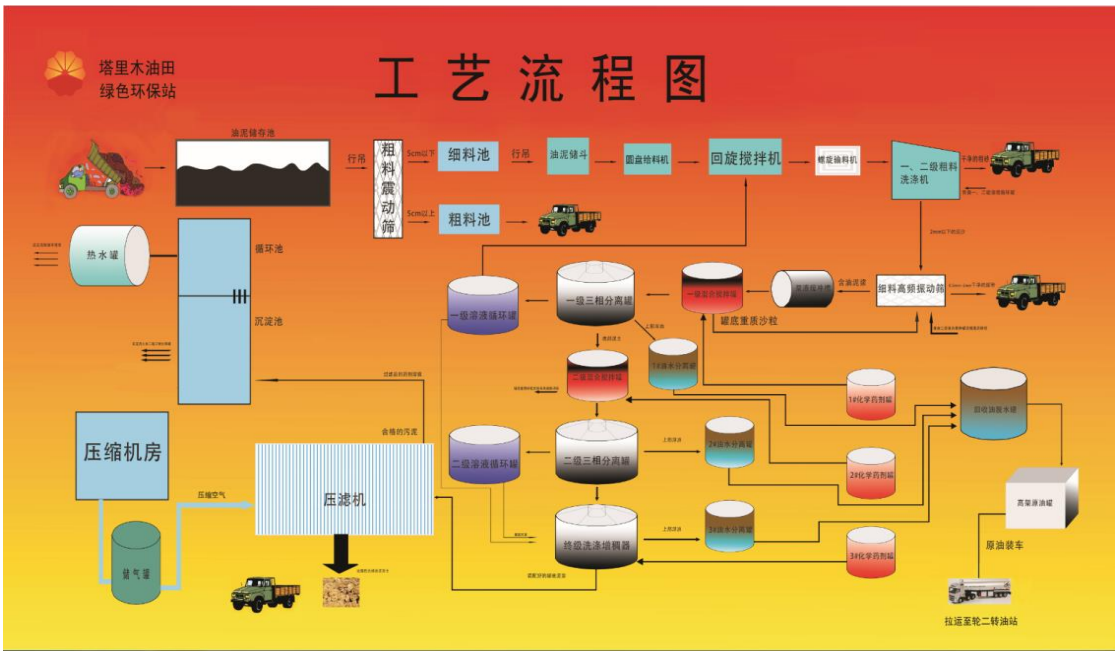
鉴别指标，并达到《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》（新环发[2016]360 号）及《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）规定要求后，由油田公司统一用于油田作业区内道路铺设及井场填坑。

（2）工艺流程

工艺流程如下：含油污泥由各产生单元送储存池，经抓斗送振动筛进行分选，5cm 以上的石块及其它杂物通过导流槽进入清洗池，清洗后送污泥干化场；筛下物进入粗料池。粗料池中的油泥分别在回旋式混合机与药剂混合粉碎，在一级粗料洗涤机、二级粗料洗涤机中洗涤，在细料分选筛中分选，选出 5mm-0.5mm 的细砂，经检验合格后送污泥干化棚。

冲洗分选过程中产生的浮油进油水分离罐，含水油泥加药剂后进行三相分离和泥浆压滤，泥土经检验合格后送污泥干化棚。上清液回用到工艺中。工艺中回收的浮油全部进油水分离罐，得到的油送联合站外输，产生的废水全部回用于工艺。处理后的泥土达到《危险废物鉴别标准-浸出毒性鉴别》（GB5085.3－2007）无害化标准要求后，送处理厂周围无植被平铺堆存。

流程示意图：



绿色环保站流程示意图



绿色环保站照片

（3）依托可行性

在气田勘探及开发过程中，试井、修井、清理储油罐等作业以及隔油池、 扫线、管线刺漏及落地油处理等会产生一定量的含油污泥。根据《国家危险废物名录（2016 年版）》（环保部令第 39 号），含油污泥被列为危险废物(HW08)。近 年来含油污泥无害化、减量化、资源化处理技术已成为污泥处理技术发展的必 然趋势。目前塔里木油田每年含油污泥产生量约 2 万吨，且以每年 3%的速度递 增，另外，绿色环保站现状处理量已趋近饱和。根据生产状况，2017 年在紧邻现有厂区东侧实施“塔里木油田绿色环保站 $3\times10^4m^3$ 含油污泥资源回收扩建工程”，新增含油污泥资源回收装置一套，采用含油污泥热解处理工艺，包括预处理系统、热解系统、除尘冷凝系统和尾气处理系统。工程实施后，可新增年处理含油污泥 $3\times10^4m^3(4.5\times10^4t)$，绿色环保站含油污泥总处理能力达到 $4.05\times10^4m^3(6.075\times10^4t)$。2017 年 12 月取得新疆维吾尔自治区环保厅关于《塔里木油田绿色环保站 3 万含油污泥资源回收扩建工程环境影响报告书》的批复（新环评价函[2017]2019 号）。

3.9 工程投资

项目总投资 102689.73 万元，其中：一期工程费用 67636.38 万元，二期工程费用 13769.56 万元，其它费用 13916.62 万元，基本预

备费 7367.16 万元。其中环保投资 2359.41 万元，环境保护投资占总投资的 2.33%。

本项目一期实际建设总投资为 88000 万元，其中环保投资 3555 万元，占总投资的比例为 4.04%。详见表 3.9-1。

表 3.9-1　　工程环保投资估算

项目名称	主要内容	环评阶段投资		实际投资
		单价	投资（万元）	（万元）
废水处理	钻井废液处理	3 万元/口	15	50
	施工期废水处理	/	15	
	压裂废液拉运与处理	2 万元/口	10	15
	修建放喷池	5 万元/口	25	250
	采出水处理	/	1098.91	0
	隔油池	/	25	20
	蒸发池		144	120
	化粪池	/	17.5	15
生态恢复	井场复貌，临时占地复貌	12 万元/口（站）	60	175
	水土保持与防洪	/	280	280
生态补偿	油田区域生态环境修复	/	100	100
固废处理	钻井垃圾清运	3 万元/口	15	50
	钻井废弃物不落地达标处理技术	60 万/口	300	940
风险防范措施	井控装置	20 万元/口	100	1400
垃圾清运	施工建筑垃圾、生活垃圾	/	60	80
环境保护管理	环境保护管理、环评、竣工验收等	/	130	60
合计		/	2359.41	3555

4 环境影响报告书回顾

4.1 环境影响报告书的主要结论

4.1.1 工程概况

阿克莫木气田位于新疆维吾尔自治区克孜勒苏柯尔克孜自治州乌恰县境内，塔里木盆地西南坳陷喀什凹陷乌恰构造带阿克莫木背斜，西距乌恰县约 8km，南距乌恰县—喀什市 309 省级公路约 5km，交通运输十分便利。

本项目设计总井数 16 口，其中新钻水平井 5 口（生产井 4 口、备用井 1 口）、老井利用 11 口（生产井 7 口、观察井 2 口、CO_2 回注井 1 口、地层水回注井 1 口）。建成天然气产能规模 $11.1\times10^8m^3/a$，日产天然气 $300\times10^4m^3/a$，稳产 10 年。阿克莫木气田地面工程主要由站场工程、管道工程、道路工程、供水工程和输电线路等 5 部分组成。站场工程包括新建 1 座天然气处理厂处理规模为 $300\times10^4m^3/d$（年运行 330d）、单井站 5 座、集气站 1 座（改造）、蒸发池 2 座；采气支线长度 22.25m，注汽管线长度 2.50km，集气管道 14km，燃料气管道 14.8km，外输管道 0.7km；气田内部主干道路（三级）5km，支线道路（四级）32.9km。

阿克莫木气田地面工程总占地面积为 $120.20hm^2$，新增永久占地面积 $29.67hm^2$，临时占地面积 $90.53hm^2$。本工程占地均为荒草地，占地范围属克州乌恰县行政管辖范围。

本项目总投资为人民币 102689.73 万元，环境保护投资约 2359.41 万元，环境保护投资占总投资的 2.33%。

4.1.2 产业政策相符性分析结论

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2011 本）》（2013 年修正），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开

发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

4.1.3 环境现状评价结论

1）环境空气

项目区位于塔里木盆地西北缘地区，当地特殊的干燥气候条件且监测时间为5月底至6月初，从气象资料中可知，此时段为全年风速最大阶段，因此使得 PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 监测值超标现象比较普遍，PM_{10} 超标倍数在0.68～ 0.87之间，$PM_{2.5}$ 超标倍数在0.80～0.90之间。评价区内的 SO_2、NO_2 浓度均能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准的要求。

各监测点非甲烷总烃浓度均满足非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m^3 的浓度限值要求。各监测点 H_2S 浓度均满足《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）中居住区大气中有害物质的一次最高允许浓度限值 0.01mg/m^3。

由此说明，评价区域内环境空气质量良好。

2）水环境

地表水监测结果表明，乌如克河和库孜洪河水质状况良好，在监测的 14 项目所有监测项目均达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准的要求，未出现超标现象。

地下水监测结果表明：5个监测点的监测因子除2#点的氯化物、硫酸盐、溶解性总固体超标外，其余的均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。

2#点的氯化物、硫酸盐、溶解性总固体不同程度的超标可能是由地下水本身所处的地质与水文地质环境所导致的。

3）声环境

项目所在区域的背景噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值要求，周围声环境

质量良好。

4）生态环境

阿克气田位于新疆维吾尔自治区克州乌恰县境内，拟建项目位于天山山脉西段南麓低山丘陵区，克孜勒苏河上游区。根据《新疆生态功能区划》，项目区属于天山南坡西段荒漠草原水土流失敏感生态功能区。气田区域为荒漠戈壁，基本处于未开发状态，主要为荒漠生态系统。总体来看评价区域景观单一，植被盖度约 5-10%，有部分野生动物活动。

4.1.4 环境影响预测评价结论

1）环境空气

（1）本工程为气田开发项目，项目对大气环境的影响可分为两个阶段，即施工期和运行期，开发期主要是钻井过程中使用的大功率柴油机排放的烟气对大气造成的影响，运行期主要是各类加热炉、锅炉产生的燃烧烟气对大气环境造成的影响。

（2）工程施工期钻井过程中的废气主要来自于大功率柴油机运转时产生的燃烧烟气，其中的主要污染物为烃类、NOx 和 SO2 等。由于钻井期施工是短期行为，持续时间较短，施工过程对大气环境的影响是暂时性的局部影响，并随施工的结束而消失，其影响分时间短、范围小，施工期钻井过程对大气环境所造成的影响较轻。

（3）运行期项目对大气环境的影响是持续的长期影响，排放的废气主要是气田内部各类以天然气为燃料的加热炉、锅炉排放的烟气以及站场无组织挥发的烃类气体，燃烧烟气中主要污染物为 NOx、烟尘等。根据对本项目的燃烧烟气进行的大气环境影响预测，项目正常运行时在稳定条件下，各污染物一次性最大落地浓度值远小于《环境空气质量标准》（GB3096-2012）二级标准的要求。而由项目厂界非甲烷总烃的浓度预测结果可知，各井区集气站厂界非甲烷总烃预测浓度叠加背景值后均可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中二级标准对非甲烷总烃的最高浓度限值，可以

做到厂界浓度达标。

综上所述，项目在开发期和运行期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，开发期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，且项目区地域空旷，无居民区，不会产生扰民现象，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

2）水环境

（1）地表水

在项目运营期，项目生产、生活所产生的污水经过处理后排入蒸发池，对地表水影响很小；穿越地表水的油气管线有良好的防腐措施，在其正常运行期间，不易产生泄漏等情况，对地表水的影响也较小。只要对输气管道的泄漏情况进行定期巡检，并对事故状态的泄漏品进行及时回收，项目运营期对地表水的影响可降低到最小。

（2）地下水

在正常生产状况下，气田建设和生产运行过程中产生的污水及落地油等对地下水环境的影响较小。

本工程的生活用水量小，不会对该区地下水水量产生影响。运营期主要水污染物为气田采出水。采出水主要来源于油藏本身的底水、边水。本工程采出水经污水处理装置处理达标后回注地层。本项目污水蒸发池均在池底和池壁进行了防渗处理（防渗做法自上而下：①50mm 厚 C20 混凝土板；②20mm 厚 1：3 水泥砂浆；③300mm 原土回填夯实；④100mm 细沙保护层；⑤1mm 厚防渗膜；⑥原状土修坡夯实，压实系数大于 0.94），能有效的避免在事故状态下对项目区地下水的污染。

在厂区的污油罐、蒸发池等应作为重点防渗区域，它是地下水环境安全的必要保障；同时安全、科学的生产是地下水环境保护的前提。

综上所述，正常生产状况下，项目建设期和生产运行过程中废水及固废对周围水环境不会产生不利影响。

3）声环境

本项目钻井期噪声随施工结束而消失。生产运行期，井场和管线正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。本项目噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求，且井场、天然气处理厂周边无居民居住，故在运行期间本项目不会产生扰民现象。同时，本项目各类发声设备均采用低噪声设备，同时确保设备在各种工况下达到最佳运行状态，降低噪声影响。

4）固体废物

本项目开发期产生的钻井废弃物采用钻井废弃物不落地达标处理技术进行处理，不建废液池，处理后废弃物铺垫井场。生活垃圾定期清运至乌恰县垃圾填埋场卫生填埋。运营期产生天然气处理站内储罐和污水处理装置产生一定量的油泥和污泥属于危险废物，定期密闭装车拉运至柯克亚作业区暂存，最终统一拉运至克拉苏环保处理站处理；站场生活垃圾定期清运至乌恰县垃圾填埋场卫生填埋。项目开发期及运营期产生的固体废物根据其废物属性，按照一般固废和危险固废要求分类安全处置，不会对区域环境造成不利影响。

综合以上分析，若在建设、处置和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求，则本项目在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境造成的影响在可接受范围之内。

5）生态环境

钻井、集输、地面工程建设占用土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。本项目临时占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。油田工程施工完成后临时性占地和影响将消除，并进行适当的平整，清理施工造成的污染，避免污染土壤。

本工程永久占地和临时占地分别为 29.67hm2 和 90.53hm2，施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生

态系统产生一定程度影响。

项目区生态完整性受本项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

因此，从总体上看，本项目建设对生态环境的影响较小。

4.1.5 环境保护措施

1）施工期

本项目钻井过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。污染物的排放仅发生在施工期内，钻井作业结束后，污染物的排放即告结束。

可通过采用高效设备及符合环保要求的排气筒高度（8m 以上）；定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施减少钻井场柴油机燃料产生污染物影响。

对于施工场地，应合理规划，尽可能少占土地，作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动；对于集输管线应采取及时开挖，及时回填等措施，减小施工期间扬尘的影响。

本项目对发声设备合理布局，采用低噪声设备，合理安排作业时间，并对设备进行降噪控制，减少噪声的影响。

本项目对泥浆进行循环利用，减少废弃钻井泥浆产生量；采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”的气井，将钻井废弃泥浆制成泥饼，分离出的钻井岩屑用于井场、道路铺设；对单井落地原油、修井落地原油全部回收，不对周围环境产生不利影响。

本项目通过节水减排措施减少生产废水产生量；对施工废水优先回用；生活污水收集后沉降蒸发，待施工结束后集中拉运至附近处理

站的生活污水处理系统进行处理；通过使用套管，安装防喷器和井控装置等措施减少钻井过程对地下水的影响。

2）运行期

本项目运行期主要包括采气、集输、处理过程，在整个生产过程中，将产生燃料燃烧废气、无组织排放的非甲烷总烃、采出水、井下作业废水、落地原油、含油污泥及泵类等设备产生的噪声。

本项目井口至站场油气集输均采用密闭流程，尽量减少非甲烷总烃的无组织排放，减少对大气环境的影响。井口加热炉采用清洁燃料天然气为燃料，对该区域大气环境影响较小。

本项目井下作业废水严禁直接外排，采用专用废液收集罐收集后定期密闭装车拉运至柯克亚作业区暂存，最终统一拉运至克拉苏环保处理站处理。一期采出液排入具有防渗措施的蒸发池内，二期采出液由天然气处理厂内的污水处理系统处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）后回注地层。修井废水和酸化压裂废水采用采用专用废液收集罐后拉运至克拉苏环保处理站处理，对周围环境不产生不利影响。

发声设备进行合理的布局，减弱噪声对操作人员的影响，同时针对设备，采用降噪控制，避免不必要的噪声产生。

通过采取各类污染防治措施，可有效降低施工期和运行期气田开发对周围环境的影响。

4.1.6 公众意见采纳情况

本项目严格按照《环境影响评价公众参与暂行办法》的规定，进行两次项目公示，通过发放调查问卷收集当地公众意见。被调查公众中 100%对工程持支持态度。

4.1.7 总体评价结论

本项目采用了行之有效的环境保护措施，总体布局合理，在坚持“三同时”原则的基础上，严格执行国家和自治区的环境保护要求，

切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。通过《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）分析评价，属于清洁生产企业。项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，不会对周围环境敏感目标的产生影响。因此，本项目的建设从环保角度认为可行。

4.2 环境影响报告书批复意见

2018年12月21日，新疆维吾尔自治区环保厅《关于塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程环境影响报告书的批复》（新环函〔2018〕146号）内容如下：

一、塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程（以下简称“本工程”）位于克州乌恰县境内，塔里木盆地西南劫陷喀什凹陷乌恰构造带阿克莫木背斜，西南距乌恰县约8公里，南距乌恰县—喀什市省级公路约5公里，本工程建设性质为改扩建，主要建设内容包括：钻井工程，共部署井数16口，包括利用老井11口（其中观察井2口、二氧化碳回注井1口、地层水回注井1口），新钻井5口，总投产井数12口（包括新井5口，利用老井7口）。新钻井全部为水平井，钻井深度约4060米，天然气产能约11.1×10^8立方米/年；地面工程，新建阿克莫木天然气处理厂设计规模为300万立方米/天，建设内容包括集气装置、清管站、脱碳单元、脱水脱烃单元、污油回收单元、外输计量单元、乙二醇再生单元、二氧化碳回注单元各1套，并配套建设凝析油罐区、空气氮气站、火炬及放空系统、燃料气系统、导热油系统、维修及分析化验等辅助设施。新建单井站12座，其中7口老井配备200千瓦真空加热炉（燃气）、5口新钻井配备315千瓦真空加热炉（燃气）；油气集输工程：新建集气干线14公里，采气支线22.25公里，燃料气管线14.8公里；配套工程：新建干线道路14公里、支线道路18.9公里，外部连接道路5公里，以及供排水、电力、消防、结构、通信、自控和防腐等公用工程。项目总投资102689.73万元，其中环保投资2359.41万元，占总投资的2.33%。

二、根据北京中油建设项目劳动安全卫生预评价有限公司编制的《塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程环境影响报告书》（以下简称《报告书》）的评价结论、自治区环境工程评估中心关于《报告书》的技术评估报告（新环评估[2018]208号）、自治区排污权交易储备中心排污控制审查意见（新环排权审〔2018〕112号）和克州环境保护局关于《报告书》的初审意见（克环评函〔2018〕88号），项目建设基本符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）》、规划环评及其审查意见要求，从环境保护的角度，我厅同意该项目按照《报告书》所列地点、性质、规模、采用的生产工艺及环境保护措施建设。

三、在工程设计、建设和环境管理中要认真落实《报告书》提出的各项环保要求，严格执行环保“三同时”制度，确保各类污染物稳定达标排放，并达到以下要求：

（一）强化生态环境保护措施。严格控制施工作业范围，减少地面扰动和破坏，加强野生动物保护，井场布设时应避开地表植被密集区域，管道施工开挖时应对开挖土壤分层堆放、分层回填压实，三级道路和四级道路施工占地宽度不得超过7.5米和4.5米；及时清运并按规范要求合理处置弃土（渣），施工结束后及时恢复施工迹地，按国家和地方相关要求做好生态恢复和补偿工作；落实退役期井场清理和生态恢复措施。

（二）严格落实各项废气污染防治措施。施工期施工车辆按规定路线行驶，严禁乱压乱碾，施工现场设置围栏，洒水抑尘，硬化道路，避免在大风天气进行土方施工作业，物料临时堆放和运输须采取篷布遮盖措施防尘，减缓大气环境影响；运营期采用密闭集输流程，加强清管作业及定期检修设备等措施减少废气排放。本项目无组织挥发产生的非甲烷总烃排放须满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值要求。燃气加热炉和导热油炉废气须满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2中大气污染物排放浓度限值要求。

（三）严格落实水污染防治措施。管线穿越乌如克河段开工前应征得地方水利主管部门的同意。钻井施工过程中应采用钻井废弃物不落地达标处理技术，钻井废水在井场进行固液分离，分离液体回用于钻井液配备；井下作业废水和酸化压裂废水统一由罐车拉运至克拉苏环保处理站集中处理，采出水应达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012)中回注标准后回注，并采取分层隔离封闭措施，防止串层污染。生活污水经化粪池+一体化污水处理设备处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中二级标准后排入厂区蒸发池，冬储夏灌。

（四）加强固体废物的分类管理。加强固体废物的分类管理，及时清运建筑垃圾，钻井废弃物应采取不落地达标处理技术达到《土壤质量环境 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)表2中建设用地土壤污染风险筛选值要求。含油污泥、清管废渣等危险废物须交具备相应危险废物处理资质的单位进行安全处置，危险废物的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001)(2013年修改）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012)和《危险废物转移联单管理办法》要求。生活垃圾统一收集，定期拉运至当地生活垃圾填埋场处置。

（五）强化声环境保护措施，采用吸声、隔声、减振等措施，确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准。

（六）加强项目环境风险防范。制定事故状态下环境风险应急预案，建立与地方政府突发环境事故应急预案对接机制，形成联动具体实施方案，并定期开展应急演练；严格落实各项应急管理措施和风险防范措施，强化关键设备的日常检修，严格操作规程，做好运行记录：落实防漏、固井措施，避免生产事故引发环境污染。

（七）开展工程环境监理，在施工招标文件、施工合同和工程监理合同文件中明确环保条款和责任。建立专项档案，定期向当地环保部门报告。

四、项目运行期必须严格执行区域污染物排放总量控制要求，确保工程实施后各类污染物排放总量控制在核定的指标内（氮氧化物21.19吨/年、挥发性有机物15.83吨/年）。做好与排污许可证申领的衔接，在排污许可证中载明批准的环境影响报告书中各项环境保护措施、污染物排放清单等的执行情况及其他有关内容，并按证排污。

五、在工程施工和运营过程中，应建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保要求。定期发布企业环境信息，并主动接受社会监督。

六、项目的日常环境监督检查工作由克州环保局和乌恰县环保局负责，自治区环境监察总队不定期抽查。项目竣工后，须按规定程序开展竣工环境保护验收，验收合格后，建设项目方可正式投入运行。如项目的性质、规模、工艺、防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动，你公司须重新向我厅报批环评文件。自环评文件批准之日起满5年，工程方决定开工建设，环评文件应当报我厅重新审核。

七、你公司应在收到本批复后20个工作日内，将批准后的报告书分送克州环保局和乌恰县环保局，并按规定接受各级环境保护行政主管部门的监督检查。

5 生态环境影响调查与分析

5.1 项目占地影响调查与分析

5.1.1 项目占地情况调查

占地影响主要体现在井场、站场、道路、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

本工程环评阶段新增永久占地面积 29.67hm^2，临时占地面积 90.53hm^2。见表 5.1-1。

表 5.1-1 占地面积表

序号	工程内容		占地面积（hm^2）			备注
			永久占地	临时占地	施工占地	
1	井场		1.00	3.89	4.89	5 口新钻井（单井施工占地 115×85m，其中永久占地 40×50m）。
2	站场	天然气处理厂	9.53	0.66	10.19	永久占地 296×323m，临时占地扰动外扩 10m。
		厂外蒸发池	0.48	0.22	0.7	永久占地 60×40m×2，临时占地扰动外扩 10m。
		场外放空火炬	0.10	0.08	0.18	永久占地 50×20m，临时占地扰动外扩 10m。
3	管线		/	75.4	75.4	单井集输管线 22.25km，燃料气 14.8km，高压集气管线 14km，CO_2 回注管线 2.5km，供水管线 15km，注水管线 25km，外输管线 0.7km，作业带宽度 8m。
4	井场道路	三级道路	3.75	1.0	4.75	长度 5.0km，路基宽度 7.5m，扰动宽度 2m。
		四级道路	14.81	6.58	21.39	长度 32.9km，路基宽度 4.5m，扰动宽度 2m。
5	临时生活营地		/	2.7	2.7	井队生活区占地按 40×60m×5 计，天然气处理站和综合公寓生活区合并按照 100×150m 计。
6	合计		29.67	90.53	120.20	/

工程验收阶段，二氧化碳回注管线未建、外部连接道路长度减少、气田主干道路减少、注水管线未建、供水管线长度减少，实际永久、临时占地均比环评阶段减少，具体见表 5.1-2。

表 5.1-2　　工程占地情况一览表

序号	工程内容		环评设计占地面积（hm^2）			实际验收情况（hm^2）			备注
			永久占地	临时占地	施工占地	永久占地	临时占地	施工占地	
1	井场		1.00	3.89	4.89	1.20	4.67	5.87	6 口新钻井（单井施工占地 115×85m，其中永久占地 40×50m）。
2	站场	天然气处理厂	9.53	0.66	10.19	9.53	0.66	10.19	永久占地 296×323m，临时占地扰动外扩 10m。
		厂外蒸发池	0.48	0.22	0.7	0.48	0.22	0.7	永久占地 60×40m×2，临时占地扰动外扩 10m。
		场外放空火炬	0.10	0.08	0.18	0.10	0.08	0.18	永久占地 50×20m，临时占地扰动外扩 10m。
3	管线		/	75.4	75.4	/	40.92	40.92	单井集输管线 22.25km，燃料气 14.8km，高压集气管线 14km，供水管线 3km，外输管线 0.1km，作业带宽度 8m。
4	井场道路	三级道路	3.75	1.0	4.75	2.25	0.6	2.85	长度 5.0km，路基宽度 7.5m，扰动宽度 2m。
		四级道路	14.81	6.58	21.39	2.93	1.3	4.23	长度 32.9km，路基宽度 4.5m，扰动宽度 2m。
5	临时生活营地		/	2.7	2.7	/	2.7	2.7	井队生活区占地按 40×60m×5 计，天然气处理站和综合公寓生活区合并按照 100×150m 计。
6	合计		29.67	90.53	120.20	16.49	51.15	67.64	/

本项目永久占地和临时占地由于工程未完全实施（二氧化碳回注管线未建、外部连接道路长度减少、气田主干道路减少、注水管线未建、供水管线长度减少），虽增加一口新井占地，但与环评阶段相比，有所减少。单井井场、处理厂、临时生活营地临时占地面积与环评估算面积一致。单井井场、处理厂、道路永久占地面积，均未超过环评阶段用地估算。永久占地和临时占地均已经根据相关规定给予补偿。临时占地在不改变土地所有权的前提下在短期内使用并给予补偿，补偿标准根据地方国土资源局所定的补偿标准来执行。

5.1.2 站场、井场占地的影响

（1）临时性占地

实地调查表明，本项目单井井场临时占地面积均未超过环评阶段估算临时占地面积（115m×85m）。目前，临时占地已恢复，地表植被在自然恢复过程中。

（2）永久性占地

本项目实际建设永久占地，主要为单井井场和井场道路，现场调查结果表明，井场、处理厂、道路永久占地变为工业用地和交通用地，占地范围内植被无法恢复生长。

施工完成后，在永久性占地范围内井场，对地面均进行了平整硬化，主要以砾石覆盖，并对井场周边受损地带进行恢复平整，道路已铺设沥青混凝土或覆盖砾石硬化，处理厂占地已全部硬化（水泥+砾石）。在永久性占地区域内，没有植被的自然恢复。这部分土地实际上被永久性地征用，改变了土地原有的利用价值。

建设完毕后，对临时性占地地表均进行了平整，由于自然条件限值，采取自然恢复措施。



处理厂地面硬化



外部连接道路



井场硬化



井场道路硬化

5.1.3 管线占地的影响

本项目实际建设管线主要包括单井集输管线22.25km，燃料气14.8km，高压集气管线14km，供水管线3km，外输管线0.1km，共51.15km，管线长度比环评阶段减少。

管线主要穿越戈壁。各类管线在建设过程中的影响面积控制在8m的范围之内，符合设计要求，施工结束后进行恢复。东集气管线穿越乌如克河120m，采用河底穿越，埋深1.8m。

施工中需挖管沟，破坏管沟上方及两侧地表结构，施工结束后由于管沟的回填，从景观上看在地表形成一道明显的管廊，两侧植被自然恢复中。



过戈壁管线



过乌如克河段东集气管线

5.1.4 道路占地的影响

本项目外部连接道路、气田主干道路共长9.5km，外部连接道路宽7.5m，气田主干道路宽4.5m，全程铺设沥青混凝土路面。原有单井巡井道路宽4~6m，采用砾石路面硬化防止风蚀，道路较环评阶段长度和宽度均有所减小。

道路建设对植被的影响主要体现在路基两侧，主要是由于机械施工过程中对地表造成践踏、碾压，在改变土壤坚实度的同时，损伤和

破坏植被，影响范围在道路路基两侧4~10m范围内，施工结束后，道路建设临时占地已平整，进入自然恢复阶段。

5.2 植被影响调查与分析

本项目新增永久占地16.49hm^2，其余临时占地已平整恢复，各类占地均依法取得土地使用手续。

项目区勘探开发时间长，依托设施较完善，至各单井为独立的探临路，砂石或土路面，根据地势起伏路面宽约4~6m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量避让了荒漠草地等植被茂盛区域，最大限度减少和避免了对项目区域地表植被的扰动和破坏。

5.3 动物影响调查与分析

本项目建设期对动物的影响主要是占用土地、砍伐林木，特别是柽柳灌丛和其它荒漠植物群落，破坏野生动物赖以生存的环境。

长期的开发建设已使当地野生动物一定程度上适应了石油开采环境。区域内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，油田开发过程中的钻探和地面建设占地将使原有的野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩，而钻井结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复，正常生产对野生动物影响较小。由于本项目所在区域不是动物的唯一栖息地，故本项目对动物区域性生境没有产生明显影响。

5.4 生态影响防治措施落实情况调查

本次验收主要针对环评批复、环评提出的生态影响防治措施落实情况进行调查，调查结果见表5.4-1。

表 5. 4-1　　生态影响防治措施落实和执行情况

内容	生态影响防治措施	措施落实情况	备注
批复中提出的生态影响防治措施			

	强化生态环境保护措施。严格控制施工作业范围，减少地面扰动和破坏，加强野生动物保护，井场布设时应避开地表植被密集区域，管道施工开挖时应对开挖土壤分层堆放、分层回填压实，三级道路和四级道路施工占地宽度不得超过 7.5 米和 4.5 米；及时清运并按规范要求合理处置弃土（渣），施工结束后及时恢复施工迹地，按国家和地方相关要求做好生态恢复和补偿工作；落实退役期井场清理和生态恢复措施。	落实。	占用、扰动地标面积未随意扩大；管线避让植被覆盖度较高区域，场地已清理、平整。
环评中提出的生态影响防治措施			
建设期	站场工程生态保护措施要求： 1）对气田区域内的永久性占地（井场、道路、站场、集输管线等）合理规划，严格控制占地面积，减少扰动面积，减少林木砍伐。 （1）单井永久占地 40m×50m； （2）单井施工占地 115m×85m； （3）天然气处理厂 296m×323m； （4）厂外蒸发池 135m×45m； （5）厂外放空火炬 50m×20m； 2）加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。 3）各井场选址尽量少占植被茂密的区域，严格控制占地面积。施工时，要求施工单位在永久占地范围内施工，减少对植被环境和周围野生动物生活环境的干扰。	落实	单井永久占地面积未超过环评估算； 施工过程中定期进行 HSE 培训，未发生猎杀野生动物现象； 临时占地管道工程避让植被茂密区域，管线施工作业带宽度未超过 8m；施工结束后，临时恢复地貌原状。植被自然恢复中；
	管线工程生态保护措施要求： 1）对气田区域内的临时性占地（集输管线）合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域。 单井集油管线、燃料气管线施工作业带宽度不得超过 8m。 2）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。 3）施工结束后，地貌自然恢复。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。 4）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。 5）在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏沿线地区的生态环境。	落实	严格控制集输管线施工范围，管线施工作业带宽度未超过 8m。 道路两侧未发现明显取土坑；管沟两侧无集水现象； 并定期进行 HSE 培训，未发生乱砍滥伐；未发生猎杀野生动物现象；

	6）禁止施工人员对野生动物尤其是珍稀动物的滥捕滥杀，作好野生动物的保护工作。		
	道路工程生态环境保护措施： 1）无道路区域不得随意开辟新路，道路和集输管道施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，按照划定的道路行驶，不得并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。 2）管道沿已有道路平行建设 管线敷设施工宽度应控制在设计标准范围内，并尽量沿已有道路纵向平行布设。在满足有关安全规范的基础上，减少占用土地。道路选线过程中应尽量利用原有道路，避让灌丛等敏感区段。 3）三级道路施工占地宽度不得超过 7.5m，四级道路施工不得超过 4.5m。	落实	严格控制施工范围，按照划定道路行驶； 管道选线避让灌丛，依地势地貌敷设； 三级道路施工占地宽度未超过 7.5m，四级道路未超过 4.5m。
	对荒漠植物的生态保护措施要求 1）设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。 2）施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。 3）确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的沙生植被。 4）加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。 5）强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对荒漠野生植物生存环境造成威胁。	落实	井场、处理厂、道路避开了植被丰富的区域； 严格按照限定施工范围活动，无随意践踏破坏； 各环保设施正常运行； 并定期进行 HSE 培训，未发生乱砍滥伐；未发生猎杀野生动物现象；
	对保护植物的生态保护措施要求 1）本项目钻井、施工前，应向当地相关主管部门办理征地手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。 2）对气田区域内的站场和管线临时性占地等合理规划，严格控制占地面积，尤其要避开膜果麻黄。合理选线，管道和伴行道路充分结合，避绕膜果麻黄。 3）严格控制施工范围：集输管线施工带范围要在 8m 之内，并尽量避让膜果麻黄。 4）严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆避免并行开辟新路，以减少对膜果麻黄的破坏。 5）制定严格的施工操作规范，加强对施工人员的宣传和教育，严禁随意破坏膜果麻黄。 6）施工结束后，对工程征占范围内的植被（尤其是膜果麻黄）进行恢复。	落实	永久占地、临时占地均有合法手续； 施工作业带均在 8m 范围内，未超出； 施工结束后恢复原状，植被自然恢复中。
	对野生动植物的生态环保措施要求 1）合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，	落实	选线合理，按照限制开挖宽度施工；

	尽量避免破坏膜果麻黄等野生保护植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。在植被茂密的地方，限制开挖宽度，采用人工开挖方式。 2）管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。 3）管线施工范围应严格限制在 8m 范围内。施工机械和车辆应严格按规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。 4）在施工便道及钻井区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。 5）注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。 6）站场建设选址尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。 7）施工过程不得将沙生植被尤其是保护植物随意作为薪柴使用。		管线施工未超出划定范围，未超过 8m 范围； 施工期设置环保警示牌； 管道回填紧实，未发现集水现象； 站场建设占地植被稀疏，严格控制占地面积，未超过环评要求； 施工过程中未发现讲植被作为薪柴使用现象。
	其它生态保护措施要求： 1）对现有的自然资源，包括植被、散落生长的胡杨，直至现有的地形、地貌等都要尽可能的加以保护。 2）在管线、道路的选线、敷设过程中，合理的规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，减缓对原始自然景观的破坏。 3）严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程和绿化措施，使气田开发与周围景观环境协调发展。 4）气田退役后必须完全恢复地貌，彻底封闭气井，及时清除井场残留的固体废物。	落实	合理规划管线、道路选线，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工； 严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围；处理厂周边进行了绿化，使气田开发与周围景观环境协调发展。
	天然气处理厂依靠处理后的生活污水进行绿化，绿化要求以保持水土、美化环境为原则，乔、灌、草共植。	落实	处理厂外进行了绿化美化。
运营期	集输管道和道路穿越地区为戈壁山区，施工完毕后原土回填，依靠当地降雨实现自然绿化。	落实	原土回填，植被处于自然恢复中。
	井场工程生态保护措施要求： 由于气田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要	落实	永久占地根据不同类型，均已采取不用硬化方式处理，最大程度减少了风蚀量。

	进行地面硬化处理，以减少风蚀量。		
	其它生态保护措施要求 1）提高拉运人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。一切作业尽量利用原有公路，按原有车辙行驶，若无原有公路，要严格执行先修道路，后施工的原则。不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。 2）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物并在施工现场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。 3）在道路边、气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。通过上述处理方法，气田运营期产生的污染物不会对环境造成危害。	落实	未发生车辆乱碾乱压情况； 并定期进行 HSE 培训，未发生乱砍滥伐；未发生猎杀野生动物现象； 设置了环境保护警示牌。

5.5 土壤影响调查

（1）监测点布设

根据项目占用土地类型及周边土地类型分布，本次验收土壤影响调查在AK4-H2井场、AK1-4H井场、AK101井场、AK401井场外60m处设1个监测点，共4个监测点，测点位布设见表5.5-1。

监测点位详见图5.5-1。

表 5. 5−1　　土壤质量现状调查监测点位布设表

监测点名称	占地	监测层位	取样日期	布设目的
AK4-H2 井 （E75 °20′2.46"，N39 °44′59.6"）	荒漠	0~20cm	2021 年 11 月 1 日	了解验收区域内土壤质量
AK1-4H 井 （E 75 °23′4.14"，N 39 °44′58.54"）	荒漠	0~20cm		
AK101 井 （E75 °22′6.87"，N 39 °44′45.41"）	荒漠	0~20cm		
AK401 井 （E75 °19′9.83"，N 39 °45′13.62"）	荒漠	0~20cm		

图 5.5-1　　监测点位示意图

（2）监测项目

监测项目为pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃。

委托乌鲁木齐京诚检测技术有限公司进行采样监测。

（3）监测及分析方法

监测方法执行《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）中相关规定。

分析方法、检测仪器见见表5.5-2。

表 5.5-2　　废气监测分析方法

序号	污染物	监测分析方法	检测仪器
1	pH	土壤 PH 的测定 电位法 HJ962-2018	雷磁 Ph 计/PHS-3E
2	砷	土壤质量总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法 GB/T22105.2-2008	原子荧光光谱仪 /AFS-933
3	镉	土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T17141-1997	原子吸收光谱仪 /novAA 400P
4	六价铬	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收吸收分光光度法（HJ 1082-2019）	原子吸收光谱仪 /novAA 400P
5	铜	土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法 HJ491-2019	原子吸收光谱仪 /novAA 400P
6	铅	土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T17141-1997	原子吸收光谱仪 /novAA 400P
7	总汞	土壤质量总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法 GB/T22105.1-2008	原子荧光光谱仪 /AFS-933
8	镍	土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法 HJ491-2019	原子吸收光谱仪 /novAA 400P
9	石油烃（C_{10}-C_{40}）	土壤和沉积物石油烃（C10-C40）的测定气相色谱法（HJ1021-2019）	气相色谱仪 /GC-2010Pro（FID）

（4）监测结果与分析

土壤监测结果见表5.5-3，本次验收土壤质量标准执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准。

表5.5-3　　土壤监测结果　　单位:mg/kg

监测点	监测结果

	pH	镉	砷	六价铬	铜	铅	汞	镍	石油烃
AK4-H2 井	7.52	0.19	8.47	0.8	21	20.4	0.0238	29	26
AK1-4H 井	7.56	0.16	7.51	1.0	22	17.7	0.0280	29	24
AK101 井	7.73	0.20	8.49	0.7	26	13.0	0.0189	26	184
AK401 井	7.59	0.24	7.66	1.0	24	14.2	0.0280	23	54
建设用地标准	/	65	60	5.7	18000	800	38	900	4500
Pi	/	0.003	0.141	0.140	0.001	0.026	0.001	0.032	0.006
	/	0.002	0.125	0.175	0.001	0.022	0.001	0.032	0.005
	/	0.003	0.142	0.123	0.001	0.016	0.000	0.029	0.041
		0.003	0.141	0.140	0.001	0.026	0.001	0.032	0.006

由表5.5-3可知，验收监测期间永久占地内土壤pH值大于7，说明土壤呈碱性；砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃等污染物满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准，该区块土壤环境质量现状较好，目前未受到项目开发造成大的不利影响。

5.6 小结

（1）本项目实际总占地67.64hm^2，其中永久占地约16.49hm^2，临时占地约51.15hm^2。

（2）本项目单井、管线、泥浆池、道路等临时占地均已平整恢复。

（3）项目完工后对各类施工迹地进行平整和恢复地表。施工期间管线作业宽度在8m内，施工结束后管线两侧施工迹地已恢复平整，临时占地区域内的原始植被正逐步恢复。处理厂周围已进行了绿化美化。

（4）项目落实了环评及批复提出的水土流失防止措施及其它生态保护相关措施。

（5）根据土壤监测结果可知：本项目的建设及运营并未造成项目区周边土壤的污染。

6 水环境影响调查与分析

6.1 建设期水污染源调查

建设期间主要废水来源于钻井过程中产生的钻井废水。为降低钻井废水对环境的污染，各井场在钻井过程中均建设有临时泥浆池。临时泥浆池均进行了防渗处理，最大程度的避免了钻井废水对环境的污染。

本项目共新钻井6口，钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，无钻井废水外排。调查中未发现钻井废水随意外排的情况。

本项目开发建设期间，主要废水来源于井队产生的生活污水，各井场生活污水集中收集沉降处理，自然蒸发，施工结束后填埋平整。

6.2 运行期水污染源调查

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水。

（1）井下作业废水

井下作业废水产生是临时性的。根据类比调查，单井每次修井排放废液约为 45m^3。废液中主要含有酸、盐类和有机物，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至乌恰县废弃泥浆环保处理站处理，不外排。

（2）采出水

本项目采出水主要来源于气藏本身的底水、边水、随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测，阿克莫木气田为干气，气田开发前期气田水量较小（采出液按最大 6m^3/d 计，则年最大产生量约为 2190m^3/a），因此一期工程采出液排入生产污水蒸发池内，一期新建蒸发池容积为 6000m^3。

一期工程采出废水进入生产污水蒸发池内暂存，建设单位提前实施二期工程内气田水处理及回注工程，处理达标后进行回注。

（3）站场污水

天然气处理站生产用水主要为锅炉补水、撬装空压机排出污水、空氮站的排出污水，主要含油、醇等污染物，废水产生量约 10m^3/d，污水进入新建天然气处理厂生产废水蒸发池蒸发，蒸发池底泥统一拉运至塔里木油田绿色环保站处理。

（4）生活污水

本项目生活污水主要来自于天然气处理厂的办公人员，生活污水产生量约为 1642.5m^3/a，生活污水经排水管收集后，进化粪池消化处理后，再经一体化污水处理设备处理，达到污水综合排放二级标准后，进入蒸发池，取上清液春夏季用于公寓绿化，绿化后剩余污水及冬季不能用于绿化的全部污水进入生活污水蒸发池。

6.3 水污染源现状监测

（1）监测点位

本次验收对阿克莫木气田处理厂一体化生活污水处理设施进口、出口水质进行了验收监测，监测由乌鲁木齐京诚检测有限公司进行采样分析。

监测点位见图5.5-1监测点位示意图。

（2）监测因子

pH、悬浮物、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、动植物油、阴离子表面活性剂。

（3）监测时间

采样时间为2021年11月1日~11月2日。

（4）监测分析方法

分析方法、检测仪器见见表6.3-1。

表 6. 3-1　　废气监测分析方法

序号	污染物	监测分析方法	检测仪器
1	pH	水质 PH 的测定 电极法 HJ 1147-2020	便携式多参数分析仪/DZB-712
2	悬浮物	水质 悬浮物的测定 重量法 GB/T 11901-1989	电子天平（万分之一）/FA1204C
			电热鼓风干燥箱/101-1AB 型

3	化学需氧量	水质 化学需氧量的测定 重铬酸盐法 HJ828-2017	具塞滴定管
4	五日生化需氧量（BOD_5）	水质 五日生化需氧量（BOD_5）的测定 稀释与接种法 HJ505-2009	溶解氧测定仪/HQ440D
			生化培养箱/SPX-250
5	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009	可见分光光度计/7200
6	动植物油	水质 石油类和动植物油的测定 红外分光光度法 HJ637-2018	红外分光测油仪/OIL460
7	阴离子表面活性剂	水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法 GB/T7494-1987	可见分光光度计/WFJ 7200

6.4 监测结果分析

阿克莫木气田处理厂一体化生活污水处理设施进口、出口水质监测结果见表6.4-1。

表 6.4-1　　阿克莫木气田处理厂一体化生活污水处理设施进口、出口监测结果　　单位：mg/L，pH 除外

监测时间	监测点位	监测批次	pH（无量纲）	悬浮物	化学需氧量	氨氮	动植物油	粪大肠菌群（MPN/L）
2021 年 11 月 1 日	污水处理设施进口	1	7.04	88	150	0.398	3.07	
		2	7.04	90	148	0.418	2.67	
		3	7.05	88	152	0.430	2.37	
		4	7.05	88	146	0.408	2.07	
		日均值/范围	7.04~7.05	88~90	146~152	0.398~0.430	2.07~3.07	
	污水处理设施出口	1	7.04	10	29	0.424	0.47	
		2	7.06	7	29	0.416	0.47	
		3	7.05	7	31	0.404	0.44	
		4	7.05	9	27	0.406	0.39	
		日均值/范围	7.04~7.06	7~10	27~31	0.404~0.424	0.39~0.47	＜20
《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）三级标准			6-9	30	60	30	3	/
是否达标			达标	达标	达标	达标	达标	达标
处理效率（%）			/	**66.7**	**60.5**	**1.4**	**84.7**	/
2021 年 11 月 2 日	污水处理设施进口	1	7.05	108	144	0.390	1.84	
		2	7.05	92	148	0.418	2.03	
		3	7.04	56	152	0.408	2.33	
		4	7.04	72	149	0.428	2.20	
		日均值/范围	7.04~7.05	56~108	144~152	0.390~0.428	1.84~2.33	
	污水处理设施出口	1	7.06	5	29	0.422	0.45	
		2	7.05	8	30	0.410	0.42	
		3	7.05	2	33	0.404	0.46	
		4	7.04	6	28	0.394	0.42	
		日均值/范围	7.04~7.06	2~8	28~33	0.394~0.422	0.42~0.46	＜20
《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）三级标准			6-9	30	60	30	3	/
是否达标			达标	达标	达标	达标	达标	达标
处理效率（%）			/	**72.2**	**60.5**	**1.4**	**80.3**	

监测结果表明，验收监测期间阿克莫木气田处理厂一体化生活污水处理设施，各项水质监测指标满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）三级标准限值。

6.5 水污染防治措施落实情况调查

本次调查对照环评及批复提出的水污染防治措施的落实情况进行了调查，调查情况见表6.5-1。

表 6.5-1　　水污染防治措施落实情况调查

内容	水污染防治措施	措施落实情况	备注
批复中提出的水污染防治措施			
	严格落实水污染防治措施。管线穿越乌如克河段开工前应征得地方水利主管部门的同意。钻井施工过程中应采用钻井废弃物不落地达标处理技术，钻井废水在井场进行固液分离，分离液体回用于钻井液配备；井下作业废水和酸化压裂废水统一由罐车拉运至克拉苏环保处理站集中处理，采出水应达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012)中回注标准后回注，并采取分层隔离封闭措施，防止串层污染。生活污水经化粪池+一体化污水处理设备处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中二级标准后排入厂区蒸发池，冬储夏灌。	落实。	管线穿越乌如克河段取得地方水利主管部门的同意；钻井施工过程中不落地达标处理技术，钻井废水在井场进行固液分离，分离液体回用于钻井液配备；井下作业废水和酸化压裂废水统一由罐车拉运至乌恰县废弃泥浆环保处理站处理；一期工程采出液排入生产污水蒸发池内，一期新建蒸发池容积为 6000m^3。 生活污水经化粪池+一体化污水处理设备处理达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）三级标准后排入厂区蒸发池，冬储夏灌。
环评中提出的水污染防治措施			
建设期	1）节水减少排放量 本项目在工程和技术管理上采取以下节水减排措施： （1）以钻井队为单位，积累资料，分析研究在各种气候、各类施工作业条件下的合理用水量，以此为定额，在保证正常作业的情况下，控制清水用量。 （2）动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。水的重复利用率要求达到40%-50%。 （3）做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。	落实	本项目产生的钻井废水经处理达标后用于处理装置自身用水及井场循环使用。未出现废水乱排现象

	（2）废水处置 ①施工废水主要是施工过程中产生的含有泥浆或砂石的工程废水，经收集后，并且采用沉淀池进行澄清处理，上清液回用。 ②各井场、施工营地生活污水集中收集沉降，自然蒸发处理。	落实	施工废水沉淀后上清液回用； 生活污水集中收集沉降，自然蒸发。
	（3）钻井过程地下水保护措施 ①一开套管要深入到含水层以下隔水层中，至少250m，一开固井水泥返高至地面，二开固井选择一次上返固井工艺技术，与一开固井水泥至少重叠约 150m，确保井身结构的完整性。 ②在初始生产阶段进行的压裂作业、清洗和生产等并行作业时，需要在管柱里安装井下安全工具。	落实	钻井、固井、完井按设计规定实施，未发生井漏
	（4）井喷地下水保护措施 虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。 ① 制定具体井控措施及防止井喷预案。 ② 开钻前由建设方地质监督或受委托的相关单位地质员，对相应的停注、泄压等措施进行检查（检查结果记录在井队井控专用本上）落实，直到相应层位套管固井候凝完为止。 ③ 钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压井液、加重剂、堵漏材料和其它处理剂，对储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀。 ④ 送至井场的防喷器有试压曲线和试压合格证。安装防喷器前要检查闸板心尺寸是否与使用钻杆尺寸相符，液控系统功能是否齐全、可靠，液控管线有无刺漏现象。 ⑤ 钻开油、气层后，每次起下钻（活动时间间隔超过 5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压。 ⑥ 测井、固井、完井等作业时，要严格执行安全操作规程和井控措施，避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。 ⑦ 要严格控制提下钻速度，防止抽汲压力过大造成井涌、井喷，激动压力过大造成井漏。提钻按规定灌好钻井液，下钻过程中注意观察井口返出钻井液情况并安排中间洗井，起下钻过程中操作要连续，减少钻具静止时间。 ⑧ 要求做好固井前的通井、循环钻井液、调整钻井液性能等工作。控制下套管速度，以防蹩漏地层。 ⑨ 下套管要操作平稳，严禁猛刹、猛放，防止溜钻、顿钻，按规程下套管，双大钳紧扣，以保证套管连接强度。 ⑩ 目的层钻进时预防井漏和井喷，并做好油气层	落实	钻井、固井、完井按设计规定实施，未发生井漏，严格落实阿克气田突发环境事件应急预案。

	保护工作。		
运行期	井下作业废水产生是临时性的。根据类比调查，单井每次修井排放废液约为 45m3。废液中主要含有酸、盐类和有机物，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至有资质单位处理，不外排。	落实	井下带罐作业，最终井下作业废水送至乌恰县废弃泥浆环保处理站处理。
	采出水 本项目采出水主要来源于气藏本身的底水、边水、随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测，阿克莫木气田为干气，气田开发前期气田水量较小，因此一期工程采出液排入生产污水蒸发池内。一期新建蒸发池容积为 6000m^3，考虑到当地年蒸发量较大（2400mm），因此该蒸发池能容纳一期工程产生采出液的量。	落实	一期工程采出液排入生产污水蒸发池内。
	站场污水 天然气处理站生产用水主要为锅炉补水、撬装空压机排出污水、空氮站的排出污水，主要含油、醇等污染物，废水产生量约 10m^3/d，污水进入新建天然气处理厂生产废水蒸发池蒸发，蒸发池底泥统一拉运至克拉苏环保处理站处理。	落实	污水进入新建天然气处理厂生产废水蒸发池蒸发，蒸发池底泥统一拉运至塔里木油田绿色环保站处理。
	本项目生活污水主要来自于天然气处理厂的办公人员，生活污水产生量约为 1642.5m3/a，生活污水经排水管收集后，进化粪池消化处理后，再经一体化污水处理设备处理，达到污水综合排放二级标准后，进入蒸发池，取上清液春夏季用于公寓绿化，绿化后剩余污水及冬季不能用于绿化的全部污水进入生活污水蒸发池。	落实	生活污水经排水管收集后，进化粪池消化处理后，再经一体化污水处理设备处理，达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）三级标准，进入蒸发池，冬储夏灌。

6.6 小结

建设单位已按照要求落实了项目设计、环评报告及环评批复所提出的水污染防治措施。

一期工程采出液排入生产污水蒸发池内。

生活污水经排水管收集后，进化粪池消化处理后，再经一体化污水处理设备处理，达到污水综合排放二级标准后，进入蒸发池，冬储夏灌。监测结果表明，验收监测期间阿克莫木气田处理厂一体化生活污水处理设施，各项水质监测指标满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）三级标准。

7 大气环境影响调查与分析

7.1 大气污染源调查

7.1.1 建设期大气污染源调查

在项目建设期间，对大气环境的影响主要有：钻井和地表开挖时产生的扬尘、钻井时柴油机排放的烟气、钻井和试油时泄露的伴生气，处理厂建设过程中产生的扬尘、柴油烟气等。建设期大气污染源基本情况见表7.1-1。

表 7.1-1 项目建设期主要大气污染源

序号	污染源	污染因素	污染物	排放方式
1	道路、管线修建	施工、车辆碾压	扬尘	无组织
2	钻探设备	动力燃油	烟气	无组织
3	处理厂、井场建设	建筑施工	扬尘、汽车尾气	无组织
4	气井	废气泄露	有机废气	无组织

由于本项目实际新钻井6口，建设期较短，在正常情况下，所排放的大气污染物较少。因此，对周围大气环境不会造成明显影响。本项目各井场在建设过程中加强安全预防工作，没有发生油气大量泄漏的恶性事故。

7.1.2 运行期大气污染源调查

（1）无组织排放

工程正常生产期间，无组织大气污染主要来自本项目处理厂天然气处理、气田集输过程无组织挥发的非甲烷总烃。见表7.1-2。

表 7.1-2 运行期无组织排放源

序号	污染源	数量	污染因素	主要污染物	排放方式
1	井场（气井）	6	油气挥发	非甲烷总烃	连续排放
2	处理厂	1	油气挥发	非甲烷总烃	连续排放
3	机动车辆	/	汽车尾气	CO、NOx、硫化物	无组织排放

（2）有组织污染源

阿克气田处理厂设置3台6.5MW导热油炉，两用一备，烟囱高12m，本次开发工程一期共动用13口生产气井，其中11口安装天然气加热炉，排气筒高度8m。验收调查期间，处理厂导热油炉正常使用，井场加热炉正常使用。

导热油炉、井场加热炉设置情况见表7.1-3。

表 7.1-3　　导热油炉、井场加热炉设置情况

序号	井号	锅炉功率	排气筒高度（m）	备注
1	AK101	120kW	8	
2	AK1-2	120kW	8	
3	乌东-1	120kW	8	
4	AK1	200kW	8	
5	AK401	200kW	8	
6	AK1-H6	200kW	8	
7	AK1-H5	200kW	8	
8	AK1-H3	315kW	8	
9	AK1-4H	315kW	8	
10	AK1-H7	315kW	8	
11	AK4-H2	700kW	8	利旧
12	导热油炉	6.5MW	18	处理厂内2用1备

导热油炉、井场加热炉使用天然气作为燃料，对环境质量影响很小。

7.2 大气污染源现状监测

7.2.1 有组织废气排放监测

本次验收委托乌鲁木齐京诚检测技术有限公司2021年10月19~10月26日进行采样分析。

（1）监测点位

本次验收，对阿克处理厂导热油炉、AK4-H2井、AK1-4H井、AK1-4H井、AK101井、AK401井、AK1井井场加热炉进行废气排放监测。监测点位见图5.5-1。

（1）监测频次：

每台加热炉进行2天连续监测，每天三次。

（2）监测因子：

烟气含氧量、二氧化硫、氮氧化物、烟尘。

本次验收委托监测数据及达标状况分析见表7.2-1。

表 7. 2-1　　导热油炉、井场加热炉废气监测数据及达标情况

监测点	采样天数		检测因子								
			二氧化硫 mg/m³			氮氧化物 mg/m³			颗粒物 mg/m³		
阿克处理厂导热油炉	第一天	实测值	＜3	＜3	＜3	61	66	64	3.5	3.2	2.9
		折算值	＜4.77	＜4.61	＜4.65	97	101	99	5.6	4.9	4.5
	第二天	实测值	＜3	＜3	＜3	74	71	55	1.8	3.9	4.4
		折算值	＜4.34	＜4.82	＜6.25	106	113	114	2.6	6.3	9.2
AK4-H2（700KW）	第一天	实测值	14.3	＜3	＜3	39	54	52	6.5	3.6	3.0
		折算值	18.4	＜3.57	＜3.50	50	64	61	8.4	4.3	3.5
	第二天	实测值	＜3	＜3	＜38	51	49	51	3.7	3.7	5.9
		折算值	＜3.48	＜3.57	＜3.4	59	59	59	4.3	4.4	6.8
AK401（200KW）	第一天	实测值	＜3	＜3	＜3	48	46	45	3.2	3.3	3.4
		折算值	＜3.83	＜3.86	＜3.86	62	59	58	4.1	4.2	4.4
	第二天	实测值	＜3	＜3	＜3	46	45	46	3.1	4.4	4.2
		折算值	＜3.92	＜3.98	＜3.95	59	60	60	4.0	5.8	5.5
AK101（120KW）	第一天	实测值	＜3	＜3	＜3	42	41	48	4.1	2.5	3.6
		折算值	＜4.13	＜4.17	＜3.72	58	58	59	5.6	3.5	4.5
	第二天	实测值	＜3	＜3	＜3	44	45	43	2.8	3.0	4.2
		折算值	＜4.01	＜4.07	＜4.20	59	61	61	3.7	4.1	5.9
AK1（200KW）	第一天	实测值	＜3	＜3	＜3	42	41	46	4.7	3.3	3.4
		折算值	＜4.07	＜4.01	＜3.89	58	59	59	6.4	4.4	4.4
	第二天	实测值	＜3	＜3	＜3	45	44	42	2.7	4.2	5.4
		折算值	＜4.01	＜4.13	＜4.07	60	60	57	3.6	5.8	7.3
AK1-4H（315KW）	第一天	实测值	＜3	＜3	＜3	43	44	45	4.3	5.2	3.4
		折算值	＜4.04	＜4.17	＜4.07	59	61	61	5.8	7.2	4.6
	第二天	实测值	＜3	＜3	＜3	43	43	44	3.9	3.4	3.2
		折算值	＜4.20	＜4.20	＜4.20	60	60	61	5.5	4.8	4.5
评价标准（GB13271-2014 表 2）			≤50			≤200			≤20		

从监测结果可以看出，导热油炉、不同功率井场加热炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）限值。

7.2.2 无组织废气排放监测

（1）监测点位

本次大气无组织污染源现状监测点共布设10个监测点，在阿克莫木气田处理厂、AK4-H2井、AK1-4H井、AK101井、AK401井上、下风向各布设1个监测点。

本次验收无组织废气监测内容见表7.2-2。无组织监测点位示意图见图6.3-1。

表 7.2-2　　大气污染源监测内容

监测点位	监测数量	监测项目	监测频次
阿克莫木气田处理厂	上、下风向各一个点位	非甲烷总烃	每天3次，连续2天
AK4-H2井	上、下风向各一个点位	非甲烷总烃	
AK1-4H井	上、下风向各一个点位	非甲烷总烃	
AK101井	上、下风向各一个点位	非甲烷总烃	
AK401井	上、下风向各一个点位	非甲烷总烃	

（2）监测因子

非甲烷总烃。

（3）监测单位、时间及频次

监测单位：乌鲁木齐京诚检测技术有限公司

监测时间：2021年10月27日~10月30日

监测频次：监测每天3次，监测2天。

（4）监测方法

非甲烷总烃监测方法选用《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》（HJ 604-2017），见表7.2-3。

表 7.2-3　　废气监测分析方法

序号	污染物	监测分析方法	主要仪器	检出限
1	非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法（HJ 604-2017）	气相色谱仪/GC-2014AF（FID）	0.07mg/m^3

（5）质量保证措施：

二次测试废气流量相对误差不超过20%。

进现场前相关检测部门对所有测试仪器进行校验。

监测人员持证上岗，严格按照有关规范进行现场测试。

监测期间设备负荷均达到设计负荷的75%以上。

7.2.2 监测结果分析

本次验收厂界外无组织非甲烷总烃监测结果见表7.2-4；

硫化氢监测结果见表7.2-5。

表 7.2-4　　无组织非甲烷总烃监测结果　　单位：mg/m^3

采样地点	监测时间	监测点位	浓度范围	浓度最高值	标准限值	达标情况

阿克莫木气田处理厂	第一天	上风向	0.52~0.69	0.69	4.0	达标
		下风向	0.81~0.90	0.90		
	第二天	上风向	0.45~0.60	0.60		
		下风向	0.92~0.99	0.99		
AK401井	第一天	上风向	0.75~0.83	0.83		达标
		下风向	0.90~0.94	0.94		
	第二天	上风向	0.50~0.60	0.60		
		下风向	0.70~0.78	0.78		
AK4-H2井	第一天	上风向	0.56~0.71	0.71		达标
		下风向	0.82~0.92	0.92		
	第二天	上风向	0.44~0.55	0.55		
		下风向	0.68~0.78	0.78		
AK1-4H井	第一天	上风向	0.77~0.84	0.84		达标
		下风向	0.89~0.95	0.95		
	第二天	上风向	0.68~0.76	0.76		
		下风向	0.78~0.86	0.86		
AK101井	第一天	上风向	0.51~0.62	0.62		达标
		下风向	0.74~0.81	0.81		
	第二天	上风向	0.52~0.68	0.68		
		下风向	0.90~0.99	0.99		

验收监测结果表明，阿克莫木气田处理厂、AK4-H2井、AK1-4H井、AK101井、AK401井井场上、下风向无组织排放非甲烷总烃最高浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准限值。

7.3 大气环境保护措施落实情况调查

本次调查对照环评及批复提出的大气污染防治措施的落实情况进行了调查，调查情况见表7.3-1。

表 7. 3-1　　大气污染控制措施落实情况

大气污染防治措施		实际落实情况	备注
批复中提出的大气污染防治措施			
1	严格落实各项废气污染防治措施。施工期施工车辆按规定路线行驶，严禁乱压乱碾，施工现场设置围栏，洒水抑尘，硬化道路，避免在大风天气进行土方施工作业，物料临时堆放和运输须采取篷布遮盖措施防尘，减缓大气环境影响；运营期采用密闭集输流程，加强清管作业及定期检修设备等措施减少废气排放。本项目无组织挥发产生的非甲烷总烃排放须满足《大	落实	油气集输采用全密闭流程，根据监测，导热油炉、加热炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值；非甲烷总烃排放符合《大气

	气污染物综合排放标准》（GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值要求。燃气加热炉和导热油炉废气须满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014)表 2 中大气污染物排放浓度限值要求。		污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值要求。
环评中提出的大气污染防治措施			
建设期	钻井过程大气污染防治措施： （1）钻井期大气污染主要为钻井场柴油机燃料产生的废气，可以通过采用高效设备及符合国家要求的燃料等方式，减少污染物影响。 （2）钻井期间定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，使污染物达标排放，减轻对大气环境的影响。	落实	柴油机组使用符合国家标准的清洁燃料
	地面施工大气污染防治措施 （1）在井区建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬沙污染，首先应合理规划、选择最短的工区道路运输路线，尽量利用气田现有公路网络；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度＜40km/h）。 （2）井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。 （3）集输管线尽可能沿公路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制 1.2m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的土地荒漠化和水土流失，及时开挖，及时回填，防止土方风化失水而起沙，土方应放置背风一侧，尽量平摊，从管沟挖土往地面送土时，施工人员应该低抛。	落实	环境监理报告
运营期	1）无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，气田采取了以下大气污染治理措施： （1）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。 （2）在原油集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，井口至计量站油气集输均采用密闭流程，非甲烷总烃无组织排放达到《大气污染物综合排放标准》（GB 16297－1996）中无组织排放监控浓度限值。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。 （3）对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定	落实	采用无泄漏屏蔽泵；验收监测表明非甲烷总烃无组织排放达到《大气污染物综合排放标准》（GB 16297－1996）中无组织排放监控浓度限值。

	期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。		
	天然气处理厂和单井的加热炉可采取以下大气污染治理措施减少污染物的排放： （1）加强对锅炉燃烧废气的环境管理，采用高效的燃烧设施，提高燃烧效率，定期监测废气的排放量及主要污染物的排放浓度。 （2）生产运行期采用天然气为燃料，作为一种清洁燃料，气田在天然气集输和天然气处理过程中，产生的大气污染物得到了较大幅度的减少，可最大限度地降低对区域大气环境的污染。锅炉燃料燃烧排放的 NOX 和颗粒物浓度均可达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中的对应标准限值。	落实	验收监测导热油炉、井场加热炉排放的 NO_X 和颗粒物浓度均可达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中的对应标准限值。

7.4 小结

根据调查，本项目的油气集输采用密闭输送工艺，井口天然气加热炉加热集输。大气污染物的主要来源为各种管线、设备等烃类无组织挥发，主要污染物是非甲烷总烃。自阿克莫木气田建设开发、投产以来，各污染源设备运营基本正常，未出现过井喷、管道泄漏等重大环境污染事故。经监测，处理厂导热油炉、井场天然气加热炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）限值。处理厂、井场上、下风向无组织排放非甲烷总烃最高浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准限值。

总体上，本项目在建设和运行期间基本落实了环评及批复中提出的各项大气污染防治措施。

8 声环境影响调查与分析

8.1 声污染源调查

8.1.1 建设期声污染源调查

本项目建设期的噪声源主要为施工使用的机械设备和车辆噪声，对环境的影响是暂时的，影响时间短，施工噪声随着施工结束而消失。

8.1.2 运行期声污染源调查

运行期的声环境影响主要来自于处理厂内各类机泵、压缩机等设备运行时产生的机械噪声。各类机泵均集中布置在泵房内。站场周围200m范围内无声环境敏感点。

8.2 声环境现状监测

8.2.1 监测内容及分析方法

（1）监测点位

共布设8个监测点，其中：AK4-H2井、AK1-4H井、AK101井、AK401井井场各一个监测点，共4个监测点；

阿克莫木气田处理厂，四个厂界，共4个监测点。

监测点位示意图见图5.5-1。

（2）监测因子

对厂界噪声监测等效连续A声级Leq。

（3）监测单位、时间及频次

监测单位：乌鲁木齐京诚检测技术有限公司。

监测时间：2021年11月1日~11月3日进行监测；

监测频次：昼间、夜间各监测1次，连续监测2天。

（4）监测方法及测量仪器

对厂界噪声监测方法依据《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）执行。井场噪声监测测试仪器选用AWA6228型多

功能声级计。

（5）质量保证措施

① 噪声统计分析仪在每次使用前需进行校验。

② 噪声统计分析仪使用时需加防风罩。

③ 避免在风速大于5.0m/s及雨雪天气下监测。

8.2.2 监测结果分析

本次验收噪声监测结果见表8.2-1。

表 8.2-1　　噪声监测结果　　单位：dB（A）

监测点		昼间				夜间			
		第一天	第二天	标准限值	达标情况	第一天	第二天	标准限值	达标情况
AK401 井		57	53	60	达标	46	48	50	达标
AK4-H2 井		54	53		达标	44	46		达标
AK1-4H 井		56	51		达标	44	47		达标
AK101 井		50	52		达标	42	47		达标
阿克莫木气田处理厂	东	52	52		达标	44	47		达标
	南	52	53		达标	44	44		达标
	西	53	53		达标	43	46		达标
	北	53	55		达标	44	45		达标

AK401井、AK4-H2井、AK1-4H井、AK101井、阿克莫木气田处理厂厂界昼间、夜间的噪声监测结果均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值。

8.3 噪声防治措施落实情况调查

本次调查对环评及批复提出的噪声防治措施的落实情况进行了调查，调查情况见表 8.3-1。

表 8.3-1　　噪声防治措施落实情况

序号	防治措施	实际落实情况	备注
批复中提出的噪声防治措施			
1	强化声环境保护措施，采用吸声、隔声、减振等措施，确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008)中 2 类标准。	落实	井场、处理厂厂界昼间、夜间的噪声监测结果均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值
环评中提出的噪声防治措施			

建设期	泥浆泵采用低噪声设备，降低噪声源强，合理安排施工时间，避免形成污染影响。在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响。	落实	井场泥浆泵、柴油机采用低噪声设备
	钻井场柴油机装设消声装置。	落实	减震消声
	高噪声施工设备减少夜间使用。	落实	夜间减少施工
运营期	尽量选用低噪声设备。	落实	操作人员配带耳塞耳罩
	对噪声强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。	落实	监测结果未超标。
	尽量将发声源集中统一布置。	落实	按照平面布置图执行
	切合实际地提高工艺过程自动化水平。	落实	监测结果未超标。

8.4 小结

验收监测期间，阿克莫木气田处理厂、井场（AK401井、AK4-H2井、AK1-4H井、AK101井）厂界昼间、夜间的噪声监测结果均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值。

9 固体废物环境影响调查与分析

9.1 固体废物污染源调查

9.1.1 建设期固体废物污染源调查

本项目建设过程中产生的固体废弃物主要来自钻井过程产生的岩屑、废弃泥浆以及施工过程中产生的生活垃圾。根据调查，项目建设期采取的固体废弃物污染防治措施主要有：

（1）施工期间，施工单位对生活生产垃圾进行了收集，统一由井队负责处置。

（2）在钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，井场不设防渗泥浆池，产生的钻井废弃泥浆经钻井废弃物不落地达标处理技术制成泥饼定期拉运至乌恰县废弃泥浆环保处理站处置。

（3）钻井岩屑经钻井废弃物不落地达标处理技术进行分离后用于井场、道路铺设。

9.1.2 运行期固体废物污染源调查

在运营期，本项目产生的固体废弃物主要有清管渣、含油污泥（砂）和生活垃圾。各井场采用密闭集输工艺，正常生产时基本没有污染物产生。其少量落地油形成的油泥（砂）委托运至塔里木油田绿色环保站处理。同时建设单位均要求最大限度控制油泥砂的产生。井下作业时带罐操作，且在作业井场地面铺设彩条布，使油泥砂回收率达到100%。生活垃圾统一运至乌恰县生活垃圾填埋场处理。

9.2 固废防治措施落实情况及措施有效性分析

本次验收对环评及批复提出的固废防治措施的落实情况进行了调查，调查情况见表9.2-1。

表 9. 2-1　　固废污染控制措施落实情况

序号	固废防治措施	实际落实	备注

		情况	
批复中提出的固废防治措施			
1	加强固体废物的分类管理。加强固体废物的分类管理，及时清运建筑垃圾，钻井废弃物应采取不落地达标处理技术达到《土壤质量环境 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)表 2 中建设用地土壤污染风险筛选值要求。含油污泥、清管废渣等危险废物须交具备相应危险废物处理资质的单位进行安全处置，危险废物的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001)(2013 年修改）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012)和《危险废物转移联单管理办法》要求。生活垃圾统一收集，定期拉运至当地生活垃圾填埋场处置。	落实	在钻井施工过程中采用 “钻井废弃物不落地达标处理技术”，井场不设防渗泥浆池，产生的钻井废弃泥浆经钻井废弃物不落地达标处理技术制成泥饼定期拉运至乌恰县废弃泥浆环保处理站。处理合格的岩屑由年代公司铺垫井场、道路。少量落地油形成的油泥（砂）拉运至塔里木油田绿色环保站。生活垃圾统一运至乌恰县生活垃圾填埋场处理。
环评中提出的固废防治措施			
建设期	提高泥浆的循环利用率，减少固废产生量。本项目新部署 5 口钻井，在钻井施工过程中采用 “钻井废弃物不落地达标处理技术”，井场不设防渗泥浆池，钻井液采用不落地收集装置收集，撬装化设备固液分离减少废弃物总量，可回收的钻井液应重复利用。最终的固体废弃物采用撬装式化学清洗技术进行现场无害化处理。	落实	在钻井施工过程中采用 “钻井废弃物不落地达标处理技术”，井场不设防渗泥浆池，产生的钻井废弃泥浆经钻井废弃物不落地达标处理技术制成泥饼定期拉运至乌恰县废弃泥浆环保处理站。
	钻井岩屑经钻井废弃物不落地达标处理技术进行分离后用于建设施工中的基础铺垫。	落实	钻井岩屑经钻井废弃物不落地达标处理技术进行分离，达到《土壤环境质量——建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中表 1 和表 2，筛选值，第二类用地标准后，用于建设施工中的基础铺垫。
	井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油等废物，在油管管桥下等部位铺塑料布，防止原油落地，同时辅以人工收油方式，减少进入环境的落地油数量。建议建设单位在井下作业时，结合实际情况，对施工单位提出统一技术要求。	落实	建设单位要求井下作业采用带罐（车）作业，作业范围地表铺设工程塑料，做到原油不落地。
运行期	加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回收率达到 100%。	落实	井下作业带罐操作，验收期间各井场无落地油遗留
	本项目天然气处理厂内污水处理装置产生的污泥和集输管线的清管作业产生的废渣属于危险废物，依托当地有危险废物处理资质的单位进行安全处理。	落实	置于危废暂存间，含油污泥，油脚依托塔里木油田绿色环保站处置。化学药剂桶、清管废渣等依托新疆金派环保科技有限公司处置。
	本项目运营期的生活垃圾产生量约为 27.4t/a，清运至乌恰县生活垃圾填埋场处理。	落实	生活垃圾清运至乌恰县生活垃圾填埋场处理。

9.2 小结

经现场调查，建设单位落实了环评及批复提出的固体废物污染防治措施。运行期固体废物主要包括油泥（砂）拉运至塔里木油田绿色

环保站处理。化学药剂桶、清管废渣等依托新疆金派环保科技有限公司处置。

10 公众意见调查

塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程（一期）竣工验收监测期间，对该项目建设和运行期的环境影响问题进行了公众意见调查。

10.1 调查方法和对象

项目建设地点位于乌恰县城东约8km，最近的居民点为老集气站南4km的康什维尔村，因此本次公众意见调查主要以阿克气田主要管理人员、职工及附近居民为主，进行走访咨询和了解。调查方式以口头调查、电话调查、走访调查与问卷调查相结合。共发放问卷28份，收回有效问卷28份，问卷收回率100％，故本次调查结果视为有效。

10.2 调查内容

主要调查公众对本项目的态度以及对该项目环境影响的评价，了解被调查者对建设单位环保工作的满意程度及要求和建议。

10.3 调查结果统计分析

本次共调查 28人，调查结果详见表10.3-1。

表 10. 3-1　　公众意见统计表

调查内容		观点	人数	比例(%)
施工期	噪声对您的影响程度	没有影响	20	71
		影响较轻	8	29
		影响较重	0	0
	扬尘对您的影响程度	没有影响	22	79
		影响较轻	6	21
		影响较重	0	0
	废水对您的影响程度	没有影响	23	82
		影响较轻	5	18
		影响较重	0	0
	是否有扰民现象或纠纷	有影响	0	0
		没有影响	28	100

试生产期	废气对您的活影响程度	没有影响	26	93
		影响较轻	2	7
		影响较重	0	0
	废水对您的影响程度	没有影响	28	100
		影响较轻	0	0
		影响较重	0	0
	噪声对您的影响程度	没有影响	26	93
		影响较轻	2	7
		影响较重	0	0
	固体废物储运及处理处置对您的影响程度	没有影响	28	100
		影响较轻	0	0
		影响较重	0	0
	是否发生过环境污染事故（如有，请注明原因）	有	0	0
		没有	28	100
您对该公司本项目的环境保护工作满意程度		满意	26	93
		较满意	2	7
		不满意	0	0

由调查结果可以看出：

（1）所有被调查者无人反映该项目在施工期和试生产中发生过环境污染事故和扰民事件。

（2）所有被调查者认为该项目施工期噪声、扬尘和废水对自己没有影响或影响较轻。

（3）所有被调查者认为该项目试生产期间噪声、废气、废水和固废对自己没有影响或影响较轻。

（4）93%受调查公众对本项目的环保工作表示满意，7%受调查公众表示较满意。

10.4 调查结论

本项目在施工及试生产期未对周围环境及油田区域工作人员造成不良影响，项目运行至今未发生过环境污染事故，93%受调查公众对本项目的环保工作表示 满意，7%受调查公众表示较满意。

11 环境管理检查

11.1 环境保护“三同时”制度执行情况

2018年5月，北京中油建设项目劳动安全卫生预评价有限公司编制完成《塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程环境影响报告书》，2018年12月21日，原新疆维吾尔自治区环保厅以新环评〔2018〕146号文批复通过。作为该项目环境保护工作的重要依据。

本项目于2019年3月开工建设，2020年7月1日建成试生产，2020年12月~2021年10月，开展了本项目环保验收现场调查、监测工作。

本项目建设初期按照《环境影响评价法》的要求，履行了相关环境保护手续。施工阶段，建设单位按施工程序，本项目采气井，处理厂充分依托原有集气站、管线等，确保了污染物达标排放；竣工验收阶段，建设单位将环保工作作为工程验收的一个重要环节，将环保工作列入了运营期分批验收的一项重要工作。

从“三同时”执行情况看，本项目基本实现了环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

11.2 环境管理机构及环保制度建立情况调查

本项目建成投产后由阿克莫木气田负责日常的运行管理及维护。阿克气田设立了HSE委员会，由经理担负HSE管理委员会主任，成员由分管领导等有关负责人组成。负责环保综合管理和监督工作。

阿克莫木气田建立了辖区范围内的环境基础资料、环境统计报表和环境保护技术档案，各项环境保护规章制度较为健全。

截止验收调查时为止，没有发生过环境污染事故。

11.3 环境风险和应急预案调查

根据调查，阿克莫木气田编制了《塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田突发环境事件应急预案》，已报克州生态环境局备案。截至验收调查期间，没有发生井喷、井漏等环境风险事故。

11.4 环境监控情况调查

本项目开发建设、运行中由自治区环境监察总队依法具体实施监察工作，对油田环境质量、环保设施运转状况、污染物达标排放情况、工程设施污染隐患和环保措施实施情况等定期进行监察。由克州生态环境局、克州生态环境局乌恰县分局对本区块进行日常监督性管理。截止验收调查时为止，没有发生过环境污染事故。

11.5 污染物总量控制

11.5.2 污染物总量核算

（1）污染物总量来源

本项目环评建议总量控制指标为：废气污染物：氮氧化物21.19吨/年， 挥发性有机物15.83吨/年。

环评批复总量控制在氮氧化物21.19吨/年， 挥发性有机物15.83吨/年。

关于《关于塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程环境影响报告书》总量指标及来源审查意见（新环排权审〔2018〕112号）明确：该项目二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮绩效值分别为7.92t/a、31.68t/a、0t/a和0t/a。环评报告书核算二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮的允许排放量未超出绩效测算结果，建议结合当地环境质量改善和环境管理要求，合理确定该项目主要污染物允许排放量，允许排放量不得超出绩效量。

（2）污染物总量计算

本项目天然气处理厂导热油炉3台（两用一备），井场加热炉共11台。

氮氧化物总量见表11.5-1。

表 11. 5-1　　氮氧化物总量计算

炉型	功率	数量（台）	烟气流量（m^3/h）	监测浓度（mg/m^3）	工作时长（h）	排放量（t/a）
导热油炉	6.5MW	2	6800	100	7920	10.77
井场加热炉	700kW	1	450	60	7920	0.21
	315 kW	3	300	60	7920	0.43

	200 kW	4	150	60	7920	0.29
	120kW	3	90	60	7920	0.14
合计						11.84

具体排放总量统计结果见表11.5-2。

表 11. 5-2　　排放总许可量

序号	主要污染物	验收监测期间污染物排放总量（t/a）	环评建议总量（t/a）	审查意见总量（t/a）
1	氮氧化物	11.84	21.19	31.68
2	挥发性有机物	/	15.83	/

经计算，项目正常生产负荷状态下污染物排放能够满足环评及总量指标及来源审查意见的限值。

11.6 环境管理措施落实情况调查

本次验收对环评及批复提出的环境管理措施的落实情况进行了调查，调查情况见表11.6-1。

表 11. 6-1　　环境管理措施落实情况

序号	批复中提出的环境管理措施	实际落实情况	备注
1	加强项目环境风险防范。制定事故状态下环境风险应急预案，建立与地方政府突发环境事故应急预案对接机制，形成联动具体实施方案，并定期开展应急演练；严格落实各项应急管理措施和风险防范措施，强化关键设备的日常检修，严格操作规程，做好运行记录：落实防漏、固井措施，避免生产事故引发环境污染。	落实	气田编制了《塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程突发环境事件应急预案》，目前已上报克州生态环境局备案。截至调查时为止未发生过环境污染事故。
	开展工程环境监理，在施工招标文件、施工合同和工程监理合同文件中明确环保条款和责任。建立专项档案，定期向当地环保部门报告。	落实	环境监理内容，作为项目工程监理重要组成部分，并留档。
	项目运行期必须严格执行区域污染物排放总量控制要求，确保工程实施后各类污染物排放总量控制在核定的指标内（氮氧化物 21.19 吨/年、挥发性有机物 15.83 吨/年）。做好与排污许可证申领的衔接，在排污许可证中载明批准的环境影响报告书中各项环境保护措施、污染物排放清单等的执行情况及其他有关内容，并按证排污。	落实	满足总量控制要求，排污许可证已申领，登记编号：91650100697804737R001W
	在工程施工和运营过程中，应建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保要求。定期发布企业环境信息，并主动接受社会监督。	落实	环评阶段按要求发布公示信息。定期发布企业环境信息，并主动接受社会监督。
2	项目的日常环境监督检查工作由克州环保局和乌恰县环保局负责，自治区环境监察总队不	落实	本项目的性质、规模、地点、生产工艺、防治污染和防止生

	定期抽查。项目竣工后，须按规定程序开展竣工环境保护验收，验收合格后，建设项目方可正式投入运行。如项目的性质、规模、工艺、防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动，你公司须重新向我厅报批环评文件。自环评文件批准之日起满 5 年，工程方决定开工建设，环评文件应当报我厅重新审核。		态破坏的措施未发生重大变动。
	你公司应在收到本批复后 20 个工作日内，将批准后的报告书分送克州环保局和乌恰县环保局，并按规定接受各级环境保护行政主管部门的监督检查。		主动接受各级环境主管部门管理

11.7 小结

建设单位严格按照HSE管理体系要求进行环境管理，执行了“环境影响评价”和“三同时”制度，环保管理机构与管理制度健全，制定了《塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程突发环境事件应急预案》。基本落实了环评及批复中提出污染治理及环境管理措施，主要污染物达标排放，截至调查时为止未发生过环境污染事故。

12 调查结论与建议

12.1 调查结论

12.1.1 项目建设情况调查结论

阿克莫木气田构造位于塔里木盆地西南坳陷喀什凹陷乌恰构造带阿克莫木背斜。地理位置位于新疆维吾尔自治区乌恰县境内，西距乌恰县约8km。阿克莫木气田位于东经75°15′～75°30′，北纬39°40′～39°50′之间。塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程（一期）于2019年3月开工建设，2020年7月1日建成试生产。截至2021年12月，本项目新建采气井6口。天然气生产能力6.6×$10^8$$m^3$/a；300×$10^4$$m^3$/d天然气处理厂生产装置、辅助生产设施均建成；新建各类集输管线51.15km，供水管线3 km；新建道路9.5km；处理厂及各站配套工艺管线、阀件及供配电等系统工程设施。

工程建设实际总投资为88000万元，其中环保投资3555万元，占总投资的比例为4.04%。

12.1.1 生态环境影响调查结论

（1）本项目实际总占地67.64hm^2，其中永久占地约16.49hm^2，临时占地约51.15hm^2。

（2）本项目单井、管线、泥浆池、道路等临时占地均已平整恢复。

（3）项目完工后对各类施工迹地进行平整和恢复地表。施工期间管线作业宽度在8m内，施工结束后管线两侧施工迹地已恢复平整，临时占地区域内的原始植被正逐步恢复。处理厂周围已进行了绿化美化。

（4）项目落实了环评及批复提出的水土流失防止措施及其它生态保护相关措施。

（5）根据土壤监测结果可知：本项目的建设及运营并未造成项目区周边土壤的污染。

12.1.2 水环境影响调查结论

建设单位已按照要求落实了项目设计、环评报告及环评批复所提出的水污染防治措施。

一期工程采出液排入生产污水蒸发池内。

生活污水经排水管收集后，进化粪池消化处理后，再经一体化污水处理设备处理，达到污水综合排放二级标准后，进入蒸发池，冬储夏灌。监测结果表明，验收监测期间阿克莫木气田处理厂一体化生活污水处理设施，各项水质监测指标满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）三级标准限值。

12.1.3 大气环境影响调查结论

根据调查，本项目的油气集输采用密闭输送工艺，井口天然气加热炉加热集输。大气污染物的主要来源为各种管线、设备等烃类无组织挥发，主要污染物是非甲烷总烃。自阿克莫木气田建设开发、投产以来，各污染源设备运营基本正常，未出现过井喷、管道泄漏等重大环境污染事故。经监测，处理厂导热油炉、井场天然气加热炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）限值。处理厂、井场上、下风向无组织排放非甲烷总烃最高浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准限值。

总体上，本项目在建设和运行期间基本落实了环评及批复中提出的各项大气污染防治措施。

12.1.4 声环境影响调查结论

验收监测期间，阿克莫木气田处理厂、井场（AK401井、AK4-H2井、AK1-4H井、AK101井）厂界昼间、夜间的噪声监测结果均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值。

12.1.5 固体废物环境影响调查结论

经现场调查，建设单位落实了环评及批复提出的固体废物污染防治措施。运行期固体废物主要包括油泥（砂）拉运至塔里木油田绿色

环保站处理。化学药剂桶、清管废渣等依托新疆金派环保科技有限公司处置。

12.1.6 环境管理和环境监控调查结论

建设单位严格按照HSE管理体系要求进行环境管理，执行了“环境影响评价”和“三同时”制度，环保管理机构与管理制度健全，制定了《塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程突发环境事件应急预案》。基本落实了环评及批复中提出污染治理及环境管理措施，主要污染物达标排放，截至调查时为止未发生过环境污染事故。

12.1.7 污染物总量控制

本项目运营期挥发性有机物、氮氧化物总量控制指标，符合排污许可相关管理要求。

12.1.8 公众意见调查结论

公众对该项目的建设运营表示赞成，普遍对该项目已采取的环境保护措施表示满意或基本满意，对该项目的环境保护工作表示满意和基本满意。但部分公众也对项目建设及运营过程提出了一些意见，如油区道路维护、施工迹地植被恢复等问题。因此，建设方要根据实际情况，采取切实可行的措施，解决好上述问题。

12.2 后续要求

（1）加快气田采出水处理及回注工程建设。加强各类环保设施运行维护，确保各类污染物稳定达标排放。

（2）按要求开展清洁生产审核，降低气田开发单位产品能耗，逐步提高企业清洁生产水平，从源头减少污染物产生。

（3）加强环境意识教育，完善各项环保岗位责任制，强化环境应急管理，定期开展演练。

12.3 验收结论

综上所述，建设单位基本落实了环评及批复中提出的生态保护和污染治理措施，主要污染物达标排放，环境风险应急预案完成备案，符合建设项目竣工环境保护验收条件，建议组织环保验收。

填表单位（盖章）：中国年代能源投资（香港）有限公司　　填表人（签字）：　　项目经办人（签字）：

建设项目	项目名称	塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程（一期）				项目代码			建设地点	新疆克孜勒苏柯尔克孜自治州乌恰县				
	行业类别（分类管理名录）	B7 石油和天然气开采业				建设性质	√新建□改扩建　□技术改造			项目区中心经度/纬度	E：75°12′29″ N：39°43′53″			
	设计生产能力	$1.1\times10^8m^3/a$				实际生产能力	$1.1\times10^8m^3/a$		环评单位	北京中油建设项目劳动安全卫生预评价有限公司				
	环评文件审批机关	原新疆维吾尔自治区环境保护厅				审批文号	新环函[2018]146 号		环评文件类型	环境影响报告书				
	开工日期	2019 年 3 月				竣工日期	2020 年 7 月		排污许可证申领时间	/				
	环保设施设计单位	中油（新疆）石油工程有限公司				环保设施施工单位			本工程排污许可证编号	91650100697804737R001W				
	验收单位	新疆天合环境技术咨询有限公司				环保设施监测单位	乌鲁木齐京诚检测技术有限公司		验收监测时工况	/				
	投资总概算（万元）	102689.73				环保投资总概算（万元）	2359.41		所占比例（%）	2.33				
	实际总投资（万元）	88000				实际环保投资（万元）	3555		所占比例（%）	4.04				
	废水治理（万元）	470	废气治理（万元）		噪声治理（万元）		固体废物治理（万元）	1070	绿化及生态（万元）	555	其他（万元）	1460		
	新增废水处理设施能力						新增废气处理设施能力		年平均工作时	7920				
运营单位		中国年代能源投资（香港）有限公司				运营单位社会统一信用代码（或组织机构代码）		91650100697804737R	验收时间	2021.1				

污染排放达标与总量控制（工业建设项目详填）	污染物	原有排放量(1)	本期工程实际排放浓度(2)	本期工程允许排放浓度(3)	本期工程产生量(4)	本期工程自身削减量(5)	本期工程实际排放量(6)	本期工程核定排放总量(7)	本期工程“以新带老”削减量(8)	全厂实际排放总量(9)	全厂核定排放总量(10)	区域平衡替代削减量(11)	排放增减量(12)
	废水												
	化学需氧量												
	氨氮												
	石油类												
	废气												
	二氧化硫												
	烟尘												
	工业粉尘												
	氮氧化物												
	工业固体废物												
	与项目有关的其他特征污染物												

注：1、排放增减量：（+）表示增加，（-）表示减少。2、(12)=(6)-(8)-(11)，（9）=(4)-(5)-(8)-(11)+（1）。3、计量单位：废水排放量——万吨/年；废气排放量——万标立方米/年；工业固体废物排放量——万吨/年；水污染物排放浓度——毫克/升