
罗斯2井单井试采地面工程
环境影响报告书

塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区

2022年11月



目 录

1.概述	1
1.1 建设项目特点.....	1
1.3 分析判定相关情况.....	4
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....	5
1.5 环境影响评价的主要结论.....	5
2.总则	7
2.1 评价目的和原则.....	7
2.2 编制依据.....	8
2.3 评价时段.....	13
2.4 环境影响因素识别和评价因子筛选.....	13
2.5 环境功能区划与评价标准.....	15
2.6 评价等级和评价范围.....	21
2.7 评价内容与重点.....	32
2.8 环境保护目标.....	35
2.9 评价方法.....	35
3.建设项目工程分析	36
3.1 建设项目概况.....	36
3.2 工程分析.....	66
3.3 清洁生产分析.....	89
3.4 污染物排放总量控制.....	95
3.5 相关法规、政策符合性分析.....	96
3.6 选址、选线合理性分析.....	137
4.环境现状调查与评价	138
4.1 自然环境概况.....	138
4.2 环境质量现状调查与评价.....	140
5.环境影响预测与评价	162
5.1 施工期环境影响预测与评价.....	162

5.2 运营期环境影响预测与评价.....	168
5.3 退役期影响分析.....	187
5.4 环境风险分析.....	188
6.环境保护措施及可行性论证	201
6.1 建设期环境保护措施.....	201
6.2 运营期环境保护措施.....	207
6.3 服役期满后环境保护措施.....	216
7.环境影响经济损益分析	220
7.1 项目的社会效益和经济效益.....	220
7.2 环保投资估算.....	221
7.3 环保措施效益分析.....	221
7.4 环境经济损益分析结论.....	222
8.环境管理、监测与 HSE 管理体系	223
8.1 环境管理制度.....	223
8.2 企业环境信息公开.....	224
8.3 环境管理计划.....	225
8.4 环境监测计划.....	228
8.5 施工期开展环境工程现场监理建议.....	229
8.6 环保设施竣工验收管理.....	230
8.7 污染物排放清单.....	231
9.结论与建议	233
9.1 工程概况.....	233
9.2 产业政策符合性.....	233
9.3 环境质量现状评价结论.....	234
9.4 污染物排放情况.....	235
9.5 环境影响评价结论.....	235
9.6 环境保护措施.....	239
9.7 其他评价结论.....	243
9.8 公众参与结论.....	244

9.9 经济损益性分析.....	244
9.10 环境管理与监测计划.....	244
9.11 综合评价结论.....	244
附件.....	246

|

1.概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地拥有丰富的天然气资源，是我国主要的天然气产地。其中，和田河采气作业区成立于2019年2月1日，隶属于塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区。和田河采气作业区位于巴楚、皮山、墨玉三县交界处，处于塔克拉玛干沙漠腹地，是塔里木油田最偏远的气田，距离和田市180km。

和田河采气作业区目前负责管理气井20口，油井1口，天然气处理厂1座，处理能力 $500\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，作为南疆天然气利民工程主力气田，源源不断地向南疆四地州输送优质天然气，不仅使城乡居民告别“煤柴时代”，更为南疆经济社会发展提供了新动力。

为了进一步加快罗斯2区块产能的建设，塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区开展实施罗斯2井单井试采地面工程（以下简称“本工程”）。本工程总投资23251.78万元，新建采气井场3座；改造MA8集气站1座；新建罗斯2井站至MA8集气站集气线路截断阀室2座；新建罗斯202井场至罗斯2井DN65采气管道1条，DN50燃料气管道1条，两管同沟敷设，长度为1.7km；新建罗斯203井场至罗斯2井DN65采气管道1条，DN50燃料气管道1条，两管同沟敷设，长度为1.2km；新建罗斯2井站至MA8集气站DN150集气管道1条，DN60气田水转输管道1条，两管同沟敷设，全长84km。配套建设电气（含200kW橇装燃气发电机组2套（1用1备）和10kv变电站1座）、自控、通信、防腐、消防等辅助工程。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程行政隶属皮山县、墨玉县管辖。皮山县、墨玉县属于（新水水保[2019]4号）中塔里木河国家级水土流失重点预防区。依据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版），工程中罗斯2区块试采内容属于“五、石油天然气开采业 8 陆地天然气开采 0721-新区块开发，同时工程除涉及水土流失重点预防区环境敏感区外，不涉及其它环境敏感区”，应编制环境影响评价报告

书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）中有关规定，2022 年 1 月，塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区委托新疆天合环境技术有限公司编制《罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书》（见附件 1）。

新疆天合环境技术有限公司接受委托后，项目负责组对工程的设计方案和相关资料进行了详细分析，并对工程选址进行实地考察，对环境影响因子和评价因子进行了识别和筛选；按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求结合项目实际，确定了本次评价的评价等级、评价标准、评价范围。根据项目工程分析确定污染源强及生态影响因素，委托监测公司对本工程区域大气、地下水、土壤、声环境、电磁环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本工程施工期、运营期、退役期的环境保护管理依据。

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 1.2.1（环境影响评价工作程序图）。

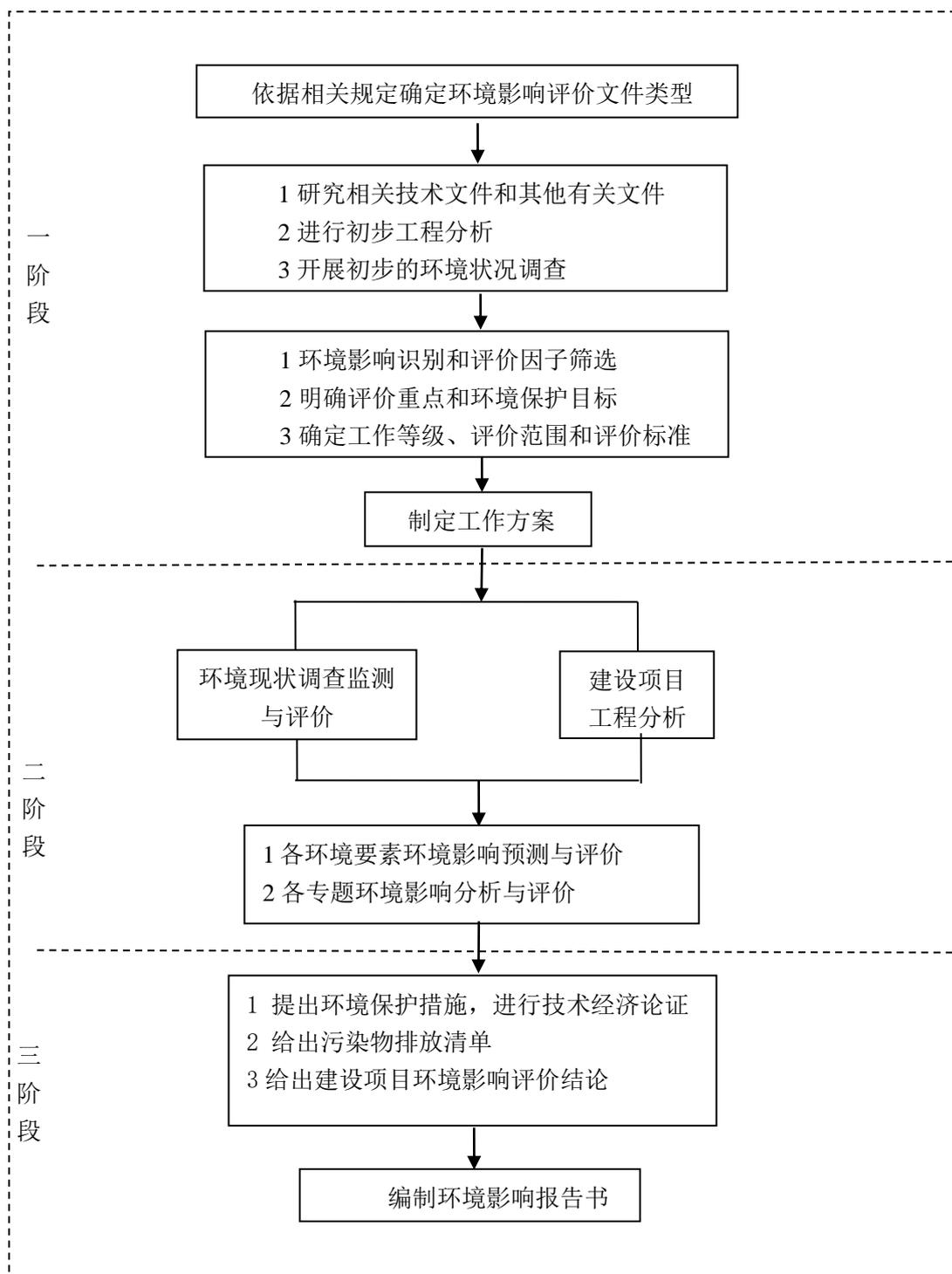


图 1.2.1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改），“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”属鼓励类项目，均属鼓励类项目，本工程的建设符合国家产业政策。

(2) 规划符合性判定结论

本工程建设有利于和田地区油气资源开发，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度，提升天然气供应保障能力。工程建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本工程不属于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气开发活动符合“全国重要的能源基地”定位。工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

(3) “三线一单”符合性判定结论

本工程建设内容不在和田地区生态红线范围内。根据《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（和行发〔2021〕38 号），本工程三口井、1#截断阀室、采气管线和 56km 集输管线位于编码 ZH65322330001 的皮山县一般管控单元；本工程 MA8 集气站、2#截断阀室和 28km 集输管线位于编码 ZH65322230001 的墨玉县一般管控单元。工程的建设符合管控单元的要求。

(4) 选址合理性分析判定结论

本工程建设符合《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程评价范围内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内，符合和田地区经济发展规划、环保规划。

本工程运营期废气主要为开采及采出气输送过程中排放的有组织和无组织

各类废气，产生的废气为持续的长期影响，但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，且项目区地域空旷，工程实施后不会对周围环境产生明显影响；采出水依托处理后回注油气田，固体废物能够实现妥善处理，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，工程的选址从环保角度认为可行。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本次评价关注的主要环境问题为油气田开发施工期废气、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期有组织燃烧烟气和烃类、硫化氢无组织挥发、气田采出水、井下作业废液、含油污泥、井场、站场永久占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

本工程为油气开采项目，本次评价对象为钻井和地面工程，环境影响因素主要来源于钻井、采油（气）、井下作业、集油（气）、输油（气）等各工艺过程，影响因素包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是：评价范围内的水土流失重点预防区。

1.5 环境影响评价的主要结论

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，本工程属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改）中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类项目，工程建设符合国家的相关政策。

本工程符合国家产业政策、相关规划、“三线一单”要求，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境敏感目标的影响属可接受的范围，从环保角度分析，项目是可行的。

本工程采取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。

本工程生产过程中，井下作业、油气集输、处理等作业的资源（新鲜水）

和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE 管理体系）健全。属于清洁生产企业，各工序的生产工艺均达到国内较先进的技术水平。

从环境现状监测结果和环境空气、地下水环境、生态环境和声环境预测及评价结果看，在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的前提下，区块内的环境质量不会因为本项目的建设而改变。本项目建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境质量的下降，环境空气质量、水环境质量、声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

综上所述，本工程开发产生的废水、废气、固废及对局部生态环境带来的影响，在落实报告书中提出的各项环境保护措施后，污染物可实现达标排放，对环境的影响是可接受的，从环境保护的角度看，本工程建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握油气田所在区域的环境质量和生态现状。

(2) 通过工程分析，明确本项目施工期、运行期和退役期满主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运行期及退役期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

(3) 对油气田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油气田开发建设施工期、运行期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

(4) 评价项目对国家产业政策、区域总体规划、主体功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物放总量控制的符合性；

(5) 分析项目可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、环保设施竣工验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

本工程环境影响依据国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
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	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国噪声污染防治法	中华人民共和国主席令 第一〇四号	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
8	中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
9	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
10	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
11	中华人民共和国节约能源法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
12	中华人民共和国土地管理法（2020 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
13	中华人民共和国野生动物保护法（2018 年修	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	订)		
14	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
15	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
16	中华人民共和国防沙治沙法 (2018 年修订)	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例 (2017 年修订)	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例 (2017 年修订)	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例 (2013 年修订)	国务院令 645 号	2013-12-07
4	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发 (2012) 35 号	2011-10-17
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发 (2015) 17 号	2015-04-02
6	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发 (2013) 37 号	2013-9-10
7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发 (2016) 31 号	2016-05-28
8	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发 (2018) 22 号	2018-06-27
9	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见		2021-11-2
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录 (2021 年版)	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
3	产业结构调整指导目录 (2019 本) (2021 年修改)	国家发展和改革委员会令第 49 号	2021-12-30
4	国家危险废物名录 (2021 年版)	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
5	国家重点保护野生植物名录(2021 年)	国家林业局、农业部 (2021 年第 3 号)	2021-02-01
6	国家重点保护野生动物名录	2021 年第 3 号	2021-2-1
7	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法 (试行)>的通知	环发 (2015) 163 号	2015-12-10
8	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函 (2019) 910 号	2019-12-13

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
9	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
10	《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》		2018-10-01
11	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
12	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
13	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
14	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
15	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
16	排污许可管理条例	国务院令 736 号	2021-03-01
17	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
18	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-14
19	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环办环评〔2016〕150 号	2016-10-26
20	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
21	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65 号	2021-08-04
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017年修订）	12届人大第29次会议	2017-05-27
6	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4号	2019-01-21
7	《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发〔2007〕175号	2007-08-01
8	关于印发《新疆国家重点保护野生动物名录》的通知		2021-07-28
9	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194号	2002-11-16
10	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
11	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35号	2014-04-17
12	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21号	2016-01-29
13	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25号	2017-03-01
14	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80号	2018-03-27
15	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133号	2018-09-06
16	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20号	2018-12-20
17	《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
18	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发〔2020〕142号	2020-07-29
19	《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》		2020-9-4
20	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021年版）的通知	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26
21	《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	（和行发〔2021〕38	

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		号)	

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设 建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
10	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	环境保护部 2017 年 第 43 号	2017-9-01
11	生态环境状况评价技术规范	HJ192-2015	2015-03-13
12	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017)	2017-06-01
13	排放源统计调查产污核算方法和系数手册	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
14	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
15	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
16	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
17	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指 标（试行）		2009-02-19
18	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
19	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
20	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30

21	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
22	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01

2.2.3 技术资料

(1) 委托书，塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区，2022 年 1 月 10 日；

(2) 中国石油工程建设有限公司西南分公司编制的《罗斯 2 井单井试采地面工程》方案设计，2022 年 9 月。

2.3 评价时段

根据项目的建设规模和性质，确定本工程的评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

2.4 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.4.1 环境影响因素识别

本工程主要包括采气工程、集输工程、配套工程等作业内容。对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场、站场、管线、井场道路、配套设施地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以天然气开采和集输过程、天然气处理过程中产生的污染影响为主。

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对工程建设期间和运营期产生的影响进行识别，具体见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别

工程活动 环境因子	施工期		运行期		
	井下作业	地面建设	油气集输	井下作业	事故状态
空气	-S	-S	-L	-S	-SA
声环境	-S	-S	-L	-S	-SA
地表水					-SA
地下水		-S	-L	-S	-SA
土壤		-S	-L	-S	-SA

生态环境		-S		-S	-SA
------	--	----	--	----	-----

注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响

空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关

从上表可知本工程的主要环境影响表现在环境空气、声环境、地表水环境、地下水环境、生态环境、土壤和环境风险等方面。

2.4.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.4-2。

表 2.4-2 评价因子一览表

序号	环境要素	评价因子	
现状评价因子	1	环境空气	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、H ₂ S
	2	地下水	pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氰化物、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、钾、钙、镁、碳酸根、碳酸氢根、细菌总数、石油类
	3	噪声	昼、夜等效连续 A 声级
	4	土壤	建设用地：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘
	5	生态	植被类型的构成、分布、面积、生物量及群种、优势种群；土壤类型、特征、组成和分布，土地利用状况、土壤状况等
影响预测因子	1	环境空气	PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、非甲烷总烃、H ₂ S
	2	地下水	石油类
	3	噪声	昼夜等效连续 A 声级
	4	土壤	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
	5	生态	动物侵扰、植被破坏、生物量变化、土地利用状况变化

总量因子	1	环境空气	NO _x 、非甲烷总烃
------	---	------	------------------------

2.5 环境功能区划与评价标准

2.5.1 环境功能区划

2.5.1.1 环境空气

本工程气田所在地位于塔克拉玛干沙漠腹地无人区，按《环境空气质量标准》（GB3095-1996）的规定，该区域的环境空气质量功能区划属二类功能区。

2.5.1.2 水环境

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为 III 类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准值。

2.5.1.3 声环境

项目开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，噪声源强主要集中在井场和集气站。根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区划分类，属于 2 类声环境功能区要求。

2.5.1.4 生态环境

对照《新疆生态功能区划》（2005 年版），项目所在区生态功能区属于 IV 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区-IV3 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区—26、乌塔克拉玛干沙漠西部流动沙漠景观生态功能区。

2.5.1.5 水土流失

根据（新水〔2019〕4 号），本工程位于皮山县、墨玉县境内，属于（新水水保〔2019〕4 号）中塔里木河国家级水土流失重点预防区。

2.5.2 环境质量标准

2.5.2.1 环境空气

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准；H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³的标准。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 μg/Nm ³			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
2	NO ₂	50	80	200	
3	PM _{2.5}	35	75	/	
4	PM ₁₀	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O ₃	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	《大气污染物综合排放标准》详解
8	H ₂ S			10	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D

2.5.2.2 水环境

工程区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类水质标准，具体标准值见表 2.5-2。

表 2.5-2 地下水质量标准值 单位：mg/L

序号	监测项目	标准值
1	PH	6.5≤PH≤8.5
2	K ⁺	-
3	钠 (mg/L)	≤200
4	Ca ²⁺	-
5	Mg ²⁺	-
6	CO ₃ ²⁻	-
7	HCO ₃ ²⁻	-
8	氯化物 (mg/L)	≤250

9	硫酸盐 (mg/L)	≤250
10	氨氮 (以 N 计) (mg/L)	≤0.50
11	硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	≤20.0
12	亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	≤1.0
13	挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)	≤0.002
14	氰化物 (mg/L)	≤0.05
15	砷 (mg/L)	≤0.01
16	汞 (mg/L)	≤0.001
17	铬 (六价) (mg/L)	≤0.05
18	总硬度 (以 CaCO ₃ 计) (mg/L)	≤450
19	铅 (mg/L)	≤0.01
20	氟化物 (mg/L)	≤1.0
21	镉 (mg/L)	≤0.005
22	铁 (mg/L)	≤0.3
23	锰 (mg/L)	≤0.10
24	溶解性总固体	≤1000
25	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计) (mg/L)	≤3.0
26	总大肠菌群 (MPN ^b /100mL 或 CFU ^c /100mL)	≤3.0
27	菌落总数 (CFU/mL)	≤100
28	硫化物 (mg/L)	≤0.02
29	石油类 (mg/L)	≤0.05

注：石油类标准参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准

2.5.2.3 声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

2.5.2.4 土壤环境

项目占地范围土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，具体见表 2.5-3。

表 2.5-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	24	三氯乙烯	mg/kg	2.8

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
2	砷	mg/kg	60	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
3	镉	mg/kg	65	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	27	苯	mg/kg	4
5	铜	mg/kg	18000	28	氯苯	mg/kg	270
6	铅	mg/kg	800	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
7	汞	mg/kg	38	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
8	镍	mg/kg	900	31	乙苯	mg/kg	28
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	苯乙烯	mg/kg	1290
10	氯仿	mg/kg	0.9	33	甲苯	mg/kg	1200
11	氯甲烷	mg/kg	37	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	邻二甲苯	mg/kg	640
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	硝基苯	mg/kg	76
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	苯胺	mg/kg	260
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	2-氯酚	mg/kg	2256
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
17	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	蒽	mg/kg	1293
21	四氯乙烯	mg/kg	53	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	萘	mg/kg	70
				47	石油烃	mg/kg	4500

2.5.3 污染物排放标准

2.5.3.1 废气污染物排放

本工程井场燃气加热炉、重沸器和橇装燃气发电机组均执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值；井场、集气站和阀室厂界无组织挥发排放的 NMHC 执行《陆上石油天然气开采工业大气

污染物排放标准》（GB39728-2020）中排放限值。罗斯 2 井场、集气站厂界内无组织废气非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 表 A.1 排放限值；井场、集气站和阀室无组织废气中 H₂S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993)表 1 新改扩建项目二级标准。具体标准见表 2.5-4。

表 2.5-4 大气污染物排放标准值

序号	污染源	污染物	排放形式	排放监控点	排放限值 (mg/m ³)	标准来源
1	燃气加热炉	SO ₂	有组织	排气筒	50	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)
		NO _x			200	
		颗粒物			20	
2	重沸器	SO ₂	有组织	排气筒	50	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)
		NO _x			200	
		颗粒物			20	
3	橇装燃气发电机组	SO ₂	有组织	排气筒	50	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)
		NO _x			200	
		颗粒物			20	
4	井场、集气站和阀室	NMHC	无组织	企业边界污染物控制浓度	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)
5	罗斯 2 井场、MA8 集气站	NMHC	无组织	厂区内	6.0mg/m ³ (监控点处 1h 平均浓度值)	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录 A 表 A.1 特别排放限值
					20.0mg/m ³ (监控点处任意一次浓度值)	

6	井场、集气站和阀室	H ₂ S	无组织	企业边界污染物控制浓度	0.06	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993)
---	-----------	------------------	-----	-------------	------	---------------------------

2.5.3.2 废水

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）规定：在相关行业污染无指标发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

本工程气田采出水及和火炬除液器废水采用管道密闭输送至和田河气田 500 万方天然气处理厂，分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于地层，标准值见表 2.5-5。

表 2.5-5 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

注入层平均空气渗透率 (μm ²)		≤0.01	>0.01-≤0.05	>0.05-≤0.5	>0.5-≤1.5	>1.5
控制标准	悬浮固体含量 (mg/L)	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值 (μm)	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量 (mg/L)	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率 (mm/a)	≤0.076				
	SRB (个/ML)	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB (个/mL)	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴
	TGB (个/mL)	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴

2.5.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运行期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，噪声限值见表 2.5-6。

表 2.5-6 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-	/	70	55

2011)			
《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)	2类	60	50

2.5.3.3 固体废物

根据工程产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)要求。

危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》(GB5085.1~7)，危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)其修改单、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》(生态环境部、公安部、交通运输部令 第 23 号)及《危险废物收集、贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)进行监督和管理。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要 求》(SY/T7301-2016)相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20号)要求。

生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》(GB16889-2008)。

2.6 评价等级和评价范围

2.6.1 环境空气评价等级和评价范围

2.6.1.1 评价工作级

本工程废气排放源主要为 3 台加热炉、1 台重沸器和 1 套橇装燃气发电机组燃烧天然气排放的 SO_2 、 NO_x 和 PM_{10} ，以及低压火炬排放的 SO_2 和 NO_x ，集气站、阀室以及 3 个井场采气、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃和 H_2S 。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算本工程污染源的最大环境影响，选取 SO_2 、 NO_x 、 PM_{10} 、非甲烷总烃和 H_2S 为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i (第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”)及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

$$P_i = \frac{\rho_i}{\rho_{0i}} \times 100\%$$

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρ_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.6-1。

表 2.6-1 评价工作等级判别表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2 估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度		41.6°C
最低环境温度		-22.8°C
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/o	/

污染物排放参数见表 2.6-3~2.6-5。

估算结果详见表 2.6-6。

表 2.6-6 的计算结果表明，本工程最大占标率为：8.13%（来自罗斯 2 井场内橇装燃气发电机组排放的 NO_x ）；占标率 10% 的最远距离 $D_{10\%}$ 为 0m，最大占标率 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-

2018) 的要求, 本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

表 2.6-3 主要废气污染源参数一览表（点源）

序号	污染源名称	排气筒高度 m	排气筒出口内径 m	烟气流量 m ³ /h	烟气温度 °C	污染物排放速率 (kg/h)		
						SO ₂	NO _x	PM ₁₀
1	罗斯 2 井场加热炉	15	0.2	1055.76	120	0.004	0.068	0.021
2	罗斯 202 井场加热炉	15	0.2	326.53	120	0.0012	0.020	0.0066
3	罗斯 203 井场加热炉	15	0.2	326.53	120	0.0012	0.020	0.0066
4	罗斯 2 井场内重沸器	15	0.05	206.79	120	0.0008	0.010	0.0042
5	罗斯 2 井场内撬装燃气发电机组	15	0.3	2045.83	150	0.00043	0.120	0.0087

表 2.6-4 主要废气污染源源强一览表（火炬源）

名称	火炬等效高度 (m)	燃烧物质及热释放速率		污染物排放速率 (kg/h)	
		热损失率	总热释放速率 (cal/s)	NO _x	SO ₂
低压火炬	15	0.55	21899	0.03	0.043

表 2.6-5 主要废气污染源参数一览表（面源）

序号	污染源名称	面源长度 m	面源宽度 m	面源有效排放高度 m	污染物排放速率 (kg/h)	
					非甲烷总烃	H ₂ S
1	罗斯 2 井场	230	100	6	0.028	0.001
2	罗斯 202 井场	52	31.7	6	0.008	0.0004
3	罗斯 203 井场	52	31.7	6	0.008	0.0004
4	MA8 集气站	110	80	6	0.013	0.00063
5	1#截断阀室	50	20	6	0.0025	0.0001
6	2#截断阀室	50	20	6	0.0025	0.0001

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

表 2.6-6 AERSCREEN 筛选计算结果

序号	污染源名称	SO ₂		NO _x		PM ₁₀		非甲烷总烃		H ₂ S	
		占标率 (%)	D _{10%} (m)	占标率 (%)	D _{10%} (m)	占标率 (%)	D _{10%} (m)	占标率 (%)	D _{10%} (m)	占标率 (%)	D _{10%} (m)
1	罗斯 2 井场加热炉	0.20	0	6.70	0	1.15	0	/	/	/	/
2	罗斯 202 井场加热炉	0.04	0	1.20	0	0.22	0	/	/	/	/
3	罗斯 203 井场加热炉	0.19	0	6.28	0	1.15	0	/	/	/	/
4	罗斯 2 井场内重沸器	0.15	0	3.65	0	0.85	0	/	/	/	/
5	罗斯 2 井场内橇装燃气发电机组	0.01	0	8.13	0	0.33	0	/	/	/	/
6	低压火炬	2.24	0	3.12	0	/	/	/	/	/	/
7	罗斯 2 井场	/	/	/	/	/	/	0.91	0	6.47	0
8	罗斯 202 井场	/	/	/	/	/	/	0.56	0	5.65	0
9	罗斯 203 井场	/	/	/	/	/	/	0.56	0	5.65	0
10	MA8 集气站	/	/	/	/	/	/	0.52	0	5.02	0
11	1#截断阀室	/	/	/	/	/	/	0.23	0	1.85	0
12	2#截断阀室	/	/	/	/	/	/	0.23	0	1.85	0
各源最大值占标率 (%)		2.24		8.13		1.15		0.91		6.47	

2.6.1.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合项目特点，考虑气田整体开发对大气环境的区域影响，以单个井场、集气站和阀室为中心，外延 2.5km 的矩形区域作为大气环境评价范围。大气评价范围见图 2.6.1。

2.6.2 生态环境评价等级和评价范围

2.6.2.1 评价工作等级

依据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，经判定本工程生态环境影响评价等级为三级，判定依据及结果见表 2.6-6。

表 2.6-6 生态环境影响评价工程等级划分

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	一级	不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	二级	不涉及
c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	二级	不涉及
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态环境影响评价等级不低于二级	二级	不属于水文要素影响型项目
e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	二级	工程实施不影响地下水位，土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布
f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	二级	本工程占地面积为 1.1km ² <20km ²
除 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外	三级	不涉及前述条款，评价

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

的情况，评价等级为三级

等级确定为三级

2.6.2.2 评价范围

油气田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于井场及内部输送管线较近的范围。考虑项目整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为气田开发井场和站场向外扩展 200m 范围，管线两侧各 300m 带状区域的范围。

生态评价范围见图 2.6.1。

2.6.3 地表水环境评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），本工程属于水污染影响型建设项目。项目生产废水与地表水无水力联系。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），地表水评价等级为三级 B。

2.6.4 地下水环境评价等级和评价范围

2.6.4.1 评价工作等级

（1）建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)附录 A，其中开发调整方案中天然气开采集输等建设内容行业类别属于“F 石油、天然气”中的“38 天然气、页岩气开采(含净化)”，环评类别应为报告书，因此该部分建设内容地下水环境影响评价项目类别为II类。

（2）地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.6-7。

表 2.6-7 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a 。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

^a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

本工程天然气开采集输建设工程均不在集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源，在建和规划的引用水水源)准保护区；亦不在除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源，在建和规划的引用水水源)准保护区以外的补给径流区；不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；不涉及分散式饮用水水源地，不涉及特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区，因此，本工程天然气开采、集输建设工程地下水环境敏感程度分级为不敏感。

(3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.6-8。

表 2.6-8 地下水评价工作等级划分依据一览表

项目类别 环境敏感程度	I类项目	II类项目	III类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

本工程天然气开采集输等建设内容地下水环境影响评价项目类别为II类，环境敏感程度为不敏感，根据上表判定结果，确定天然气开采集输等建设内容地下水环境影响评价工作等级为三级。

2.6.4.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。

①公式法

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016），计算公式如下：

$$L=\alpha\times K\times I\times T/ne$$

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数，取 2；

K—渗透系数，10m/d；

I—水力坡度，0.65‰；

T—质点迁移天数，取值 5000d；

ne—有效孔隙度。

计算得出下游迁移距离 L 约 155m。

本工程所在区域地下水流向为自南向北。根据地下水导则，地下水评价范围应厂址下游方向不少于 L（155m），上游及场地两侧不小于 L/2 即 78m 的范围。

②查表法

结合查表法的要求，三级评价的地下水评价范围 $\leq 6\text{km}^2$ 。

综合以上，本次地下水评价范围以各采气井、集气站地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，管线两侧各 0.2km 带状区域的范围。评价范围见图 2.6.1。

2.6.5 噪声环境评价等级和评价范围

2.6.5.1 评价工作等级

本工程天然气集输过程噪声源主要为各类机泵、锅炉、压缩机、分离器、火炬等。噪声源强在 90~105dB(A)。工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有声环境保护目标。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，项目声环境影响评价工作等级定为二级。

2.6.5.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为各井场、集气站、管线边界外延 200m 作为评价范围。

2.6.6 土壤环境评价等级和评价范围

2.6.6.1 评价工作等级

本工程涉及天然气开采及天然气外输管线两个类别、不同场地，应分别判定评价等级。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）（试行）中附录 A 判定，天然气管线为IV类建设项目，无需开展土壤环境影响评价；罗斯 2 井区天然气开采为II类建设项目。土壤污染影响型项目根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级，具体见表 2.6-9。

表 2.6-9 土壤污染类项目评价工作等级划分表

敏感程度 评价等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）（试行）将建设项目所在地周边土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据见表 2.6-10。

表 2.6-10 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）（试行）将建设项目永久性占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。

本工程永久占地面积约 $3.3\text{hm}^2 \leq 5\text{hm}^2$ ，占地规模为小型。本工程周边均为

沙地，井场及各场站 1km 范围内、管线 200m 范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，因此，环境敏感程度为“不敏感”。天然气开采属于 II 类项目，因此，土壤评价工作等级划分为三级。

2.6.6.2 评价范围

根据评价工作等级，评价范围设定为各井场、阀室和集气站占地范围及外延 50m 范围；各类集输管线土壤评价范围设定为管道沿线 200m 范围。

2.6.7 环境风险评价等级和评价范围

2.6.7.1 环境风险评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表。见表 2.6-11。

表 2.6-11 环境风险评价等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a

A 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。

根据 5.4 环境风险分析内容可知，本工程综合环境风险潜势为 II 级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）环境风险评价工作级别划分的判据，确定本工程环境风险评价工作级别为三级。

2.6.7.2 环境风险评价范围

大气风险评价范围：集输管线评价范围设定为管道沿线 200m 的带状区域；井场、阀室和集气站的评价范围设定为场界外半径 3.0km 范围。

通过对上述各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素评价等级和评价范围见表 2.6-12、图 2.6.1。

表 2.6-12 各环境要素评价范围一览表

环境要素	评价工作等级	范围
大气	二级	以单个井场、集气站和阀室为中心，外延 2.5km 的矩形区域作为大气环境评价范围

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

环境要素	评价工作等级	范围
地下水	三级	以各采气井、集气站地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，管线两侧各 0.2km 带状区域的范围
声环境	二级	各井场、集气站、管线边界外延 200m 作为评价范围
土壤环境	三级	各井场、阀室和集气站占地范围及外延 50m 范围；各类集输管线土壤评价范围设定为管道沿线 200m 范围
生态环境	三级	气田开发井场和站场向外扩展 200m 范围，管线两侧各 300m 带状区域的范围
环境风险	三级	集输管线评价范围设定为管道沿线 200m 的带状区域；井场、阀室和集气站的评价范围设定为场界外半径 3.0km 范围

2.7 评价内容与重点

2.7.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则》要求，结合建设项目具体特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，见表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	新建项目概况、主体工程、公用工程、环保工程、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算有组织与无组织的污染物产生和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式、浓度及数量等
2	环境现状调查与评价	自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查（包括环境空气、地下水、声环境、土壤和生态环境）
3	环境影响预测与评价	分为施工期和运营期。对施工期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析。根据项目特点开展了环境风险评价
4	环保措施及其可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤污染防治措施进行论证
5	环境影响经济损益分析	从项目社会效益、经济效益和环境效益等方面叙述
6	环境管理与环境监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出项目环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保三同时验收一览表
7	结论与建议	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出项目可行性结论及建议

2.7.2 评价重点

根据项目特点及评价因子筛选的结果，结合区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 大气、地下水、声、土壤环境环境影响评价；
- (4) 环境保护措施可行性论证。

图 2.6.1 本工程评价范围图

2.8 环境保护目标

据现场调查，项目区评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区。除油气田公司在油区工作人员外，没有固定集中的人群活动区。考虑到气田位于沙漠腹地，生态系统相当脆弱，可恢复性极差，地下水和自然荒漠生态系统是重点保护目标。

2.9 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.9-1。

表 2.9-1 评价方法一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
2	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
3	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法、排污系数法
4	影响评价	数学模式法、预测模式

3.建设项目工程分析

3.1 建设项目概况

3.1.1 项目基本情况

3.1.1.1 项目名称和性质

(1) 项目名称

罗斯 2 井单井试采地面工程。

(2) 项目性质

本工程项目性质为新建。

3.1.1.2 建设地点

罗斯 2 区块行政隶属新疆维吾尔自治区和田地区皮山县、墨玉县。项目共部署 3 口采气井，分别为罗斯 2 井、罗斯 202 井、罗斯 203 井。工程地理位置见图 3.1.1，工程区域位置见图 3.1.2。

3.1.1.3 项目投资与生产计划、劳动定员

(1) 工程投资

工程总投资 23251.78 万元，环保投资 479.5 万元，约占总投资的 2.06%。(2)

生产计划和劳动定员

本工程年运行时间 7920h，属塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区管辖，其管理与现有管理模式相同，不新增劳动定员。采用“四班三倒制”工作制度。

3.1.1.4 建设规模

本工程在罗斯 2 井区部署 3 口采气井，新建天然气产能 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，最大日产凝析油 9.6t/d。新建采气井场 3 座；改造 MA8 集气站 1 座；新建罗斯 2 井站至 MA8 集气站集气线路截断阀室 2 座；新建罗斯 202 井场至罗斯 2 井 DN65 采气管道 1 条，DN50 燃料气管道 1 条，两管同沟敷设，长度为 1.7km；新建罗斯 203 井场至罗斯 2 井 DN65 采气管道 1 条，DN50 燃料气管道 1 条，两管同沟敷设，长度为 1.2km；新建罗斯 2 井站至 MA8 集气站 DN150 集气管道 1 条，DN60 气田水转输管

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

道 1 条，两管同沟敷设，全长 84km。配套建设电气（含 200kW 橇装燃气发电机组 2 套（1 用 1 备）和 10kv 变电站 1 座）、自控、通信、防腐、消防等辅助工程。

3.1.1.5 产品方案

(1) 天然气

产品气满足《天然气》（GB17820）二类气规定。温度：5°C、压力：5.7MPa、水露点：-5°C、烃露点：无液态烃析出（交接点的压力和温度下），H₂S 含量：≤20mg/m³。

(2) 凝析油

凝析油产品满足《凝析气田地面工程设计规范》（SY/T0605-2005）的质量标准：饱和蒸气压小于等于当地大气压的 0.7 倍。

3.1.1.6 项目组成

工程组成见表 3.1-1。

表 3.1-1 工程组成一览表

工程	项目名称	内容	单位	规模	备注
产能		天然气	m ³ /d	50×10 ⁴	包含 3 口井：罗斯 2 井、罗斯 202 井、罗斯 203 井
		凝析油	最大日产 (t)	9.6	
主体工程	钻井工程	新钻罗斯 203 井	口	1	罗斯 2 井和罗斯 202 井钻井工程已单独做环评，不纳入本次环评内容，仅对罗斯 203 井钻井内容进行环境影响评价。
	钻前工程	井场平整、岩屑临时堆放区和生活营地建设等活动			
	钻井工程	设计井深 6550m，采用四开直井井身设计			

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

工程	项目名称	内容	单位	规模	备注
	试油工程	对完钻井进行通井、洗井、试压、射孔、压裂后进行试油，记录油气产量			
	地面工程	井场	座	3	新建 3 座井场。罗斯 2 井场永久占地面积为 23000m ² （其中井场占地 100×100m；燃气发电机组及配套设施占地 130×100m）； 罗斯 202 井场永久占地面积为 1648.4m ² ； 罗斯 203 井场永久占地面积为 1648.4m ² 。
MA8 集气站改造		座	1	新增清管器接收装置和抗硫气液分离器	
截断阀室		座	2	新增 2 个抗硫气液联动球阀设备	
	集输工程	单井采气管线	km	2.9	罗斯 202 井场至罗斯 2 井 DN65 采气管道 1 条，长 1.7km。
罗斯 203 井场至罗斯 2 井 DN65 采气管道 1 条，长 1.2km。					
燃料气管线		km	2.9	罗斯 2 井场至罗斯 202 井 DN50 燃料气管道 1 条，与采气管线同沟敷设，长 1.7km。	
				罗斯 2 井场至罗斯 203 井 DN50 燃料气管道 1 条，与采气管线同沟敷设，长 1.2km。	
集气管线	km	84	罗斯 2 井站至 MA8 集气站 DN150 集气管道 1 条，长 84km。		
气田水转输管道	km	84	DN60 气田水转输管道 1 条，与集气管线同沟敷设，长 84km。		
配套工程	供水	施工期生产用水		站场生产用水依托已建天然气处理厂供水系统进行拉运。	
		施工期生活用水		生活用水购买桶装水。	

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

工程	项目名称	内容	单位	规模	备注
		排水	运营期生产废水		定期拉运至 500 万方天然气处理厂，分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于地层。
		供电			罗斯 2 井场设置 AC380V 200kW 撬装燃气发电机组 2 套（1 用 1 备）。站内设置 0.4/10kV 100kVA 升压变电站 1 台，为罗斯 202、203 井场提供 1 回 10kV 电源。 MA8 集气站改造依托已建的低压配电柜的备用回路供电。 1#、2#线路截断阀室各设置 DC24V 650W 太阳能发电系统 1 套，蓄电池按照 3 个连续阴雨天考虑，太阳能发电系统采用离网运行的供电方式。
		热工及暖通			罗斯 2 井场放空火炬规格为 DN200，H=15m，设置 1 套放空火炬点火系统。罗斯 202 井场、罗斯 203 井场采用放喷池放空点火，放喷池点火系统配套 3 组高能电点火燃烧器互为备用。罗斯 2 井场、罗斯 202 井场、罗斯 203 井场各配套真空加热炉 1 套，用于加热井口天然气。罗斯 2 井场 TEG 重沸器设置自然通风式燃烧器 1 套，用于加热 TEG。 站场设备间设置壁挂式电暖器供暖。
		自动控制			新建罗斯 2 井、罗斯 202 井、罗斯 203 井单井站采用远程终端单元 RTU 完成过程控制功能、安全联锁功能，对井站场主要工艺参数等进行数据采集、监视、控制、报警与联锁等，其中罗斯 2 井脱水装置为成套设备，该装置设置一套安全等级为 SIL2 的可编程逻辑控制（PLC-Programmable Logical Controller）。RTU 数据和 PLC 数据通过通信上传至已建 MA8 集气站和天然气处理厂 SCADA 计算机系统，并接收已建 MA8 集气站和天然气处理厂 SCADA 计算机系统发出的控制指令。
		通信			各工艺站场及阀室设置网管模块化百兆接入层交换机（2 光口 4 电口），并根据站距的长短配置 80km 光功率的光模块，以确保满足光功率余量指标。以上设备均要求支持 IPV6 协议。 新建光缆线路起于罗斯 2 井场，经 1、2#截断阀室，止于 MA8 集气站，光缆长度约为 90.72km。光缆采用 G.652 标准纤芯。 新建光缆线路起于罗斯 2 井场，分别止于罗斯 202、203 井场，光缆总长度约为 4.8km。光缆均采用 G.652 标准纤芯。 各工艺站场工艺装置区附近设 HD-IP 数字网络高清防爆摄像前端，防爆和保护等级分别为：ExdIIBT4、IP65，并能全天候 24 小时工作。

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

工程	项目名称	内容	单位	规模	备注
		防腐保温阴极保护	防腐		罗斯 2 井集输干线采用防腐层加阴极保护的联合保护法；罗斯 202 井、罗斯 203 井采气支线采用 N08825 材质，采用防腐层保护，不实施阴极保护。 站内埋地管道采用性能良好的防腐层，不实施区域阴极保护。
			保温		地面保温管道的防腐保温结构采用：防腐层+保温层+保护层的结构。地面保温管道外护层推荐选用重量轻、防腐性好、外观整齐、无裂缝、刚度大、不易变形、防水防油性能好、便于施工以及工程造价低的铝合金薄板。
			阴极保护		本工程线路管道均采用强制电流阴极保护法进行保护。 本工程需在罗斯 2 井及 2#阀室各设置 1 座阴极保护站，共 2 座，利用罗斯 2 井及 2#阀室的阴极保护站共同保护罗斯 2 井集输干线。
		道路		罗斯 2 井和罗斯 202 井 2 座井场均有道路接到井场道路上，交通依托较好。在现有道路和罗斯 203 井场之间新建进场探临道路 1km。	
依托工程		采出水处理			依托和田河气田 500 万方天然气处理厂气田水处理装置处理。
		井下作业废液处理			依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。
		施工期生活污水			拉运至和田河采气作业区生活污水处理装置进行处理。
		施工期生活垃圾			拉运至和田河作业区固体废物填埋场。
		含油污泥、清管废渣等危险废物			依托轮南塔里木油田绿色环保站进行处置。

3.1.2 油气资源概况

3.1.2.1 构造特征

罗斯 2 区块位于西南坳陷麦盖提斜坡罗南构造带，行政上隶属于和田地区皮山县。目前罗斯 2 区块共有 2 口完钻井（罗斯 2、罗斯 201）、1 口正钻井（罗斯 202），其中气藏发现井罗斯 2 井钻揭奥陶系蓬莱坝组白云岩 339m（未穿），该井对蓬莱坝组 5741~5830m 进行酸化测试，6mm 油嘴求产，油压 39.42MPa，折日产气 $21.43 \times 10^4 \text{m}^3$ ，折日产油 3.12m^3 。

罗斯 2 目的层奥陶系地震资料成像效果较好，反射同相轴较连续，潜山面形态、断裂较清晰，三维满覆盖区一级品资料占 77.6%，二级品资料占 6.4%，三级品资料 16%。

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

罗斯 2 区块主要含气层段为蓬莱坝组-下丘里塔格组。蓬莱坝组-下丘里塔格组白云岩潜山暴露区微裂缝发育，沿裂缝多发生溶蚀扩溶，发育裂缝-孔洞型储层，罗斯 2 井 15 块岩心实测孔隙度 0.61%~11.19%，其中大于 2% 的样品 4 个，占比 27%，测井解释平均孔隙度 3.4%。从裂缝的发育特征上看，主要表现为受加里东期构造控制的张性裂缝。

罗斯 2 号构造为受北倾逆冲断层控制的断背斜，高点海拔-4500m，断背斜幅度为 760m，罗斯 2 井钻探厚度远小于圈闭幅度，而罗斯 201 井钻探证实北倾逆冲断裂强烈挤压形成低级变质的千枚岩化泥岩，具备侧向封堵特征，目前认为罗斯 2 气藏为底水块状碳酸盐岩断背斜气藏，原始地层压力 64.4MPa，地层压力系数 1.14，原始地层温度 150.12℃，地温梯度 2.55℃/100m。2016 年 10 月，罗斯 2 井区中下奥陶统-上寒武统上交天然气预测地质储量 $291.37 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

3.1.2.2 气藏类型

根据罗斯 2 号构造奥陶系蓬莱坝组顶面构造图，高点海拔为-4500m，构造幅度为 750m，小于罗斯 2 区块奥陶系储层厚度，表现为块状特征，因此罗斯 2 气藏整体为底水块状断背斜型常温、常压干气气藏。

3.1.2.3 流体性质

罗斯 2 井天然气平均分子量 24.69，相对密度为 0.852，干燥系数（C1/C1+）0.986，表现为典型干气特征，与山 1、和田河气藏相似。气性质见表 3.1-2。

罗斯 2 井凝析油密度为 0.8229~0.8289g/cm³，平均 0.8258g/cm³（20℃）。凝析油粘度 0.8441~0.9502mPa.s，平均为 0.8933mPa.s；凝固点 < -30℃；含硫量 1.07%~1.41%，平均为 1.27%；含蜡量 1.3%~3.2%，平均为 2.3%；胶质+沥青质含量 0.20%~1.63%，平均为 0.70%。从分析化验结果来看，罗斯 2 井凝析油属低密度、低粘度、低含蜡量、中含硫轻质原油。

罗斯 2 井 5741~5830m 井段在完井测试和短期试采期间未见地层水。

3.1.3 总体开发方案

3.1.3.1 开发布局

本工程涉及试采井 3 口，为罗斯 2 井、罗斯 202 井、罗斯 203 井。其中罗斯 2 井位于三口单井中间位置，距离西侧罗斯 203 井约 1.2km，距离东侧罗斯 202 井约

1.7km。

这 3 口井均属于偏远单井，距离最近的 MA8 集气站约 84km，井场周围没有可以依托的集输管线及站场，考虑将罗斯 2 井、罗斯 202 井、罗斯 203 井来气接入距离最近的已建 MA8 集气站，通过 MA8 集气站至和田河气田 500 万方天然气处理厂已建的集输干线输送至下游进行处理。

目前 MA8 集气站所辖单井较少，罗斯 2 井、罗斯 202 井、罗斯 203 井配产量较低，下游集气管道管输能力富裕，满足本工程管输的要求。综上所述，将罗斯 2 井、罗斯 202 井及罗斯 203 井来气就近接入 MA8 集气站。

3.1.3.2 经济预测指标

试采方案总指标见表 3.1-3。

表 3.1-3 罗斯 2、202、203 井试采方案总指标预测表

3.1.4 主体工程

3.1.4.1 钻井工程

(1) 钻井工程

罗斯 2 井钻井工程已于 2015 年 10 月 14 日通过原和田地区环境保护局审批（和地环建函[2015]139 号）（见附件 2）。根据现场调查情况可知，目前罗斯 2 井钻井工程已结束。并于 2019 年 7 月 20 日进行自主验收（见附件 3）。

罗斯 2 井设计井型为直井，采用四开井身结构，设计井深 6300m，目的层为奥陶系蓬莱坝组。

罗斯 202 井钻井工程已于 2022 年 5 月 25 日通过和田地区生态环境局审批（和地环建函[2022]49 号）（见附件 4）。根据现场调查情况可知，目前罗斯 202 井钻井工程施工建设期尚未结束。

罗斯 202 井设计井型为直井，采用四开井身结构，设计井深 6550m，目的层为奥陶系蓬莱坝组。

本工程新钻罗斯 203 井 1 口，进尺 6550 米，单井钻井期 185 天。单个井场钻井总占地面积为 14000m²，修建施工井场、岩屑堆放场地、放喷管线、生活营地及放喷池等。井场平面布置见图 3.1.4。

(2) 井身结构

新钻罗斯 203 井，采用四开直井井身设计，单井钻井进尺 6550m，主探目的层为奥陶系蓬莱坝组。井身结构设计见表 3.1-4、图 3.1.5。

表 3.1-4 直井井身结构

开钻	钻头尺寸	钻深
一开	660.4mm	100m
二开	406.4mm	1500m
三开	241.33mm	5782m
四开	168.3mm	6550m

(3) 钻井液

本工程配制钻井液所用的原料为有机物类、无机盐类等，均呈固态，不含重金属，为无毒或低毒物质。本工程一开、二开采用水基钻井液，三开、四开采用聚磺钻井液，使用后全部回收。

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

本工程钻井液体系见表 3.1-5。

表 3.1-5 钻井液体系表

井段, m	钻井液体系	选择依据
100~1500	钾基聚合物	地层易造浆, 体系抑制性强
1500-6550	钾胺基聚磺	体系具有较强的抑制防塌性和抗高温能力

(4) 钻井设备

主要钻井设备见表 3.1-6。

表 3.1-6 钻井期主要设备一览表

项目	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
钻井工程	机械钻机	70D	—	-	1 套
	井架	—	—	kN	1 套
	底座	—	—	kN	1 套
	绞车	—	—	kW	1 套
	天车	—	—	kN	1 套
	游车/大钩	—	—	kN	1 套
	水龙头	—	—	kN	1 套
	转盘	—	—	kN	1 套
	柴油发电机	—	1300	kW	3 台
	机械传动装置	—	—	—	1 套
	泥浆泵	—	1600	HP	3 台
	循环罐	—	50	m ³	11 个
	振动筛	—	—	m ³ /h	2 台
	除气器	—	—	m ³ /h	1 台
	除砂器	—	—	m ³ /h	1 台
	除泥器	—	—	L/s	1 台
	离心机	—	—	m ³ /h	2 台
	加重泵、混合漏斗	—	—	kW	2 套
	液气分离器	—	—	—	1 台

(5) 固井措施

套管强度数据表详见表 3.1-7。

表 3.1-7 套管强度数据表

套管程序	钢级	壁厚 mm	扣型	每米重量 kg/m	接箍外径 mm	抗拉强度 kN	抗挤强度 MPa	抗内压强 MPa
表层套管	55	1.13	偏梯	139.89	3.4	6236	3.6	14.5
技术套管	P110	13.88	偏梯	123.16	393.89	11183	19.2	33
技术套管	P110	12.57	偏梯	82.6	298.4	7764	31.8	61.0
气层尾管及回接	P110S	12.7	气密	58.04	215.9	5476	76.4	87
	P110	12.7	气密	58.04	215.9	5476	76.4	87
	P140V	12.7	气密	58.04	215.9	6970	105.3	105.3

(6) 完井

钻井工程达到设计要求后完钻。撤去所有生活设施、平整井场；清理钻井现场，将垃圾、废油、废料清理干净。

(7) 井控

根据腐蚀环境，考虑套管头不长期直接接触流体，结合现场实际情况，选择 EE 级套管头。

3.1.4.2 地面集输工艺方案

以罗斯 2 井为中心站，罗斯 202 井和罗斯 203 井产气通过采气管线输送至罗斯 2 井，在罗斯 2 井内经过集中分离、计量、脱水等处理后外输至 MA8 集气站。其中 DN65 采气管线长度为 2.9km，DN150 集气管道长度为 84km。

已建的 MA8 单井集气站至 500 万方油气处理厂的 60km 集气管道（已投运），沿线各井原料气进入集气管道后输至 500 万方天然气处理厂集气装置。

图3.1.6 总体布局示意图

3.1.4.3 集输站场

本工程新建井场3座：MA8集气站改造1座。

(1) 井场

本工程新建井场 3 座：罗斯 2 井场、罗斯 202 井场、罗斯 203 井场。

①罗斯 2 井单井井场

井场内设置井口区 11m×14m、工艺装置区 20m×18m、清管装置区 20m×5m、

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

TEG 脱水装置区 40m×17m、固体脱硫装置区 6m×8m、放空分液罐区 10m×6m、撬装设备间 1 座、燃气发电机橇 2 座、仪表橇 1 座、放空区 25m×25m。

井口区布置在井口处；工艺装置区、清管装置区、放空分液罐、TEG 脱水装置区、固体脱硫装置区集中作为联合装置布置在井场后场和井口区西南侧，联合装置周围布置环形混凝土车行道便于消防、检修。撬装设备间、燃气发电机橇布置在井口区西侧和 TEG 脱水装置北侧的井场前场处。放空区布置在井场外西南侧的高地处，距离井场约 60m。

罗斯 2 井总平面布置见图 3.1.7。

罗斯 2 井口主要工程量见表 3.1-8。

②罗斯 202 井单井井场

井场主要设置有井口区 4m×8m、工艺装置区 15m×29m、放喷区 3m×8m、设备间 6.6m×3.2m。井口区布置在井口处；工艺装置区布置在井场后场采气树旁；机柜间布置在井场入口，离井口大于 20m；放喷区布置在井场外大于 60m 的位置。

罗斯 202 井总平面布置见图 3.1.8。

罗斯 202 井口主要工程量见表 3.1-9。

③罗斯 203 井单井井场

井场主要设置有井口区 4m×8m、工艺装置区 15m×29m、放喷区 3m×8m、设备间 6.6m×3.2m。井口区布置在井口处；工艺装置区布置在井场后场采气树旁；机柜间布置在井场入口，离井口大于 20m；放喷区布置在井场外大于 60m 的位置。

罗斯 203 井总平面布置见图 3.1.9。

罗斯 203 井口主要工程量见表 3.1-10。

(2) MA8 集气站

在 MA8 集气站已建清管装置区北侧相邻依次布置气液分离器装置区 20m×5m 和清管装置区 20m×5m，并拆除本工程新建装置北侧的已建甲醇管线及其附属设施。

MA8 集气站扩建总平面布置见图 3.1.10。

MA8 集气站扩建部分主要工程量见表 3.1-11。

3.1.4.4 集输管网布置

(1) 采气管线

①罗斯 202 井场至罗斯 2 井采气管道

新建罗斯 202 井场采气管线起点为罗斯 202 井场，末点为罗斯 2 井场，长度 1.7km，与燃料气管道同沟敷设。

②罗斯 203 井场至罗斯 2 井采气管道

新建罗斯 203 井场采气管线起点为罗斯 203 井场，末点为罗斯 2 井场，长度 1.2km，与燃料气管道同沟敷设。

(2) 燃料气管线

罗斯 202 井场和罗斯 203 井场均设置有加热炉，需要燃料气管道。燃料气管道从罗斯 2 井接出，与罗斯 202 井场和罗斯 203 井场采气管线同沟敷设。

考虑管道的适应性，管径选择按照输量 $1500\text{m}^3/\text{d}$ 进行计算，起点压力考虑为 0.4MPa。新建燃料气管道 2 条，起点为罗斯 2 井场，末点分别为罗斯 202 井场和罗斯 203 井场，设计压力 1.6MPa。

燃料气管线管径参数结果见表 3.1-14 所示。

采气管线走向详见图 3.1.11。

采气管线主要工程内容见表 3.1-15。

(3) 集气管线

①罗斯 2 井集气管道

新建罗斯 2 井集气管道起点为罗斯 2 井，末点为 MA8 集气站，长度 84km，与气田水管道同沟敷设。

罗斯 2 井集气管道管径参数结果见表 3.1-16 所示。

罗斯 2 井集气管道走向详见图 3.1.12。

罗斯 2 井集气管道主要工程内容见表 3.1-17。

②罗斯 2 井集气管道附属工程阀室

本工程在罗斯 2 井场至 MA8 集气站集气管线上分别设置 1#截断阀室和 2#截断阀室。阀室具备线路紧急截断功能。

截断阀室总平面布置见图 3.1.13。

1#截断阀室和 2#截断阀室主要工程内容见表 3.1-18。

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

表 3.1-18 截断阀室主要工程量

序号	设备名称	设备规格	单位	数量	备注
	1#截断阀室				
1	抗硫气液联动球阀	class900 DN150	个	1	埋地，带氮气瓶
	2#截断阀室				
1	抗硫气液联动球阀	class900 DN150	个	1	埋地，带氮气瓶

(4) 罗斯 2 井至 MA8 集气站气田水输送管道

新建 1 条罗斯 2 井至 MA8 集气站气田水输送管道，管径为 DN60，材质为柔性复合高压输送管，压力等级 16MPa。该管道起点接罗斯 2 井生产分离器，尾端接入 MA8 集气站已建 DN100 气田水输送管道，与新建集气管道同沟敷设。

气田水输送管道主要工程量见表 3.1-19。

3.1.5 原辅材料

本工程运营期原辅材料消耗主要为井场加热炉、TEG 脱水装置重沸器和燃气发电机组使用的天然气；TEG 脱水装置使用的三甘醇；固体脱硫装置使用的三氧化二铁。

3.1.6 配套工程

3.1.6.1 供水

本工程施工期用水主要为施工人员生活用水及管线试压用水，管线试压用水由罐车运送，生活用水购买桶装水。

本工程运营期不新增定员，依托和田河采气作业区进行试采运行、维护及管理，定期进行巡检，因此无生活用水。运营期给水主要为井下作业用水。

以上生产用水均可依托已建天然气处理厂供水系统进行拉运。

3.1.6.2 排水

施工期产生的废水主要为管道试压废水和生活废水。

管道试压废水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后排入防渗的暂存池，可用作场地降尘用水。

罗斯2井单井试采地面工程环境影响报告书

生活废水排入生活营地内设置的临时生活污水储集池，采用 HDPE 防渗膜防渗，施工结束后由罐车拉运至和田河作业区公寓生活污水处理设施进行处理。

运营期产生的废水主要为气田采出水和火炬除液器废水。气田各生产井采出液和火炬除液器废水输至 500 万方天然气处理厂，分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 后回注于地层。

3.1.6.3 消防

本工程各井场、阀室、集气站远离城区、相对偏远，周边无当地有效消防协作力量，故消防设计立足于自救，具体消防方案如下：

扑灭天然气火灾的根本措施在于切断气源，本工程各井场、阀室、集气站内工艺装置已充分考虑了气源切断装置的可靠性和灵活性。

依据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)，本工程各井场、阀室、集气站为五级站，不设消防给水设施，仅配备一定数量的移动式灭火器材。

按照规范规定，对本工程各井场、阀室、集气站可能发生火灾的各类场所，根据其火灾危险性、区域大小等实际情况，分别设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备，以便及时扑救初期零星火灾。

灭火器应设置在位置明显、便于取用的地点，且不得影响安全疏散，由专人管理，定期检查和检验。

消防部分工程量见表 3.1-25。

表3.1-25 消防部分主要工程量表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
	罗斯2井				
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC8	具	27	2具1箱
2	手提式二氧化碳灭火器	MT7	具	7	2具1箱
3	推车式磷酸铵盐干粉灭火器	MFT/ABC20	具	4	带防雨箱
4	推车式二氧化碳灭火器	MTT30	具	4	带防雨箱
5	灭火器材箱	XMDDD42 L×B×H= (0.52×0.32×0.9) m	个	17	

罗斯2井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
6	消防器材间	L×B×H= (1.5×0.9×2.1) m	座	2	
罗斯202井					
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC8	具	9	2具1箱
2	手提式二氧化碳灭火器	MT7	具	1	2具1箱
3	推车式磷酸铵盐干粉灭火器	MFT/ABC20	具	1	带防雨箱
4	灭火器材箱	XMDDD42 L×B×H= (0.52×0.32×0.9) m	个	5	
5	消防器材间	L×B×H= (1.5×0.9×2.1) m	座	1	
罗斯203井					
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC8	具	9	2具1箱
2	手提式二氧化碳灭火器	MT7	具	1	2具1箱
3	推车式磷酸铵盐干粉灭火器	MFT/ABC20	具	1	带防雨箱
4	灭火器材箱	XMDDD42 L×B×H= (0.52×0.32×0.9) m	个	5	
5	消防器材间	L×B×H= (1.5×0.9×2.1) m	座	1	
MA8集气站扩建					
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC8	具	4	2具1箱
2	灭火器材箱	XMDDD42 L×B×H= (0.52×0.32×0.9) m	个	2	
1#截断阀室					
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC8	具	3	2具1箱
2	手提式二氧化碳灭火器	MT7	具	1	2具1箱

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
3	灭火器材箱	XMDDD42 L×B×H= (0.52×0.32×0.9) m	个	2	
2#截断阀室					
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC8	具	3	2具1箱
2	手提式二氧化碳灭火器	MT7	具	1	2具1箱
3	灭火器材箱	XMDDD42 L×B×H= (0.52×0.32×0.9) m	个	2	

3.1.6.4 防腐保温阴极保护

(1) 防腐

罗斯 2 井集输干线采用防腐层加阴极保护的联合保护法；罗斯 202 井、罗斯 203 井采气支线采用 N08825 材质，采用防腐层保护，不实施阴极保护。

站内埋地管道采用性能良好的防腐层，不实施区域阴极保护。

站内地面管道及设备外壁等根据其运行温度、是否保温等工况选用适宜的防腐及保温材料。

埋地管线外防腐层选择除了要考虑材料的电绝缘性能、机械性能、化学性能外还应结合地形土质环境条件、管道施工、长途运输、防腐预制加工能力及运行维护的方便性和阴极保护系统的配套性等综合因素考虑。

根据工艺方案和线路环境工况，推荐线路管道直管采用三层 PE 常温型普通级防腐层。由于罗斯 2 井集输干线需进行焊后热处理，防腐管的管端预留长度为 600mm~610mm，采气支线防腐管的管端预留长度为 100mm~110mm。三层 PE 防腐层的性能指标应符合 GB/T23257-2017《埋地钢质管道聚乙烯防腐层》的规定。热煨弯管防腐及补口采用带环氧底漆的热熔胶型普通型辐射交联聚乙烯热收缩带（套）。

补伤采用热熔修补棒、聚乙烯补伤片或辐射交联聚乙烯热收缩带，其性能指标应符合 GB/T23257-2017 的规定。

地面防腐涂料推荐如下：

1) 地面不保温的不锈钢管道及设备外壁不实施防腐。

2) 运行温度处于 $-35^{\circ}\text{C}\leq T\leq 100^{\circ}\text{C}$ 的地面非保温碳钢、低合金钢管道及设备

地面不保温管道及设备其外壁与大气直接接触，并裸露在阳光下，处于此环境中的管道及设备对外防腐层的要求是耐候性强、耐化工大气及防腐性能好。考虑到工程所在地区风沙较大、日照长，外壁防腐层还要求有较好的耐磨及耐紫外线辐射的性能。

该种工况下的管道及设备推荐采用氟碳涂料防腐，涂层结构为环氧富锌底漆（干膜厚度 $\geq 60\mu\text{m}$ ）+环氧云铁中间漆（干膜厚度 $\geq 100\mu\text{m}$ ）+氟碳面漆（干膜厚度 $\geq 80\mu\text{m}$ ），涂层总干膜厚度 $\geq 240\mu\text{m}$ 。

3) 运行温度处于 $-35^{\circ}\text{C}< T\leq 200^{\circ}\text{C}$ 的地面保温管道及设备

地面保温管道及设备外壁不与大气直接接触，防腐层主要考虑漆膜与管道的附着力、耐潮湿性、封闭性和耐温性能，推荐防腐层采用耐高温环氧酚醛涂料底漆（干膜厚度为 $130\mu\text{m}\sim 150\mu\text{m}$ ）+耐高温环氧酚醛涂料面漆（干膜厚度为 $120\mu\text{m}\sim 150\mu\text{m}$ ），涂层总干膜厚度为 $250\mu\text{m}\sim 300\mu\text{m}$ 。

为尽可能提高站内埋地管道防腐层的可靠性，推荐管径与线路管道管径一致的埋地管道防腐层采用三层 PE 常温型加强级防腐层，补口和弯头防腐层均与线路管道相同。其它管道、管件采用厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层，防腐层厚度 $\geq 2.0\text{mm}$ 。

埋地不保温放空气管道长期运行温度 $\leq 20^{\circ}\text{C}$ ，推荐其管道及管件采用无溶剂液体环氧涂料（干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ）+厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层（防腐层厚度 $\geq 2.0\text{mm}$ ）。无溶剂液体环氧涂料性能指标应符合 SY/T6854-2012《埋地钢质管道液体环氧外防腐层技术标准》的规定。胶粘带材料性能指标、施工要求、质量检验详见 SY/T0414-2017《钢质管道聚烯烃胶粘带防腐层技术标准》的相关要求。

埋地的阀门在已有涂层基础上采用粘弹体防腐材料进行防腐，包括阀门（含引压管、加长杆）埋地部分、阀体两端三通立管埋地部分等。具体结构为：粘弹体防腐膏+粘弹体防腐胶带+配套的聚丙烯胶粘带结构。粘弹体防腐材料的性能指标、施工要求、质量检验详见 SY/T7036-2016 的相关要求。

（2）保温

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

地面保温管道及设备外壁由于保温层的存在，对防腐涂料的耐侯性要求明显降低，但正是由于保温层的存在，因各种因素渗透并聚集在保温层内的水分或水汽不易挥发或排除，这对未施加防腐层的管道易造成腐蚀。

根据 GB50264-2013 的要求，地面保温管道的防腐保温结构采用：防腐层+保温层+保护层的结构。

地面保温管道外护层推荐选用重量轻、防腐性好、外观整齐、无裂缝、刚度大、不易变形、防水防油性能好、便于施工以及工程造价低的铝合金薄板。铝合金薄板的规格应遵循 GB50264-2013《工业设备及管道绝热工程设计规范》表 6.4.3 的要求。铝合金薄板的性能指标应执行 GB/T3880.1~3-2012《一般工业用铝及铝合金板、带材》的相关规定。

(3) 阴极保护

本工程对新建线路管道实施阴极保护。为保护地下金属构筑物，减少腐蚀影响，根据 GB/T21447-2018《钢质管道外腐蚀控制规范》，推荐本工程线路管道均采用强制电流阴极保护法进行保护。

根据阴极保护计算及线路管道布置，本工程需在罗斯 2 井及 2#阀室各设置 1 座阴极保护站，共 2 座，利用罗斯 2 井及 2#阀室的阴极保护站共同保护罗斯 2 井集输干线。

防腐保温阴极保护主要工程量见表 3.1-26。

表3.1-26 主要工程量

序号	工程名称	单位	工程量	备注
一	罗斯2井集输干线			
1	三层PE常温型普通级防腐层预制	km	84	Ø168.3
2	热煨弯管防腐	m	2620	
3	补口	处	9250	
4	补伤	km	84	
5	电位测试桩安装	支	68	
6	电流测试桩安装	支	16	
7	防腐层地面检漏	km	84	
8	阴极保护有效性评价	km	84	
二	罗斯202井采气支线			

罗斯2井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	工程名称	单位	工程量	备注
1	三层PE常温型普通级防腐层预制	km	1.7	Ø76
2	热煨弯管防腐	m	40	Ø76
3	补口	处	200	
4	补伤	km	1.7	
5	电位测试桩安装	支	1	
6	防腐层地面检漏	km	1.7	
三	罗斯203井采气支线			
1	三层PE常温型普通级防腐层预制	km	1.2	Ø76
2	热煨弯管防腐	m	30	Ø76
3	补口	处	140	
4	补伤	km	1.2	
5	电位测试桩安装	支	1	
6	防腐层地面检漏	km	1.2	
四	罗斯2井			
1	阴极保护站	座	1	
1)	通电点安装	处	1	
2)	辅助阳极安装	组	5	
3)	阴极电缆	m	300	
4)	参比电缆	m	300	
5)	阳极电缆	m	300	
2	绝缘接头安装	个	3	
3	绝缘接头测试桩安装	个	3	
4	等电位连接器及接线箱安装	套	3	
5	埋地管道防腐	m ²	411	
6	地面管道及设备防腐及保温	——	——	详见工艺 相关文件
7	放空分液罐	台	1	表中为单 台工程量
1)	陶瓷聚合物涂料防腐	m ²	11	
2)	铝合金牺牲阳极块	支	2	22kg/支
8	油水罐	台	2	表中为单

罗斯2井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	工程名称	单位	工程量	备注
				台工程量
1)	陶瓷聚合物涂料防腐	m ²	80	
2)	铝合金牺牲阳极块	支	4	22kg/支
五	MA8集气站改造			
1	绝缘接头安装	个	1	
2	绝缘接头测试桩安装	个	1	
3	等电位连接器及接线箱安装	套	1	
4	埋地管道防腐	m ²	56	
5	地面管道及设备防腐及保温			详见工艺 相关文件
六	罗斯202井			
1	埋地管道防腐	m ²	191	
2	地面管道及设备防腐及保温			详见工艺 相关文件
七	罗斯203井			
1	埋地管道防腐	m ²	191	
2	地面管道及设备防腐及保温			详见工艺 相关文件
八	1#阀室			
1	埋地管道防腐	m ²	28	
2	埋地阀门防腐	m ²	16	
3	地面管道及设备防腐及保温			详见工艺 相关文件
九	2#阀室			
1	埋地管道防腐	m ²	43	
2	埋地阀门防腐	m ²	16	
3	地面管道及设备防腐及保温			详见工艺 相关文件
4	阴极保护站	座	1	
1)	通电点安装	处	1	
2)	辅助阳极安装	组	5	

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	工程名称	单位	工程量	备注
3)	阴极电缆	m	100	
4)	零位接阴电缆	m	100	
5)	参比电缆	m	100	
6)	阳极电缆	m	300	

3.1.6.5 热工及暖通

(1) 热工

罗斯 2 井场放空火炬规格为 DN200，H=15m，设置 1 套放空火炬点火系统。放空火炬点火系统均采用高空电点火+外传火，两种点火方式互为备用。点火燃料气为净化天然气。放空火炬电点火系统包括火炬头、高空电点火引火燃烧器、外传火点火装置、紫外线火焰监测器、防爆现场控制柜等设备。

罗斯 202 井场、罗斯 203 井场采用放喷池放空点火，放喷池点火系统配套 3 组高能电点火燃烧器互为备用。点火燃料气为放空气。放喷池点火系统包括燃烧头、高能电点火燃烧器、紫外线火焰监测器、防爆现场控制柜等设备。

点火系统均自带防爆现场控制柜，火炬系统的相关参数检测、报警信号等由防爆现场控制箱采集、显示并远传至站控系统，可实施远程点火。火炬实现无烟燃烧，放空量操作范围弹性大，排放燃烧稳定。点火时，若火焰检测装置检测到点火不成功，能自动重新启动点火。站场配置 UPS 不间断电源保证点火供电不中断，从而确保点火系统安全可靠。

罗斯 2 井场、罗斯 202 井场、罗斯 203 井场各配套真空加热炉 1 套，用于加热井口天然气。

真空加热炉所用燃料气为净化天然气，其额定供气压力为 0.2~0.4MPa。被加热原料气含硫，因此加热盘管应选用抗硫材质。真空加热炉盘管采用可拆卸结构，方便停炉后盘管的取出检测，便于腐蚀监测。

真空加热炉采用全自动正压燃烧型燃烧器，它具备程序启动、自动点火、火焰监测、熄火保护、自动气风比调节、负荷自动调节等控制及安全保护功能，从而实现安全运行。真空加热炉配套就地控制柜，能将所需信号上传至中控室中控系统，并能实现真空加热炉的远程监控及紧急停炉。控制柜采用 UPS 电源供电，点火及风机采用常规电源。

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

罗斯 2 井场 TEG 重沸器设置自然通风式燃烧器 1 套，用于加热 TEG。

燃烧系统均由供应商成套供应，所配置电磁阀组等电控元器件防护等级均不低于 IP65，防爆等级均不低于 ExdIIBT4Gb。燃烧器自带防爆现场控制箱，燃烧系统相关参数检测、报警信号等由防爆现场控制箱采集、显示并远传至站控系统。

热工部分工程量见表 3.1-27。

表3.1-27 热工部分主要工程量

序号	设备名称	设备规格	单位	工程量
一	放空火炬点火系统（由供应商成套供货，罗斯2井）			
1	火炬头	DN200 H=3000mm 材质： 310SS	套	1
2	外传火引火燃烧器		台	1
3	高空点火引火燃烧器		台	1
4	外传火装置（火炬总高15m）	包括：φ89×4.5 传火管、 φ60.3×4.0 一级引火立管、 φ60.3×4.0 二级引火立管、 电点火嘴	套	1
5	橇装点火控制盘（包括如下配置）	输出电压>2500V，点火能 量>20J，火花频率>17次/s	套	1
5.1	防爆现场控制箱		套	1
5.2	防爆高能点火器	电嘴寿命>2×10 ⁵ 次，电嘴 耐温800~1300℃	台	1
5.3	过滤器阀组	PN1.6MPa DN50 过滤精 度：80目	套	1
5.4	防爆电磁阀组	PN1.6MPa DN50	套	1
5.5	防爆电磁阀组	PN1.6MPa DN25	套	2
5.6	压力表	Y-100 压力：0~1.0MPa 1.6级	套	5
6	紫外线火焰检测器		套	2
7	截止阀	J41H-16P DN50	个	2
8	截止阀	J41H-16P DN25	个	2
9	闸阀	Z11H-16P DN25	个	4
10	球阀	Q41-16P DN50	个	1
11	电缆、管线及管件		套	1

罗斯2井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	设备名称	设备规格	单位	工程量
二	焚烧池点火系统（由供应商成套供货，罗斯202井/罗斯203井配套相同，以下为单套配置）			
1	火炬头	DN200 L=2000mm 材质：310SS	台	1
2	电点火燃烧器		套	2
3	橇装点火控制盘		套	1
3.1	防爆现场控制箱		套	1
3.2	高能电点火器		套	1
3.3	过滤器	PN1.6MPa DN50 过滤精度：80目	台	1
3.4	防爆电磁阀	PN1.6MPa DN50 阀体材质：不锈钢 防爆等级：ExdIIBT4 Gb；防护等级：IP65	个	1
3.5	压力表	Y-100压力：0~1.0MPa 1.6级	个	2
3.6	球阀	Q41-16P DN50	只	1
3.7	截止阀	J41H-16P DN50	只	1
4	流量开关	防爆等级：ExdIIBT4 Gb；防护等级：IP65 电气接口：M20×1.5(F)	套	1
5	紫外线火焰检测器		套	2
6	电缆、管线及管件		套	1
三	燃气系统（罗斯2井，燃气发电机组供气）			
1	球阀	Q41-16P DN50	只	2
四	TEG重沸器燃烧器			
1	TEG重沸器燃烧器	热负荷：100kW，含燃烧器本体、燃烧器控制系统及配套控制阀门仪表等	套	1

(2) 暖通

井场设备间供暖、空调设计。

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

由于站场无地方热源依托，供暖面积较小、且较为分散等因素，因此站场设备间设置壁挂式电暖器供暖，运行经济可靠。

暖通部分工程量见表 3.1-28。

表3.1-28 暖通部分主要工程量

序号	设备名称	设备规格	单位	工程量
一	罗斯2井场、罗斯202井场、罗斯203井场设备间配套相同，以下为单个设备间配套。			
1	分体热泵式冷暖空调器	KFR-35GW, 制冷量 3.5kW, 制热量 :4.4kW , 220V/50Hz , 功率:2.12kW, 能效等级不低于3级	台	2
2	固定壁挂式电暖器	制热量 :1.5kW , 额定电功率 :1.7kW, 220V/50Hz	台	4

3.1.6.6 供电

新建罗斯 2、202、203 井场附近无任何电网依托，距离最近的油田电网约 80km。

MA8 集气站站內已将现有变压器更换为 35/0.4kV 315kVA，可以满足本工程新增电伴热的供电需求。

新建 1#、2#线路截断阀室附近无任何电网依托，距离最近的油田电网均大于 20km。

根据现场调研情况，推荐如下供电方案：

1) 新建井场

罗斯 2 井场设置 AC380V 200kW 撬装燃气发电机组 2 套（1 用 1 备）。站內设置 0.4/10kV 100kVA 升压变电站 1 台，为罗斯 202、203 井场提供 1 回 10kV 电源。罗斯 202、203 井场 10kV 线路总长度约 3km，线路规格为 JL/G1A-70/10。

2) MA8 集气站改造

MA8 集气站改造依托已建的低压配电柜的备用回路供电。

3) 1#、2#线路截断阀室

1#、2#线路截断阀室各设置 DC24V 650W 太阳能发电系统 1 套，蓄电池按照 3 个连续阴雨天考虑，太阳能发电系统采用离网运行的供电方式。

电气主要工程量见表 3.1-29。

罗斯2井单井试采地面工程环境影响报告书

表3.1-29 主要工程量表

序号	设备名称	单位	数量
一	罗斯2井场		
1	撬装式燃气发电机组 AC400V 200kW	套	2
3	撬装设备间（3.2x7.5米）	座	1
4	预装式变配电站		
1)	10kV开关柜10kV 630A 25kA/4s	面	3
2)	低压配电柜 AC400V 400A	面	6
3)	升压变压器 0.4/10kV 100kVA	台	1
4)	UPS 不间断电源 AC380/380V 20kVA蓄电池后备时间1h	套	1
5	防爆检修电源箱 ExdIIBT4 Gb IP55	个	2
6	防爆动力箱 ExdIIBT4 Gb IP55	个	4
7	防爆照明箱 ExdIIBT4 Gb IP55	个	1
8	防爆路灯 AC220V 150W LED光源 配H=6m金属灯杆	套	10
9	热镀锌扁钢-50×5	m	500
10	热镀锌扁钢-30×5	m	200
11	角钢接地极L50×5×2500	根	15
12	人体静电释放柱	套	2
13	热镀锌钢管		
	DN50	m	50
	DN32	m	100
	DN25	m	200
	DN20	m	300
14	电力电缆:		
	YJV22-8.7/15kV 3x50mm ²	km	0.2
	ZA-YJV22-0.6/1kV 185mm ²	km	0.5
	ZA-YJV22-0.6/1kV 50~120mm ²	km	0.5
	ZA-YJV22-0.6/1kV 16~50mm ²	km	1
	ZA-YJV22-0.6/1kV 5×16mm ² 及以	km	2.5

罗斯2井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	设备名称	单位	数量
	下		
15	控制电缆		
	ZA-KYJV22-0.6/1kV 10×2.5mm ²	km	2.5
二	新建井场（罗斯202、203井场，共2座。以下为单座井场工程量）		
1	10kV杆上变电站 10/0.4kV 50kVA	座	1
2	低压配电柜AC400V 200A 25kA/1s	面	1
3	UPS不间断电源AC380/380V 8kVA 后备时间2h	套	1
4	橇装设备间（3.2×6.6米）	座	1
5	照明配电箱	面	1
6	防爆配电箱 ExdIIBT4 Gb IP55	面	1
7	防爆路灯 AC220V 1×100W LED光源、带金属灯杆H=6m ExdIIBT4 Gb IP55	套	3
8	热镀锌型钢	吨	1
9	电力电缆		
	YJV22-0.6/1kV 4×35+1×16mm ²	km	0.2
	ZA-YJV22-0.6/1kV 5×16mm ²	km	0.2
	ZA-YJV22-0.6/1kV 5×16mm ² 以下	km	0.8
三	MA8集气站改造		
1	防爆动力箱ExdIIBT4 Gb IP55	面	2
2	热镀锌扁钢-50×5	m	200
3	热镀锌扁钢-30×5	m	100
4	角钢接地极 L50×5×2500	根	5
5	热镀锌钢管		
	DN50	m	50
	DN25	m	200
6	电力电缆:		
	ZA-YJV22-0.6/1kV 25~50mm ²	km	0.5
	ZA-YJV22-0.6/1kV 5×16mm ² 及以	km	0.5

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	设备名称	单位	数量
	下		
四	线路截断阀室（以下为单座阀室的工程量，阀室总共为2座）		
1	太阳能光伏发电装置DC24V 650W	套	1
2	吸顶式荧光灯AC220V 36W	套	0
3	吸顶灯AC220V 36W	套	0
4	热镀锌扁钢-50×5	m	100
5	热镀锌扁钢-30×5	m	50
6	热镀锌钢管		
	DN25	m	50
	DN20	m	50
7	热镀锌圆钢φ10	m	100
8	电力电缆：		
	ZA-YJV22-0.6/1kV 5×16mm ² 及以下	km	0.5
	下		
五	10kV架空电力线路		
1	10kV架空电力线路JL/G1A-70	km	3
2	10kV隔离开关GW9-12/630A	组	2
3	10kV跌落式熔断器	组	2
4	10kV氧化锌避雷器	只	12

3.1.6.7 自动控制

新建罗斯 2 井、罗斯 202 井、罗斯 203 井单井站采用远程终端单元 RTU 完成过程控制功能、安全联锁功能，对井站场主要工艺参数等进行数据采集、监视、控制、报警与联锁等，其中罗斯 2 井脱水装置为成套设备，该装置设置一套安全等级为 SIL2 的可编程逻辑控制（PLC-Programmable Logical Controller）。RTU 数据和 PLC 数据通过通信上传至已建 MA8 集气站和天然气处理厂 SCADA 计算机系统，并接收已建 MA8 集气站和天然气处理厂 SCADA 计算机系统发出的控制指令。

新建两座监控阀室，采用壁挂式远程终端单元 RTU 完成管线压力检测与可燃气体（RTU 带可燃有毒气体控制器）报警功能，对阀室内管线压力变化、气体泄漏

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

情况等数据进行数据采集、监视、报警与连锁等。阀室 RTU 数据通过通信上传至已建 MA8 集气站和油气处理厂 SCADA 计算机系统，并接收已建 MA8 集气站和油气处理厂 SCADA 计算机系统发出的控制指令。

井场设置 GDS 系统通过通信系统将气体泄漏报警信号上传至油气处理厂 SCADA 计算机系统监视和报警。

MA8 集气站原站场设置 RTU 系统，本次改建在原 RTU 基础上扩容，完成工艺参数采集与连锁控制。RTU 通过通信系统将新增部分信号上传至已建油气处理厂 SCADA 计算机系统监视、控制、报警和储存等，同时执行已建油气处理厂 SCADA 计算机系统下达的远程控制指令。

自控工程量见表 3.1-30。

表3.1-30 自控主要工程量

序号	主要工程量	罗斯2井	罗斯202井	罗斯203井	MA8集气站	1#/截断阀室	2#截断阀室	单位	备注
1	RTU系统	1套（200点）	1套（50点）	1套（50点）	1套（50点）	1套（20点）	1套（20点）	套	井安系统带RTU
2	GDS系统	1套（100点）	1套（20点）	1套（20点）				套	
3	MA8集气站扩容	1套（200点）	1套（50点）	1套（30点）	1套（50点）	1套（20点）	1套（20点）	套	
4	油气处理厂SCADA系统扩容	1套（200点）	1套（50点）	1套（30点）	1套（50点）	1套（20点）	1套（20点）	套	
5	压力变送器	3	2	2	1	2	3	台	
6	液位变送器	7						台	
7	温度变送器	1	2	2				台	
8	差压变送器	3	1	1				台	
9	压力表	8	1	1	1			只	

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	主要工程量	罗斯2井	罗斯202井	罗斯203井	MA8集气站	1#/截断阀室	2#截断阀室	单位	备注
10	温度计	4						只	
11	液位计	2						只	
12	清管球通过指示器	1						台	
13	在线硫化氢分析仪	1						台	
14	自力式调压阀	2						套	
15	气液联动执行机构	1			1	1	1	套	
16	固定式可燃气体探测器	6	4	4		1	1	台	
17	固定式有毒气体探测器	6				1	1	台	
18	便携式气体探测器	6						台	
19	手动报警按钮	1	1	1				台	
20	声光报警器	3	2	2	1	1	1	台	

3.1.6.8 通信

通信系统为本工程的配套工程，主要为各工艺站场及阀室提供自控生产数据光纤传输、工业电视监控、扩音对讲广播等服务。

通信系统主要由以下几个部分组成：自控生产数据光纤传输、工业电视监视、扩音对讲广播及光缆线路等。

根据本工程传输线路承载业务量的实际需要，各工艺站场及阀室设置网管模块化百兆接入层交换机（2 光口 4 电口），并根据站距的长短配置 80km 光功率的光模块，以确保满足光功率余量指标。以上设备均要求支持 IPV6 协议。

主干光缆线路采用 24 芯铠装直埋 GYTA53 光缆与输气管道同沟敷设相结合的建设方案。新建光缆线路起于罗斯 2 井场，经 1、2#截断阀室，止于 MA8 集气站，光缆长度约为 90.72km。光缆采用 G.652 标准纤芯。

支线光缆线路采用 12 芯 ADSS 架空光缆与新建电力线路同杆架空敷设相结合的建设方案。新建光缆线路起于罗斯 2 井场，分别止于罗斯 202、203 井场，光缆总长度约为 4.8km。光缆均采用 G.652 标准纤芯。

各工艺站场工艺装置区附近设 HD-IP 数字网络高清防爆摄像前端，防爆和防护

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

等级分别为：ExdIIBT4、IP65，并能全天候 24 小时工作。

各工艺站场内部视频信号传输距离相对很短，一般不超过 100 米。直接采用屏蔽超五类双绞线（CAT5e.STP.4P）将摄像机输出的以太网数字视频信号传输至本地以太网交换机电口，同时通过交换机千兆光口将本站的并发视频上传至油气处理厂。

为了便于线路敷设施工，线路采用电源、网络二合一结构的复合电缆，前端设备电源为交流 220V 供电。

为了保证中控室值班人员与新建工艺站场及阀室之间的生产调度、维护及巡检人员通信联络要求，本工程考虑在新建工艺站场及阀室分别设置 1 套防爆话站以满足生产调度通信的需求。同时可以对非正常进入人员进行广播警告。

话站通过 IAD 设备（4L）和视频传输工业以太网交换机以远端用户的形式接入中控室已建扩音对讲调度通信系统主机。根据扩音对讲调度通信系统主机的配置情况和本工程的实际需求，已建扩音对讲调度通信系统主机尚有余量满足本工程的接入需求。

本工程通信主要工程量详见表 3.1-31。

表3.1-31 主要工程量表

序号	规格	单位	数量	备注
一	自控生产数据光纤传输系统			
1	网管型模块化百兆工业以太网二层交换机	套	5	
二	工业电视系统			
1	IP高清摄像前端设备（云台、摄像机、镜头等）	套	10	
2	网管型模块化千兆工业以太网二层交换机	套	5	
3	SATA硬盘8T	块	3	集气总站
三	扩音对讲广播系统			
1	防爆话站（含扬声器）	套	5	
2	IAD设备（4L）	套	5	
四	光缆线路			
1	24芯铠装直埋光缆GYTA ₅₃ -24B ₁ （与新建输气管道同沟敷设）	km	90.72	

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	规格	单位	数量	备注
2	12芯ADSS架空光缆ADSS-PE-12B ₁ (与新建电力线路同杆架空敷设)	km	4.8	

3.1.7 道路

罗斯 2 井和罗斯 202 井 2 座井场均有道路接到井场道路上，交通依托较好。在现有道路和罗斯 203 井场之间新建进场探临道路 1km，宽 4.5m，路面为简易碎石。

3.1.8 依托工程

3.2 工程分析

气田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采气、采出气集输、处理和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

3.2.1 主要工艺流程

3.2.1.1 钻井生产工艺

(1) 钻井

钻井是油气田勘探开发的主要工艺过程之一，是确定地层气藏构造、采气的唯一手段。钻井因其目的不同而分为资料井、探井、评价井、生产井和注水井等。

其工艺包括钻井、固井（下套管、注水泥）和完井等过程。钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。钻前准备：包括平整井场和井场道路、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。井场主要钻井设备有：钻机（包括井架、天车、泥浆泵）、泥浆罐及泥浆固相控制系统、水罐，柴油机、发电机。井场配有控制室（车）和宿营房车。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置泥浆罐（钻井期间存放钻井岩屑、废泥浆和废水）。在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（参见图 3.2.1）。

在钻井过程中，根据钻头磨损情况、地层情况、井深设计及控制要求等需更换钻具而进行起下钻操作。钻杆、钻铤等钻具粘附少量的钻井液和钻屑，这部分固体废物排往井场泥浆罐内。

采用双层套管，水泥返高地面方式进行固井。在完成最后一个井段的钻井和固

井后，实施完井作业，如果因未钻获油藏等原因而需弃井时，则封堵井眼，切除地面以下 1m 内的套管头。

完井后清理井场，随即可开展采油生产或试采。完井后要清运井场废弃物，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

工程钻 1 口井，新钻井单井进尺 6550m。

(2) 测井

在钻井过程中需利用电测、声波幅度测进或使用测井仪等方法，测定井斜和固井质量，判断油气层位置等，以便及时采取相应措施，保证钻井质量，即为测井作业。

测井就是在钻井过程中及钻井完成以后，利用测量地层电阻、自然电位、声波、声幅及放射性等方式确定含油层位，检查固井质量并确定射孔层位等。

3.2.1.2 地面工程建设

本工程地面工程主要为井场、截断阀室设备安装、MA8 集气站改造、集输管线建设。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

施工过程如下：

(1) 在线路施工时，首先要清理施工现场，并修建必要的施工便道（以便人员、施工车辆、管材等进入施工场地）。在完成管沟开挖、公路穿越等基础工作后，按照施工规范，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，然后下到管沟内。

(2) 建设工艺站场时，首先要清理场地，然后安装工艺装置，并建设相应的辅助设施。

(3) 以上建设完成以后，对管道进行试压、清扫，然后覆土回填，清理作业现场，恢复地貌、恢复地表植被。

管线施工工艺流程及产污节点详见图 3.2.2。

本工程管道线路施工工序主要分为：测量放线，施工作业带扫线，管沟开挖，材料检验，材料存放和钢管运输，布管，组装焊接，管道下沟、回填，清管、试压、线路附属工程安装等工序。

管线施工工艺流程简介：

(1) 施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢矩及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

(2) 管沟开挖

边坡系数：所有管沟边坡系数按 1:1 考虑；

管沟开挖应遵照施工时序施工，土建工程尽量协调避开雨天施工。施工过程中注意临时挡护和排水，增加水土保持的临时措施布置。

本工程为集气干线、气田水转输管道、通信光缆同沟敷设，沟底宽度按照 1.6 米考虑。采气支线和燃料气管线同沟敷设，沟底宽度按照 1.4 米考虑。

(3) 管道焊接及检验

1) 坡口加工

钢管的坡口由各制管厂在工厂负责加工，运输、装卸过程损坏的坡口和连头短管坡口在现场使用坡口机。管端坡口如有机械加工形成的内卷边，应用锉刀或电动砂轮机清除整平。

2) 管口组对

管口组对前应清除防腐管内杂物。由管工对管口坡口质量进行检查和验收。除连头、弯管（管）处外，管道组对宜采用内对口器。

对口时，吊点数量不宜少于 2 点。起吊管子的吊带应满足强度要求，不损伤防腐层。在纵向坡度地段组对应根据地质情况，对管子和施工机具采取稳固措施，其施工方法应根据地形、地势、地质情况确定。

管口组对若有错边，应均匀分布在圆周上，严禁采用锤击方法强行管口组对。根焊道焊接后，禁止校正管子接口的错边量。使用内对口器时，应在根焊完成后拆卸移动对口器，移动时，管子应保持平衡。使用外对口器，应根据“焊接工艺规程”的要求进行装卸。

管口组对完毕，应按要求填写记录，并与焊工进行互检，并办理工序交接手续。

3) 管道焊接

管在进行对口焊接组装前，应进行焊接工艺评定，焊接工艺评定应按相关要求增加焊接接头的抗硫性能评定（包括硫化物应力腐蚀开裂试验和抗氢致开裂试验）和硬度检测，硬度最大值不能超过 248HV10。焊接工艺评定合格后，施工单位应根据合格的焊接工艺评定编制相应的焊接作业指导书，才能进行现场组焊。

管道焊接应按相关工艺规程的要求宜进行焊前预热和焊后热处理，具体温度、保温时间根据焊接工艺评定指标的要求执行。

经热处理后，每处产品焊缝应进行硬度检查，按 GB/T27866-2011《控制钢制钢管和设备焊缝硬度防止硫化物应力开裂技术规范》的要求进行硬度检测和验收，产品焊缝的硬度要求不大于 200HBW，包括母材、热影响区和焊缝。

集气管线（材质为 L360QS）焊接工艺遵循以下要求：焊接前应以《钢质管道焊接及验收》GB/T 31032-2014 为主进行焊接工艺评定试验和焊接规程评定。并依据焊接工艺评定报告编制专门的焊接工艺规程和焊接管理规定。管材供应商技术部门应提供技术支持，共同确定焊接工艺方案及焊条、焊丝型号。在其评定合格后，施工单位才能进行现场组焊。

采气管线（材质为 N08825 不锈钢）焊接工艺遵循以下要求：焊接前应以《承压设备焊接工艺评定》NB/T47014-2011 为主进行焊接工艺评定试验和焊接规程评定。并依据焊接工艺评定报告编制专门的焊接工艺规程和焊接管理规定。管材供应商技术部门应提供技术支持，共同确定焊接工艺方案及焊条、焊丝型号。在其评定合格后，施工单位才能进行现场组焊。

管道焊接必须按照经业主批准的焊接工艺规程要求进行。当环境条件不能满足焊接工艺规程所规定的条件时，必须按要求采取措施后才能进行焊接。

当天的每道焊口应连续焊接完成，不得长时间的停滞后进行续焊。公路穿越段不宜有环向焊缝，若不可避免，应尽量减少环向焊缝。

4) 管道无损检测

管道焊缝按《油气田集输管道施工规范》（GB 50819-2013）的规定进行外观检查。集气管线无损检测比例与要求如下：

管道环向焊缝均应先进行 100%X 射线探伤检查，然后进行 100%超声波复验；包括与已建管道进行碰口的焊缝。

集气管线（材质为 L360QS 无缝钢管）无损检测按《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109-2013）相关内容执行，达到Ⅱ级为合格，同时还应满足焊缝不允许存在裂纹，不允许存在根部未熔合、根部未焊透。

采气管线（材质为 N08825 不锈钢），X 射线无损检验应按《承压设备无损检测 第 2 部分：射线检测》（NB/T47013.2-2015）相关内容执行，达到Ⅱ级为合格；超声波无损检验应按《承压设备无损检测 第 3 部分：超声检测》（NB/T47013.3-2015）相关内容执行，达到Ⅰ级为合格。同时还应满足焊缝不允许存在裂纹，不允许存在根部未熔合、根部未焊透。

所有带裂纹的焊口应按有关规定从管线上切除。焊缝返修应由合格焊工按相应的焊接返修工艺规程进行。根焊不允许返修。对非裂纹性缺陷，经检验不合格的焊缝，返修次数不得超过 1 次，返修后的检验按原检验标准进行。

（4）管道下沟

管线的焊接、无损检测、补口完成后，应及时下沟。不能及时下沟时，应采取防止滚管。一个作业（机组）施工段，沟上放置管道的连续长度不宜超过 10km。

下沟前，应复查管沟深度，清除沟内塌方、石块、积水、冰雪等异物。

管道应使用吊管机等起重设备进行下沟，不得使用推土机或撬杠等非起重机具。吊具应使用尼龙吊带或橡胶辊轮吊篮，不得使用钢丝绳。当采用吊篮下沟时，应使用吊管机下沟，起吊高度以 1m 为宜，吊管机使用数量不宜少于 3 台，起吊点间距不应超过 12m。

管道下沟过程中，应使用电火花检漏仪检查管道防腐层，检测电压应符合设计及现行有关标准的规定，如有破损或针孔应及时修补。

（5）清管、测径、试压、置换及投运

1) 清管

新建管道试压前应进行清管和吹扫，清管次数不少于 2 次，吹扫气体速度不小于 20m/s；

分段清管扫线应设置清管器临时收发设施和放空口，不应使用站内设施；

分段清管、试压、连头完毕后，应进行整体清管，清管应多次进行，以无游离水和杂质为宜，确保管内清洁度；

清管器所经干线截断阀门为全开状态。

2) 测径

管道清管后，宜利用测径清管器进行管道测径。测径圆盘的直径不应小于测径分段内设计最小管径的 90%。

测径后应检查测径板，如无明显变形，弯曲或大的划痕，则测径合格；如测径板有明显变形，则应分析管道变形原因及存在变形的部位，并应对管道进行整改，然后重新进行测径，直至合格为止。

3) 试压

公路穿越与所在线路一并试压，试验压力及要求与所在线路相同。穿越等级公路采用单体试压，分段试压管段长度不宜超过 35km。

试压合格后，试压段连头处的焊口可不再进行试压。但连头所用的短节直管，必须是经压力试验合格的管段，否则不能使用在连头上，且连头处焊口均应进行 100%超声波检测和 100%射线检测。

4) 置换

管道内空气的置换应在强度试压、严密性试压、吹扫清管合格后进行。应采用低压氮气或其他无腐蚀、无毒害性的惰性气体作为介质，站间进行全线置换。

置换管道末端应配备气体含量检测设备，当置换管道末端放空管口气体含氧量不大于 2%时即可认为置换合格。

当天然气与氮气进行置换时，置换过程中管道内气流速度不应大于 5m/s；用天然气置换管道内惰性气体时，置换管道末端天然气含量不应小于 80%。

5) 投运

试压合格后，管道管理单位可参照《天然气管道运行规范》SY/T5922-2012 相关规定制定投运方案及相应的安全应急预案，经相关部门批准通过后实施。如果没有立即投入运行，宜充入干燥氮气，保持内压大于 0.12~0.15MPa（绝）的干燥状态下的密封，防止外界空气重新进入管道。

(6) 管道回填

管道下沟后除预留段外应及时进行管沟回填。雨季施工、易冲刷、高水位及交通、生产等需要及时平整区段均应立即回填。

管沟回填前宜将阴极保护测试线焊好并引出，待管沟回填后安装测试桩。

回填前，如管沟内有积水，应排除，并立即回填。地下水位较高时，如沟内积水无法完全排除，应制定保证管道埋深的稳管措施。

严禁用机械设备在管沟回填时平整浅埋时的管顶覆土和在管顶覆土上扭转设备。

石方段管沟，应先在管沟垫 200mm 细土层。细土应回填至管顶上方 300mm。细土中夹石的最大粒径不应超过 20mm。然后回填原土石方，但石块的最大粒径不得超过 200mm。

管沟回填土应高出地面 300mm，用来弥补土层沉降的需要。覆土要与管沟中心线一致，其宽度为管沟上开口宽度，并应做成梯形或弧形。对于回填后可能遭受洪水冲刷或浸泡的管沟，应按设计要求采取分层压实回填、引流或压砂袋等防冲刷和防管道漂浮的措施。管沟回填土自然沉降密实后，应对管道防腐层进行地面检漏，且应符合设计规定。

(7) 穿越工程

本工程集气管道共穿越二级公路 1 处，三级以下公路 20 处；罗斯 202 井采气管线共穿越三级以下公路 1 处；罗斯 203 井采气管线共穿越三级以下公路 1 处。

具体穿越和做法说明如下：

①本工程集气管道穿越二级道路时采用顶管施工方式，该方式施工具有不破坏现有道路，减少开挖土方，不会对交通造成明显影响等优点。

顶管是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。

顶管穿越施工设备主要包括千斤顶、高压液压站、工具管、顶铁以及挖土设备等。施工工艺包括测量放线、作业坑开挖、设备安装、测量纠偏、顶进作业、土石开挖、浆注等工序。

②管道穿越三级以下公路等应加保护套管，征地属地同意后采用大开挖方式穿越。

管线工程所涉及的所有穿跨越工程内容见表 3.2-1。

3.2.1.3 运营期工艺流程

(1) 集输工艺

新建罗斯 202 井场、罗斯 203 井场和罗斯 2 井场各 1 座（共 3 座），新建线路截

断阀室 2 座，新建罗斯 2 井至 MA8 集气站集气管道 1 条，规格 DN150，材质 L360QS，长度 84km，设计压力 14.8MPa。改造 MA8 集气站 1 座。

罗斯 202 井场、罗斯 203 井场采用“加热节流、气液混输”的集输工艺。

罗斯 2 井采用“加热节流、接收罗斯 202 井场和罗斯 202 井场来气、气液分输、天然气经三甘醇脱水后干气外输”的集输工艺。

罗斯 202 井场、罗斯 203 井场井流物（井口压力 41MPa，井口温度 28℃）经油嘴节流至 20MPa（温度 52℃，此时天然气水合物形成温度 27℃），后经过加热炉加热至 53℃，再节流至 12.7MPa（温度 37℃，此时天然气水合物形成温度 21℃）后，进入孔板流量计计量后通过新建采气管线气液混输之罗斯 2 井。

罗斯 2 井场井流物（井口压力 41MPa，井口温度 28℃）经油嘴节流至 20MPa（温度 52℃，此时天然气水合物形成温度 27℃），后经过加热炉加热至 53℃，再节流至 11.9MPa（温度 35℃，此时天然气水合物形成温度 21℃）后，接收罗斯 202 井场和罗斯 203 井场来气，进入生产分离器进行气液分离，液相进入新建气田水管道；气相进入三甘醇脱水装置脱水，干气通过新建集气管道管线输送至下游已建 MA8 集气站，再通过已建 MA8 集输干线输送至和田河气田 500 万方天然气处理厂进行处理。

罗斯 2 井场所需燃料气由井场原料气经三甘醇脱水、脱硫、调压后提供，罗斯 202 井场、罗斯 202 井场所需燃料气由罗斯 2 井场新建燃料气管线提供。

罗斯 2 井场集输工艺流程见图 3.2.3。

（2）油气加工工艺

在罗斯 2 井场内新建 TEG 脱水装置 1 套，设计规模为 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；固体脱硫装置 1 套设计规模为 $0.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

1) 三甘醇脱水装置

本工程设置一套脱水装置，处理规模为 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （气体体积基准为 20℃、101.3kPa）。脱水装置操作弹性范围为 50%~120%，年运行时间为 7920h。

自井口来的含硫原料气进入 TEG 吸收塔下部。在塔内湿净化气自下而上与自上而下的 TEG 贫液逆流接触，脱除天然气中的绝大部分饱和水。脱除水分后的天然气经干气-贫液换热器与 TEG 贫液换热，再进入产品气分离器进行气液分离，分离后的产品气进入集输管线，部分调压后作站场燃料气。

从 TEG 吸收塔下部出来的 TEG 富液经 TEG 重沸器富液精馏柱顶换热盘管换热后进入 TEG 闪蒸罐闪蒸，闪蒸出来的闪蒸气增压至原料气管线。闪蒸后的 TEG 富液经过 TEG 溶液预过滤器、TEG 溶液活性炭过滤器、TEG 溶液后过滤器除去溶液中的机械杂质和降解产物，然后经 TEG 贫/富液换热器换热后进入 TEG 再生器的 TEG 缓冲器与 TEG 贫液进行换热，再到富液精馏柱中。气提气从贫液精馏柱下端进入。TEG 富液与重沸器来的水汽和气提气在富液精馏柱中接触，TEG 富液在富液精馏柱中被提浓，然后进入到 TEG 重沸器中被加热至 203℃左右，经贫液精馏柱二次气提后经缓冲罐进入 TEG 贫/富液换热器换热，经 TEG 循环泵送至干气/贫液换热器，冷却至 42℃左右进入吸收塔顶部，完成 TEG 的吸收、再生循环过程。

本装置 TEG 溶液循环量为 0.25m³/h，并设有溶液补充系统，以便在生产运行过程中及时补充 TEG 溶液。

三甘醇脱水工艺流程见图 3.2.4。产物节点见图 3.2.5。

2) 固体脱硫装置

本工程设置一套固体脱硫装置，处理规模为 8000m³/d（气体体积基准为 20℃、101.3kPa）。年运行时间为 8000h。

原料气条件：

流量：8000m³/d（20℃，101.3kPa）温度：20℃

压力：9MPa

原料气组成见表 3.2-2。

干法脱硫是指将原料气以一定空速通过装有固体脱硫剂的固定床，经过气-固接触交换，将气体中的 H₂S 吸附到脱硫剂上，达到净化的目的。本工程采用氧化铁吸附 H₂S，其反应原理为天然气中的 H₂S 和 Fe₂O₃·H₂O 发生反应生成 Fe₂S₃ 和 H₂O，反应中产生的 H₂O 附着在脱硫剂上。反应方程式如下：



因 Fe³⁺有强氧化性，故脱硫过程中还发生副反应，但副反应发生程度很低，约为百万分之九，副反应产生的 FeS、S 都吸附在脱硫富剂上，副反应方程式如下：



工艺流程为自三甘醇脱水装置干气部分调压后，进入固体脱硫塔上部与脱硫剂床层接触反应，脱除 H₂S 的干气经过脱硫塔底部，然后至各用气点。

固体脱硫工艺流程见图 3.2.6。产物节点见图 3.2.7。

采用固体脱硫法之后的燃料气气质条件有关参数如下：

流量：8000m³/d（20℃，101.3kPa） 温度：20℃

压力：9MPa

净化后燃料气组成见表 3.1-21。

固体脱硫装置主要生产控制分析项目见表 3.2-3。

3.2.2 环境影响因素分析

本工程建设可分为开发建设期、生产运营期、退役期三个阶段。

开发建设期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，在本工程建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本工程包括钻井、地面工程建设、采气、管线等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于气井及与其相关采气、井下作业、储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物导致的环境污染，详见图 3.2.8。

3.2.3 污染源强核算

3.2.3.1 施工期污染源强核算

施工期环境影响因素主要表现在采气井钻井、各类管线（单井采气管线、集输管线）、井场及集气站地面建设等施工活动中。废气主要来自钻井、管线、站场等建设过程中产生的扬尘和施工机械、施工车辆尾气等；废水主要为钻井废水、管道试压废水；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声；固体废物为钻井岩屑和建筑垃圾、生活垃圾等。

（1）废气

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

施工期废气主要为钻井废气、施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气。

①钻井废气

钻井期间的废气主要来源于钻井作业时柴油机组的燃烧废气以及无组织排放的烃类物质，其主要污染物为 NO₂、CO 和烃类等。

钻井过程中钻机使用大功率柴油机带动，井场使用柴油发电机照明，配备柴油发电机 2 台，钻井期柴油每天最大消耗量为 2t/d，钻井施工期为 185 天，试油期柴油每天最大消耗量为 0.06t/d，试油期为 20 天；钻井期和试油期消耗柴油量为 741.2t。

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗 1kg 柴油产生 CO: 10.722g, NO₂: 32.792g, THC: 3.385g。计算可知本工程钻井期间共向大气中排放 CO: 7.95t, NO₂: 24.31t, THC: 2.51t。

根据《车用柴油》(GB19147-2016) 表 3 要求，车用柴油 (VI) 中硫的含量 ≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为 10mg/kg 估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO₂ 为 0.02kg，钻井期间 SO₂ 排放量为 0.01t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

②施工扬尘

扬尘主要来自于施工场地的清理、平整，土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输。

1) 车辆行驶产生的扬尘

据有关调查显示，施工工地的扬尘以运输车辆行驶时产生的量最多，约占扬尘总量的 60%。表 3.2-4 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 3.2-4 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量 单位: kg/辆·km

P 车速	P					
	0.1(kg/m ²)	0.2(kg/m ²)	0.3(kg/m ²)	0.4(kg/m ²)	0.5(kg/m ²)	1.0(kg/m ²)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

2) 裸露场地产生的扬尘

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，较易产生扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

(2) 废水

钻井过程中产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水和生活污水。废水产生量随钻井周期、钻井深度和难度而异。

① 钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

本工程新钻 1 口罗斯 203 井，为直井，单井进尺 6550m。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数表，罗斯 203 采气井为普通井 (≥4km 进尺)，产污系数 52.64t/100m 进行估算，本工程直井采气井钻井进尺为 6550m，则钻井废水产生量为 3447.92t。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，最终由泥浆公司回收利用，不外排。

② 管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本工程管线总长度为 173.8km，试压废水为 434.5m³，管道试压分段进行，由罐车回收后用于后续其它管线试压。试压结束后排入防渗的暂存池，最终可用作工况场地降尘用水。

③生活污水

根据钻井方案，单井钻井周期为 185 天，按照钻井期 35 人，单人消耗水量 20L（参考《新疆用水定额》）计算，排水系数取 0.8，则钻井过程生活污水产生量约 103.6m³。管线及其它地面设施施工平均每天 60 人，地面设施与管线施工约 120 天，单人消耗水量 20L（参考《新疆用水定额》）计算，排水系数取 0.8，则地面施工过程生活污水产生量约 115.2m³，其排水水质与居民生活污水相近似，生活污水浓度 COD 为 350mg/l，BOD₅ 为 170mg/l、氨氮为 6mg/l、SS 为 24mg/l，各污染物的产生量为 COD 0.077t、BOD₅ 0.037t、氨氮 0.0013t、SS 0.005t。生活污水排入生活营地内设置的临时生活污水储集池，采用 HDPE 防渗膜防渗，施工结束后由罐车拉运至和田河作业区公寓生活污水处理设施进行处理。

(3) 噪声

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工场地噪声主要是施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声、施工人员的活动噪声和物料运输车辆产生的噪声。施工期主要噪声源及其源强详见表 3.2-5。

表 3.2-5 施工期主要噪声源及源强

噪声源名称	源强 (dB(A))
钻机	105
泥浆泵	100
柴油发电机	105
推土机	90
混凝土翻斗车	90
挖掘机	92
混凝土搅拌机	95
运输车辆	75
井下作业	105

(4) 固体废物

固体废物主要为钻井废弃泥浆、岩屑，以及施工废料、弃土和生活垃圾。

①施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程拟建各类管线总长度为 173.8km，则施工废料产生量约为 34.76t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至和田河作业区固体废物填埋场。

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富裕量。

②钻井废弃泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

本工程单井采气钻井进尺为 6550m，钻井泥浆产生量见表 3.2-6。

表 3.2-6 本工程采气单井钻井泥浆产生量

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	井深 m	泥浆量 m ³	钻井液体系
一开	0~100	660.4	100	100.72	膨润土-聚合物
二开	100~1500	406.4	1400	221.16	膨润土-聚合物
三开	1500~5782	241.3	4282	332.01	聚磺
四开	5782~6550	168.3	768	116.19	聚磺
合计				770.08	

根据以上计算可知，本工程单井产生钻井泥浆 770.08m³，其中非磺化水基泥浆为 321.88m³，磺化泥浆为 448.2m³。

③钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，经钻井液循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，分离后的钻井液回用于钻井液配置。

废弃岩屑产生、排放量与井身结构等因素有关，其中岩屑产生量可按下式计算：

本工程一开、二开采用水基钻井液，三开至四开采用聚磺钻井液，根据井身结构计算项目水基岩屑和磺化岩屑的产生量，详见表 3.2-7。

表 3.2-7 本工程采气单井钻井岩屑产生量

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	井深 m	岩屑量 m ³	钻井液体系
一开	0~100	660.4	100	75.32	膨润土-聚合物
二开	100~1500	406.4	1400	399.33	膨润土-聚合物
三开	1500~5782	241.3	4282	430.58	聚磺

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

四开	5782~6550	168.3	768	37.57	聚磺
合计					

根据以上计算可知，本工程单井产生钻井岩屑 942.8m³，其中非磺化水基岩屑为 474.65m³，磺化岩屑为 468.15m³。

在钻井井口采用随钻不落地技术处理，分离出岩屑和泥浆。其中膨润土泥浆岩屑(膨润土泥浆钻井岩屑)排入岩屑池，干化后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》(DB65/T3997-2017)后用于油气田开发过程中修路、填坑、铺垫井场或填埋；聚磺体系泥浆岩屑在井场不落地收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。

④施工队生活垃圾

本工程单钻井周期为 185 天，管线及其它地面设施施工约 120 天，钻井施工约为 35 人，管线及其它地面设施施工平均每天 60 人，每人每天产生生活垃圾 0.5kg，部署新钻 1 口井，整个施工过程生活垃圾共计 6.84t，生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至和田河作业区固体废物填埋场。

(5) 生态影响因素

生态影响主要体现在站场、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。集输管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

①占地

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采气井场、截断阀室的永久占地。

地面工程施工作业包括站场场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

本工程位于塔克拉玛干中部，地表为沙漠，基本无自然植被。根据估算，各项工程的永久性占地面积为永久占地 32796.8m²、临时占地 1070400m²，详见表 3.2-8。

土地利用现状图（土地利用图来源于国土二调数据）见图 3.2.9。

②土石方平衡

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

本工程涉及土石方的工程主要包括井场垫高、管线施工、道路施工。挖方施工应分层开挖，分层堆放，施工结束后分层回填，开挖土方均原地回填，垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续。本工程土石方平衡见表 3.2-9。

图 3.2.9 土地利用现状图

3.2.3.2 运营期污染源强核算

运营期气田开采过程环境影响因素主要体现在天然气集输及处理过程中产生的燃烧烟气和挥发性有机物、硫化氢；废水主要为天然气处理产生的采出水和火炬除液器废水；噪声源主要为天然气处理设备、井下作业；固体废物主要为井下作业固废、油泥（砂）、清管废渣、过滤废渣、废活性炭、废脱硫剂、废滤芯、沾油废物（含油抹布、劳保用品，废防渗膜）。

（1）废气

本工程气田生产过程中有组织废气主要包括 3 台加热炉燃烧烟气；罗斯 2 井场内 1 重沸器产生的燃烧烟气；三甘醇再生放空废气；罗斯 2 井场内橇装燃气发电机组产生的燃烧烟气。无组织挥发性废气为油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物及各井场和站场无组织挥发性硫化氢废气。

①加热炉燃烧烟气

运营期罗斯 2 井场、罗斯 202 井场、罗斯 203 井场各配套真空加热炉 1 套，用于加热井口天然气。罗斯 2 井场选用 350kW 的加热炉，罗斯 202 井场和罗斯 203 井场选用 250kW 的加热炉。真空加热炉所用燃料气是由罗斯 2 井场原料气经三甘醇脱水、脱硫、调压后的净化天然气。

经过计算，井场 3 台加热炉燃料燃烧排放 SO_2 0.0502t/a、 NO_x 0.88t/a、颗粒物 0.274t/a，浓度分别为：颗粒物： $20\text{mg}/\text{m}^3$ ， $20\text{mg}/\text{m}^3$ ， $20\text{mg}/\text{m}^3$ ； SO_2 ： $3.71\text{mg}/\text{m}^3$ ， $3.71\text{mg}/\text{m}^3$ ， $3.71\text{mg}/\text{m}^3$ ； NO_x ： $64.6\text{mg}/\text{m}^3$ ， $65.74\text{mg}/\text{m}^3$ ， $65.74\text{mg}/\text{m}^3$ ，均可达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）中新建燃气锅炉标准限值要求（ SO_2 ： $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，颗粒物： $20\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x ： $200\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

②重沸器产生的燃烧烟气

本工程 TEG 脱水装置设 1 根火管对重沸器进行加热，火管采用天然气作为燃料。其燃料气是由罗斯 2 井场原料气经三甘醇脱水、脱硫、调压后的净化天然气。

经过计算，TEG 脱水装置重沸器燃料燃烧排放 SO_2 0.006t/a、 NO_x 0.11t/a、颗粒物 0.033t/a，浓度分别为：颗粒物： $20\text{mg}/\text{m}^3$ ； SO_2 ： $3.66\text{mg}/\text{m}^3$ ； NO_x ： $67.16\text{mg}/\text{m}^3$ ，均可达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）中新

建燃气锅炉标准限值要求（ SO_2 ： $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，颗粒物： $20\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x ： $200\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

③三甘醇再生放空废气

根据设计单位提供资料，本工程 TEG 脱水装置产生的不凝气总量为 $14\text{m}^3/\text{d}$ ，放空的不凝气组分主要为水蒸气、少量甲烷及烃类，参考甲烷密度 $0.852\text{kg}/\text{m}^3$ 可知，不凝气产生量为 $3.94\text{t}/\text{a}$ ，由于不凝气水蒸气占比多，甲烷及烃类占比少，不具备回收价值。因此最终分离出的不凝气可依托新建放空火炬进行燃烧。

④橇装燃气发电机组产生的燃烧烟气

本工程在罗斯 2 井场内设置 AC380V 200kW 往复式天然气压缩发电机组 1 套（1 用 1 备），单台发电机最大用气量为 $0.2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，年运行 330d，年运行 7920h，燃料是由罗斯 2 井场原料气经三甘醇脱水、脱硫、调压后的净化天然气。天然气发电机组的设备形式为往复式内燃压缩发电机。

经过计算，燃气发电机组燃料燃烧排放 SO_2 $0.0034\text{t}/\text{a}$ 、 NO_x $0.84\text{t}/\text{a}$ 、颗粒物 $0.069\text{t}/\text{a}$ ，浓度分别为：颗粒物： $4.26\text{mg}/\text{m}^3$ ； SO_2 ： $0.21\text{mg}/\text{m}^3$ ； NO_x ： $51.84\text{mg}/\text{m}^3$ ，均可达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）中新建燃气锅炉标准限值要求（ SO_2 ： $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，颗粒物： $20\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x ： $200\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

⑤天然气集输及处理过程中无组织挥发有机废气

由上述公式核算结果可知，本工程天然气集输及处理过程中无组织非甲烷总烃的产生量约为 $0.486\text{t}/\text{a}$ 。

⑥天然气集输及处理过程中无组织挥发 H_2S

无组织排放 H_2S 计算思路为：通过无组织排放的非甲烷总烃推算出无组织排放的天然气排放量，根据天然气中硫化氢的浓度，计算出硫化氢的排放量，计算过程如下：

由上述公式核算结果可知，本工程天然气集输及处理过程中无组织硫化氢的产生量约为 $0.024\text{t}/\text{a}$ 。

（2）废水

本工程生产废水包括气田采出水及和火炬除液器废水。

①气田采出水

气田采出水主要来源于气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据试采方案预测，开发前期采出水水量较小，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加。气田各生产井采出液在罗斯 2 井场经 TEG 脱水装置脱水后通过气田转输水管线最终输至和田河气田 500 万方天然气处理厂，分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于地层。

根据设计单位提供资料，本工程营运期各生产井平均最大产水量为 $21\text{m}^3/\text{d}$ ，则本工程营运期生产后期采出水最大产生量为 $63\text{m}^3/\text{d}$ ，气田营运期采出水量共计 $20790\text{m}^3/\text{a}$ 。类比可知，气田采出水中主要污染物浓度 COD 为 4500mg/L 、石油类为 150mg/L 、SS 为 30mg/L 、 H_2S 为 1.5mg/L 。主要污染物产生量为 COD 93.56t/a 、石油类 3.12t/a 、SS 0.62t/a 、 H_2S 0.03t/a 。

②火炬除液器废水

根据火炬除液器凝液提升泵设计参数流量 $5\text{m}^3/\text{h}$ 可知，本工程火炬除液器最大产水量约为 $120\text{m}^3/\text{d}$ ，废水中主要污染物浓度 COD 为 4500mg/L 、石油类为 150mg/L 、SS 为 30mg/L 、 H_2S 为 1.5mg/L 。主要污染物产生量为 COD 178.2t/a 、石油类 5.94t/a 、SS 1.19t/a 、 H_2S 0.06t/a 。

火炬除液器废水通过气田转输水管线最终输至和田河气田 500 万方天然气处理厂，分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于地层。

（3）噪声

本次气田生产阶段，噪声源主要集中在井场。噪声源为各类机泵、锅炉、压缩机、分离器、火炬等。噪声源强在 $75\sim 120\text{dB(A)}$ ，常用设备如压缩机、分离器、锅炉、各种机泵类采取基础减震的措施，降噪效果可到 10dB(A) 至 15dB(A) ；火炬、井下作业等属于偶发噪声，持续时间短，随着操作的结束而消失。

（4）固体废物

气田生产过程中产生的固体废物主要是井下作业固废、油泥（砂）、清管废渣、过滤废渣、废活性炭、废脱硫剂、废滤芯、沾油废物（含油抹布、劳保用品，废防渗膜）。

①井下作业固废

根据表 3.2-17 计算，本工程共 3 口井，因此井下作业过程废压裂液产生量为 791.94m³/a，废酸化液产生量为 246.9m³/a，废洗井液产生量为 75.87t/a，井下作业固废自带回收罐进行回收，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。

②废脱硫剂

本工程设置一套固体脱硫装置，采用氧化铁吸附 H₂S，因此在脱硫过程中会定期产生废脱硫剂（主要成分为硫化铁、硫化亚铁）。年产生量约为 22.6m³。废脱硫剂属于一般工业固体废物，由脱硫橇生产厂家定期及时更换，回收利用。

③脱硫过程废滤芯

本工程设置一套固体脱硫装置，采用氧化铁吸附 H₂S，因此在脱硫过程中粉尘过滤器会定期产生废滤芯（主要成分为硫化铁、硫化亚铁）。年产生量约为 30 根。废脱硫剂属于一般工业固体废物，由脱硫橇生产厂家定期及时更换，回收利用。

④油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 年）中 07 石油和天然气开采业行业系数手册（续 35），天然气开采过程产生的油泥砂产污系数为 0.007t/万立方米产品，本工程以天然气 16500×10⁴m³/a 计算，油泥（砂）最大产生量为 115.5t/a。根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日），油泥（砂）危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，可委托塔里木油田绿色环保站进行处置。

⑤清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比调查，每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建各类管线共计 173.8km，每次废渣量约 199.87kg，由此计算可知废渣量约 99.94kg/a。清管废渣中含有少量管道中的油，根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日），清

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

管废渣危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，可委托塔里木油田绿色环保站进行处置。

⑥过滤废渣

罗斯 2 井场新建脱水装置原料气过滤分离器营运期会产生过滤废渣，年产生量约为 0.5t/a。根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日），过滤废渣危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，可委托塔里木油田绿色环保站进行处置。

⑦废活性炭

本工程需设置 TEG 溶液活性炭过滤器 1 套，活性炭的吸附率一般在 0.1-0.3kg/kg，本评价取 0.2kg/kg，每年更换一次，过滤三甘醇有机物约为 0.28t/a，则产生的活性炭（包括有机物）约为 0.056t/a。根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日），废活性炭类别为 HW49 其他废物中 900-039-49 烟气、VOCs 治理过程（不包括餐饮行业油烟治理过程）产生的废活性炭。可委托具有危废处理资质的单位进行无害化处置。

⑧沾油废物（含油抹布、劳保用品，废防渗膜）

修井作业在作业时会产生一些沾染废物（含油抹布、劳保用品，废防渗膜），产生量较小，运行期修井一般平均两年一次，每口井每次产生含油废物约 0.05t，本工程共部署 3 口井，每次产生含油废物约 0.15t，根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日），沾油废物类别为 HW08 废矿物油和含矿物油废物中非特定行业 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，可委托塔里木油田绿色环保站进行处置。

表 3.2-18 本工程固体废物产生及处置情况一览表

序号	固废名称	分类编号	产生量	处置方式
1	废压裂液		791.94m ³ /a	拉运至哈拉哈塘油田钻 试修废弃物环保处理站 进行无害化处理
2	废酸化液		246.9m ³ /a	
3	废洗井液		75.87t/a	
4	废脱硫剂	一般工业 固废	22.6m ³ /a	由脱硫橇生产厂家定期 及时更换，回收利用

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

5	废滤芯	一般工业 固废		30 根	由脱硫橇生产厂家定期 及时更换，回收利用
6	油泥（砂）	HW08	071-001-08	115.5t/a	委托塔里木油田绿色环 保站进行处置
7	清管废渣	HW08	071-001-08	0.1t/a	委托轮南塔里木油田绿 色环保站进行处置
8	过滤废渣	HW08	071-001-08	0.5t/a	委托塔里木油田绿色环 保站进行处置
9	废活性炭	HW49	900-039-49	0.056t/a	委托具有危废处理资质 的单位进行无害化处置
10	沾油废物（含 油抹布、劳保 用品，废防渗 膜）	HW08	900-249-08	0.15t	委托塔里木油田绿色环 保站进行处置

3.2.3.3 退役期环境影响因素分析

退役期的环境影响主要为井区停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

3.2.3.4 非正常及事故状态环境影响因素分析

本工程非正常工况主要是井喷、井漏、管线泄漏事故。

（1）井喷事故

井喷主要是在钻井和井下作业过程中发生的事故。本工程在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，天然气、采出水、凝析油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

（2）井漏事故

井漏事故一般发生在钻井过程或井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致钻井液或修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量钻井液或修

井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。

(3) 管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，管线发生破裂导致油品泄漏，造成环境污染。

3.2.3.5 污染物排放量汇总

本工程污染物排放情况见表 3.2-19，3.2-20。

3.3 清洁生产分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本工程为气田开发建设项目，生产过程主要包括钻井、采气、集输、处理及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对钻井及井下作业工艺清洁性、污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

3.3.1 清洁生产水平技术指标对比分析

(1) 指标分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本工程的清洁生产水平进行评价。

本工程钻井、井下作业、采气和集输处理作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表至下表。

(2) 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1 —定量评价考核总分值；

P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标表 3.3-1。

表 3.3-1 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.3-2 至表 3.3-4 计算可得：

——钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 90 分，综合评价 96 分。

——井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

——采气和集输：定量指标 90 分，定性指标 90 分，综合评价 90 分。

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

表 3.3-2 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	符合	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	100	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下； 2000m~3000m；3000m 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	95	10
		柴油机效率	%	10	≥80	>85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4) 污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区： ≤35	<35	10
		废弃钻井液	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	<10	10
		采油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/L	5	≤10	<10	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区： ≤150	<150	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本工程评分	
(1) 原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液		10	0	
		柴油消耗	具有节油措施		5	5	
(2) 生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先		5	5	
		压力平衡技术	具备欠平衡技术		5	5	
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地		5	5	
		固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备		5	5	
		井控措施	具备		5	5	
		有无防噪措施	有		5	5	
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	10	
		开展清洁生产审核，并通过验收			20	20	

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

(4) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	制定节能减排工作计划	5	5
		废弃钻井液处置措施满足法规要求	10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	5
		满足其他法律法规要求	5	5

表 3.3-3 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	3	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	76.0	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	232	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1375	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本工程评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施			具备	5	5

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证		15	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（3）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求		20	20

表 3.3-4 采气定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	≤50	30
（2）资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区： ≤150	0	5
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10
定性指标							

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好	5	5	
		采气	采气过程醇回收设施	10	/	10	0
			天然气净化设施先进、净化效率高	20	/	20	20
		集输流程		全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证			10	10	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况			5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况			5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况			5	5	

3.3.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了钻井、油气开采过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

3.4 污染物排放总量控制

3.4.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.4.2 污染物总量控制因子

根据本工程开采处理的工艺特点及本项目具体情况，在生产过程中总量控制的指标为氮氧化物和 VOCs。

3.4.3 总量控制建议指标

根据废气污染源计算结果，本次评价建议本工程各类加热装置的总量控制指标为 NO_x ：2.08t/a。运营期产生的 VOCs（非甲烷总烃）排放量估算为 0.486t/a。

3.5 相关法规、政策符合性分析

3.5.1 与相关政策符合性分析

3.5.1.1 与国家产业政策符合性分析

石油天然气开采业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（2019 年本）》（2021 年修改），“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”属鼓励类项目，均属鼓励类项目，本项目的建设符合国家产业政策。

3.5.1.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

工程运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析详见表 3.5-1。

表 3.5-1 项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	项目采取的相关措施	相符性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区。	符合
2	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。	本报告提出，井场、站场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域的蒸发量大于降水量，不需要	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	项目采取的相关措施	相符合分析
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。 事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	本报告提出运营期要定期对站场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
5	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。 对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。 对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	本工程使用无毒、低毒钻井液，钻井液循环使用。	符合
6	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
7	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送	本工程涉及的危险废物交由相应危险废物处理资质的单位回收处理。已建的危险废物暂存间，其贮存期限符合《中华人	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	项目采取的相关措施	相符合分析
	<p>交由资质的单位处置。</p> <p>煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物质，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。</p>	<p>民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《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》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布。</p>	
8	<p>煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。</p>	<p>天然气全部经过处理后外输，不放空。</p>	符合
9	<p>煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：</p> <p>（一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（二）震裂、压占等造成土地破坏的；（三）占用土地作为临时道路的；（四）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。</p>	<p>本工程位于塔克拉玛干中部，地表为沙漠，基本无自然植被。场站均采取了地面硬化、草方格等措施，退役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复。</p>	符合
10	<p>煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。</p>	<p>本工程投产后归属塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区管理，将项目实施区域纳入《塔里木油田塔西南勘探开发公司泽普油气开发部和田河采气作业区突发环境事件应急预案》</p>	符合

由表 3.5-1 可知，工程建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

3.5.1.3 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

“十四五”时期是开启全面建设社会主义现代化国家新征程、向第二个百年奋斗目标进军的第一个五年，是贯彻落实新时代党的治疆方略的关键五年。新疆生态环境保护“十四五”规划从“准确识变，科学把握新发展阶段”、“坚持创新引领，推动绿色低碳发展”、“应对气候变化，控制温室气体排放”、“加强协同控制，改善大气环境”、“强化‘三水’统筹，提升水生态环境”、“加强源头防控，保障土壤环境安全”、“推进农业绿色生产，改善农村生态环境”、“坚持系统保护，维护生态安全”、“强化风险防控，严守生态环境底线”、“加强安全监管，确保核与辐射安全”、“加强能力建设，提升环境监管水平”、“深化改革创新，建设现代环境治理体系”、“规划实施保障措施”等几个具体方面对新时期区域生态环境保护工作提出了新思想、新原则、新目标。规划要求在“十四五”时期，生产生活方式绿色转型成效显著，国土空间开发保护格局得到优化，能源开发利用效率大幅提升，能耗和水资源消耗、建设用地、碳排放强度得到有效控制，简约适度、绿色低碳的生活方式加快形成；生态环境质量持续改善，主要污染物排放总量持续减少，空气质量稳步改善，重污染天气明显减少，水环境质量保持总体优良，水资源合理开发利用，巩固城市黑臭水体治理成效，城乡人居环境明显改善；生态系统质量稳步提升。生态安全屏障更加牢固，生物多样性得到有效保护，生物安全管理水平显著提高，生态系统服务功能不断增强；环境安全得到有效保障，土壤污染风险管控和安全利用水平巩固提升，固体废物与化学物质环境风险防控能力明显增强，核安全监管持续加强，环境风险得到有效管控；现代环境治理体系进一步健全，生态文明制度改革深入推进，生态环境治理能力突出短板加快补齐，生态环境治理效能得到新提升。

其中，规划提出要坚持高质量发展与严格环境准入标准相结合，坚持淘汰落后与鼓励先进相结合，支持产业发展向产业链中下游、价值链中高端迈进，坚持推进产业结构优化调整。全力推动节能环保产业发展，引导产业向绿色生产、清洁生产、循环生产转变，加快推进产业转型升级。支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建

材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量；适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化；深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。

本工程为陆地天然气开采项目，项目的建设严格执行新要求、新标准，同时塔里木油田分公司不断优化调整开采工艺，推动油田产能开发过程中节能环保的发展，使企业向绿色生产、清洁生产转变。产能井场建有 RTU 一体化系统，信息上传至处理厂，井场基本实现了无人值守。本工程在建成运营过程中，实施全流程密闭集输，严格控制 VOCs 等污染物的无组织挥发；钻井岩屑进入不落地处理系统处理，处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后综合利用，危险废物严格按照《危险废物转移管理办法》（部令 2021 第 23 号），实施危险废物转移管理制度，同时按照新发布实施的《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）文件进行管理和要求。

综上，本工程的建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》。

3.5.1.4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见表 3.5-2。

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

表 3.5-2 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	井下作业时带罐，防止产生落地原油。产生的落地原油后，及时回收，100%回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置。	符合
2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	采出水送至和田河气田 500 万方天然气处理厂采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，全部回注油藏，不外排。	符合
3	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%。	本工程各生产井至 500 万方油气处理厂均为密闭流程，可将油气集输损耗降至 0.5% 以下。	符合
4	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80% 以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本工程天然气全部经过处理后外输，井场放空天然气可以做到充分燃烧。	符合
5	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	井下作业废液集中收后由罐车拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理达标后回注，不外排。	符合
6	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90% 以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别。	事故状态下产生的落地油 100% 回收，含油污泥交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
8	1) 油气田企业应制定环境保护管理规定，	罗斯 2 投产后将归塔西南勘探开发公	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	《政策》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
	建立并运行健康、安全与环境管理体系； 2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4) 建立环境保护人员培训制度；5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	司泽普采油气管理区运营，将本井区纳入塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区已有的 HSE 管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划。	

由表 3.5-2 可知，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.5.1.5 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

第四十四条 矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。

本工程施工过程采取“下垫上盖”措施，结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.5.1.6 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析

本工程与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

办环评函[2019]910 号) 符合性分析见表 3.5-3。

表 3.5-3 与“环办环评函[2019]910 号”符合性

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本工程采取的相关措施	相 符 性 分 析
1	各有关单位编制油气发展规划等总体规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料 and 成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田分公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书》，目前已取得审查意见（附件 13）。本工程试采方案已纳入塔里木油田地面建设“十四五”规划中。	符合
2	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性不良影响进行对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报。涉及海洋油气开发的，应当通报生态环境部及其相应流域海域生态环境监督管理局。	《塔里木油田分公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书》已经就规划实施的累积性、长期性不良影响进行分析，提出了预防和减轻不良环境影响的对策措施，并组织专家进行论证。	符合
3	规划环评应当结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护区、生态保护红线管控等要求，切实维护生态系统完整性和稳定性，明确禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因素，提出油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序等优化建议，合理确定开发方案，明确预防和减轻不良环境	《塔里木油田分公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书》已结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护区、生态保护红线管控等要求，切实维护了生态系统完整性和稳定性，明确禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因素，提出了油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本工程采取的相关措施	相 符 性 分 析
	影响的对策措施。严格落实“三线一单”（生态保护红线，环境质量底线，资源利用上线，生态环境准入清单）管控要求，页岩气等开采应当明确规划实施的水资源利用上限。涉及自然保护区、生态保护红线的，还应当符合其管控要求。在重点污染物排放总量超过国家或者地方规定的总量控制指标区域内，应当暂停规划新增排放该重点污染物的油气开发项目。在具有重大地下水污染风险的地质构造区域布局开发项目应当慎重，确需开发的，应当深入论证规划实施的环境可行性，采取严格的环境风险防范措施。	等优化建议，合理确定开发方案，明确了预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实了“三线一单”（生态保护红线，环境质量底线，资源利用上线，生态环境准入清单）管控要求。	
4	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	本工程是以罗斯 2 试采方案开展环评，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性。	符合
5	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏	本工程已要求回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本工程采取的相关措施	相 符 性 分 析
	注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。		
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,应遵循减量化、资源化、无害化原则,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物,应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究,重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响,分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求,促进固体废物合理利用和妥善处置。	本工程运营过程中事故状态下含油污泥交由轮南塔里木油田绿色环保站处置,不会对区域环境造成不利影响。	符合
7	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	本工程通过采取设备密闭等措施最大限度的减少了油气的无组织挥发。	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本工程采取的相关措施	相 符 性 分 析
8	<p>施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁能源，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。</p>	<p>工程的建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施；施工结束后应及时对项目区进行平整、清理，恢复临时占地。</p>	符合
9	<p>陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全带来的环境风险，尽量远离沿线居民。</p>	<p>本工程建设集区块生产、处理设施和输管线建设项目为一体，管线沿线无环境敏感区；针对不同的穿越工程，采取适宜的施工方式；针对集输管线可能发生的风险，提出了相应的风险防范措施。</p>	符合
10	<p>油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案</p>	<p>工程建成后归属塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区管辖，塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区具备完善的应急管理体系，本工程可依托其应急预案及应急物资。</p>	符合
11	<p>油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后，油气开采企业应当每年</p>	<p>工程建成后归属塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区管辖，塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区具备完善的健康、安全与环境（HSE）管理体系，项目正式开工后，要求油气开采企业每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，接受生态环境主管部门依</p>	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本工程采取的相关措施	相 符 性 分 析
	向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，涉及自然保护区和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管	依法监管	
12	工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。海洋油气勘探开发活动终止后，相关设施需要在海上弃置的，应当拆除可能造成海洋环境污染损害或者影响海洋资源开发利用的部分，并参照有关海洋倾倒废弃物管理的规定进行。拆除时，应当编制拆除环境保护方案，采取必要的措施，防止对海洋环境造成污染和损害。	本工程已提出工程设施退役后须采取有效的生态环境保护措施。	符合
13	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本工程信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
	有关工作的信息公开。		

3.5.1.7 与《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发[2018]133号）符合性分析

本工程与《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发[2018]133号）符合性分析见表 3.5-4。

表 3.5-4 与“新环发[2018]133号”符合性

序号	《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	油气田开发建设项目的建设运营单位（即项目业主单位）为油气田勘探开发活动环保责任单位，对在其作业区域内生产运营活动负有监督和管理责任。业主单位责任人为该油气田开发区域内环保第一责任人，要切实履行好监督管理的责任。	本工程已明确建设运营单位，并提出切实履行好监督管理责任的要求。	符合
2	严格落实油气田开发项目环评等级及权限。各油气田开发业主单位认真梳理区域内油气开发现状，明确环境影响已评价和开发范围（即老区块）、未评价和开发范围（即新区块）的范围坐标，整理形成油气田开发情况“一张图”报我厅环境影响评价处，凡属于环境影响评价文件批复区域内新增油气田开发建设行为，其增层开采、加密建井等均按照老区块开发建设编制环评文件，报地州市环保局审批；凡属于环境影响评价文件批复未涉及区域内的开发建设行为均按照新区块编报环评文件。未提交“一张	本工程严格落实了油气田开发项目环评等级及权限。塔里木油田分公司已组织整理“一张图”。	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
	图”的单位我厅暂不予受理其新申请项目环境影响评价审批文件。		
3	针对部分油气田开发企业存在的“边建边投、未验先投”环境违法行为开展专项清理。各油气田开发业主单位高度重视，认真开展自查，清理违法行为，对自查中存在“未批先建、未验先投”环保违法行为的项目，主动接受行政处罚，尽快完善环保手续；确属“分期建设”的，应制定实施分期建设、分期环保验收的整改方案，严格落实各项环境保护措施，依归合法生产运营。整改方案须明确整改完成竣工环境保护验收时间，已投产项目原则上须于 3 个月内完成竣工环境保护验收。自查报告和整改方案及建设及环评范围“一张图”于 9 月 30 日前同步上报。	本工程不属于“未批先建、未验先投”环保违法行为的项目。	符合
4	对属于整体开发的油气田开发区域，支持以整体开发建设项目报批环评文件，并结合油气田开发特点明确分期开发建设、分期投产的范围、时限及产能规模等，根据时限安排进行竣工保护验收和投运，从源头预防和杜绝违反“三同时”制度的环保违法行为。	本工程以试采开发建设项目上报环评文件，并明确了投产的范围、时限及产能规模等，从源头预防和杜绝了违反“三同时”制度的环保违法行为。	符合
5	严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求。各油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展	本工程已提出要严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求。对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
	环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提供建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施，推动油气田开发建设绿色高质量发展。	运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。	

3.5.1.8 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65 号）符合性分析

《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65 号）是为了深入打好污染防治攻坚战，强化细颗粒物（PM_{2.5}）和臭氧（O₃）协同控制，落实相关法律法规标准等要求，坚持精准治污、科学治污、依法治污，在继承过去行之有效的工作基础上，加快解决当前挥发性有机物（VOCs）治理存在的突出问题，推动环境空气质量持续改善和“十四五”VOCs 减排目标顺利完成。本工程与文件相符性分析详见**错误!未找到引用源。** 3.5-5。

表 3.5-5 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65 号）符合性

序号	通知中要求	本工程情况	符合性
1	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，有效减少废气排放。	符合

3.5.1.9 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本工程采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求，相符性分析详见**错误!未找到引用源。** 3.5-6。

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

表 3.5-6 本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	工程的建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率相关要求；针对井型、气藏类型选用专用钻井和井控设备、开采设备，从钻井、采气及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地。	符合
2	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处理钻井泥浆。	钻井过程符合清洁生产相关要求，钻井技术先进，钻井液体系设计切合实际，三开及以后开次配备了井控措施，钻井液采用不落地技术处理。	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制。	钻井时采用水泥浆固井，隔绝井筒和地层，防止污染地下水；井下作业带罐作业；运营期设水质监测井，落实地下水监测计划。	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄露，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急	工程建成后归属塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区管辖，塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区具	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	《规范》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
	预案，配备相应的应急物资。	备完善的应急管理体系，本工程可依托其应急预案及应急物资。	
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收。	凝析油全部回收；采出水进油田采出水处理系统，出水用于油气田注水开发，不外排；事故状态下的含油污泥委托轮南塔里木油田绿色环保站处置。	符合
6	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理。	根据本工程传输线路承载业务量的实际需要，各工艺站场及阀室设置网管模块化百兆接入层交换机（2 光口 4 电口），并根据站距的长短配置 80km 光功率的光模块，以确保满足光功率余量指标。以上设备均要求支持 IPV6 协议。主干光缆线路采用 24 芯铠装直埋 GYTA53 光缆与输气管道同沟敷设相结合的建设方案。新建光缆线路起于罗斯 2 井场，经 1、2#截断阀室，止于 MA8 集气站，光缆长度约为 90.72km。光缆采用 G.652 标准纤芯。	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	《规范》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
		支线光缆线路采用 12 芯 ADSS 架空光缆与新建电力线路同杆架空敷设相结合的建设方案。新建光缆线路起于罗斯 2 井场，分别止于罗斯 202、203 井场，光缆总长度约为 4.8km。光缆均采用 G.652 标准纤芯	

3.5.2 相关规划符合性分析

3.5.2.1 与《全国矿产资源规划》符合性分析

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本工程属于塔里木的油气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

3.5.2.2 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出要加快建设国家“三基地一通道”，建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本工程属于塔里木油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

3.5.2.3 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆国土空间划分为重点开发、限制开发和禁止开发区域。重点开发、限制开发和禁止开发三类主体功能区，是基于不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力，以是否适宜或如何进行大规模、高强度的工业化城镇化开发为基准划分的。新疆主体功能区划中，重点开发区域和限制开发区域覆盖国土全域，而禁止开发区域镶嵌于重点开发区域或者限制开发区域内。

本次开发方案位于皮山县和墨玉县北部，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，与主体功能区划不冲突。

3.5.2.4 《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》

本工程不属于高污染产业、建材行业落后产能、不符合产业准入标准和政策的落后项目、纺织印染项目、水泥行业。因此，本工程符合《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》（2018 年 2 月 1 日）的要求。

3.5.3 “三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18 号），本工程区域不在划定的生态保护红线内。本工程与生态保护红线位置关系图见图 3.5.1。

图 3.5.1 本工程与生态保护红线位置关系图

(2) 环境质量底线

本工程为石油天然气开采项目。施工期钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入泥浆不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；管道试压废水，试压结束后用于场地抑尘；施工人员生活污水拉运至和田河作业区公寓生活污水处理设施处理。运营期采出水依托和田河气田 500 万方天然气处理厂水处理系统处理，处理达标后回地层，井下作业废液集中收集后进入哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站内的处理系统，本工程不新增生活污水，正常运行期不会对周围地下水环境造成影响。

本工程钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相放置防渗暂存岩屑池（用 HJHY 系列二布一膜环保型防渗膜进行防渗）经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。三开、四开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于钻井液配备，固相用泥浆罐暂存，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。本工程运营期产生的固体废物包括主要是井下作业固废、油泥（砂）、清管废渣、过滤废渣、废活性炭、废脱硫剂、废滤芯、沾油废物（含油抹布、劳保用品，废防渗膜）。油泥（砂）、清管废渣、过滤废渣、沾油废物（含油抹布、劳保用品，废防渗膜）委托轮南塔里木油田绿色环保站进行处置。井下作业固废集中收集后由罐车拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。废脱硫剂和废滤芯属于一般工业固体废物，由脱硫橇生产厂家定期及时更换，回收利用。因此本工程固废能得到合理规范处置。

在采取相应措施后各类污染物排放均能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击。

(3) 资源利用上线

工程的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，项目用地不占用耕地、园地等。

工程运营过程中用水量较小，用电量也较小，符合资源利用上限的要求

(4) 生态环境准入清单

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（2019 本）》（2021 年修改），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。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划[2017]89 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）文规定，本工程所在行政区皮山县、墨玉县未列入该清单。

3.5.3.1 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号）相关要求的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号），新疆维吾尔自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格环境准入。

本工程与《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发〔2021〕18号)符合性分析结果见表 3.5-6。

表 3.5-6 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性	
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发〔2021〕18号)	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案(征求意见稿)》，本次试采方案均不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤	本工程废水均得到妥善处理，不向外环境排放；本工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，天然气采取密闭集输工艺。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

文件名称	文件要求	本工程	符合性
	环境风险得到进一步管控。		
资源利用上线	<p>强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等 4 个国家级低碳试点城市发回低碳试点示范和引领作用。</p>	<p>本工程主要利用资源为配制泥浆用水、锅炉、重沸器和燃气发电机组用气，本工程用水量及用气量较小，区域资源可保障工程实施；本工程位于和田地区皮山县和墨玉县，该工程不涉及碳排放</p>	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

文件名称	文件要求	本工程	符合性
	<p>自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。</p> <p>优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。</p>	<p>本工程位于塔克拉玛干沙漠腹地，不在生态保护红线区，属于一般管控单元。本工程实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本工程采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。</p>	<p>符合</p>

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

文件名称	文件要求	本工程	符合性
	<p>重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。</p> <p>一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。</p> <p>以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格环境准入。</p>	<p>本工程无行业准入条件，对照《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(2021 年修改)，属于鼓励类中的“第七类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”中的“开采”；对照《市场准入负面清单(2020 年版)》(发改体改规[2020]1880 号)，属于许可准入类项目。</p>	<p>符合</p>

3.5.3.2 与《关于印发〈新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求〉（2021 年版）的通知》（新环环评发〔2021〕162 号）相关要求的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号）的南疆三地州片区的管控要求，“加强绿洲边缘生态保护与修复，统筹推进山水林田湖草沙治理，禁止樵采喀什三角洲荒漠、绿洲区荒漠植被，禁止砍伐玉龙喀什河、喀拉喀什河、叶尔羌河、和田河等河流沿岸天然林，保护绿洲和绿色走廊。

控制东昆仑山-阿尔金山山前绿洲、叶尔羌河流域绿洲、和田河流域绿洲、喀什-阿图什绿洲的农业用水量，提高水土资源利用效率，大力推行节水改造，维护叶尔羌河、和田河等河流下游基本生态用水。”

本工程位于塔克拉玛干中部，不涉及绿洲边缘生态保护与修复内容。环评要求加强对荒漠植被的保护，规范油气勘探开发作业，提出了各项水土流失防治和防沙治沙措施，建设单位严格执行后，能有效遏制水土流失和沙漠化的加剧。

3.5.3.3 与《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（和行发〔2021〕38 号）相关要求的符合性分析

根据《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（和行发〔2021〕38 号），本工程三口井、1#截断阀室、采气管线和 56km 集输管线位于编码 ZH65322330001 的皮山县一般管控单元；本工程 MA8 集气站、2#截断阀室和 28km 集输管线位于编码 ZH65322230001 的墨玉县一般管控单元。工程的建设符合该管控单元的要求。相关符合性分析详见表 3.5-7~3.5-8。本工程与管控单元位置关系见图 3.5.2。

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

表 3.5-7 本工程与皮山县“三线一单”符合性分析一览表

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求	本工程采取措施	符合性	
ZH65322330001	皮山县一般管控单元 1	一般管控单元	空间布局约束	<p>1.在居民住宅区等人口密集区域和机关、医院、学校、幼儿园、养老院等其他需要特殊保护的区域及其周边，不得新建、改建和扩建石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目，或者从事其他产生恶臭气体的生产经营活动。已建成的，应当逐步搬迁或者升级改造。</p> <p>2.棉纺纱加工、毛染整精加工等新建项目仅限布局在皮山县三峡工业园区内。</p> <p>3.不得发展非节水农业，现有非节水农业应在 2020 年 12 月 31 日前完成节水改造。</p> <p>4.不得施用高毒农药。</p> <p>5.不得毁林、烧山、天然草地垦殖。</p> <p>6.不得对天然林进行商业性采伐。</p> <p>7.其他地方原则不再批准建设 10 蒸吨以下燃煤锅炉，除边远山区外逐步淘汰所有燃煤小锅炉。</p>	本工程不涉及	符合
				<p>1.新建、改扩建矿井规模不低于 30 万吨/年。</p> <p>2.现有达不到最低开采规模要求的矿山开采项目，应通过技术改造，逐步</p>	本工程在法定采矿权范围内进行开发	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求	本工程采取措施	符合性
			<p>达到最低开采规模要求。</p> <p>3.禁止在法定采矿权范围外采矿。</p>		
			<p>1.金矿采选项目：新建金矿采选项目开采矿石量最低生产规模达到 4 万吨/年。新建项目清洁生产水平达到国内要求。对废弃矿坑进行生态修复。</p> <p>2.土砂石开采：禁止用于粘土砖生产的土砂石开采。</p> <p>3.禁止在生态脆弱区的草原上从事采矿活动。现有采矿区、弃土场等已造成草场植被破坏的，限期进行修复。</p> <p>4.在非水源涵养区、饮用水源保护区等生态空间内，在确保区域生态环境风险可控，对生态功能不造成破坏情形，可以适当开展国家重大项目的战略性能源资源勘查和开采项目。</p>	本工程不涉及水源涵养区、饮用水源保护区，本工程是在确保区域生态环境风险可控，对生态功能不造成破坏情形下开展的资源开采	符合
			<p>1.任何单位和个人不得改变或者占用基本农田保护区。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。</p> <p>2.禁止发展非节水农业，现有非节水农业在 2020 年 12 月 31 日前完成节水改造、禁止施用高毒农药。</p> <p>3.禁止对粮食产地和蔬菜基地的污水灌溉，禁止在污染严重的土地种植养殖，防止农产品受到污染。</p>	本工程不涉及	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求	本工程采取措施	符合性
			<p>1.执行总体准入要求中废气、废水主要污染物排放总量的要求。</p> <p>2.农业源通过减排形成的减排量不得用于工业类建设项目。</p> <p>3.禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。</p> <p>4.城镇生活污水和工业企业废水处理后达标后不得直排进入地表水体，处理后出水有条件的优先工业回用，无工业利用途径的经灭菌消毒后通过管道或防渗渠道进行林木灌溉，采用慢速渗滤和地表漫流相结合的污水土地处理技术对城镇污水处理厂及工业企业污水处理设施处理后出水进行土地深度处理。</p>	本工程严格执行总体准入要求中废气、废水主要污染物排放总量要求	符合
			<p>5.禁养区外新建、扩建和改建规模化畜禽养殖场（小区），要配套建设废弃物处理设施、禽粪便污水基本实现资源化利用，病死畜禽实现无害化处理。现有未配套上述设施的规模化畜禽养殖场（小区），应限期完成改造。</p>	本工程不涉及	符合
			<p>1.采矿区、排土场、矸石场等实行边开采、边保护、边复垦。</p> <p>2.矿产资源勘查以及采选过程中排土场、矿区专用道路、矿山工业场地、沉陷区、矸石场、矿山污染场地等的生态环境保护与治理恢复工作须满足《矿山生态环境保护与治理恢复技术规范（试行）》（HJ651-2013）要求。</p>	本环评已提出各项生态保护和污染防治措施符合《矿山生态环境保护与治理恢复技术规范（试行）》	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求	本工程采取措施	符合性
				(HJ651-2013)的要求	
		环境 风 险 防 控	1.建立健全环境风险防控体系，制定环境风险应急预案，建设突发事件应急物资储备库，成立应急组织机构。 2.禁止建设排放重金属、“三致物”（指对人体具有致癌、致畸、致突变的物质）、剧毒物质（剧毒化学品和其他国家认定的剧毒物质）、持久性有机污染物的项目。 3.对使用和排放危险废物和危险化学品的工业企业，实行分类管理和全过程监控。	工程建成后归属塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区管辖，塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区具备完善的应急管理体系，本工程可依托其应急预案及应急物资	符合
			1.制定环境风险应急预案，成立应急组织机构，配备必要的应急设施和应急物资，定期开展环境风险应急演练。 2.废水处理设施、固体废物储存场所等配备完善的防扬散、防流失、防渗漏措施，严防对水体、土壤造成污染。配套生产设施及尾矿库防渗措施，严防尾矿对地下水、土壤造成污染。 3.建立土壤环境监测档案，定期监测其土壤和地下水环境质量状况	塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区具备完善的应急管理体系，本工程可依托其应急预案及应急物资；环评要求废水处	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		本工程采取措施	符合性
					理设施、固体废物储存场所等需要配备完善的防扬散、防流失、防渗漏措施；要求建立土壤环境监测档案，定期监测其土壤和地下水环境质量状况	
			资源利用效率	1.资源、能源利用量（率）应满足清洁生产先进及以上水平和行业准入和规范条件的要求。	本工程符合和田地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求	本工程采取措施	符合性
			<p>1.煤矿回采率、原煤入选率、煤矸石与共伴生矿产资源综合利用率不低于煤炭资源合理开发利用“三率”最低指标要求。</p> <p>2.新建矿山符合《煤炭行业绿色矿山建设规范》相关要求。</p>	本工程不涉及	符合
			<p>1.矿山开采回采率、选矿回收率和综合利用率等三项指标应符合自然资源部发布的相关矿种矿产资源合理开发利用“三率”最低指标要求（试行）。</p> <p>2.现有选矿企业废水循环利用率应达到 80% 及以上，新建及改造选矿企业废水循环利用率应达到 85% 及以上。</p> <p>3.清洁生产水平不得低于清洁生产国内先进水平。</p>	本工程清洁生产水平达到清洁生产国内先进水平	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求	本工程采取措施	符合性
			<p>1.矿山开采回采率、选矿回收率和综合利用率等三项指标应符合自然资源部发布的相关矿种矿产资源合理开发利用“三率”最低指标要求（试行）。</p> <p>2.新建项目清洁生产水平达到国内先进要求。</p>	本工程清洁生产水平达到清洁生产国内先进水平	符合

表 3.5-8 本工程与墨玉县“三线一单”符合性分析一览表

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求	本工程采取措施	符合性
ZH65322230001	墨玉县一般管控单元 1	一般管控单元	<p>空间布局约束</p> <p>1.在居民住宅区等人口密集区域和机关、医院、学校、幼儿园、养老院等其他需要特殊保护的区域及其周边，不得新建、改建和扩建石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目，或者从事其他产生恶臭气体的生产经营活动。已建成的，应当逐步搬迁或者升级改造。</p> <p>2.淀粉及淀粉制品制造、其他水泥类似制品制造、皮革制品制造、农产品初加工服务等新建项目仅限布局在墨玉县北京工业园区内。</p>	本工程不涉及	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求	本工程采取措施	符合性
			<p>3.不得在喀拉喀什河沿岸 2 公里范围内、城镇建成区布局养殖区。</p> <p>4.禁止水力发电项目。</p> <p>5.不得对天然林进行商业性采伐。</p> <p>6.新建农产品初加工服务、淀粉及淀粉制品制造、其他皮革制品制造（皮革制品制造）、其他水泥类似制品制造（石膏、水泥制品及类似制品制造）、建筑砌块和多孔砖等项目仅限于布局在墨玉县北京工业园区内。</p> <p>7.其他地方原则不再批准建设 10 蒸吨以下燃煤锅炉，除边远山区外逐步淘汰所有燃煤小锅炉。</p>		
			<p>1.金矿采选项目：新建金矿采选项目开采矿石量最低生产规模达到 4 万吨/年。新建项目清洁生产水平达到国内要求。对废弃矿坑进行生态修复。</p> <p>2.土砂石开采：禁止用于粘土砖生产的土砂石开采。不得新建年开采量高于 15 万立方米以上土砂石开采的项目。</p> <p>3.禁止在生态脆弱区的草原上从事采矿活动。现有采矿区、弃土场等已造成草场植被破坏的，限期进行修复。</p> <p>4.不得在沙尘源区、沙尘暴频发区布局，仅限布局在不破坏草原等生态环境的区域。</p> <p>5.禁止在喀拉喀什河、铁路、公路(高速公路、国道、省道)两侧可视范围</p>	本工程未在沙尘源区、沙尘暴频发区布局，在法定采矿权范围内进行开发	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求	本工程采取措施	符合性
			内进行开采土砂石。		
			<p>1.任何单位和个人不得改变或者占用基本农田保护区。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。</p> <p>2.禁止发展非节水农业，现有非节水农业在 2020 年 12 月 31 日前完成节水改造。禁止施用高毒农药。</p> <p>3.禁止对粮食产地和蔬菜基地的污水灌溉，禁止在污染严重的土地种植养殖，防止农产品受到污染。</p>	本工程不涉及	符合
			<p>1.执行总体准入要求中废气、废水主要污染物排放总量的要求。</p> <p>2.农业源通过减排形成的减排量不得用于工业类建设项目。</p> <p>3.禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。</p> <p>4.城镇生活污水和工业企业废水处理后达标后不得直排进入地表水体，处理后出水有条件的优先工业回用，无工业利用途径的经灭菌消毒后通过管道或防渗渠道进行林木灌溉，采用慢速渗滤和地表漫流相结合的污水土地处理技术对城镇污水处理厂及工业企业污水处理设施处理后出水进行土地深度处理。</p>	本工程严格执行总体准入要求中废气、废水主要污染物排放总量要求	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求	本工程采取措施	符合性
			5.禁养区外新建、扩建和改建规模化畜禽养殖场（小区），要配套建设废弃物处理设施、禽粪便污水基本实现资源化利用，病死畜禽实现无害化处理。现有未配套上述设施的规模化畜禽养殖场（小区），应限期完成改造。	本工程不涉及	符合
			1.采矿区、排土场、矸石场等实行边开采、边保护、边复垦。 2.矿产资源勘查以及采选过程中排土场、矿区专用道路、矿山工业场地、沉陷区、矸石场、矿山污染场地等的生态环境保护与治理恢复工作须满足《矿山生态环境保护与治理恢复技术规范（试行）》（HJ651-2013）要求。	本环评已提出各项生态保护和污染防治措施符合《矿山生态环境保护与治理恢复技术规范（试行）》（HJ651-2013）的要求	符合
		环境风险防控	1.建立健全环境风险防控体系，制定环境风险应急预案，建设突发事件应急物资储备库，成立应急组织机构。 2.禁止建设排放重金属、“三致物”（指对人体具有致癌、致畸、致突变的物质）、剧毒物质（剧毒化学品和其他国家认定的剧毒物质）、持久性有机污染物的项目。 3.对使用和排放危险废物和危险化学品的工业企业，实行分类管理和全过	工程建成后归属塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区管辖，塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区具备完善的应急管理体系	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求	本工程采取措施	符合性
			程监控。	系，本工程可依托其应急预案及应急物资	
			<p>1.制定环境风险应急预案，成立应急组织机构，配备必要的应急设施和应急物资，定期开展环境风险应急演练。</p> <p>2.废水处理设施、固体废物储存场所等配备完善的防扬散、防流失、防渗漏措施，严防对水体、土壤造成污染。配套生产设施及尾矿库防渗措施，严防尾矿对地下水、土壤造成污染。</p> <p>3.建立土壤环境监测档案，定期监测其土壤和地下水环境质量状况</p>	塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区具备完善的应急管理体系，本工程可依托其应急预案及应急物资；环评要求废水处理设施、固体废物储存场所等需要配备完善的防扬散、防流失、防渗漏措施；要求建立土壤环境监测档案，定期监测其土壤和地下水环境质量状况	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求	本工程采取措施	符合性
			<p>1.资源、能源利用量（率）应满足清洁生产先进及以上水平和行业准入和规范条件的要求。</p>	本工程符合和田地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求	符合
			<p>资源利用效率</p> <p>1.矿山开采回采率、选矿回收率和综合利用率等三项指标应符合自然资源部发布的相关矿种矿产资源合理开发利用“三率”最低指标要求（试行）。 2.现有选矿企业废水循环利用率应达到 80%及以上，新建及改造选矿企业废水循环利用率应达到 85%及以上。 3.清洁生产水平不得低于清洁生产国内先进水平。</p>	本工程清洁生产水平达到清洁生产国内先进水平	符合

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

环境管控单元 编码	环境管 控单元 名称	环境管 控单元 类别	管控要求	本工程采取措施	符合 性
			<p>1.矿山开采回采率、选矿回收率和综合利用率等三项指标应符合自然资源部发布的相关矿种矿产资源合理开发利用“三率”最低指标要求（试行）。</p> <p>2.新建项目清洁生产水平达到国内先进要求。</p>	<p>本工程清洁生产水平达到清洁生产国内先进水平</p>	<p>符合</p>

图 3.5.2 本工程与“三线一单”管控单元位置关系示意图

3.6 选址、选线合理性分析

本工程为试采工程，工程方案设计基于区块概念设计，合理布置井场、站场、管线及道路等。

井场、站场拟占用土地为沙地，选址周边无固定集中的人群活动区，也不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区，符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求。

本工程拟建管线的布置结合已建站场进行设计，在满足生产需求的前提下充分考虑缩短管线长度。

由于工程所在区域皮山县和墨玉县属于塔里木河国家级水土流失重点预防区。本工程无法避让塔里木河国家级水土流失重点预防区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减轻因工程建设带来的不利影响，减少水土流失。工程建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据工程影响预测分析，工程对周边产生的环境影响在可接受范围内。

综上，本工程选址、选线合理。

4.环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

(1) 皮山县

皮山县地处新疆维吾尔自治区西南，位于塔克拉玛干沙漠南缘，喀喇昆仑山北麓，北纬 $35^{\circ}22' \sim 39^{\circ}01'$ ，东经 $77^{\circ}31' \sim 79^{\circ}38'$ ；县境东西宽 $67.5\text{km} \sim 144.5\text{km}$ ，南北长 423km 。东与和田县、墨玉县相连，西邻叶城县，南在喀喇昆仑山与印度、巴基斯坦在克什尔的实际控制区交界，北濒麦盖提县、巴楚县。县城距首府乌鲁木齐 1811.6km （西行公路），直距 1038km ；距喀什地区叶城县 82km ，距和田地区墨玉县 164km ，距和田市 188km 。

(2) 墨玉县

墨玉县位于塔里木盆地南缘，地理坐标为东经 $79^{\circ}08' \sim 80^{\circ}4'$ ，北纬 $36^{\circ}36' \sim 39^{\circ}38'$ 。东与和田县隔河相望，西与皮山县相接，北入塔克拉玛干大沙漠腹地与阿克苏地区的阿瓦提县接壤；南北长 319.5km 、东西宽 $45 \sim 112.5\text{km}$ ，行政区域面积 2.5万 km^2 ，其中绿洲面积 846km^2 ，耕地面积 53.38万亩 。地势南高北低，南部最高点海拔 3600m ，北部最低点海拔 1120m 。

本工程位于新疆和田地区皮山县和墨玉县境北部。本工程地理位置见图 3.1.1，工程区域位置见图 3.1.2。

4.1.2 地形地貌

本工程周边地表均为沙漠，气田南缘座落着长条状的玛扎塔格山，山体西部近东西走向，东部为西北至东南走向，东西长约 100km ，宽 $1\text{km} \sim 3.5\text{km}$ ，高差达 $100\text{m} \sim 300\text{m}$ ，地形起伏大。山北是塔克拉玛干大沙漠，巨大的流动沙丘几乎与山脉持平，由于有山脉作屏障，山南只有零星小沙丘，地势平坦，属盐碱戈壁。

4.1.3 气象、气候

本工程地处欧亚大陆腹地，远离海洋，属暖温带大陆性干旱气候区，四季分明，干旱、炎热、降水稀少，风沙大，蒸发量大、昼夜温差大，晴多阴少、日光充足。常有春寒出现，春季气温回升快而不稳定。

本次评价以皮山气象站近 20 年的气象数据为依据，分析本工程所在区域的气象特征，主要包括风速、风向、温度、降水、日照和湿度等。

4.1.4 区域水文地质

4.1.4.1 地表水

墨玉县境内有 3 条河流，喀拉喀什河发源于喀喇昆仑山北麓，从排孜阿瓦提出山口，向北偏东行，形成墨玉河，流径于康西拉西处，与玉龙喀什河汇合形成和田河。工程区位于和田河西侧 89km 处。和田河纵穿塔克拉玛干大沙漠，最后汇入塔里木河。全长 808km。水源以融雪为主，还有少量降水。河界上段的排孜阿瓦提以上为常流水，以下则为季节性流水。每年 10 月份到次年 5 月，上段水量少，下段为枯水期。多年平均年径流量 $21 \times 10^4 \text{m}^3$ ，洪水期出现在 6 月上旬至 8 月下旬。洪峰多在 7 月 20 日前后，1999 年最高洪峰流量达 $1340 \text{m}^3/\text{s}$ 。枯水期出现在 12 月至次年 1 月，最大枯水量只有 $8 \text{m}^3/\text{s}$ 。

本次建设内容东距和田河约 89km，周围无地表河流。

4.1.4.2 地下水

本工程位于塔克拉玛干沙漠腹地，地下水极其匮乏，由于蒸腾作用强烈，水质矿化度较高，无利用价值，属极差水区。

①地层

根据区域水文地质资料调查，区域出露的地层比较简单，均为第四系全新统风积物(沙丘)，岩性单一，为灰黄色、黄色的细砂、粉砂，结构松散。区域内第四系厚度的变化规律是:东南部第四系厚度较大，约 330-350m，最大厚度约 350m；由东南部向中部第四系厚度逐渐减小，厚度由 330m 减小为 310m 左右；从中部向西北部，第四系厚度由 310m 迅速减小为 170m 左右；在北部边界附近，第四系厚度最小，约 160m 左右。

②构造

塔里木地台位于天山和昆仑地槽褶皱系之间，包括塔里木盆地及周边山区，北以库尔勒、乌恰、阿其克库都克深断裂为界，南以阿尔金、柯岗深断裂为界。塔里木地台由一系列断隆和坳陷构成，可划分为五个三级构造单元和十九个四级构造单元，宏观上一般可概括为“三隆四坳”，并具有三重结构。

三隆包括塔北隆起、塔中隆起和塔南隆起，面积 18 万 km²；四坳是：库车坳陷、塔东坳陷、塔西南坳陷和塔东南坳陷，面积 35 万 km²。本工程位于塔西南坳陷。

③水文地质条件

在区域上，南部终年积雪的昆仑山常年大量的冰雪消融水为区域地下水提供了充沛的补给来源。节理裂隙发育的古老变质岩系和山前松散堆积物是地表水转化为地下水的良好通道和赋存场所，尤其是山前巨厚的第四系松散堆积层是区域地下水赋存的主要场所和富水地段。巨大的地势高差为地下水运移提供了动力。北部浩瀚沙漠区地下水的强烈蒸发，是地下水消耗的主要方式。

④地下水补给、径流和排泄

沙漠区地下水的补给主要来源于南部上游区地下水的侧向径流补给。其次，在沿喀拉喀什河、玉龙喀什河、和田河河道部位，特大洪水时暂时性洪流的渗入补给也是补给来源之一，但补给量极不均匀、不固定。

工程区地下水径流方向总体上由南向北，水力坡度极小，地下水基本处于滞缓状态。地下水的排泄方式主要是蒸发消耗为主。此外，还向区外进行侧向径流排泄。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量现状调查与评价

4.2.1.1 区域大气环境质量达标判定

根据中国环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统提供的数据，和田地区 2020 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 14μg/m³、26μg/m³、128μg/m³、58μg/m³；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.8mg/m³，O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 112μg/m³；超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为 PM₁₀、PM_{2.5} 因此判定和田地区为

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

环境空气质量非达标区。区域环境空气质量现状评价表详见表 4.2-1。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价结果一览表

监测因子	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均值	14	60	23	达标
NO ₂	年平均值	26	40	65	达标
PM ₁₀	年平均值	128	70	183	超标
PM _{2.5}	年平均值	58	35	166	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.8mg/m ³	4mg/m ³	45	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	112	160	70	达标

工程所在区域 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 的二级标准要求；PM_{2.5}、PM₁₀ 年浓度超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。和田地区属于南疆偏远地区，根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境>(HJ2.2-2018) 差别化政策有关事宜的复函》，和田地区实行环境影响评价差别化政策，新建工程可不提供颗粒物区域削减方案。

4.2.1.2 特征因子补充监测

(1) 监测点位及监测项目

本次评价引用《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》中的环境空气质量现状数据。

监测点位基本信息见表 4.2-2 和图 4.2.1。

表 4.2-2 补充监测点位基本信息

监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	与本工程相对方位	与本工程最近距离(m)	监测单位
	经度	纬度					
和田河气田作业区			硫化氢、非甲烷总烃	2022 年 2 月连续监测 7 天、每天采样 4 次	本工程东侧	38000	

(2) 数据代表性

在监测点位方面，所引用的监测点位共 1 个，符合导则要求；监测期间罗

斯 2 井区未进行油气开采及集输生产，无特征污染物排放，所引用点位监测数据可反应工程区环境空气质量现状；在监测时间方面，所引用数据均在 3 年以内，且连续监测 7 天、每天采样 4 次、每次采样不少于 45 分钟，满足时效要求及采样要求；监测因子方面，引用点位所监测的项目均为本工程所有的特征因子，满足监测因子要求；采样及分析方法方面，引用数据的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行、分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行，满足要求。

(3) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³。硫化氢 1 小时平均浓度执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

(4) 评价方法

采用最大值占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}} \times 100\%$$

式中：

P_i——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

(5) 评价结果

监测及评价结果见表 4.2-3。

表 4.2-3 监测评价结果监测结果表

监测点名称	污染物	平均时间	评价标准 / (μg/m ³) (二级)	监测浓度范围 / (μg/m ³)	最大浓度占标率 / %	超标率 / %	达标情况
和田河气田作业区	NMHC	1h	2000			0	达标

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

	硫化氢	1h	10			0	达标
--	-----	----	----	--	--	---	----

从上表可以看出，本工程区域特征污染物非甲烷总烃小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³要求。硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

图 4.2.1 监测点位布置图

4.2.2 地表水环境现状调查与评价

本工程地表水评价等级为三级 B，且与和田河无直接水力联系，因此无需进行地表水环境质量现状调查。

4.2.3 地下水环境现状调查与评价

(1) 调查方法

本次评价引用《和田河气田开发调整方案地面工程环境影响报告书》中的地下水环境监测数据。本次引用点位共 3 个，分别处于工程区上下游以及两侧，符合地下水导则二级评价布点要求，另外所引用监测点位与本工程处于同一水文地质单元，能够反应工程区地下水环境质量现状。

(2) 监测点位

本次引用地下水监测点位具体情况见表 4.2-4、图 4.2.1 所示。

表 4.2-4 地下水环境监测点位情况统计表

监测点位置	坐标	采样时间	与工程位置关系	监测对象	监测单位
			工程区下游	潜水含水层	
			工程区两侧		
			工程区上游		

(3) 监测频率

监测 1 天，每个点位采样 1 次。

(4) 监测项目及分析方法

① 监测项目

K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 共计 8 项；色度、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH 值、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群*、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共计 35 项。

② 分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.2-5。

表 4.2-5 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表 单位：mg/L(pH 除外)

序号	监测项目	分析方法	分析方法来源	检出限(mg/L)
1	色度	铂-钴标准比色法	GB/T 5750.4-2006	—
2	臭(嗅)和味	嗅气和尝味法	GB/T 5750.4-2006	—
3	浑浊度	散射法-福尔马肼标准	GB/T 5750.4-2006	0.5NTU
4	肉眼可见物	直接观察法	GB/T 5750.4-2006	—
5	pH 值	玻璃电极法	GB/T 6920-1986	—
6	氨氮	纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025mg/L
7	总氮	碱性过硫酸钾消解紫外分光光度法	HJ 636-2012	0.05mg/L
8	总磷	钼酸铵分光光度法	GB/T 11893-1989	0.01mg/L
9	硝酸盐氮	紫外分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.2mg/L
10	亚硝酸盐氮	重氮偶合分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.001mg/L
11	挥发性酚类	萃取分光光度法	HJ 503-2009	0.0003mg/L
12	氰化物	异烟酸-吡唑酮分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.002mg/L
13	砷	原子荧光法	HJ 694-2014	0.3μg/L
14	汞	原子荧光法	HJ 694-2014	0.04μg/L
15	硒	原子荧光法	HJ 694-2014	0.4μg/L
16	铬(六价)	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 5750.6-2006	0.004mg/L
17	总硬度	乙二胺四乙酸二钠滴定法	GB/T 5750.4-2006	1.0mg/L
18	氟化物	离子选择电极法	GB/T 5750.5-2006	0.2mg/L
19	铝	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	1.15μg/L
20	铅	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.09μg/L
21	镉	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.05μg/L
22	铁	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.03mg/L
23	锰	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.01 mg/L
24	铜	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.08μg/L
25	锌	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.67μg/L
26	钼	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.06μg/L
27	镍	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.06μg/L
28	总铬	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.11μg/L
29	钠	离子色谱法	HJ 812-2016	0.02mg/L

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	监测项目	分析方法	分析方法来源	检出限(mg/L)
30	溶解性总固体	称量法	GB/T 5750.4-2006	—
31	耗氧量	酸性高锰酸钾滴定法	GB/T 5750.7-2006	0.05mg/L
32	硫酸盐	离子色谱法	HJ 84-2016	0.018mg/L
33	氯化物	离子色谱法	HJ 84-2016	0.007mg/L
34	总大肠菌群	滤膜法	GB/T 5750.12-2006	—
35	菌落总数	平皿计数法	GB/T 5750.12-2006	—
36	石油类	紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01mg/L
37	K ⁺	离子色谱法	HJ 812-2016	0.02mg/L
38	Na ⁺			0.02mg/L
39	Ca ²⁺			0.03mg/L
40	Mg ²⁺			0.02mg/L
41	CO ₃ ²⁻	滴定法	DZ/T 0064.49-1993	5mg/L
42	HCO ₃ ⁻			5mg/L
43	Cl ⁻	离子色谱法	HJ 84-2016	0.007mg/L
44	SO ₄ ²⁻			0.018mg/L

(5) 评价标准

地下水环境质量现状评价按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准进行评价，其中该标准中未列明的石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准进行评价。

(6) 评价方法

采用标准指数法对监测结果进行评价。标准指数 > 1，表明该水质因子已超标，标准指数越大，超标越严重。标准指数计算公式如下：

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式为：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{ 时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{ 时}$$

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；
 C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；
 C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L；
 P_{pH} ——pH 的标准指数，无量纲；
 pH ——pH 监测值；
 pH_{sd} ——标准中 pH 的下限值；
 pH_{su} ——标准中 pH 的上限值。

(7) 监测及评价结果

工程区域地下水环境现状监测及评价结果见表 4.2-6。

表 4.2-6 地下水质量现状监测及评价结果一览表

检测项目	标准值		潜水含水层		
			1#水源地下水	3#水源井	玛东 3 井
色度	≤15 度	监测值(度)			
		标准指数			
溴和味	无	监测值			
		标准指数			
浑浊度	≤3	监测值(NTU)			
		标准指数			
肉眼可见物	无	监测值			
		标准指数			
pH 值	6.5~8.5	监测值			
		标准指数			
总硬度	≤450	监测值			
		标准指数			
溶解性总固体	≤1000	监测值			
		标准指数			
硫酸盐	≤250	监测值			
		标准指数			
氯化物	≤250	监测值			
		标准指数			
铁	≤0.3	监测值			
		标准指数			

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

检测项目	标准值	潜水含水层			
		监测值			
锰	≤0.10	监测值			
		标准指数			
铜	≤1.0	监测值			
		标准指数			
锌	≤1.0	监测值			
		标准指数			
铝	≤0.20	监测值			
		标准指数			
挥发性酚类	≤0.002	监测值			
		标准指数			
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值			
		标准指数			
氨氮	≤0.50	监测值			
		标准指数			
硫化物	≤0.02	监测值			
		标准指数			
总大肠菌群	≤3.0MPN/100mL	监测值			
		标准指数			
菌落总数	≤100CFU/mL	监测值			
		标准指数			
亚硝酸盐氮	≤1.00	监测值			
		标准指数			
硝酸盐氮	≤20.0	监测值			
		标准指数			
氰化物	≤0.05	监测值			
		标准指数			
碘化物	≤0.08	监测值			
		标准指数			
汞	≤0.001	监测值			
		标准指数			
砷	≤0.01	监测值			

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

检测项目	标准值	潜水含水层			
		标准指数			
硒	≤0.01	监测值			
		标准指数			
镉	≤0.005	监测值			
		标准指数			
六价铬	≤0.05	监测值			
		标准指数			
铅	≤0.01	监测值			
		标准指数			
苯	≤0.01	监测值			
		标准指数			
甲苯	≤0.7	监测值			
		标准指数			
耗氧量	≤3.0	监测值			
		标准指数			
石油类	≤0.05	监测值			
		标准指数			
氟化物	≤1.0	监测值			
		标准指数			
三氯甲烷	≤0.06	监测值			
		标准指数			
四氯化碳	≤0.002	监测值			
		标准指数			

由表 4.2-6 分析可知，本工程地下水监测点中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物和氟化物存在超标现象，评价区地下水中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物和氟化物超标与其地质条件和地下水的赋存条件有关，并非受人类活动所致。除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物和氟化物之外的其它监测因子的标准指数均小于 1，满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III 类标准。

4.2.4 声环境现状评价

根据现场勘察，井场周围 10 公里内无人居住，周围无声环境保护目标。根

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，评价范围内现状声源源强调查可采用收集资料法确定。

本次噪声现状评价引用《和田河采气作业区环境影响后评价报告书》中的监测数据。

(1) 监测点位

MA8 集气站厂界四周各设 1 个背景值监测点。图 4.2.1 所示。

(2) 监测项目：连续等效 A 声级 Leq[dB(A)]。

(3) 监测方法：依据《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的方法进行监测。

(4) 监测时间：本次现状监测时间为 2020 年 10 月 17 日-10 月 18 日。

(5) 评价标准

区域声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

(6) 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

(7) 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.2-7。

表 4.2-7 声环境现状监测及评价结果表

监测点位	测量时间	等效声级 dB (A)		测量时间	等效声级 dB (A)		标准		达标情况
		昼间	夜间		昼间	夜间	昼间	夜间	
MA8 集气站东南侧							60	50	达标
MA8 集气站东北侧							60	50	达标
MA8 集气站西							60	50	达标

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

南侧									
MA8 集 气站西 北侧						60	50		达 标

从表 4.2-7 可以看出，集气站各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

4.2.5 土壤环境现状调查与评价

4.2.5.1 土壤类型

根据遥感影像图、土壤类型图及现场踏勘结果，工程区占地范围内的土壤类型以风沙土和荒漠土为主。土壤类型现状图见图 4.2.2。

4.2.5.2 土壤环境质量现状监测与评价

（1）监测点位

本次土壤评价引用《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》和《和田河气田开发调整方案地面工程环境影响报告书》中的监测数据。

监测点位信息见表 4.2-8。图 4.2.1 所示。

表 4.2-8 土壤采样点位一览表

监测点位	监测时间	监测点位	监测频率/要求	监测因子	监测单位
			表层样：0-0.2m；监测 1 次	45 项基本因子+石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	
			表层样：0-0.2m；监测 1 次	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	
			表层样：0-0.2m；监测 1 次	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	

图 4.2.2 本工程区域土壤类型图

(2) 采样方法

参照相应国标或《环境监测分析方法》《土壤元素的近代分析方法》《土壤环境监测技术规范》的有关章节的要求进行采样及分析。每个表层样在 0~20cm 取 1 个土样。

(3) 监测因子

检测项目：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地中 45 项基本因子；特征因子石油烃。

(4) 评价标准

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) (GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准。

(5) 评价方法

采用标准指数法：

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中：C_i——i 污染物的监测值；

S_i——i 污染物的评价标准值；

P_i——i 污染物的标准指数。

(6) 监测结果与评价

具体监测及评价结果见表 4.2-9~4.2-10。

表4.2-9 建设用地土壤环境质量评价（石油烃）

监测点位	监测层位	石油烃		标准限值 (mg/kg)
		监测值 (mg/kg)	Pi	
				4500
				4500

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

表 4.2-10 建设用地土壤环境质量评价 (47 项)

序号	监测项目	监测单位			标准限值 (mg/kg)
1	pH(0)	无量纲			/
2	砷	mg/kg			60
3	汞	mg/kg			38
4	铜	mg/kg			18000
5	铅	mg/kg			800
6	镉	mg/kg			65
7	镍	mg/kg			900
8	铬(六价)	mg/kg			5.7
9	石油烃	mg/kg			4500
10	苯	mg/kg			4
11	甲苯	mg/kg			1200
12	氯乙烯	mg/kg			0.43
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg			66
14	二氯甲烷	mg/kg			616
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg			54
16	1,1-二氯乙烷	mg/kg			9
17	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg			596
18	氯仿	mg/kg			0.9
19	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg			840
20	四氯化碳	mg/kg			2.8
21	1,2-二氯乙烷	mg/kg			5
22	三氯乙烯	mg/kg			2.8
23	氯甲烷	mg/kg			37
24	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg			2.8
25	四氯乙烯	mg/kg			53
26	氯苯	mg/kg			270

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

序号	监测项目	监测单位		标准限值 (mg/kg)
27	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg		10
28	乙苯	mg/kg		28
29	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg		570
30	邻二甲苯	mg/kg		640
31	苯乙烯	mg/kg		1290
32	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg		6.8
33	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg		0.5
34	1,4-二氯苯	mg/kg		20
35	1,2-二氯苯	mg/kg		560
36	萘	mg/kg		70
37	1,2-二氯丙烷	mg/kg		5
38	硝基苯	mg/kg		76
39	苯胺	mg/kg		260
40	2-氯酚	mg/kg		2256
41	苯并(a)蒽	mg/kg		15
42	苯并(a)芘	mg/kg		1.5
43	苯并(b)荧蒽	mg/kg		15
44	苯并(k)荧蒽	mg/kg		151
45	蒽	mg/kg		1293
46	二苯并(a,h)蒽	mg/kg		1.5
47	茚并(1,2,3,-cd)芘	mg/kg		15

从评价结果可以看出，各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

4.2.6 生态环境现状调查与评价

(1) 土地利用现状与评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，以确定工程区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。土地利用现状图见

图 3.2.9。本次开发方案内建设内容的主要土地类型为裸地。

(2) 生态背景调查

①生态系统

本工程所在区域生态系统主要为荒漠生态系统。

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。

区域属于新疆南部地区塔里木盆地荒漠生态系统。土壤主要为风沙土，属于典型的盐生荒漠。

②动植物

本工程所在区域地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有芦苇、柽柳等植物群落。区域植被类型图见图 4.2.3。

区域动物种群数量较少，多为爬行类和啮齿类动物。塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物 34 种，其中爬行类 5 种，哺乳动物 14 种，鸟类 15 种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存(仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内)。在气田开发区域，因气田开发建设活动早已开展，人类活动频繁，加之地处塔克拉玛干沙漠腹地，动物种类较少，主要为爬行类、啮齿类动物。

(3) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区生态功能区属于IV 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区-IV3 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区—26、乌塔克拉玛干沙漠西部流动沙漠景观生态功能区。

规划区生态功能区划见表 4.2-11。

表 4.2-11 项目区生态功能区划表

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

IV 塔里木盆地 暖温带荒漠及绿洲农业生态区	IV3 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区	68. 塔克拉玛干沙漠西部流动沙漠景观生态功能区	沙漠景观、风沙源地	极端干旱、风沙肆虐、威胁下风向皮山、墨玉绿洲安全	生物多样性 和生境 不敏感， 土壤侵蚀 高度敏感，土地 沙漠化极 度敏感， 土壤盐渍 化轻度敏 感。	保护麻扎塔格山前稀疏胡杨林、保护沙漠古城遗址
---------------------------	--------------------------	--------------------------	-----------	--------------------------	---	------------------------

图 4.2.3 本工程区域植被类型图

4.2.7 区域水土流失现状

4.2.8 区域沙化土及防沙治沙现状

图 4.2.4 沙化土地分布图

5.环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响预测与评价

5.1.1 生态环境影响特征

从本工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中和工程建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 油气田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在塔克拉玛干沙漠西部流动沙漠景观生态功能区背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

油气田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表5.1-1 油气田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	开发期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场占地，临时占地主要为管道作业带占地和场站施工临时占地等，本工程占用植被和土壤情况见表 5.1-2。

永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。本工程永久占地和临时占地分别 32796.8m² 和 1070400m²，施工活动和工程占地在气田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。

5.1.2.2 对植被的影响分析

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

5.1.2.4 对景观及生态系统结构、功能影响分析

5.1.2.5 水土流失影响分析

5.1.2.6 工程实施对周边沙化土地的影响

5.1.3 施工期大气环境影响分析

5.1.3.1 污染源分析

施工期废气主要包括施工机械及运输车辆产生的燃油废气，井场、站场和管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘。

5.1.3.2 施工期大气环境影响分析

本工程在施工期对环境空气的影响主要为管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

(1) 施工机械（包括柴油钻机、发电机）和运输车辆燃料废气

本工程的废气主要来源于施工机械及运输车辆燃料燃烧废气，排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的进行而停止。由于使用符合国家标准的燃料，且周边无居民区、地域空旷，扩散条件良好，燃料废气对环境空气影响较小。

(2) 运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘

作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。

在油气田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。随油气田开发进入产液期，区块道路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

(3) 施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①井场和站场的地基开挖、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

气田开发阶段，钻井工程、地面管线工程和场站改建工程，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本工程地面工程施工活动范围周边无环境感点，且区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、柴油发电机废气、机械设备车辆尾气等不会对区域环境空气产生明显影响。

5.1.3 施工期水环境影响分析

5.1.3.1 施工期地表水环境影响分析

气田在区域无地表水系分布。施工期钻井废水、试压废水、生活污水等均得到妥善处置，不外排。同时在严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423—2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况下，可大大减少对地表水环境的影响。

5.1.3.2 施工期地下水环境影响分析

(1) 钻井作业对地下水含水层影响分析

本工程钻井过程正常工况下不会对地下水造成影响，钻井对水环境的影响主要表现为钻井过程中可能发生因固井不严而导致的油水窜层、钻井液进入含水层等事故。钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度为 300m，可满足本工程的地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。

本工程开采目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。工程在钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。

(2) 管线施工对地下水的影响

管道末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，试压结束后排入防渗的暂存池，最终可用作工况场地降尘用水，对水环境的影响很小。

(3) 施工期施工人员生活污水

根据以往施工经验，项目施工是分段分期进行，具有较大的分散性，局部排放量很小，因此施工期地面工程生活场地配备防渗污水池，集中收集后拉运至和田河作业区公寓生活污水处理设施。因此，采取以上措施后不会造成地下水体污染。

5.1.4 施工期声环境影响分析

5.1.4.1 钻井过程声环境影响分析

(1) 噪声源分析

开发期的噪声主要为钻井过程中钻机、泥浆泵等发出的噪声，声压级一般在 105~100dB (A)。

(2) 敏感点分析

根据现场调查，评价范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标。

(3) 声环境影响分析

施工期噪声影响会随着施工活动结束而消失。

5.1.4.2 地面工程声环境影响分析

地面工程在建设施工过程中，由于平整场地、运输、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

通常施工场地上有多台不同种类的施工机械同时作业，它们的辐射声级将叠加，其强度增量视噪声源种类、数量、相对分布的距离等因素而不同。表 5.1-4 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.1-4 施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离, m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
柴油发电机	105	85	79	73	67	65	59	53	47	45
运输车辆	75	55	49	43	37	35	29	/	/	/
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43

通过上表分析可知，昼间施工场地 80m 以外均不超过《建设施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）昼间限值，夜间施工场地 400m 以外《建设施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）夜间限值。施工期的这些噪声源均为暂时性的，项目施工区周围无人群等声环境敏感点，本项目施工只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受程度。

5.1.4.3 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB (A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工现场环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，但是井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.1.5 施工期固体废物环境影响分析

本工程施工期产生的固体废物主要包括钻井废弃泥浆、岩屑，以及施工废料、弃土和生活垃圾。

(1) 施工弃土弃渣

本工程无废弃土方，施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场、站场及道路施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。

(2) 钻井岩屑和泥浆

本工程钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相放置防渗暂存岩屑池（用 HJHY 系列二布一膜环保型防渗膜进行防渗）经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。三开、四开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于钻井液配备，固相用泥浆罐暂存，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。

(3) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至和田河作业区固体废物填埋场。

(4) 生活垃圾

施工期钻井工程施工人员产生的生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至和田河作业区固体废物填埋场。

5.1.5 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

(1) 人为扰动对土壤的影响

气田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是站场建设、管道敷设过程中基础建设、管沟建设对土壤的开挖，以及车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种

车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（2）水土流失影响分析

工程施工及占地呈点线状分布，对土壤的影响包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被，可能会对项目区造成水土流失影响。

本工程建设对区域水土流失影响的程度因管线所经过的区域不同而不同。本工程建设内容主要为站场、管线等工程的建设等。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，会使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免造成水土流失影响。

（3）管线施工对土壤环境的影响

本项目管线施工作业带宽 12m 范围内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 运营期大气环境影响分析

5.2.1.1 常规气象资料分析

5.2.1.2 环境空气影响预测与分析

（1）预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的^{最大影响程度和影响范围}。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-4。

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

表 5.2-4 本工程估算模型参数一览表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度		41.6°C
最低环境温度		-22.8°C
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/o	/

(2) 预测源强

根据工程分析确定，本工程主要废气污染源源强参数见表 5.2-5~表 5.2-7。

(3) 估算结果

大气估算结果见表 5.2-8。

由表 5.2-8 可知，本工程污染源中污染物 SO₂ 最大落地浓度为 11.196μg/m³、占标率为 2.24%；NO_x 最大落地浓度为 20.33442μg/m³、占标率为 8.13%；PM₁₀ 最大落地浓度为 5.184518μg/m³、占标率为 1.15%；非甲烷总烃最大落地浓度为 18.104μg/m³、占标率为 0.91%；H₂S 最大落地浓度为 0.646572μg/m³、占标率为 6.47%，D_{10%}均未出现。

5.2.1.3 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)“8.8.5 大气环境保护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境保护距离，本工程大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境保护距离。

5.2.1.4 污染物排放量核算

- (1) 有组织排放量核算
- (2) 无组织排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表 5.2-10。

- (3) 项目大气污染物排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表 5.2-11。

表 5.2-11 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
1	颗粒物	0.376
2	二氧化硫	0.3995
3	氮氧化物	2.08
4	硫化氢	0.024
5	非甲烷总烃	0.486

5.2.1.5 评价结论

本工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下 PM₁₀、二氧化硫、氮氧化物、硫化氢、非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本工程废气污染源对各场站四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本工程实施后大气环境影响可以接受。

5.2.2 运营期地表水环境影响评价

按照《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定，结合本工程废水属于间接排放的特点，判定本工程地表水环境评价等级为三级 B。

本工程运营期生产废水包括气田采出水及和火炬除液器废水。火炬除液器废水通过气田转输水管线最终输至和田河气田 500 万方天然气处理厂，分离后

水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层。

综上,本工程评价范围内无地表水体,且废水全部妥善处理,水污染控制和水环境影响减缓措施有效,本工程地表水环境影响可接受。

5.2.3 运营期地下水环境影响评价

5.2.3.1 评价区水文地质条件

5.2.3.2 地下水环境影响评价

本工程地下水环境影响评价项目类别为II类,环境敏感程度为不敏感,因此地下水环境影响评价工作等级为三级。

本工程地下水环境影响预测应遵循《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ 2.1)与《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)确定的原则进行。

5.2.3.2.1 正常状况下地下水环境影响分析

①废水

本工程生产废水包括气田采出水及和火炬除液器废水。气田采出水及和火炬除液器废水均输至 500 万方天然气处理厂,分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层。回注层与第四系地层之间垂向距离在 1000m 以上,之间有多个隔水层阻隔,注水井井内安装有封隔器,穿过第四系的井壁已固井,使得井内于第四系不连通,因此注水过程在第四系地层不会发生漏水现象,满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号)中关于回注的相关要求。因此综上分析,正常情况下废水处理及回注不会对地下水产生污染影响。

②含油废物

工程运营期间,在修井及采气等过程中都可能产生落地油。根据塔里木油田分公司的作业要求,井下作业必须采用带罐进行,井口排出物全部进罐,故基本无落地油产生。塔里木油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生,落地油一旦产生须及时、彻底进行回收,在措施落实、管理

到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的的影响很小。

③集输管线

本工程正常状况下，集输管线是全封闭系统，集输管线采用无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

综上，在正常状况下，在做好源头控制、各区域防渗的基础上，不会对工程周边地下水环境造成影响。

5.2.3.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层，采气树管线链接和阀门、集输管线的采出液泄露及站场含油物质的泄露等，污染物主要为石油类，如不及时修复，可能对地下水造成影响。对地下水污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。采出水的跑、冒、滴、漏和落地油、套管内上返的采出水等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

穿透污染：以该种方式污染地下水的主要是采气过程中套外返水。采气过程中一但出现套外返水事故，采出水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

（1）油水窜层对地下水的污染影响（穿透污染）

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可予见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

根据区域水文地质条件，本工程潜水位埋藏深度约较浅。工程区的潜水水质均较差，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化度较高。钻井过程中采用固井措施，正常情况下可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离潜水层和承压水层与开采层的交换，有效保护地下水层。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区第四系含水层水质的影响，针对污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入到含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄露点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本次主要关注对工程区第四系含水层的影响，故本报告采用解析法对下游第四系含水层的影响进行预测。

③预测因子

本工程采出液主要为天然气、凝析油及水组成，污染物主要为石油类，故选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准。

④预测模型

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

$\operatorname{erfc}(\)$ —余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为粉土、粉细砂。本次评价水文地质参数主要通过区域的勘察资料及导则中推荐的经验值确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-13。

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100d、1000d、3650d）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-14、表 5.2-15，图 5.2.12。

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 21m、76m、171m，影响距离分别为 23m、83m、185m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。

由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气田开发到中后期时，废弃的气井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃气井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，凝析油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）泄漏事故对地下水的污染影响（渗透污染）

阀门、集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的凝析油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控

制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

通常泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄露物质的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

a.地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。由于泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。且一旦发生泄漏，建设单位会立即通过截断阀室进行截断，并组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

本次考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

根据区域水文地质条件，地下水大致流向为由西北向东南，地下水类型主要为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

项目区的地下水主要是从西北向东南方向流动，因此污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题。

$$c = \frac{c_0}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{x - ut}{2\sqrt{D_L t}} \right) - \operatorname{erfc} \left(\frac{x - u(t - t_0)}{2\sqrt{D_L t(t - t_0)}} \right) \right]$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

④预测参数

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类因子是是油气开采污染检测项的特征污染物。因此，本次影响预测以石油类进行预测。具体见表 5.2-2。

⑤预测结果与分析

将以上确定的的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-16，图 5.2.13。

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄露发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄露后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄露对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水最大影响距离约 18m、53m、110m，均未超标，但泄露事故对该地区地下水的潜在影响依然存在。故站场、井场、集输管道必须采取

必要的防渗、防渗措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，泄露对地下水环境产生的影响也非常有限。事故发生后，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可行性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.2.4 运营期声环境影响分析

为了分析本工程新建井场、截断阀室，改造 MA8 集气站产噪设备对其周围声环境的影响，本评价以场站四周场界作为评价点，预测分析噪声源对场界的声级贡献值分析说明产噪设备对四周场界声环境的影响。

本工程新建采气井场 3 座（罗斯 2、罗斯 202、罗斯 203 井）；改造 MA8 集气站 1 座；新建罗斯 2 井站至 MA8 集气站集气线路截断阀室 2 座（1#截断阀室和 2#截断阀室）。由于罗斯 202 井场和 203 井场的设备和平面布置基本一致，因此选取罗斯 2 井场、罗斯 202 井场和 MA8 集气站场界噪声进行预测。

5.2.4.1 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），在环境影响评价中，应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，计算公式为：

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_C ——指向性校正，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB。

在只考虑几何发散衰减时，可按下列公式计算：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中： $L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的 A 声级，dB(A)；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB。

预测点的噪声预测值为预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级，计算公式为：

$$L_{eq} = 10 \lg \left(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}} \right)$$

式中： L_{eq} ——预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

L_{eqb} ——预测点的背景噪声值，dB。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本工程噪声源噪声参数见表 5.2-17。

5.2.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程各噪声源对场站四周场界的贡献声级值见表 5.2-18。

表 5.2-18 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

评价点		预测时段	本工程 贡献值	标准值	达标情况
罗斯 2 井场	东厂界	昼间	47.3	60	达标
		夜间		50	达标
	南厂界	昼间	53.2	60	达标
		夜间		50	达标
	西厂界	昼间	53.7	60	达标
		夜间		50	达标
	北厂界	昼间	50.7	60	达标
		夜间		50	达标
罗斯 202 井场	东厂界	昼间	50.3	60	达标
		夜间		50	达标
	南厂界	昼间	43.9	60	达标
		夜间		50	达标
	西厂界	昼间	50.2	60	达标
		夜间		50	达标
	北厂界	昼间	51.7	60	达标
		夜间		50	达标
MA8 集气站	东厂界	昼间	48.8	60	达标
		夜间		50	达标
	南厂界	昼间	45.5	60	达标
		夜间		50	达标
	西厂界	昼间	48.9	60	达标
		夜间		50	达标
	北厂界	昼间	51.5	60	达标
		夜间		50	达标

由表 5.2-18 可知，本工程各场站噪声源对四周场界的噪声预测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区噪声排放限值要求。因

此，本工程运营过程不会对周围声环境产生明显影响。

5.2.4.4 罗斯 2 井场放空噪声

放空噪声是指在井场内，当系统内天然气压力过高时，需要采取放空措施降低系统压力，保证安全生产。放空噪声属于高频声源，最高可达 120dB (A) 左右，将对区域噪声环境产生定的影响。超压放空噪声虽然声源强度较大，但持续时间很短，且不经常发生，且该范围内没有居民居住。因此运行期间噪声环境影响可以接受。

本工程声环境影响评价自查表，见表 5.2-19。

5.2.5 运营期固体废物环境影响分析

5.2.5.1 固体废物产生种类及数量

本工程产生的固体废物包括井下作业固废（压裂液、酸化液等）、含油废物、清管废渣、过滤废渣、废活性炭、废脱硫剂、废滤芯、沾油废物（含油抹布、劳保用品，废防渗膜）。

根据《一般固体废物分类与代码》(GB/T39198-2020)、《国家危险废物名录(2021年版)》(部令 第 15 号，2020 年 11 月 5 日发布，2021 年 1 月 1 日实施)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，本工程固体废物种类、产生量及拟采取的处置措施如下：

(1) 井下作业固废

运营期井下作业是暂时性的，压裂后可提高气井产量，压裂过程会产生大量酸化液、压裂液和洗井液。本工程 3 口采气井，井下作业过程废压裂液产生量为 791.94m³/a，废酸化液产生量为 246.9m³/a，废洗井液产生量为 75.87t/a，井下作业过程自带回收罐进行回收，压裂完成后全部拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。

(2) 含油废物

本工程设备定期维护、阀门和法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下修井作业时会产生含油废物，经计算，含油废物产生量大约为 115.5t/a，属于危险废物，危废代码为 HW08 (071-001-08)，这部分含油废物全部运往轮南塔里木油田绿色环保站进行处置。

(3) 清管废渣

作业区集输管线每 2-4 年清管 1 次，本项目新建管线共计 173.8km，平均每年产生清管废渣约为 99.94kg，属于危险废物，危废代码为 HW08（251-002-08），这部分清管废渣全部运往轮南塔里木油田绿色环保站进行处置。

（4）废脱硫剂及脱硫滤芯

本工程在罗斯 2 井场设置一座脱硫装置，脱硫剂为氧化铁，封装于脱硫滤芯中，运行期会产生一定量废脱硫剂及脱硫滤芯，年更换脱硫滤芯约 30 根，废脱硫剂及产生量约为 22.6m³，全部由厂家定期更换回收利用。

（5）TEG 脱水装置废活性炭及过滤废渣

罗斯 2 井场 TEG 脱水装置配套的活性炭过滤装置，运营期会产生 0.056t/a 废活性炭，危废代码为 HW49（900-039-49），全部外委有资质单位处置。

另外，脱水装置原料气分离过滤器产生的过滤废渣约 0.5t/a，危废代码为 HW08（900-249-08），这部分含油废物全部运往轮南塔里木油田绿色环保站进行处置。

5.2.5.2 危险废物环境影响分析

本评价根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 第 43 号)中相关要求从以下几个方面进行危险废物环境影响分析：

（1）危险废物贮存场所(设施)环境影响分析

本工程依托和田河气田现有危废暂存场，该暂存场位于和田河作业区固废场西南部，现有危废暂存场包含 2 座危废暂存池（面积均为 360m²），危险废物定期由有资质处理单位负责清运处理，清运处理频率为 3 个月转运一次。

①危废暂存场选址可行性分析

和田河气田现有危废暂存场所处区域位于地质结构相对较稳定，不属于溶洞区或易遭受洪水、滑坡、泥石流等易遭受严重自然灾害区域，设施底部高于地下水最高水位，且距离周边村庄等敏感点较远，现有危废暂存场采取严格防渗措施，按照防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1×10⁻⁷cm/s 的黏土层的防渗性能要求设计，满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单中选址要求。

②危废暂存间贮存能力分析

本工程危险废物产生量为 116.306t/a，和田河气田现有危废暂存场清运处理频率为 3 个月转运一次，可满足本工程危废贮存需求。

③危废暂存间贮存过程环境影响分析

本工程危险废物中含油废物、清管废渣、过滤废渣采用桶装密闭收集。贮存过程中挥发量较少，不会对环境空气产生明显影响。和田河气田现有危废暂存场按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单(环保部公告 2013 年第 36 号)的相关要求，地面进行了防渗处理，防渗层渗透系数小于 1×10^{-10} cm/s，设置泄漏液体的收集装置，有效切断危险废物泄漏途径，可避免对地下水、地表水及土壤环境的产生污染影响。

④危废暂存间环境管理

为防止危险固体废物在危废储存间存储过程中对环境产生污染影响，根据《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单中的相关内容，油田公司应采取以下措施：

1) 收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整翔实。具体要求如下：

a. 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2.14 所示；

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2.15 所示。

d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间；

2) 本工程产生的危险废物按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求进行运输，并按要求填写危险废物的收集记录、内转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物桶装收集后，委托具有资质的危险废物处置单位进行处理。

3) 危废暂存间按规范要求建设四防设施(防风、防雨、防晒和防渗漏)，并根据危废特性，采用专用的容器分区存放，不得将不相容的废物混合或合并存放，并定期检查容器是否泄漏。

(2) 运输过程环境影响分析

本工程产生的危险废物运输过程中全部采用密闭容器收集储存，运输道路较短，且路线不经过办公区等人员密集区，转运结束后及时对转运路线进行检

查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上。危险废物运输过程中全部采用密闭容器储存，正常情况下不会发生散落或泄漏。危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

本工程危险废物产生量为 116.156 吨/年，主要依托油田作业区内的轮南处理站进行处理，且在处理类别及处理能力上均可满足本工程危废处理需求。

综合以上分析，本工程产生的固体废物全部妥善处置，在落实本工程提出的控制措施的情况下不会对周围环境造成二次污染。

5.2.6 运营期土壤环境影响分析

5.2.6.1 土壤影响分析

本工程不涉及在土壤中使用酸性、碱性、盐类物质，不会造成区域地下水水位上升导致土壤盐化，也不会造成土壤酸化、碱化。因此，本工程土壤影响类型为污染影响型。

本工程运营期废气污染物主要为非甲烷总烃、硫化氢，这两种废气污染物均达标排放；废水主要为采出水和火炬除液器废水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况各类集输管线连接处破裂及设备泄漏下渗造成油类污染土壤，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。本工程土壤影响类型与途径见表 5.2-21，影响因子见表 5.2-22。

表 5.2-21 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期								
运营期			√					
服务期满后								

注：在可能产生的土壤影响类型出打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 5.2-22 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
输油管线	/	垂直入渗	石油类	/

根据工程对土壤环境可能产生的影响主要为管线垂直下渗造成的土壤污染。故将本工程土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

5.2.6.2 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下，本工程管线采为全密闭管路连接，且在管线上做好标识，此本工程正常状况下不会对土壤环境产生影响。

5.2.6.3 非正常工况下土壤环境影响分析

(1) 项目污染物产生情况

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，集输管道油品泄漏，引起的垂直到入渗对土壤的环境影响。

(2) 土壤污染途径

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。根据工程分析，本工程可能对土壤造成污染的途径主要有：管线发生泄漏对土壤造成的影响。

油品不溶于水，在环境中被称为不溶性液相污染物（NAPLs）。溢油发生后，由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，混合油品会向上喷出地表。如果无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。见图 5.2.16。

——溢油在包气带中的污染过程分析

包气带中，溢出油品在重力作用下以垂向迁移为主。油流在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞，其影响的深度和范围取决于原油的物理性质（密度、粘度、张力等）、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的风沙土而言，溢油的影响主要集中在地面以下 2m 以内。同时，在污染集中的地表层还是生物活动剧烈区域，在较适宜的水热条件下，溢油将被很快降解而祛除。

——溢油在潜水含水层中的污染过程分析在潜水位较浅，溢油量大的条件下，溢油有可能达到潜水含水层。到达潜水层后，由于油品在水中溶解性差，主要集聚在潜水水位线附近，并在水动力作用下向下游迁移并向四周扩散，形成“油饼”。油品继续下渗量很少，基本不会对具有良好隔水顶板的各类承压水产生影响。

(3) 预测方法

采用类比分析法进行预测。

(4) 预测结果

类比同类天然气开采项目，正常情况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常情况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状态下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏采出液渗入土壤中，对土壤造成污染。为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，参照同类项目管线泄漏选择存在地表积油的位置进行了土壤剖面的采样监测，其结果详见表 5.2-23。

表 5.2-23 中的监测结果表明，非正常状态下石油类污染物主要积聚在土壤表层 20cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 1m 以下，且管线发生泄漏会在短时间内发现，造成采出液泄漏主要集中在管线两侧区域范围，加之泄漏采出液量较少且基本上能够及时地完全回收，若采出液泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质单位接收处置。因此，本工程实施后对周边土壤环境影响可接受。

因此，运营期须定期检查管线的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。在工程运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。

综上，本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生管线泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油类覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.2-24。

5.3 退役期影响分析

退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的清理工作包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

退役期各采气井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，退役期对地下水环境没有不良影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，站场及其他占地范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.4 环境风险分析

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境的影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.4.1 评价依据

5.4.1.1 风险调查

本工程新建采气井场 3 座；改造 MA8 集气站 1 座；新建罗斯 2 井站至 MA8 集气站集气线路截断阀室 2 座；新建罗斯 202 井场至罗斯 2 井 DN65 采气管道 1 条，DN50 燃料气管道 1 条，两管同沟敷设，长度为 1.7km；新建罗斯 203 井场至罗斯 2 井 DN65 采气管道 1 条，DN50 燃料气管道 1 条，两管同沟敷设，长度为 1.2km；新建罗斯 2 井站至 MA8 集气站 DN150 集气管道 1 条，DN60 气田水转输管道 1 条，两管同沟敷设，全长 84km。配套建设电气（含 200kW 撬装燃气发电机组 2 套（1 用 1 备）和 10kv 变电站 1 座）、自控、通信、防腐、消防等辅助工程。

本工程运行后，主要从事天然气采出活动，涉及的风险物质主要为柴油、

天然气、硫化氢和凝析油，柴油储存在钻井井场储罐内，天然气和凝析油存在于管线中。

5.4.1.2 环境风险潜势判定

本工程在生产、使用、储存过程中涉及有毒有害、易燃易爆物质，参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 确定危险物质的临界量。

定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）和所属行业及生产工特点（M），按附录 C 对危险物质及工艺系统危险性（P）等级进行判断。

（1）危险物质数量与临界量比值（Q）

本工程存在多种危险物质，则按式（C.1）计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n} \dots\dots\dots (C.1)$$

式中， q_1, q_2, \dots, q_n ——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：① $1 \leq Q < 10$ ；② $10 \leq Q < 100$ ；③ $Q \geq 100$ 。

① 柴油最大存在量计算

钻井期的单井井场柴油最大储量为 50t，存储量为 14 天。

② 采气管线、集气管线和气田水转输管线中天然气、硫化氢和凝析油最大存在量计算。

经计算，本工程 Q 值为 6.01， $1 \leq Q < 10$ 。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 要求，对行业及生产工艺（M）及环境敏感程度（E）进行判定。

（2）M 值确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，建设项目行业及生产工艺分值见表 5.4-3。将 M 划分为（1） $M > 20$ ；（2） $10 < M \leq 20$ ；（3） $5 < M \leq 10$ ；（4） $M = 5$ ，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

表 5.4-3 行业及生产工艺（M）

行业	评估依据	分值
----	------	----

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 ^b （不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5

a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力（P） $\geq 10.0\text{MPa}$ ；

b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价

本工程行业属于表 5.4-3 中“石油天然气”，属于“石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线^b（不含城镇燃气管线）”中“天然气开采”的项目，M 值确定结果见表 5.4-4。

表 5.4-4 本工程 M 值确定一览表

序号	行业	生产工艺	M 分值
1	石油天然气	天然气开采	10
项目 M 值			10

由表 5.4-4 可知，本工程 M 值为 10，以 M3 表示。

(3) 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M）确定危险物质及工艺系统危险性等级（P）判断，分别以 P1、P2、P3、P4 表示，其判断依据见表 5.4-5。

表 5.4-5 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）依据一览表

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺（P）			
	M1	M2	M3	M4
Q ≥ 100	P1	P1	P2	P3

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

10≤Q<100	P1	P2	P3	P4
1≤Q<10	P2	P3	P4	P4

本工程的 Q 值为 6.01，M 值为 10，以 M3 表示，根据表 5.4-5 判断，本工程的 P 值以 P4 表示。

(4) 环境敏感程度 (E) 的分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 D 对建设项目大气、地表水、地下水环境敏感程度 (E) 等级分别进行判断。

① 大气环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 D 的规定：项目所在区域大气环境敏感程度是依据环境敏感目标环境敏感性及其人口密度划分环境风险受体的敏感性来确定。大气环境敏感程度共分为三种类型：E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 5.4-6。

表 5.4-6 大气环境敏感程度分级原则一览表

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

本工程区周边无居民区、医疗卫生机构等风险敏感目标，因此本工程区大气环境敏感程度等级为 E3。

② 地表水环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 D 的规定：区域地表水环境敏感程度依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点接纳地表水体功能敏感性与下游环境敏感目标情况确定。区域地表水环境敏感程度共

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，其分级原则见表 5.4-7。其中地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级原则分别见表 5.4-8 和表 5.4-9。

表 5.4-7 地表水环境敏感程度分级原则一览表

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

表 5.4-8 地表水功能敏感性分区原则一览表

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为II类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为III类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表 5.4-9 境敏感目标分级原则一览表

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜區；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

本工程采气废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注地层，不向外环境排放。地表水功能敏感性为低敏感

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

F3。对照表 5.4-9，最终确定地表水环境敏感目标分级为 S3。对照表 5.4-7 最终确定本工程地表水环境敏感程度分级为 E3。

③地下水环境敏感程度的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 D 的规定：项目所在区域地下水环境敏感程度依据地下水功能敏感性与包气带防污性能确定。区域地下水环境敏感程度共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，其分级原则见表 5.4-10。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 5.4-11 和表 5.4-12。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对值。

表 5.4-10 地下水环境敏感程度分级原则一览表

环境敏感目标	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

表 5.4-11 地下水功能敏感性分区原则一览表

分级	包气带岩土渗透性能
敏感 G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水源地；特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区

环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

表 5.4-12 包气带防污性能分级原则一览表

分级	环境敏感目标
D3	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

D2	0.5m≤Mb<1.0m, K≤1.0×10 ⁻⁶ cm/s, 且分布连续、稳定 Mb≥1.0m, 1.0×10 ⁻⁶ cm/s<K≤1.0×10 ⁻⁴ cm/s, 且分布连续、稳定
D1	岩(土)层不满足上述“D2”和“D3”条件

Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数

本工程占地范围内无集中式饮用水水源地准保护区, 亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区等, 不属于未划定准保护区以外的补给径流区。对照地下水功能敏感性分区表, 确定地下水功能敏感性为低敏感 G3。

本工程风险源所在区域为粉砂和细砂, 包气带垂向渗透系数为 1.16×10⁻²cm/s, Mb≥20m。对照表 5.4-12 最终确定包气带防污性能分级为 D1。

依据以上确定的地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级, 对照地下水环境敏感程度分级表, 确定地下水环境敏感程度分级为 E2。

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV+级。建设项目环境风险潜势划分方法见表 5.4-13。

表 5.4-13 建设项目环境风险潜势划分方法

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中毒危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV ⁺	IV	III	II
环境高度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境高度敏感区 (E3)	III	III	II	I

注: IV⁺为极高环境风险

对照表 5.4-13, 确定本工程大气环境风险潜势为I, 地表水环境风险潜势为I, 地下水环境风险潜势为II。因此本工程环境风险潜势综合等级为II。

5.4.1.3 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 中环境风险评价工作级别划分的判据见表 5.4-14。

表 5.4-14 环境风险评价工作级别划分一览表

环境风险潜势	IV ⁺ 、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a

本工程综合环境风险潜势为Ⅱ级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）环境风险评价工作级别划分的判据，确定本工程环境风险评价工作级别为三级。

5.4.2 风险调查

5.4.2.1 建设项目风险源调查

本工程涉及的风险物质主要为柴油、天然气、硫化氢和凝析油。

本工程所涉及的危险物质的危险性分析如下：

5.4.2.2 环境敏感目标调查

本工程位于塔克拉玛干中部，地表为沙漠，无敏感目标存在。

5.4.3 环境风险识别

5.4.3.1 井场危险性识别

（1）井喷事故风险、柴油储罐泄漏事故风险

井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。

钻井过程使用的柴油储罐，泄漏污染土壤和地下水，遇明火产生火灾、爆炸。

（2）井漏事故风险

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

5.4.3.2 输气管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。

输气管道破裂的影响——天然气毒性较低，对人体健康的急性影响主要是吸入性头晕、呕吐，浓度较高时会引起窒息。但天然气属于甲 A 类火灾易燃易爆危险物质，在空气中爆炸极限为 5~15%（体积百分含量），当事故性释放的天

然气浓度达到爆炸极限时，遇到明火便会引起火灾或爆炸；可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围造成热辐射危害，不完全燃烧产物 CO、颗粒物将会周边环境造成一定不利影响，使一定范围内污染物浓度超标。

5.4.3.3 风险类型识别

根据本工程所涉及的危险物质及生产系统危险性识别结果，判断本工程可能发生的环境风险主要包括：油气泄漏、井喷、井漏，以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物（CO、烟尘、SO₂等）排放。

5.4.4 环境风险分析

5.4.4.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是油品以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏油品不会进入地下含水层污染地下水。

5.4.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本工程采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.4.4.3 对大气环境的影响分析

天然气、柴油发生泄漏事故后，进入环境中，其中挥发的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴

生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.4.4.4 对地下水的环境影响分析

气田转输管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。气田转输管道发生事故时，泄漏能否对地下水环境产生影响，取决于油品在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90% 以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.4.4.5 对土壤环境的影响分析

凝析油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的油品可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

油品发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的油品进入土壤后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，将能回收的油品回收，送和田河气田 500 万方天然气处理厂处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

综上所述，本工程施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.4.5 环境风险防范措施及应急要求

5.4.5.9 环境风险应急预案

塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区编制有《塔里木油田泽普油气开发部和和田河采气作业区突发环境事件应急预案》（备案编号：653200-2022-278-L）（附件 14），定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

本工程生产过程中存在的事故类型主要为：井场、站场事故、以及油气管道泄漏。塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

本工程应急预案应急处置措施如下：

（1）井场泄漏处置

1) 伴有甲烷、H₂S 等有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、H₂S 报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

2) 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

(2) 站场泄漏处置

1) 站场设备泄漏

- ①若站场设备出现泄漏，确定泄漏源的位置；
- ②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；
- ③对于泄漏的油品进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；
- ④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引致应急池或应急罐；
- ⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；
- ⑥如果少量泄漏，采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；
- ⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体等场所；
- ⑧事件发生后，应急监测小组对厂区、周围敏感目标大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

2) 伴有甲烷、H₂S 等有毒有害气体逸散时

- ①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、H₂S 报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；
- ②监测有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员。
- ③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

3) 引发火灾、爆炸时

- ①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；
- ②确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 管道泄漏处置

- ①在管道发生断裂、泄漏事故时，按顺序关井；
- ②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

- ③组织现场消防力量进行灭火；
- ④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内；
- ⑤采取筑堤等措施对污染物进行隔离，对泄漏的油品进行回收；
- ⑥将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置；
- ⑦采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；
- ⑧当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；
- ⑨迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；
- ⑩当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；
- ⑪火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；
- ⑫灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

5.4.6 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括天然气、凝析油、硫化氢、柴油，可能发生的风险事故包括井喷事故、柴油储罐和管线泄露事故。凝析油、柴油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

本工程风险自查表见表 5.4-20。

6.环境保护措施及可行性论证

本工程实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在建设期、运营期和服役期满拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 建设期环境保护措施

6.1.1 生态环境影响保护措施

6.1.1.1 永久占地生态环境保护措施

①严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度的减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

②严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度的保护，最小程度的破坏，最大限度的恢复”的原则。施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

6.1.1.2 临时占地施工生态保护措施

6.1.1.3 土壤影响减缓措施

①周密策划，精心施工，努力维护原生环境的完整性

管道施工应严格限定作业范围，审慎确定作业线，不宜随意改线和重复施工。土体构型是土壤和植被稳定的基础。施工作业时，应采取两条管道间相向单侧堆放，以减少临时占地影响范围，并按层回填，回填时应尽量注意恢复原有密实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水、泄漏流造成地表下陷。

②改进施工方法，采取积极措施，努力防止各种环境危害。重视地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作用，管道通过流沙地区，在主要风害段适当采用固沙措施，防止风蚀活动。

6.1.1.4 植被影响减缓措施

①设计选线过程中，尽量避免破坏荒漠植物。

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，落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护荒漠植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将荒漠植物作为薪柴使用。

⑤强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对荒漠植物的破坏。

6.1.1.5 野生动物影响减缓措施

①设计选线过程中，尽量最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

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，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动物的观念，不得捕猎。

⑤确保各类废弃物妥善处理，固废填埋场采用铁丝围栏加以防护，避免野生动物陷入而危及生命。

⑥降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故对野生动物的影响。

6.1.1.6 防沙治沙措施

6.1.1.7 水土流失防治措施

6.1.1.8 生态恢复措施

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）的相关要求，进行生态环境保护与恢复治理：采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

(2) 井场及站场生态恢复

工程施工结束后，应对临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场及站场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对井场、站场永久占地范围内部分占地进行地表

硬化，以减少侵蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，在场站设置草方格沙障，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后临时占地内植被通过植物生长季节和气象条件等因素自然恢复。

(3) 管道生态恢复

本工程施工过程中应注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为铺垫井场用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复，在风沙侵蚀严重区域的管道两侧设置草方格沙障，以防止侵蚀加剧。

6.1.1.9 他生态保护措施要求

(1) 在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

(2) 工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

(3) 加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

通过对本区域同类型生态保护措施调查，工程提出的生态保护措施较易实施且效果良好，生态保护措施可行有效。

6.1.2 大气污染防治措施

本工程施工期废气主要包括施工机械及运输车辆产生的燃油废气；井场、站场和管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，提出以下大气污染防治措施：

(1) 使用质量可靠的柴油机械及施工机械和运输车辆，使用符合国家标准的柴油，并定期对设备、机械和车辆进行保养维护，确保正常运行。

(2) 避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

(3) 施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

(4) 合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁

止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

(5) 合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

(6) 管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

(7) 加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

综上，本工程建设期采取的废气污染防治措施可行。

6.1.3 废水污染防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量化和处置两方面加以考虑。对钻井、试油修井作业的防渗泥浆池，须严格按照防渗池设计，以满足环保要求。

(1) 节水减少污水排放量

钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

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，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。

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。

(2) 废水处置措施

钻井作业期间，采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，分离后的液体回用于钻井液配备，不外排。钻井期各单井生活污水量少，且较分散，进入防渗污水池后，定期拉运至和田河作业区公寓生活污水处理设施进行处理，不外排。

(3) 其他施工期水环境保护措施

①钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、凝析油泄露以及油水地层窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理，避免对周边地下水水质产生影响。

②本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后排入防渗的暂存池，可用作场地降尘用水。

③施工期地面工程生活场地配备防渗污水池，集中收集后拉运至和田河作业区公寓生活污水处理设施。

(4) 地下水含水层保护措施

钻井过程中为防止钻井泥浆上返地面后对土壤的污染，井场设泥浆接收罐车，泥浆不落地，避免对周边水体产生影响。井身采用钻井过程中采用套管与土壤隔离，单井设置六层套管，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度为 300m，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的第四系潜水层和承压水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件。严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、凝析油泄露以及油水地层窜层等事故污染地下水。

综上，本工程建设期采取的废水污染防治措施可行。

6.1.4 噪声防治措施

6.1.4.1 钻井期井场工程

在井场，高噪声污染源主要是柴油发电机、钻机、泥浆泵，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声，以及射孔机噪声。主要隔声减噪措施包括：

- (1) 泥浆泵、柴油机做好基础减振；
- (2) 定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机、射孔机等高噪声设备；
- (3) 需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间。

6.1.4.2 地面工程

- (1) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工

程在施工期造成的噪声污染降到最低。

(2) 施工设备选型时, 在满足施工需要的前提下, 尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

(3) 加强施工机械的维护保养, 避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

(4) 道路及管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内, 集输管线的作业带宽度为 12m。

(5) 施工时, 要做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 相关标准。

综上, 本项目建设期采取的噪声污染防治措施可行。

6.1.5 固体废物污染防治措施

本工程施工期产生的固体废物主要包括钻井废弃泥浆、岩屑, 以及施工废料、弃土和生活垃圾。

(1) 施工弃土弃渣

本工程无废弃土方, 施工土方在管线施工结束后回填在管堤上, 井场、站场及道路施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地, 并实施压实平整水土保持措施。

(2) 钻井岩屑和泥浆

本工程钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理, 一开、二开上部为非磺化水基泥浆, 采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离, 分离后的液相回用于钻井液配备, 分离后的固相放置防渗暂存岩屑池(用 HJHY 系列二布一膜环保型防渗膜进行防渗)经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 中综合利用污染物限值要求后, 可用于铺垫油区内的井场、道路等。三开、四开为磺化水基泥浆, 现场进行固液分离后, 分离后的液体回用于钻井液配备, 固相用泥浆罐暂存, 拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。

(3) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。施工废料应首先考虑回收利用, 不可回收利用部分拉运至和田河作业区固体废物填埋场。

(4) 生活垃圾

施工期钻井工程施工人员产生的生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至和田河作业区固体废物填埋场。和田河作业区固体废物填埋场现有富余能力可满足本工程施工期生活垃圾填埋需求。

综上，本工程建设期采取的固废废物污染防治措施可行。

6.1.6 土壤污染防治措施

严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 修订）和《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》（新环环评发〔2020〕142 号）中的要求采取防沙治沙措施，设置草方格，防止土地沙化程度加重。

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 工程区处于风蚀区，需要严格采取各项水土保持措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

综上，本项目建设期采取的土壤污染防治措施可行。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

试采方案实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

(1) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

(2) 定时巡查井场及各场站、管线等，及时清理含油污泥。

(3) 及时做好井场清理平整工作，填平、覆土、压实。

(4) 井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，井场周围及管道

两侧设置草方格等生态恢复措施。

通过采取以上措施，本工程井场及各场站、管线、道路永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。

6.2.2 废气污染防治措施

6.2.2.1 运营期有组织大气污染防治措施

(1) 加热炉、TEG 脱水装置重沸器和橇装燃气发电机组均采用高效的低氮燃烧设施，效率 $\leq 60\%$ 。排气筒高度应不低于 15m。定期监测废气主要污染物的排放浓度。

(2) 采用脱硫净化后的天然气为燃料，作为一种清洁燃料，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。

(3) 本工程三甘醇再生放空废气去新建放空火炬燃烧。

放空火炬系统是保障工艺装置安全生产的重要辅助生产设施；放空系统包括一台火炬除液器和一座放空火炬，火炬设有自动点火系统、长明灯及防回火密封装置。

放空气流程为放空气经放空总管进入火炬除液器，对放空气中携带的液体进行分离，分离出的放空气再进入火炬总管，放空火炬竖筒，沿竖筒上升至火炬燃烧器燃烧。

6.2.2.2 运营期无组织大气污染防治措施

本工程运营期无组织污染物主要为挥发性废气为油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物及各井场和站场无组织挥发性硫化氢废气。本工程投入运营后应严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强 VOCs 物料储存、转移、输送、排放、泄露、收集处理等控制措施。针对以上污染源，应采取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) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，试采过程采用密闭集输流程，井场、站场非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求和《挥

发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中厂区内非甲烷总烃排放限值要求,硫化氢无组织排放达到《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中改扩建项目厂界二级标准要求。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废气污染物的排放量。

(3)对各井场、站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修,以减少跑、冒、滴、漏的发生。加强油气井管理,做好压力检测,并按要求备齐应急设施。

(4)定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。

采取上述措施后可有效减缓环境空气环境影响,措施可行。

6.2.3 运营期废水污染防治措施

本工程气田采出水及和火炬除液器废水采用管道密闭输送至和田河气田500万方天然气处理厂,分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层。

综上,本工程采取的废水污染防治措施可行。

6.2.4 地下水污染防治措施

按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则,从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

6.2.4.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术,对产生的废物进行合理的回用和治理,尽可能从源头上减少污染物排放;严格按照国家相关规范要求,对井场、管道、截断阀室、集气站改造的装置等采取相应措施,以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏,降低风险事故,以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

①输送介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②输送管道采用地下敷设,对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟,管沟上设活动观察顶盖,以便出现泄漏问题及时观察、解决,将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对输送管道、阀门、站场各装置进行严格检查,定期检修,有质量问题

的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④严格按照塔里木油田分公司及相关管理要求做好井控、固井及完井等工作，按要求做好套管的安装及维护工作，同时加强勘探、开发过程中对井身结构的定期检查，确保表层套管固井质量合格。

⑤《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函[2020]72 号）对完成采气的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.2.4.2 分区防治措施

6.2.4.3 污染监控措施

本工程应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。结合项目区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，本工程需在项目区的下游布设不少于一眼水质监测井，在监测水质的同时监测地下水水位。监测计划、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6.2-2。监测井建设应满足《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）中建井要求。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油气开发部安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，塔里木油田分公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 油田公司应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与项目区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑

各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施：

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.4.4 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到塔里木油田分公司泽普油气开发部应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，进行污染治理工作。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.5 运营期噪声污染防治措施

(1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2) 对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。

(3) 在营运期时应给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

(4) 放空火炬出口加装消音器。

(5) 站场工艺管道设计尽量减少弯头、三通等管件，并考虑控制气流速度降低站场气流噪声。

在采取上述噪声控制措施后，运行期厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准，对周边环境影响较小，措施可行。

6.2.6 运营期固体废物污染防治措施

本工程运营期固体废物主要是井下作业固废、油泥(砂)、清管废渣、过滤废渣、废活性炭、废脱硫剂、废滤芯、沾油废物(含油抹布、劳保用品，防渗膜)。

本工程井下作业固废自带回收罐进行回收，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。

本工程设置一套固体脱硫装置，采用氧化铁吸附 H_2S ，因此在脱硫过程中会定期产生废脱硫剂(主要成分为硫化铁、硫化亚铁)。年产生量约为 $22.6m^3$ 。废脱硫剂属于一般工业固体废物，由脱硫橇生产厂家定期及时更换，回收利用。

本工程设置一套固体脱硫装置，采用氧化铁吸附 H_2S ，因此在脱硫过程中会定期产生废滤芯(主要成分为硫化铁、硫化亚铁)。年产生量约为 30 根。废脱硫剂属于一般工业固体废物，由脱硫橇生产厂家定期及时更换，回收利用。

根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，本工程设备定期维护、阀门和法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下修井作业时会产生含油废物；集输管线清管作业产生的清管废渣；新建脱水及脱硫装置产生的过滤废渣及废活性炭属

于危险废物。本工程危险废物种类、产生量及拟采取的处置措施见表 5.2-20。

(1) 危险废物贮存及运输

根据《危险废物转移联单管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号），本工程产生的危险废物桶装收集后有危废处置资质单位接收处置，危险废物运输过程由危废处置单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

同时作为产废单位，企业应依据国家相关法律法规和标准规范的有关要求，制定管理计划，并严格按照管理计划加强危险废物全生命周期的环境管理。

危险固废暂时不能处置时必须保管好，不得出售，不得私自转移；须送有资质的单位，落实台账制度和专职管理人员，并遵守联单转移制度；同时各项目产生固废基本上能够按照相关要求分类收集，分别处置的原则，那么危险固废基本上能够做到有效安全卫生处置，基本上能够做到零排放。

危险废物临时贮存间严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）中的相关要求设计施工，设计原则及要求如下：

①基础必须防渗，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s），或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其他人工材料（渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s）。

②地面与裙角要用坚固、防渗的材料制造，建筑材料必须与危险废物兼容。

③必须有泄露液体收集装置、气体导出口及气体净化装置。

④设施内要有安全照明设施和观察窗口。

⑤用以存放装载液体、半固体危险废物容器的地方，必须有耐腐蚀的硬化地面，且表面无缝隙。

⑥应设计堵截泄露的裙脚，地面与裙脚所围建的容积不低于堵截最大容器的最大储量或总储量的 1/5。

⑦不兼容的危险废物必须分开存放，并设有隔离间隔断。

⑧危险废物临时贮存、处置场设有图形标志。

本工程危险废物运输工程应采取以下措施：

①建设单位需委托有危险化学品运输资质的运输企业承运。

②运输车辆必须由专业生产企业定点生产，并经检测、检验合格，方可使用。

③运输危险化学品的驾驶员、船员、装卸人员和押运人员必须了解所运载的危险化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施。运输危险化学品，必须配备必要的应急处理器材和防护用品。

④向承运人说明运输的危险化学品的品名、数量、危害、应急措施等情况。

⑤在公路运输途中发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑥事故应急救援

在运输过程中发生事故，单位主要负责人应当按照本单位制定的应急救援预案，立即组织救援。

运营期固体废物污染防治采取的管理措施：

①加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时按照“带罐上岗”的作业模式，防止产生落地原油。

②加强巡检，加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

综上所述，本工程固体废物处置措施可行。

6.2.7 运营期土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.3.7.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废液泄漏的可能性和泄漏量，使

工程区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查场站、管线，是否有采出液泄漏的现象发生。

(2) 工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废液渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏油品

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据油品以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

6.3.7.2 过程控制措施

巡检车辆严格按照油气田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.3.7.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）土壤三级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场、集气站、阀室、管线泄漏点可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设 1 个表层样、1 个柱状样，参考二级评价要求每 5 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.3 服役期满后环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

- （1）运输车辆使用符合国家标准的油品。
- （2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。
- （3）退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生窜层，污染地下水资源。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

- （1）选用低噪声机械和车辆。
- （2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

随着采气井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.3.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区内等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内采矿。

②矿产资源开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将矿山生态环境保护与恢复治理贯穿矿产资源开采的全过程。根据矿山生态环境保护与恢复治理的重点任务，合理确定矿山生态保护与恢复治理分区，优化矿区生产与生活空间格局。采用新技术、新方案、新工艺提高矿山生态环境保护和恢复治理水平。

④所有矿山企业均应对照本标准各项要求，编制实施矿山生态环境保护与恢复治理方案。

⑤恢复治理后的各类场地应实现：安全稳定，对人类和动植物不造成威胁；对周边环境不产生污染；与周边自然环境和景观相协调；恢复土地基本功能，因地制宜实现土地可持续利用；区域整体生态功能得到保护和恢复。

针对污染场地恢复要求如下：

①污染场地的恢复应切断污染源，防止渗漏和扩散，去除污染物，恢复场地生态功能，保证安全再利用。

②污染场地应采取设置屏障等措施控制污染土壤、污泥、沉积物、非水相液体和固体废物等污染物进一步迁移。

③易于积水的污染场地应采用防渗膜、土工膜、土工布、GCL 膨润土垫等做好防渗漏措施，根据污染场地天然基础层的地质情况分别采用天然材料衬层、复合衬层或双人共衬层作为其防渗层，必要时设置集排水系统，防止污水渗漏和扩散。

④污染场地应因地制宜采用物理、化学、生物、热处理等技术进行场地修复。对于有毒有害污染物和放射性污染物处置，应符合 GB18484、GB18597、GB18598 和 GB14500 等标准要求。酸碱污染场地应采用水覆盖法、湿地法、碱性物料回填等方法进行场地修复，使修复后的土壤 pH 值达到 5.5-8.5 范围。场地内废矿物油的利用与处置应符合 HJ607 标准要求。

⑤污染场地恢复治理达到相关标准要求并经环保部门组织验收后，可转为

农业、林业、牧业、渔业、建设等用地。

(2) 井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本工程新建采气井场的所有临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

(3) 管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本工程管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

7.环境影响经济损益分析

7.1 项目的社会效益和经济效益

7.1.1 社会效益

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

7.1.2 经济效益

本工程项目投资 23251.78 万元，环保投资 479.5 万元，环保投资占总投资的比例为 2.06%。由于天然气是我国战略物质，其定价受物价局控制，且涉及国家能源商业机密，故本环评报告中不再进行经济分析。

7.1.3 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 项目占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本工程永久占地主要为井场、站场建设占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本工程对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工

的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.2 环保投资估算

本工程总投资为人民币 23251.78 万元，其中环保投资 479.5 万元，约占总投资的 2.06%，具体环保投资估算见表 7.2-1。

7.3 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

(1) 废气

本工程采用脱硫净化后的天然气为燃料，作为一种清洁燃料，产生的大气污染物得到了较大幅度的减少，同时采用高效的低氮燃烧设施，可最大限度地降低对区域大气环境的污染；油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

采出废水依托和田河 500 万方天然气处理厂污水处理系统处理达标后回注。由工程分析可知，本工程每年最多可产生含油废水约 20790m³/a，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。按水资源费 2 元/m³ 进行计算，产生的经济效益为 4.16 万元/a。

(3) 固体废弃物

工程产生的固体废弃物依托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置，减少了对环境的影响。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.4 环境经济损益分析结论

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于工程在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 429.5 万元，环境保护投资占总投资的 1.85%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8.环境管理、监测与 HSE 管理体系

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本工程对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本工程在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理制度

开展企业环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。

环境管理的内容包括：机构设置及职责、管理制度、管理计划和环保责任制等内容。

8.1.1 机构设置

本工程为气田滚动开发扩建项目，依托现有的管理体制，实施 HSE 管理体系，施工期的环境监理与管理以及运营期日常性环保管理工作。

8.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施 HSE 管理体系程序文件相关规定，编写相关作业指导书，保障 HSE 管理体系在本单位的有效运行。本工程包括采出气集输

系统以及相关配套设施，在施工期与运营期对环境造成一定的影响，特别是施工期对周边的生态环境影响较大。为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，最大限度地减轻本工程建设对沿线地区环境的影响，建设单位除自身实施 HSE 管理外，还应完善环境监理制度。

8.2 企业环境信息公开

(1) 基础信息

企业名称：塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区

法人代表：王洪峰

生产地址：新疆和田地区皮山、墨玉县境内

主要产品及规模：本工程在罗斯 2 井区部署 3 口采气井，新建天然气产能 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，最大日产凝析油 9.6t/d。新建采气井场 3 座；改造 MA8 集气站 1 座；新建罗斯 2 井站至 MA8 集气站集气线路截断阀室 2 座；新建罗斯 202 井场至罗斯 2 井 DN65 采气管道 1 条，DN50 燃料气管道 1 条，两管同沟敷设，长度为 1.7km；新建罗斯 203 井场至罗斯 2 井 DN65 采气管道 1 条，DN50 燃料气管道 1 条，两管同沟敷设，长度为 1.2km；新建罗斯 2 井站至 MA8 集气站 DN150 集气管道 1 条，DN60 气田水转输管道 1 条，两管同沟敷设，全长 84km。配套建设电气（含 10kv 变电站 1 座）、自控、通信、防腐、消防等辅助工程。

(2) 排污信息

本工程污染物排放标准见 2.5.3 节。

本工程污染物总量控制指标情况见 3.4.3 节。

(3) 环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区突发环境事件现行应急预案。

(4) 环境监测计划

本工程环境监测计划见表 8.4-1。

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.3-1。

表 8.3-1 本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工结束后尽快恢复临时性占用；及时清理废弃建筑垃圾，合理处置弃土等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等		
		植被	保护荒漠灌丛植被及耕地农作物；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等		
		防沙治沙	施工尽量缩小临时占地范围，管线、道路两侧以及井场、站场周边草方格沙障		
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等		
		废水	施工期地面工程生活场地配备污水罐或防渗污水池，集中收集后送至和田河作业区污水处理装置处理		
			管道试压废水由罐车回收后用于后续其它管线试压		
		固体废物	施工废料回收利用，不能利用的弃渣送固废填埋场		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废气	井场加热炉燃气为天然气，废气经 15m 排气筒排放；重沸炉废气经 15m 排气筒排放；燃气发电机组废气经 15m 排气筒排放。	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废水	采出水处理装置和回注系统		
		固体废弃物	集中堆放，委运处理		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	设备泄漏检测	对设备与管线组件的密封点进行检测			
事故风险	事故预防及天然气泄漏应急预案			当地生态环境主管	
闭井	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建	建设单位

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
期	治	固体废物	废弃建筑残渣等收集后送固废填埋场填埋妥善处理	设单位	环保部门及当地生态环境主管
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复		闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况		

8.3.1 项目施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

(1) 宣传国家和地方有关环境方面的法律、法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；

(2) 落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如保护生态环境、防止水土流失等；

(3) 及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；

(4) 记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与沿线县生态环境、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

(5) 制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

8.3.2 运营期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在运营期管理的主要内容是：

(1) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；

(2) 制订完备的岗位责任制，明确规定各类人员的职责，有关环保职责及安全、事故预防措施应纳入岗位责任制中；

(3) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故能及时到位；

(4) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向主管领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

环境管理工作重点是：环境管理除了应抓好日常站场各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、天然气泄漏着火爆炸、站场事故排放、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。为此，必须制订相应的应急预案。

8.3.2.1 正常工况的环境管理

(1) 制订必要的规章制度和操作规程，主要包括：

- ①生产过程中安全操作规程；
- ②设备检修过程中安全操作规程；
- ③正常运行过程中安全操作规程；
- ④各种特殊作业（危险区域用火、进入设备场地等）中的安全操作规程；
- ⑤不同岗位的规程和管理制度，如输油操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位、罐区工作岗位及巡线、抢维修岗位等；
- ⑥环境保护管理规程。

(2) 员工的培训

培训工作包括上岗前培训和上岗后的定期培训，培训的方式可采用理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括：基础培训、技能培训和应急培训三部分。

(3) 加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的环保运行记录等。

(4) 落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，还需狠抓各项管理制度的落实，制定相应考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

8.3.2.2 事故风险的预防与管理

(1) 对事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

(2) 制定事故应急预案和建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外油气田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

(3) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。日常要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

8.4 环境监测计划

建设单位将委托具有环境监测资质的环境监测站，实施环境监测工作。施工期环境监测计划见表 8.4-1。

表 8.4-1 施工期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测内容	监测频次
1	大气	井场、管线	施工场界的 TSP 日均浓度	施工期监测一次
2	噪声	井场、管线	施工场界噪声监测	施工期监测一次

运营期的环境监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2 运营期环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测项目	监测方式
废气	井场边界	1 次/年	非甲烷总烃、H ₂ S	委托监测
	井场加热炉	1 次/月	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	
	重沸炉	1 次/月	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	
	燃气发电机	1 次/月	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	
废水	和田河处理厂污水处理装置	1 次/年	悬浮固体含量、含油量、SRB、IB、TGB	
噪声	井场边界	1 次/年	等效 A 声级 (dB)	
土壤	井场下风向 10m 处	每 5 年一次 10m 处	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	

8.5 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，国家环保总局等部门联合下发了《关于在重点建设项目中开展工程环境监理试点的通知》（环发[2002]41 号），对青藏铁路、西气东输工程等 13 个建在生态敏感区、生态环境影响突出的国家重点工程实行环境监理试点。建议本工程可以充分借鉴相关项目的工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油天然气股份有限公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

（1）环境监理人员要求

- ①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。
- ②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。
- ③具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

- ①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。
- ②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

罗斯 2 井单井试采地面工程环境影响报告书

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 8.5-1。

表 8.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场及管线管沟开挖现场扰动范围	(1) 管线是否满足环评要求 (2) 施工作业带是否超越了作业带宽度； (3) 挖土方放置是符合要求，回填后的土方处置是否合理； (4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； (5) 施工完成后是否进行了清理。	环评中环保措施落实到位
2	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； (2) 施工季节是否合适； (3) 有无破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	

8.6 环保设施竣工验收管理

8.6.1 环境工程设计

(1) 必须按照本环评文件及其批复要求，落实本工程环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案；

(2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理；

(3) 本工程污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施必须与主体工程同时建设投入运行。

8.6.2 环境设施验收建议

8.6.2.1 验收范围

与本工程有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等；

8.6.2.2 验收清单

建设单位在项目建成后，应按照《建设项目环境保护管理条例》、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》中有关规定，进行自主验收。

本工程环境保护验收建议清单见表 8.6-1。

8.7 污染物排放清单

本工程污染物排放清单见表 8.7-1。

9.结论与建议

9.1 工程概况

本工程在罗斯 2 井区部署 3 口采气井，新建天然气产能 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，最大日产凝析油 9.6t/d。新建采气井场 3 座；改造 MA8 集气站 1 座；新建罗斯 2 井站至 MA8 集气站集气线路截断阀室 2 座；新建罗斯 202 井场至罗斯 2 井 DN65 采气管道 1 条，DN50 燃料气管道 1 条，两管同沟敷设，长度为 1.7km；新建罗斯 203 井场至罗斯 2 井 DN65 采气管道 1 条，DN50 燃料气管道 1 条，两管同沟敷设，长度为 1.2km；新建罗斯 2 井站至 MA8 集气站 DN150 集气管道 1 条，DN60 气田水转输管道 1 条，两管同沟敷设，全长 84km。配套建设电气（含 200kW 橇装燃气发电机组 2 套（1 用 1 备）和 10kv 变电站 1 座）、自控、通信、防腐、消防等辅助工程。

工程总投资 23251.78 万元，环保投资 479.5 万元，约占总投资的 2.06%。

9.2 产业政策符合性

（1）政策、法规符合性分析

本工程为石油天然气开采项目，对照《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改），本工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”中第一款“常规石油、天然气勘探与开采”项目，符合国家当前产业政策要求。

本工程选址不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》等相关政策、法律法规相关要求。

（2）规划符合性分析

本工程的建设有助于推进罗斯 2 区块的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》和《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等的相关要

求。

(3) “三线一单” 符合性判定

本工程方案合理布置井场、站场、管线及道路等，在满足生产需求的前提下，控制永久占地面积，拟建道路及管线均未穿越红线，所部署井场、站场也不在生态保护红线范围内；运营期工艺流程全密闭，有效减少废气排放，不会导致区域环境空气质量下降；废水、固废处置措施得当，不会对外环境产生明显不利影响；工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。本工程满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

9.3 环境质量现状评价结论

9.3.1 生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区生态功能区属于IV塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区-IV3 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区—26、乌塔克拉玛干沙漠西部流动沙漠景观生态功能区。

9.3.2 环境空气质量现状

环境质量现状监测结果表明：监测期间各监测点硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准。

9.3.3 水环境质量现状

地下水环境质量现状监测结果表明：本工程地下水监测点中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物和氟化物存在超标现象，评价区地下水中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物和氟化物超标与其地质条件和地下水的赋存条件有关，并非受人类活动所致。除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物和氟化物之外的其它监测因子的标准指数均小于 1，满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准。

9.3.4 声环境质量现状

根据监测结果，工程区环境噪声均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。

9.3.5 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本工程占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准。

9.4 污染物排放情况

本工程运营期三废排放状况见表 9.4-1。

9.5 环境影响评价结论

9.5.1 生态影响评价结论

本工程总占地面积 110.3197hm²，其中永久性占地面积为 3.28hm²，临时占地面积 107.04hm²，工程占地类型主要为沙地。占地以临时占地为主，由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，工程对野生动物的影响较小。工程区属于塔里木河国家级水土流失重点预防区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

9.5.2 环境空气影响结论

根据工程分析，本工程施工期废气排放主要是施工机械及运输车辆产生的燃油废气、井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，建设期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

运营期工程对大气环境的影响主要来自天然气集输及处理过程中产生的燃烧烟气和挥发性有机物、硫化氢。井场 3 台加热炉燃料燃烧排放 SO₂ 0.0502t/a、NO_x 0.88t/a、颗粒物 0.274t/a，浓度分别为：颗粒物：20mg/m³，

20mg/m³，20mg/m³；SO₂：3.71mg/m³，3.71mg/m³，3.71mg/m³；NO_x：64.6mg/m³，65.74mg/m³，65.74mg/m³，均可达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）中新建燃气锅炉标准限值要求。TEG 脱水装置重沸器燃料燃烧排放 SO₂ 0.006t/a、NO_x 0.11t/a、颗粒物 0.033t/a，浓度分别为：颗粒物：20mg/m³；SO₂：3.66mg/m³；NO_x：67.16mg/m³，均可达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）中新建燃气锅炉标准限值要求。TEG 脱水装置产生的不凝气最终可依托新建放空火炬进行燃烧。燃气发电机组燃料燃烧排放 SO₂ 0.0034t/a、NO_x 0.84t/a、颗粒物 0.069t/a，浓度分别为：颗粒物：4.26mg/m³；SO₂：0.21mg/m³；NO_x：51.84mg/m³，均可达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）中新建燃气锅炉标准限值要求。天然气集输及处理过程中无组织 VOCs 排放量为 0.486t/a，H₂S 挥发量为 0.024t/a。

根据预测结果可知，本工程污染源中污染物 SO₂ 最大落地浓度为 11.196μg/m³、占标率为 2.24%；NO_x 最大落地浓度为 20.33442μg/m³、占标率为 8.13%；PM₁₀ 最大落地浓度为 5.184518μg/m³、占标率为 1.15%；非甲烷总烃最大落地浓度为 18.104μg/m³、占标率为 0.91%；H₂S 最大落地浓度为 0.646572μg/m³、占标率为 6.47%，D_{10%}均未出现。对大气环境影响较小，各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值。井场和站场的 NMHC 浓度和 H₂S 浓度均可达到《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中非甲烷总烃空气质量浓度限值（2000μg/m³）、硫化氢空气质量浓度限值（10μg/m³）要求。项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

综上所述，项目在施工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，施工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，且项目区地域空旷，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，工程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。

9.5.3 水环境影响评价结论

（1）环境水文地质现状

区域地下水类型为单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，地下水潜

水水位埋深 5~30m 左右。地下水的补给来源主要是地表水流入补给。由于区域气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。工程所在区域地下水的总体流向是从西南向东北方向径流。地下水一部分通过潜水蒸发和向北部沙漠区的地下水侧向径流排泄。

(2) 地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下油水窜层和阀门、集输管线泄漏事故，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受。

(3) 地下水环境污染防治措施

本评价建议本工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防治措施。

①严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”要求。防渗措施的设计使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

②建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划；对输送管道、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

③在制定环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

9.5.4 声环境影响评价结论

本工程开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆，对环境的影响是短暂的，随着施工结束而结束，同时项目区周边无居民等敏感点，因此不存在扰民现象。

本工程运营期噪声源主要为井场和站场机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。由预测结果可知，本工程单井井场和站场厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标

准》（GB12348-2008）2类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

9.5.5 固体废物影响评价结论

本工程施工期固体废物主要为钻井废弃泥浆、岩屑，以及施工废料、弃土和生活垃圾。

施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至和田河作业区固体废物填埋场。

开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富裕量。

本工程一开、二开采用水基钻井液，三开至四开采用聚磺钻井液。钻井采用泥浆不落地系统。其中膨润土泥浆岩屑(膨润土泥浆钻井岩屑)排入岩屑池，干化后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于油气田开发过程中修路、填坑、铺垫井场或填埋；聚磺体系泥浆岩屑在井场不落地收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。

施工期生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至和田河作业区固体废物填埋场。

本工程运营期产生的固体废物主要是井下作业固废、油泥（砂）、清管废渣、过滤废渣、废活性炭、废脱硫剂、废滤芯、沾油废物（含油抹布、劳保用品，废防渗膜）。

井下作业固废自带回收罐进行回收，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。废脱硫剂、废滤芯由脱硫橇生产厂家定期及时更换，回收利用。油泥（砂）、清管废渣、过滤废渣、沾油废物（含油抹布、劳保用品，废防渗膜）可委托塔里木油田绿色环保站进行处置。废活性炭可委托具有危废处理资质的单位进行无害化处置。

本工程产生的固体废物全部妥善处置，在落实本工程提出的控制措施的情况下不会对周围环境造成二次污染。

9.5.6 土壤影响评价结论

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废

弃物污染影响，工程区主要处于风蚀区，施工活动会造成水土流失加剧。

运营期土壤环境影响主要考虑非正常工况下管线发生泄漏，垂直入渗对土壤的环境影响，通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低工程运营对土壤环境的影响，措施可行。

9.5.7 环境风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括柴油、天然气、硫化氢和凝析油，柴油储存在钻井井场储罐内，天然气和凝析油存在于管线中。可能发生的风险事故包括油气泄漏、井喷、井漏，以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物（CO、烟尘、SO₂等）排放。

天然气泄漏导致 H₂S 扩散可能使附近人员中毒，而泄漏引发的火灾产生的 CO、SO₂ 等伴生/次生污染物会使附近大气环境中污染物超出质量标准限值；凝析油泄漏可能会对土壤环境、地下水环境产生一定的影响。虽然风险事故发生的概率较低，但建设单位在管理上仍不可掉以轻心，应严格落实各项风险防范措施，定期检测和实时监控，力争通过系统地管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案，使得风险事故发生概率降至最低。

本工程环境风险属于可防控风险，在做好风险防范措施的前提下，可使风险发生概率降低，使事故发生对环境的影响控制在可接受水平。

9.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

（1）生态保护措施

①严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度的减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

②严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度的保护，最小程度的破坏，最大限度的恢复”的原则。施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

③钻井采用“钻井废弃泥浆不落地达标处理技术”，做到资源化、减量化及无害化处理。

④选线过程中，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

⑤施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

⑥确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

⑦加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。在道路周边设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。

⑧充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被，施工结束后进行场地恢复。

⑨对场站地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

⑩在井场和站场周边、管线和道路两侧设置草方格防风固沙。

(2) 大气环境保护措施

①施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

②避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

③合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶（速度小于 20km/h），减少车辆行驶动力起尘。

④采用脱硫净化后的天然气为燃料，作为一种清洁燃料，产生的大气污染物得到了较大幅度的减少，同时采用高效的低氮燃烧设施，可最大限度地降低对区域大气环境的污染。

⑤本工程三甘醇再生放空废气去新建放空火炬燃烧。

⑥在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，试采过程采用密闭集输流程，井场、站场非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业

大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求和《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中厂区内非甲烷总烃排放限值要求,硫化氢无组织排放达到《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中改扩建项目厂界二级标准要求。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废气污染物的排放量。

(3) 水环境保护措施

①钻井作业期间,采用泥浆不落地系统,钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统,分离后的液体回用于钻井液配备,不外排。钻井期各单井生活污水量少,且较分散,进入防渗污水池后,定期拉运至和田河作业区公寓生活污水处理设施进行处理,不外排。

②本工程管道分段试压,一般采用无腐蚀性的清洁水,试压水由罐车收集后,进入下一段管线循环使用,试压结束后排入防渗的暂存池,可用作场地降尘用水。

③施工期地面工程生活场地配备防渗污水池,集中收集后拉运至和田河作业区公寓生活污水处理设施。

④本工程气田采出水及和火炬除液器废水采用管道密闭输送至和田河气田 500 万方天然气处理厂,分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层。

(4) 噪声污染防治措施

①施工单位可合理安排施工时间,避免长时间使用高噪声设备,使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

②施工设备选型时,在满足施工需要的前提下,尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

③加强施工机械的维护保养,避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

④对声源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。

⑤放空火炬出口加装消音器。

(5) 固体废物污染防治措施

①本工程无废弃土方，施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场、站场及道路施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。

②本工程钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相放置防渗暂存岩屑池（用 HJHY 系列二布一膜环保型防渗膜进行防渗）经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。三开、四开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于钻井液配备，固相用泥浆罐暂存，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。

③施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至和田河作业区固体废物填埋场。

④施工期钻井工程施工人员产生的生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至和田河作业区固体废物填埋场。

⑤本工程运营期固体废物主要是井下作业固废、油泥（砂）、清管废渣、过滤废渣、废活性炭、废脱硫剂、废滤芯、沾油废物（含油抹布、劳保用品，废防渗膜）。井下作业固废自带回收罐进行回收，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。运营期产生的危险废物均委托有相应处置资质的单位进行处置。

⑥危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移管理制度。

（6）土壤污染防治措施

①施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

②施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

③定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“跑、冒、滴、漏”事故的发生。

(7) 环境风险防范措施

①在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

②井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

③每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

④井场和站场严格按防火规范进行平面布置，电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

⑤严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

⑥按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑦在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度

⑧在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

9.7 其他评价结论

9.7.1 总量控制结论

本工程各类加热装置的总量控制指标为 NO_x : 2.08t/a。运营期产生的 VOCs（非甲烷总烃）排放量估算为 0.486t/a。

9.7.2 清洁生产评价结论

本工程在采输气、油气处理等生产工艺方面，均采用了目前国际、国内先

进技术，能源消耗低，符合目前国际上油气田开发的一般清洁生产要求。根据综合分析判断，本项目开发严格执行各类环保、节能措施后，符合清洁生产要求。

9.8 公众参与结论

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本工程的相关建议。

9.9 经济损益性分析

本工程实施后所带来的经济效益、社会效益和环境效益，比本工程施工中所造成的直接环境、经济损失要大得多。工程环保措施的落实可使工程实施的经济效益、社会效益和环境效益得以协调统一。

9.10 环境管理与监测计划

针对本工程建设过程中产生的负面环境影响所提出的防治或减缓措施，在该项目的设计、施工和营运中逐步得到落实，从而使得环境建设和管道建设符合国家同步设计、同步实施和同步投产使用的“三同时”制度要求。为环境保护措施得以有计划的落实和地方生态环境管理部门对其进行监督提供依据。通过环境管理计划的实施，将本工程对沿线环境带来的不利影响减缓到相应法规和标准限值要求之内，使项目的建设经济效益和环境效益得以协调、持续和稳定发展。

9.11 综合评价结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改），“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”中鼓励类项目，工程建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采也污染防治技术政策等》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；项目不涉及依法

划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；工程符合“三线一单”要求；塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：本工程符合国家产业政策和新疆经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址选线合理，建设是可行的。

附件