1. 概述

1.1 建设项目特点

塔中采油气管理区（以下简称塔中管理区）成立于2019年，是塔里木油田公司九大油气生产单位之一、前身是1994年成立、1996年全面投入开发的塔中四作业区，所辖区域位于新疆民丰、沙雅、且末县境内，地处塔克拉玛干沙漠腹地，负责塔中4油田、塔中16油田、塔中10油田、塔中I号气田、塔中6气田等5个油气田的油气藏研究与管理、油气生产、处理、集输等油气开发全过程管理工作。

塔中管理区拥有矿权面积9314平方千米，累计探明石油地质储量2.95亿吨、天然气地质储量4171亿方，动用石油地质储量11053万吨、天然气地质储量746.26亿方，技术可采石油储量3203万吨、天然气储量381.08亿方，原油标定采收率25.59%、天然气标定采收率59.14%。截至2025年底，管辖油气井374口（其中采气井222口）、3座联合站，累产油3018万吨、产气191亿方，累产油气当量4540万吨。

塔中Ⅰ号气田中古10区块位于新疆塔里木盆地塔克拉玛干沙漠腹地、新疆维吾尔自治区和田地区民丰县、阿克苏地区沙雅县境内。该井区位于塔里木盆地中央隆起塔中凸起北斜坡FⅠ20断裂带中古10区块，西邻中古8井区，东接中古434井区，在塔克拉玛干沙漠腹地1号沙漠公路约50km处。

为了支撑“十五五期间”塔中油气田年产油气当量100万吨稳产的目标，提高储量动用程度，提高采收率，增大区块整体开发效益，塔里木油田分公司拟投资42578万元实施“塔里木塔中I号气田中古10断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整”，本项目将动用地质储量：气$99.05\times10^{8}m^{3}$，油$543.69\times10^{4}t$。实现年产气$1.0\times10^{8}m^{3}$、油$2.5\times10^{4}t$ 以上稳产4年。新建单井配产气量$3\sim5\times10^{4}m^{3}$。按照气藏预测，新井平均累产气$0.43\times10^{8}m^{3}$，累产油$1.54\times10^{4}t$。根据建设单位提供资料，本项目工程内容及依托工程不涉及中央及自治区生态环境保护督察整改问题。

本项目主要建设内容为：

①钻井部分：新钻采气井 10 口（8 口定向井：中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 102-19X 井、中古 46-6X 井、中古 46-7X 井、中古 46-8X 井、中古 46-9X 井；2 口侧钻井：中古 45-H2C 井、中古 102-H11C）。

②老井利用 18 口（中古 10-2XC、中古 10-H3C、中古 102-H1、中古 102-H2、中古 102-3X、中古 3C、中古 102-5X、中古 45-H2、中古 45-H12、中古 43-3X、中古 43-7C、中古 43、中古 43-H2、中古 43-6X、中古 43-H4C、中古 43-1、中古 43-9、中古 106-H4）。

③集输部分：新建标准化采气井场 11 座（中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 102-19X 井、中古 46-6X 井、中古 46-7X 井、中古 46-8X 井、中古 46-9X 井、中古 102-H11C、中古 45-14X、中古 43-10X）；中古 45-H2C 井的井口生产流程完整，本工程不需要新建。井场主要设备包括空气源热泵（空气源热泵+利旧加热炉）、放空火炬、自动点火装置等；中古 102-19X 井标准化井场中新增 1 套计量阀组。新建单井采气管线 DN80 10MPa 柔性复合高压输送管 32.9km；新建阀组高压集气管线 DN100 10MPa 柔性复合高压输送管 0.5km；新建阀组低压集气管线 DN100 6.4MPa 柔性复合高压输送管 6.5km。

④气举部分：6 口采气井后期需转气举生产，新建气举井场 6 座（中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 45-H2C 井、中古 45-14X、中古 43-10X），井场主要设备包括流量计、调节阀等）；新建单井气举管线 DN50 16MPa 材质 L245NS 5.6km。

⑤改扩建部分：在已建单井井场（中古 102-H2 井）新建 4 井式阀组 1 座，设计压力 10MPa。在已建单井井场（中古 45-H12 井）新建 5 井式阀组 1 座，设计压力 10MPa；在 5 号集气站新建 2 井式进站阀组 1 座，设计压力 10MPa。在已建单井井场（中古 45-H12 井）新建 4 式气举阀组 1 座。

⑥辅助配套部分：新建 35kV 架空线 28.33km。新建 35/0.4kV 160kVA 变压器 11 座；新建 35/0.4kV 2000kVA 变压器 1 座，新建通信光缆线路 GYTA-53-12B1.3 型 12 芯光缆，全长 28.4km。

⑦配套建设水、电、信、控等工程。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目属于石油天然气开采项目，项目所在区域位于新疆阿克苏地区沙雅县及和田地区民丰县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》和新水水保〔2019〕4 号，沙雅县属于塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区范围；民丰县属于塔里木河国家级水土流失重点预防区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，本项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）”，应编制环境影响报告书。

2026 年 8 月，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（见附件 1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。受天合公司委托，新疆昇腾环保科技有限公司于 2026 年 8 月对本项目评价区域环境空气、声环境、地下水、土壤环境质量现状进行了监测。根据监测结果，结合项目组所收集到的相关文件、资料，利用软件预测等手段，对工程施工和运营过程中各环境要素所产生的环境影响进行分析、预测和评价，并提出污染防治、生态保护及风险防控措施，论证环保设施的可行性等。

环评报告编制期间，建设单位于 2026 年 8 月 17 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第一次网络信息公示；环境影响报告书征求意见稿完成后，建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号））要求，于 2026 年 10 月 9 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行了第二次公示，在此期间在《新疆法制报》进行两次报纸公示，张贴了公告；于 2026 年 12 月 4 日开展了拟报批公示。根据建设单位提供的《塔里木塔中 I 号气田中古 10 断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整公众参与说明》，公示期间未收到反馈意见。

在以上基础上，天合公司编制完成了《塔里木塔中 I 号气田中古 10 断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整生态环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

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

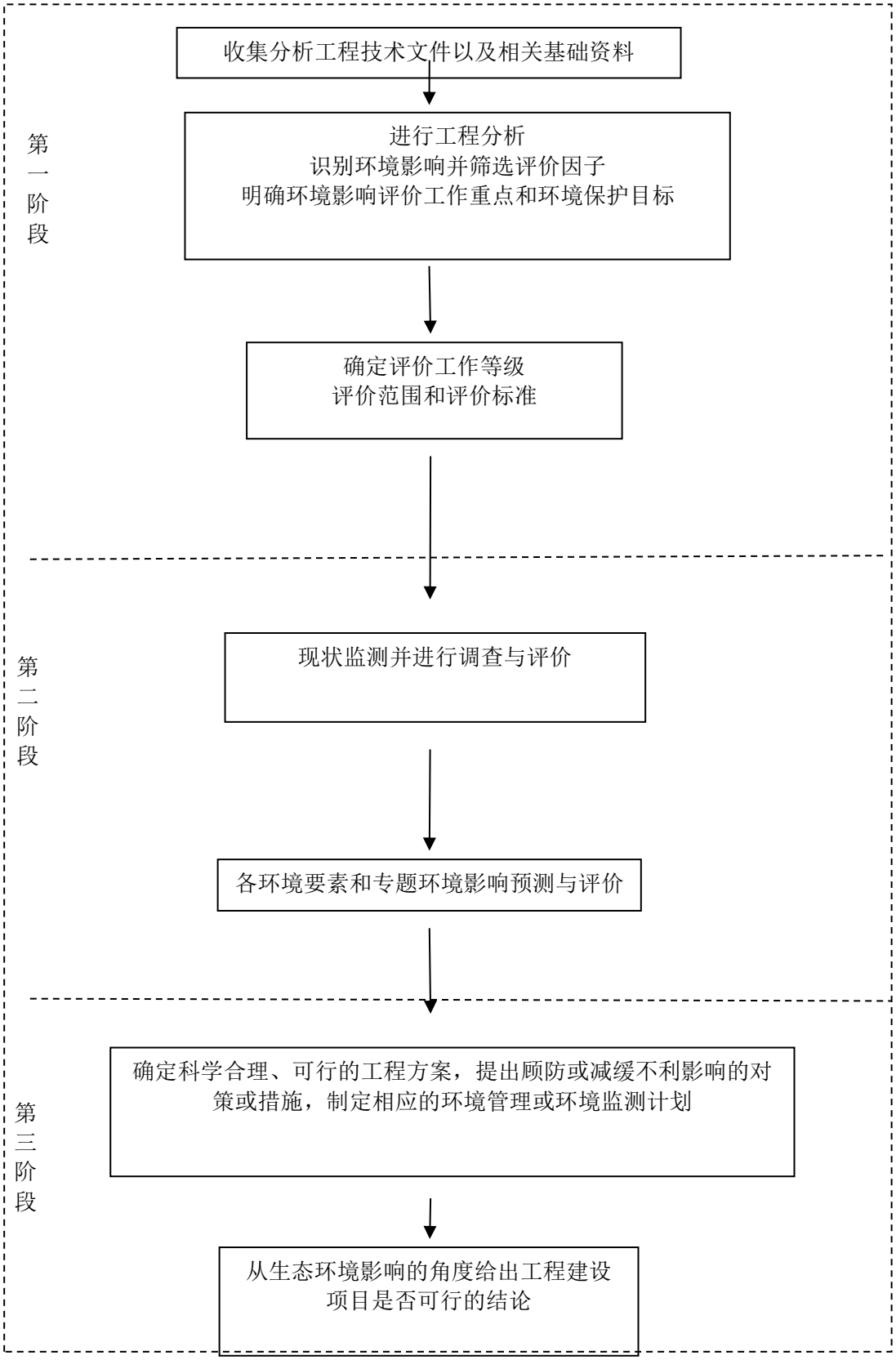

图 1.2-1　　评价工作程序图（HJ349-2023）

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

本项目属于石油天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

本项目符合《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》《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）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本项目位于阿克苏地区沙雅县及和田地区民丰县，属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年）》《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》《阿克苏地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》《和田地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》《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等规划相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

本项目选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，不占用生态保护红线。远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。项目建成后所在区域的环境功能不会降低，对环境的影响属于可接受的范围，选址、选线基本合理。

（5）生态环境分区管控符合性判定结论

根据《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）》（阿地环字〔2024〕32号）、《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023年版）》（和行发〔2024〕38号），本项目所在区域属于一般管控单元，不占用生态保护红线和永久基本农田。本项目采取密闭集输工艺，加强设备管理，从源头减少泄漏产生的无

组织废气；运营期产生的采出水随采出液一起进入塔三联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；本项目在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；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，因此，本项目建设符合生态环境分区管控方案要求。

本项目符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不占用生态红线，符合新疆经济发展规划、环保规划等，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程中产生的施工扬尘、运输车辆尾气、焊接烟尘、试压废水、生活污水等污染问题；运营期井场、站场无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢，井下作业废水、采出水、含油污泥、落地油等对环境产生的影响。

本项目环境影响主要来源于井场、站场建设、集输管线建设等工艺过程，环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据资料收集和现场调查，本项目不占用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、生态保护红线。重点保护目标是：评价范围内分布的重要物种、区域重要保护动物，以及评价范围内涉及的塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区、塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区、塔里木河国家级水土流失重点预防区。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035年）》《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划》等相关规划要求；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；本项目符合生态环境分区管控的要求；中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目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：只要在施工期、运营期、退役期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，其生态破坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设从生态环境影响的角度是可行的。

2. 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

环境保护法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1　　环境保护法律一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	中华人民共和国生态环境法典	14 届人大第 4 次会议	2026-08-15
2	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
3	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
4	中华人民共和国节约能源法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
5	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
6	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
7	中华人民共和国野生动物保护法（2023 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
8	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
9	中华人民共和国突发事件应对法（2024 年修订）	14 届人大第 10 次会议	2024-11-01
10	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
12	中华人民共和国矿产资源法（2024 年修订）	14 届人大第 12 次会议	2024-11-08
13	中华人民共和国能源法	14 届人大第 12 次会议	2025-01-01

2.1.2 环境保护法规、规章

表 2.1-2　环境保护法规、规章一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**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 年修正）	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 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令第 743 号	2021-09-01
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	国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知	国发〔2023〕24 号	2023-11-30
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	中共中央、国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令第 278 号	2018-03-19
10	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
11	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
12	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32 号	2021-11-02
13	地下水管理条例	中华人民共和国国务院令第 748 号公布	2021-12-01
14	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令第 743 号	2021-09-01
15	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016 年修正）	国务院令第 666 号	2016-02-06
16	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5 号	2024-01-31
17	国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知	国发〔2023〕24 号	2023-12-07
18	中共中央办公厅、国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	——	2024-03-06
二	**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	2021-01-01
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	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
4	国家危险废物名录（2025 年版）	生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第 36 号公布	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024 年本）	国家发展和改革委员会令第 7 号	2024-02-01
6	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
7	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
8	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
9	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
10	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
11	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
12	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
13	关于印发〈生态保护红线划定指南〉的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
14	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
15	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136 号	2013-09-01
16	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交	2021-11-30

		通运输部 23 号令	
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年 第 43 号	2017-10-01
18	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年 第 74 号	2021-12-21
19	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	环办环评函〔2019〕590 号	2019-06-30
20	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年第 66 号	2021-12-03
21	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	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
23	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发展改革委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
24	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号	2021-09-07
25	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-02-05
26	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
27	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
28	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第 34 号	2015-06-05
29	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
三	**地方性法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	自治区 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 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	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	环环评〔2016〕150 号	2016-10-27
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	自治区 12 届人大第 29 次会议	2017-07-01
6	关于《排放源统计调查产排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
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录	新政发〔2023〕63 号	2023-12-29
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发〔2022〕75 号	2022-09-18
9	新疆国家重点保护野生动物名录	新疆维吾尔自治区林业和草原局	2021-07-28
10	新疆国家重点保护野生植物名录	新疆维吾尔自治区林业和草原局与农业农村厅	2022-03-09

11	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
12	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
13	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
14	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
15	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）	新环发〔2024〕93 号	2024-06-09
16	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
17	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
18	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20 号	2018-12-20
19	自治区党委、自治区人民政府印发《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》的通知	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
20	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
21	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-11
22	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发〔2020〕138 号	2020-09-04
23	新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法	2013 年 7 月 31 日修订	2013-10-01
24	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
25	新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035 年）	国函〔2024〕70 号	2024-05-17
26	新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果	新环环评发〔2024〕157 号	2024-11-15
27	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
28	阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）	阿地环字〔2024〕32 号	2024-10-28
29	关于《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	新环审〔2022〕147 号	2022-07-25
30	新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）	新林资字〔2015〕497 号	2015-01-01
31	关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知	新环办环评〔2024〕20 号	2024-03-25
32	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法	自治区 14 届人大第 16 次会议	2025-01-01

2.1.3 环境保护技术规范

环境保护技术规范见表 2.1-3。

表 2.1-3　　环境保护技术规范一览表

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	2017-01-01
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　陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
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　土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1-6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术标准	GB50433-2018	2019-04-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
17	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
18	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2022-11-04
19	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
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
21	油田注水工程设计规范	GB50391-2014	2015-05-01
22	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 17745-2011	2011-10-01
23	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
24	油田注水工程施工技术规范	SY/T 4122-2020	2021-02-01
25	陆上石油天然气生态环境保护推荐做法	SY/T6628-2005	2005-11-01
26	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
27	生物多样性观测技术导则	HJ710.1-13-2014	2015-01-01
28	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
29	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01
30	石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范	GBT/43936-2024	2024-08-01
31	陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范	SY/T7784--2024	2025-03-24
32	气田水注入技术要求	SY/T6596-2016	2017-05-01

2.1.4 相关文件及技术资料

（1）塔里木塔中I号气田中古10断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整环境影响评价委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

（2）塔里木塔中I号气田中古10断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整相关资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

（2）通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、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、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

（3）评述拟采取的环境保护措施的可行性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

（4）评价本项目与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

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、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。

2.2.2 评价原则

（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，优化本项目建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本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。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

结合项目特征，工程建设对环境的影响可分为施工期、运营期、退役期影响。

（1）施工期

施工期的环境影响主要表现为生态影响，主要为钻井和地面设施建设，钻井作业、平整场地、管线及井场、站场建设等活动，将对生态环境产生一定不利影响，主要体现在占用土地及破坏土壤、地表植被等。

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对项目施工期间产生的影响进行识别，具体见表2.3-1。

表 2.3-1　施工期环境影响因素识别

环境要素	施工期影响因素				
	占地	废气	废水	固体废物	噪声
		施工扬尘、车辆尾气和焊接烟气、储层改造废气、测试放喷废气等	钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水和生活污水	钻井泥浆、钻井岩屑、废防渗材料、废烧碱包装袋、施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾等	施工机械及车辆、钻机等噪声
环境空气	/	-S	/	/	/
地表水	/	/	-S	-S	/
地下水	/	/	-S	-S	/
声环境	/	/	/	/	-S
土壤	-L	/	-S	-S	/
生态	-S	-S	/	-S	/

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。

（2）运营期

本项目运营期环境影响主要为井场、站场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括集输管线、站场、井场发生油气泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，以及管线、设备等发生油类物质泄漏对地下水、土壤环境的影响。工程运营期产生的环境影响识别矩阵见表 2.3-2。

表 2.3-2　运营期环境影响因素识别

环境要素	**运营期影响因素**				
	废气	**废水**	**固体废物**	**噪声**	**风险**
	管路及设备动静密封点泄漏的无组织挥发的废气等、温室气体	井下作业废水、采出水	落地油、沾油废防渗材料等	井场、站场	井场、站场设备泄漏、集输管线泄漏等
环境空气	-L	/	/	/	-SA
地表水	/	-S	-S	/	-SA
地下水	/	-S	-S	/	-SA
声环境	/	/	/	-L	/
土壤	/	/	-S	/	-SA

环境要素	运营期影响因素				
	废气	废水	固体废物	噪声	风险
	管路及设备动静密封点泄漏的无组织挥发的废气等、温室气体	井下作业废水、采出水	落地油、沾油废防渗材料等	井场、站场	井场、站场设备泄漏、集输管线泄漏等
生态	/	/	-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。

（3）退役期

退役期主要表现在地表设施拆除等施工活动对环境的影响，施工活动将造成一定程度的水土流失，以及拆除生产设施过程中产生的落地油对土壤环境的影响等。退役期环境影响因素识别及筛选见表 2.3-3。

表 2.3-3 退役期环境影响因素识别

环境要素	退役期影响因素				
	废气	废水	噪声	固体废物	风险
	施工扬尘、施工机械及车辆废气等	施工废水、生活污水等	施工机械及车辆噪声	落地油、建筑垃圾等	泄漏、火灾等
环境空气	-S	/	/	/	-SA
地表水	/	-S	/	/	-SA
地下水	/	-S	/	-S	-SA
声环境	-S	/	-S	/	/
土壤	/	/	/	-S	-SA
植被及动物	-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。

2.3.2 评价因子

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），评价因子见表 2.3-4。

表 2.3-4　评价因子一览表

环境要素 / 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
现状调查		PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3、NMHC、H_2S	/	pH、水位埋深、井深、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物、钡	占地范围内：石油烃(C_{10}-C_{40})、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、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+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、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1，2，3-cd]芘、萘；占地范围外：石油烃(C_{10}-C_{40})、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍；其他：理化性质、含盐量等调查。	A.调查评价范围内的植物区系、植被类型；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、特征；重要野生动植物等。 B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。 C.调查区域存在的主要生态问题。	等效连续 A 声级（Leq）
钻前工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO_2、NOx、CmHn	/	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼、夜间等效声级（L_d、L_n）
储层改造工程	施工期	SO_2、NOx、NMHC	/			/	昼、夜间等效声级（L_d、L_n）
油气集输工程	施工期	颗粒物、SO_2、NOx、	废水综合利用不外排的可行性和可靠性	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样	昼、夜间等效声级（L_d、L_n）

环境要素 / 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
		CmHn				性、生态系统完整性等	
	运营期	NMHC、H_2S			石油烃、盐分含量	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼、夜间等效声级（L_d、L_n）

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（Ⅳ），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV_1），塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。主要生态服务功能分别为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”，区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。

2.4.1.2 地下水环境功能区划

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水按Ⅲ类功能区。

2.4.1.3 地表水环境功能区划

本项目周边 5km 范围内无地表水体。

2.4.1.4 环境空气功能区划

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单的要求，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.1.5 声环境功能区划

项目区为油气田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准。对于未作出规定的 NMHC 参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m^3 的标准，H_2S 参考执行《环境影

响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的标准。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1　环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg /m³）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫（SO_2）	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化氮（NO_2）	40	80	200	
3	细颗粒物（$PM_{2.5}$）	35	75	/	
4	可吸入颗粒物（PM_{10}）	70	150	/	
5	一氧化碳（CO）	/	4000	10000	
6	臭氧（O_3）	/	160	200	
7	非甲烷总烃（NMHC）	/	/	2000	《大气污染物综合排放标准》详解
8	H_2S	/	/	10	《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D

（2）水环境

本项目不涉及地表水，区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的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。具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色（铂钴色度单位）	≤15	18	氨氮（以 N 计）（mg/L）	≤0.50
2	嗅和味	无	19	硫化物（mg/L）	≤0.02
3	浑浊度（NTU）	≤3	20	钠（mg/L）	≤200
4	肉眼可见物	无	21	总大肠菌群（MPN/100mL 或 CFU/100mL）	≤3.0
5	pH（无量纲）	5.5≤pH< 6.5	22	菌落总数（CFU/mL）	≤100
6	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）（mg/L）	≤450	23	亚硝酸盐（以 N 计）（mg/L）	≤1.0
7	溶解性总固体	≤1000	24	硝酸盐（以 N 计）（mg/L）	≤20.0
8	硫酸盐（mg/L）	≤250	25	氰化物（mg/L）	≤0.05
9	氯化物（mg/L）	≤250	26	氟化物（mg/L）	≤1.0
10	铁（mg/L）	≤0.3	27	碘化物（mg/L）	≤0.08
11	锰（mg/L）	≤0.10	28	汞（mg/L）	≤0.001

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
12	铜（mg/L）	≤1.00	29	砷（mg/L）	≤0.01
13	锌（mg/L）	≤1.00	30	硒（mg/L）	≤0.01
14	铝（mg/L）	≤0.20	31	镉（mg/L）	≤0.005
15	挥发性酚类（以苯酚计）（mg/L）	≤0.002	32	铬（六价）（mg/L）	≤0.05
16	阴离子表面活性剂（mg/L）	≤0.3	33	铅（mg/L）	≤0.01
17	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_2 计）（mg/L）	≤3.0	34	石油类（mg/L）	≤0.05

（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）。

（4）土壤环境

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)，油田内地面工程、井场等建设用地为第二类用地，结合项目所在区域环境特征，本项目占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 第二类用地筛选值标准，见表 2.4-3；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，根据监测结果，在监测期间，本项目区域土壤 pH＞7.5，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中所列 pH＞7.5 的筛选值标准，见表 2.4-4。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值标准。

表 2.4-3《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

序号	污染物项目	筛选值（mg/kg）		管制值（mg/kg）	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
重金属和无机物					
1	砷	20	60	120	140
2	镉	20	65	47	172
3	铬（六价）	3.0	5.7	30	78
4	铜	2000	18000	8000	36000
5	铅	400	800	800	2500
6	汞	8	38	33	82
7	镍	150	900	600	2000
挥发性有机物					

8	四氯化碳	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	12	37	21	120
11	1，1-二氯乙烷	3	9	20	100
12	1，2 二氯乙烷	0.52	5	6	21
13	1，1-二氯乙烯	12	66	40	200
14	顺-1，2-二氯乙烯	66	596	200	2000
15	反-1，2-二氯乙烯	10	54	31	163
16	二氯甲烷	94	616	300	2000
17	1，2-二氯丙烷	1	5	5	47
18	1，1，1，2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
19	1，1，2，2-四氯乙烷	1.6	10	26	100
20	四氯乙烯	11	53	34	183
21	1，1，1-三氯乙烷	701	840	840	840
22	1，1，2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
24	1，2，3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	1	4	10	40
27	氯苯	68	270	200	1000
28	1，2-二氯苯	560	560	560	560
29	1，4-二氯苯	5.6	20	56	200
30	乙苯	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
34	邻二甲苯	222	640	640	640
半挥发性有机物					
35	硝基苯	34	76	190	760
36	苯胺	92	260	211	663
37	2-氯酚	250	2256	500	4500
38	苯并[a]蒽	5.5	15	55	151
39	苯并[a]芘	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15	55	151
41	苯并[k]荧蒽	55	151	550	1500
42	䓛	490	1293	4900	12900
43	二苯并[a，h]蒽	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并[1，2，3-cd]芘	5.5	15	55	151
45	萘	25	70	255	700
46	石油烃	826	4500	5000	9000

表 2.4-4《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》

序号	污染物项目①		风险筛选值（单位：mg/kg）			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	其他	40	40	30	25
4	铅	其他	70	90	120	170
5	铬	其他	150	150	200	250

序号	污染物项目①		风险筛选值（单位：mg/kg）			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
6	铜	其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300
注：①重金属和类重金属均按照元素总量统计。 ②对于水旱轮作物，采用其中较严格的风险筛选值。						

2.4.3 污染物排放标准

（1）废气

施工期颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求。

运营期井场、站场非甲烷总烃无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）；站场厂界非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；H_2S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5　大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度（mg/m³）		标准来源	
颗粒物	1.0		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值	
非甲烷总烃（厂界）	4.0		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	
H_2S	0.06		《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准	
污染物	排放限值	限值含义	无组织排放监控位置	标准来源
非甲烷总烃（厂界内）	10	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置监控点	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）

（2）废水

采出水输送至塔三联合站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层。回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）储层空气渗

透率≥2.0μm²的标准，标准值见表 2.4-6。工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

表 2.4-6　回注水水质主要控制指标

储层空气渗透率（μm²）	<0.01	(0.01，0.05)	(0.05，0.5)	(0.5，2.0)	≥2.0
水质标准分级	I	II	Ⅲ	IV	V
悬浮固体含量 mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0
悬浮物颗粒直径中值	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
含油量 mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0
平均腐蚀率 mm/a	≤0.076				

（3）噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2025），即昼间 70dB（A），夜间 55dB；

运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，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；钻井液分离的固相经检测应满足《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，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求。生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2024）；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

（5）重大危险源识别标准

本项目涉及危险物质主要是原油、天然气、H_2S，其具体风险性执行《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）相关标准。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

（1）评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2022），判定等级如下：

表 2.5-1　生态环境评价等级判定

序号	导则规定	本项目情况	评价等级
1	a）涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及	/
	b）涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及	/
	c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	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，生态影响评价等级不低于二级	地表水为三级 B	/
	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	不涉及	/
	f）当工程占地规模大于 20km^2 时（包括永久和临时占用陆域和水域），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	本项目新增占地规模小于 20km^2	/
	g）除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级	/	/
	h）当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	涉及 c）、e）	/
2	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	不涉及	/
3	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	不涉及	/
4	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	不涉及	/
5	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级	不涉及	三级
6	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485	不涉及	/

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中生态环境评价等级判定依据，确定本工程生态环境评价工作等级为三级。

（2）评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ3 49-2023），本项目以井场、站场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级判定

①建设项目地下水环境影响评价行业分类

本项目属于石油天然气开采，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023），本项目井场、站场类别为Ⅱ类；采气管线建设属于Ⅳ类项目。

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），项目所在区域不涉及集中式饮用水水源地准保护区及其补给径流区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区等，亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区，且项目场地不涉及农村居民取水井等分散式饮用水水源地。因此，本项目地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

表 2.5-3　　地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的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、应急水源地，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	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；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（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。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

③评价等级判定

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中建设项目评价工作等级分级表（表 2.5-4），确定本项目地下水评价等级见表 2.5-5。综上，本项目地下水环境影响评价工作等级为三级。

表 2.5-4　　地下水环境影响评价工作等级划分依据

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

表 2.5-5　　本项目地下水评价工作等级一览表

工程内容	项目类别	环境敏感程度	评价等级
井场、站场	I	不敏感	二
采气管线	III	不敏感	三

（2）评价范围确定

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。本次评价结合项目特点，主要采用自定义法进行评价范围的确定。

按照导则要求，调查评价范围应能说明地下水环境现状，反映调查评价区地下水的基本流场特征，满足地下水环境影响预测与评价为基本原则，结合地下水现状调查情况，本次采用自定义法确定地下水评价范围。项目所在区域地下水总体由西北向东南方向径流，本次结合区域水文地质条件及本项目分布特点、地下水调查点分布情况等，本次评价范围确定为：各井场、站场下游1100m，两侧550m，上游550m的范围,管线两侧200m的范围作为本次地下水评价范围。评价范围见图2.5-1。

2.5.3 地表水环境影响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），本项目属于水污染影响型建设项目。在油气正常开采及油气集输过程中，本项目产生的生产废水、生活污水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级B。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污（废）水处理设施的依托可行性。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行）》(HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023）以及本次现状监测数据，工程所在区域pH值为7.8-8，属于无酸化碱化地区；土壤含盐分量为9.9g/kg-12.7g/kg，土壤盐化程度不均。因此，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）建设项目类别

本项目土壤项目类别按照采气进行考虑。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023），本项目井场、站场建设属于 II 类项目，采气管线建设属于Ⅳ类项目。

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018），“建设项目占地规模分为大型（≥50hm^2）、中型（5～50hm^2）和小型（≤5hm^2）”。

本项目永久占地 2.61hm^2，占地规模为小型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

根据土地利用现状图及本次现场踏勘，本项目土壤环境敏感程度为“不敏感”。

②生态影响型

根据监测数据，项目区域土壤 pH 值为 7.8-8，土壤含盐分量为 9.9g/kg-12.7g/kg，生态影响型土壤敏感程度总体为“敏感”。

（4）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-6 和表 2.5-7。

表 2.5-6　　生态影响型土壤环境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	二	三
较敏感	二	二	三
不敏感	二	三	/

表 2.5-7　　污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

占地规模 / 敏感程度	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	—	—

本项目土壤项目类别为Ⅱ类，生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为小型、污染影响型环境敏感程度为不敏感。综上，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为三级。

根据导则要求，本项目土壤环境生态影响型评价范围为井场、站场占地范围内全部以及占地范围外2km范围作为调查评价范围。土壤环境污染影响型评价范围为井场、站场占地范围内全部以及占地范围外0.2km范围。

2.5.5 环境空气环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目新增废气排放源主要为井场、站场集输过程中非甲烷总烃的无组织排放和硫化氢无组织排放。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计算项目污染源的最大环境影响，选非甲烷总烃（NMHC）、硫化氢为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率Pi（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D10%。其中Pi定义为：

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

式中：Pi——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρi——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，μg/m^3；

ρ0i——第i个污染物的环境空气质量标准，μg/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2.5-9。

表2.5-9 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	P_{max}≥10%
二级评价	1%≤P_{max}<10%
三级评价	P_{max}<1%

估算模式所用参数见表2.5-10。

表 2.5-10　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（℃）		45.6
最低环境温度（℃）		-26.4
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥气候
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（°）	/

本次预测估算结果详见表 2.5-11。

表 2.5-11　估算模式计算结果表

名　　称	评价因子	C_i（μg/m³）	评价标准（μg/m³）	P_{max}（%）	$D_{10\%}$（m）	最大浓度出现距离（m）
中古 102-19X	非甲烷总烃	13.103	2000	0.66	/	25
	H_2S	0.0002	10	0	/	
中古 102-H11C	非甲烷总烃	11.25	2000	0.56	/	25
	H_2S	0.0002	10	0	/	
中古 43-10X	非甲烷总烃	13.604	2000	0.68	/	25
	H_2S	0.0003	10	0	/	
中古 45-18X	非甲烷总烃	13.604	2000	0.68	/	25
	H_2S	0.0003	10	0	/	
中古 102-H2 新建两个阀组	非甲烷总烃	18.472	2000	0.92	/	25
	H_2S	0.0004	10	0	/	
中古 45-H12 井新建阀组	非甲烷总烃	70.653	2000	3.53	/	10
	H_2S	0.0009	10	0.01	/	
5 号集气站新建阀组	非甲烷总烃	28.117	2000	1.41	/	10
	H_2S	0.0005	10	0	/	

经计算可知，本项目最大占标率为：3.53%，最大占标率 1%≤Pmax＜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。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），并结合本项目特点，最终确定将以各井场、站场为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境评价范围。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

本项目噪声源主要包括施工期内机械噪声、运营期井场、站场机泵。

依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为三级。

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，本次环评不设声环境评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围

（1）风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程涉及的主要环境风险物质为凝析油、天然气、硫化氢，主要存在于新建的集输管线内。本次新建管线主要为单井至站场的集输管线，集输管线两端均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本工程危险物质最大存在量按照管线的最大在线量进行计算。

根据区域油气资源流体性质，考虑最不利因素，本工程所在区域凝析油密度取 0.9465g/cm^3，天然气相对密度取 0.7，硫化氢密度为 5200mg/m^3。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

经计算，本项目危险物质数量及分布情况见表 2.5-12。

表 2.5-12　本项目危险物质分布情况一览表

注：单井集输管线以同类型单根管线最长为典型代表。

（2）环境风险潜势初判

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本工程涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \cdots \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q_1，q_2, q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2, 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≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

表 2.5-13　　本工程风险单元 Q 值一览表

根据上表计算结果，本工程 Q＜1，判断项目风险潜势为I。

（3）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析，不设置评价范围。

表 2.5-14　　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。				

综上，各要素评价范围见表 2.5-15 及图 2.5-1。

表 2.5-15　　各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围
1	环境空气	三级	——
2	地下水	三级	本项目各井场、站场下游 1100m，两侧 550m，上

				游 550m 的范围，管线两侧 200m 的范围
3	地表水环境		三级 B	——
4	生态环境		三级	井场、站场场界周围 50m 范围、管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围
5	声环境		三级	——
6	土壤环境	生态影响型	二级	井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 2km
		污染影响型	二级	井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 0.2km
7	环境风险		简单分析	——

图 2.5-1　评价范围图

2.6 环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，评价区域生态保护目标主要为区域内分布的重要物种。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域重要保护动物、水土流失重点预防区和重点治理区等环境敏感区纳入生态保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气保护目标为一类区的自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经判定本次环境空气环境影响评价等级为三级，不需设置大气环境影响评价范围。具体见表 2.6-1。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目不涉及地表水环境保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境保护目标为潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，以及《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。根据调查，评价区域不涉及水源地、饮用水井及名录中的地下水敏感区，本评价将评价范围内的区域潜水含水层作为地下水环境保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），声环境保护目标为依据法律法规、标准政策等确定的需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。经调查，本项目评价范围不涉及需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行）》(HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023）以及本次现状监测数据，工程所在区域 pH 值为 7.8-8，属于无酸化碱化地区；土壤含盐分量为 9.9g/kg-12.7g/kg，存在重度盐化、极重度盐化的情况。因此，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型敏感目标为不对区域盐碱化程度进一步加

深；污染影响型土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区或对象，结合现状调查，本项目评价范围不涉及。

综上，本评价主要环境保护目标见表 2.6-1、图 2.6-1。

表 2.6-1　环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征		环境保护要求
1	生态环境	重要物种	评价区域内塔里木兔、苍鹰、红隼等保护动物及其生境等		严禁猎杀野生动物
		水土流失重点预防区和重点治理区	项目所在县域	塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区	依法落实水土流失防治责任，促进区域生态文明建设
2	大气环境	不涉及	项目区及周边		《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准
3	地表水环境	不涉及	不涉及		不涉及
4	地下水环境	潜水含水层	井场、站场、管线及周边		执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准
5	土壤环境	盐碱化	生态影响范围内的土壤		盐碱化不进一步加深
6	环境风险	项目各要素环境风险等级为简单分析，无须设置评价范围，保护目标为项目区周边潜水含水层、土壤、大气环境等；			发生风险事故时，快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对环境风险保护目标的影响程度可控

图 2.6-1 环境保护目标分布图

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据本项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表2.7-1。

表2.7-1　　评价内容一览表

序号	项 目	内　　容
1	概述	建设项目特点、环境影响评价的工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、环境影响评价的主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法
3	建设项目工程分析	区块开发现状及环境影响回顾：油田区块开发现状、“三同时”执行情况、区块环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见 现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见 本项目：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、依托工程 工程分析：工艺流程及产排污节点、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产水平分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析 相关政策法规、规划符合性分析：产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析、生态环境分区管控符合性分析 选址选线合理性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析(施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析） 运营期环境影响预测与评价(大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险） 退役期环境影响分析(退役期污染物情况、退役期生态保护措施）
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账等相关要求；提出环境监理

		要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

（1）工程分析；

（2）生态环境影响评价；

（3）地下水环境影响评价；

（4）土壤环境影响评价；

（5）环境风险影响评价及风险管理；

（6）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

2.8.2 评价方法

本项目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。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表2.8-1。

表 2.8-1　评价内容一览表

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
4	影响评价	类比分析法、数学模式法、物理模型法

3. 建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 塔中 I 号气田开发现状

塔中Ⅰ号气田发现于 2002 年，2006 年开始试采，2015 年进入开发调整阶段、通过区块接替和井间接替实现长期稳产，2024 年 9 月，编制《塔中Ⅰ号气田 III 区奥陶系油气藏开发调整方案》。截至 2025 年底，塔中Ⅰ号气田有气井 214 口，其中开井 118 口，日产凝析油 515 吨、天然气 150 万立方米，年产凝析油 18.79 万吨，天然气 5.46 亿立方米；自开采以来累计生产凝析油 657 万吨、天然气 133 亿立方米。

塔中一号气田油藏特征：塔中一号气田为超深层碳酸盐岩缝洞型油藏，整体受台缘坡折带与岩溶断裂体系共同控制，储集体以礁滩灰岩、岩溶白云岩为主，储集空间为孔-洞-缝三重组合；储层强非均质性、横向连通差、缝洞分布极不均匀，具有“一缝一洞、一井一藏”的典型特征；无统一油水与气水界面，属于正常偏高温压系统，整体以弹性驱、溶解气驱为主，局部弱底水能量，单井压力与产能递减快。

塔中一号气田流体性质：塔中一号气田流体整体以凝析气为主、局部伴生挥发性原油，原油整体低密度、低黏度、低硫、中高含蜡；天然气以烃类干气为主，低含硫化氢、中等二氧化碳含量；流体相态敏感，地层压力低于露点压力后易发生反凝析，流体性质受缝洞单元分隔影响，不同井区、不同缝洞体流体参数差异大，平面非均质性强。

3.1.2“三同时”执行情况

本项目位于塔中Ⅰ号气田范围内，在建设过程中，区块按照国家法律法规开展了环境影响评价和竣工环保验收工作，环保手续情况如下表：

表 3.1-1 塔中Ⅰ号气田“三同时”执行情况

序号	项目名称	环评批复文号	审批日期	验收批复/意见	审批日期
1	塔中I号气田开发试验区 10 亿方试采地面建设工程	巴环控函[2008]26 号	2008.1.24	巴环验字[2011]35 号	2011.11.22
2	塔中I号气田西部试采地面工程环境影响报告书	新环评价函[2011]1095 号	2011.11.18	新环函[2014]672 号	2014.6.3

3	塔中I号凝析气田中古8-中古 43 区块开发建设工程	新环评价函[2013]712 号	2013.8.13	新环评价函[2017]1340 号	2017.8.27
4	塔中 I 号气田 III 区产能建设实施方案环境影响报告书	阿地环审〔2023〕103 号	2023.2.17	自主验收	2024.10.15
5	塔中 I 号气田III区初步开发方案项目	阿地环函字〔2018〕570 号	2018.12 .28	自主验收通过	2023.1.27
6	塔中采油气管理区满深 17 区块开发建设工程	阿地环审〔2023〕221 号	2023.4.24	自主验收通过	2024.5.21
7	塔中 10 油田塔中 40 井区下泥岩段油藏开发方案地面工程	新环审〔2023〕70 号	2023.4.7	自主验收通过	2024.5.11
8	ZG172-H2 井钻井工程（勘探井）	阿地环函字〔2022〕438 号	2022.8.10	自主验收通过	2023.9.26
9	塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程	新环审〔2022〕194 号	2022.9.26	自主验收通过	2023.9.4
10	ZG151-4XC 井钻井工程（勘探井）	阿地环函字〔2021〕540	2021.12.21	BA652900YS2023-96	2023.4.28
11	ZG29-H7 井（勘探）钻井工程	阿地环函字〔2020〕152 号	2020.4.17	BA652900YS2023-95	2023.4.28
12	ZG262-H4C 井钻井工程（勘探井）	阿地环函字〔2021〕536 号	2021.12.21	自主验收通过	2023.4.4
13	ZG162-H5 井钻井工程（勘探井）	阿地环函字〔2020〕111 号	2020.4.8	自主验收通过	2022.7.5
14	2 号集气站排水采气完善工程	阿地环函字〔2019〕791 号	2019.12.31	自主验收通过	2022.6.21
15	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 ZG22-H6 井钻井工程建设项目	阿地环函字〔2019〕722 号	2019.12.25	BA652900YS2021	2021.1.21
16	ZG29-H4 井地面工程	阿地环函字〔2020〕43 号	2020.3.3	BA652900YS2021	2020.12.20
17	ZG266H 井钻井（勘探井）工程建设项目	阿地环函字〔2020〕25 号	2020.1.16	自主验收通过	2021.1.21
18	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 ZG22-H5 井钻井工程建设项目	阿地环函字〔2020〕103 号	2020.4.10	自主验收通过	2020.12.27
19	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 ZG14-H12 井钻井工程	阿地环函字〔2019〕771 号	2019.12.25	自主验收通过	2020.11.12
20	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 ZG29-H4 井钻井工程	阿地环函字〔2019〕108 号	2019.3.12	BA652900YS2020-84	2020.5.22
21	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 ZG113C 井钻井工程	阿地环函字〔2019〕572 号	2019.10.9	BA652900YS2020-61	2020.5.22

22	满深 172H 井钻井工程（勘探井）	阿地环函字〔2022〕88 号	2022.3.4	自主验收通过	2023.7.20
23	满深 171H 井钻井工程（勘探井）	阿地环函字〔2021〕544 号	2021.12.21	自主验收通过	2023.7.20
24	ZG262-3X 井钻井工程	阿地环函字〔2020〕44 号	2020.3.3	自主验收通过	2020.12.28
25	ZG29-H5 井钻井工程	阿地环函字〔2020〕26 号	2020.1.16	BA652900YS2020-136	2020.11.12

3.1.3 区块环境影响回顾评价

3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

区域主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场、站场及集输管道施工等，对地表产生的干扰。

根据现场调查，区块基本按照环评批复及验收意见要求进行生态修复。钻井工程结束后对临时占地范围内及周边的场地进行了清理及平整，恢复了原貌。各类管线建成后对临时占地区域进行了回填、迹地平整，管线上覆土呈紧实状态、略高于地表，管线采用草方格进行了表土加固。对井场及站场永久占地范围内地表结合沙漠特点，铺设砾石并采取必要的硬化措施，减少了侵蚀量。油区道路总体建设规范，道路两侧以草方格固沙，防止侵蚀加剧。

综上所述，区域油气开采对生态环境的影响不大。从植被类型来看，油气开采对油气田区域内的原有植被类型未造成影响，各类植被的占地面积基本无变化；从土地利用类型来看，油气开采使油田区域内的沙地减少，建设用地面积略有增加。总体来说区块内是荒漠景观，开发建设后人类干扰加强，多样性增加。油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。

3.1.3.2 水环境影响回顾评价

根据本次调查情况，区块现状施工期废水主要包括钻井废水、压裂废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站对废水进行净化处理；生活污水排入生活污水池(约 300m^3)暂存，由罐车定期拉运至污水处理厂处理。运营期采出水经塔三联合站采出水处理设施“沉降→净化→核桃壳过滤→双滤料过滤→外输”工艺处理，达到

《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的回注水质指标要求，用于区域油层回注用水达标后回注地层。

各类废水均得到有效的处理，可有效防范对地下水的影响。根据总体开发方案，区域采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，故在正常生产情况下，试油、洗井、采油、油气处理和集输等对地下水环境不会产生不利影响。在实施油气开发的过程中区域基本落实了环评中提出的水环境污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

3.1.3.3 大气环境影响回顾评价

根据现场调查，塔中Ⅰ号气田内现有的各井场集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，井口密封并设紧急截断阀，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃及硫化氢逸散排放。运营期站场、井场等锅炉及加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。

根据例行监测数据，区域监测期间各监测点加热炉烟气中烟尘、SO_2、NO_X 排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各监测点厂界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求，H_2S 排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)二级标准。

表 3.1-2 无组织废气例行监测数据及达标状况　　单位：（mg/m^3）

序号	采样点	报告日期	监测因子	监测结果	评价标准	达标状况
1	塔中第三联合站	2021.03.22	非甲烷总烃周界外浓度最高点	0.15	4.0	达标
2		2021.06.02		0.20		达标
3		2021.09.23		0.26		达标
4		2022.01.24		0.12		达标
5		2022.05.11		0.09		达标
6		2022.07.28		0.11		达标
7		2023.06.27		0.72		达标
8		2024.01.23		0.36		达标

9		2024.04.30		0.69		达标
10		2024.08.01		0.42		达标
11		2024.10.29		0.07		达标
12	塔中第三联合站 1#	2024.08.28	硫化氢最大测定值	$<1.0\times10^{-3}$	0.06	达标
13	塔中第三联合站 2#			$<1.0\times10^{-3}$		达标
14	塔中第三联合站 3#			$<1.0\times10^{-3}$		达标
15	塔中第三联合站 4#			$<1.0\times10^{-3}$		达标
16	塔中第三联合站 1#	2024.12.22	硫化氢最大测定值	4.6×10^{-3}	0.06	达标
17	塔中第三联合站 2#			4.4×10^{-3}		达标
18	塔中第三联合站 3#			5.1×10^{-3}		达标
19	塔中第三联合站 4#			6.9×10^{-3}		达标

表 3.1-3 塔中采油气管理区有组织废气例行监测数据及达标状况

序号	采样点	采样日期	监测因子	监测结果	评价标准	达标状况
1	塔中第三联合站导热油加热炉 A 炉	2020-2024 年	SO_2	＜3-10	50	达标
2			NO_X	35-239	200	达标
3			烟气黑度（林格曼黑度，级）	＜1	≤1	达标
4			颗粒物	1.8-5.2	20	达标
1	塔中第三联合站导热油加热炉 B 炉	2020-2024 年	SO_2	＜3-30	50	达标
2			NO_X	35-187	200	达标
3			烟气黑度（林格曼黑度，级）	＜1	≤1	达标
4			颗粒物	2.1-6.3	20	达标
1	塔中第三联合站导热油加热炉 C 炉	2020-2024 年	SO_2	＜3-17	50	达标
2			NO_X	38-190	200	达标
3			烟气黑度（林格曼黑度，级）	＜1	≤1	达标
4			颗粒物	1.7-5.4	20	达标

综上所述，说明加热炉等有组织废气污染防治措施、各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复落实；区域环境空气质量保持稳定，环境空气中的非甲烷总烃和 H_2S 并未因塔中Ⅰ号气田的开发建设而明显增加。

3.1.3.4 声环境影响回顾评价

根据本次调查情况，区块施工期钻井噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声和放喷气流噪声，采取选用增加隔震垫、弹性材料等减震措施；运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建、井下作业等过程中，施工机械的强噪声源会导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准要求，但是由于油井均分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，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。运营期噪声污染源包括井场及站场加热炉、泵类等设备噪声，选用低噪声设备并采取基础减振措施后，区域生产期产生的噪声基本处于区域本底噪声水平范围内，对周边声环境质量的影响很小，区块所在地为空旷地带，对声强的增加不敏感，因此区域现有井场、站场等运行噪声对周围环境的影响较小，不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾评价

根据本次调查情况，区块施工期固废主要是钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物和生活垃圾等，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆钻井岩屑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制，分离后的固相暂存于井场内岩屑池(约 1000m^3)，干化后用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆钻井岩屑在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相暂存于岩屑池内由塔中钻试修废弃物环保处理站运营单位定期拉运至处理站，经“高温氧化”工艺处理满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)后，最终用于铺设服务区域生产的各种内部道路、铺垫井场等；含油废物采用钢制桶装收集后暂存在危废暂存间内，由新疆沙运环保工程有限公司定期清运并进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至固废场处理；运营期固废包括站场产生的含油废物及工作人员产生的生活垃圾，均能得到妥善处置。通过分类收集和处理，可使其对周围环境的影响降至最小。

区块各井场及站场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求，严格落实《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)和《一般工

业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

3.1.3.6 环境风险回顾

中古 10 区块位于阿克苏地区沙雅县及和田地区民丰县，隶属于塔里木油田分公司塔中采油气管理区管理，塔里木油田分公司塔中采油气管理区制定有《塔中采油气管理区第三联合站突发环境事件应急预案》并进行了备案，并于 2025 年 7 月 16 日完成备案工作（备案编号 653200-2025-271-L）。中古 10 区块采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.7 与排污许可衔接情况

排污口是否规范，是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出，塔中采油气管理区基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。塔中采油气管理区按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）、《<环境保护图形标志>实施细则》（环监〔1996〕463 号）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），塔中采油气管理区进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。塔里木油田分公司塔中采油气管理区 2023 年 4 月 13 日变更了排污许可证（证书编号：9165280071554911XG032U）。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，塔中采油气管理区围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》（HJ/T295-2006）、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则

（试行）》（HJ944-2018），塔中采油气管理区建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.3.8 清洁生产审核情况

中古 10 区块隶属于塔中采油气管理区管辖，根据《清洁生产审核办法》《清洁生产审核评估与验收指南》要求，2024 年塔里木油田分公司塔中采油气管理区作为重点企业开展第二轮清洁生产审核工作。并取得《关于对塔里木油田分公司塔中采油气管理区第二轮清洁生产审核报告的审查意见》。

3.1.3.9 环保督查情况

塔中采油气管理区工程自投入生产以来，未受到生态环境主管部门处罚，周边无居民区；中央环保督察未发现针对塔中采油气管理区的问题。

3.1.3.10 环保管理情况

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，塔中采油气管理区建立了 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。早期勘探开发阶段环保设施运行记录不规范、不完整，但随着国家和自治区环境保护法律法规和政策的调整与规范，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。油气田废气、废水、固体废及危险废物污染防治设施运行记录较为规范、完整。

3.1.4 区块污染物排放情况

根据塔中采油气管理区例行监测进行的污染源监测数据及区块内环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，区块现有污染物年排放情况见表 3.1-4。

表 3.1-4　　本项目涉及区块污染物排放情况一览表

序号	污染物	排放量（t/a）
废气	SO_2	11.58
	NO_X	142.06
	颗粒物	23.96
	非甲烷总烃	9.46
	H_2S	1.15
废水	COD	0
	氨氮	0
固废	固体废物	0

3.1.5 区块环境问题及“以新带老”改进意见

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，塔中Ⅰ号气田内现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。具体存在的问题如下：

（1）信息披露不够规范；

整改方案：

目前存在的问题已纳入塔中采油气管理区 2026 年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

（1）健全环境信息披露制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令 第 24 号)及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法(试行)》(环发[2013]81 号)、《关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告》(国环规环评[2017]4 号)等进行企业相关信息披露。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

本工程建设内容中老井利用 18 口，在5 号集气站新建2 井式进站阀组 1座；在已建中古 102-H2 井井场新建 4 井式阀组 1 座；已建中古 45-H12 井井场新建 5 井式阀组 1 座，同时新建 4 井式气举阀组 1 座。对 2 座老井(中古 45-H2C 、中古 102-H11C)进行侧钻。本次评价将现有老井利用 18 口、5 号集气站作为现有工程进行介绍作为现有工程进行介绍。

3.2.1.1 现有老井利用

（1）基本情况

现有老井利用 18 口基本情况如下表所示。

表 3.2-1 现有老井基本情况一览表

序号	井号	状态	管道名称	管道起点	管道终点	管道长度(m)	管道材质	管道终点类型
1	中古 10-2XC	开井	中古 10-2XC 井采气管道	中古 10-2XC	中古 10 集油站	1235	L245NS	集油站
2	中古 10-H3C	开井	中古 10-H3C 井采气管道	中古 10-H3C	中古 10 集油站	1200	柔性复合管	集油站
3	中古 102-H1	间开井	中古 102-H1 井采气管道	中古 102-H1	中古 10 集油站	1150	L245NS	集油站
4	中古 102-H2	间开井	中古 102-H2 井采气管道	中古 102-H2	中古 10 集油站	4600	L245NS	集油站
5	中古 102-3X	开井	中古 102-3X 井采气管道	中古 102-3X	中古 102-H2	3940	L245NS	井场
6	中古 3C	间开井	中古 3C 井采气管道	中古 3C	中古 102-5X	5380	柔性复合管	井场
7	中古 102-5X	间开井	中古 102-5X 井采气管道	中古 102-5X	中古 10 集油站	3100	柔性复合管	集油站
8	中古 45-H2	开井	中古 45-H2 井采气管道	中古 45-H2	5 号集气站	3000	L245NS	集气站
9	中古 45-H12	开井	中古 45-H12 井采气管道	中古 45-H12	5 号集气站	6200	柔性复合管	集气站
10	中古 43-3X	间开井	中古 43-3X 井采气管道	中古 43-3X	中 43-1	2500	L245NS	采油井
11	中古 43-7C	开井	中古 43-7C 井采气管道	中古 43-7C	5 号集气站	4225	柔性复合管	集气站
12	中古 43	间开井	中古 43 井采气管道	中古 43	中古 43-H4C	300	L245NS	采油井
13	中古 43-H2	间开井	中古 43-H2 井采气管道	中古 43-H2	阀井至 5 号集气站管线	1800	L245NS	搭接
14	中古 43-6X	间开井	中古 43-6X 井采气管道	中古 43-6X	中古 43-1	2100	柔性复合管	采油井
15	中古 43-H4C	间开井	中古 43-H4C 井采气管道	中古 43-H4C	阀井至 5 号集气站管线	2246	L245NS	搭接
16	中古 43-1	间开井	中古 43-1 井采气管道	中古 43-1	5 号集气站	4320	L245NS	集气站
17	中古 43-9	开井	中古 43-9 井采气管道	中古 43-9	5 号集气站	2800	L245NS	集气站
18	中古 106-H4	间开井	中古 106-H4 井采气管道	中古 106-H4	中古 10 集油站	3030	柔性复合管	集油站

（2）工艺流程

各单井油气就近接入阀组或搭接单井管线，经阀组分别进入 3 号集气站、5 号集气站、中古 10 集油站处理，处理后的油气最终均进塔三联合站统一处理。

总集输工艺：单井加热→ 阀组或 T 接管道→集气站/集油站→联合站

3.2.1.2 5 号集气站

5 号集气站有高压生产分离器 1 台，高压计量分离器 1 台，中压生产分离器 1 台，中压计量分离器 1 台，放空分液罐 1 台、加药橇 2 台，收发球筒 5 台，火炬 1 台，加热炉 1 台。主要负责对所属集输单井油气进行气液分离并计量，然后再通过集输管线输至塔中第三联合站，并对各集输管线进行通球。

5 号集气站集输流程系统图如图 3.2-1 所示，站内设备表详见表 3.2-3，5 号集气站内工艺流程图见 3.2-2。5 号集气站进站单井/集气站管线信息见表 3.2-4 所示，5 号集气站站外集输管线示意图见图 3.2--3。

图 3.2-1 5 号集气站集输流程系统图

表 3.2-3 5 号集气站站内设备表

图 5.1.4-2 5 号集气站内工艺流程图

表 5.1.4-2 5 号集气站进站单井/集气站管线及生产现状

图 5.1.4-3 5 号集气站站外集输管线示意图

3.2.2 现有工程污染物达标情况

现有工程废气主要为真空加热炉烟气和井场、站场无组织废气，废水污染源为采出水，噪声污染源为采油树、压缩机、泵等设备噪声，固废主要为落地油、废防渗材料等。

根据验收监测及企业自行监测数据，现有井场真空加热炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放限值；现有井场、站场四周厂界无组织废气中无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；无组织排放 H_2S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)

中表 1 二级新扩改建项目标准；现有井场、站场四周厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准

现有井场、站场现场踏勘期间，无历史遗留废弃物产生，结合塔里木油田公司现场工作人员反馈，各井场、站场产生的含油废物和修井过程中产生的废防渗材料均妥善处置，委托有资质单位接收处置，未发生随意丢弃现象。

3.2.3 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有工程稳定运行，各污染物均能达标排放，现场调查过程中未发现环境问题。

3.3 本工程

3.3.1 项目概况

3.3.1.1 项目名称

项目名称：塔里木塔中 I 号气田中古 10 断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整。

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

3.3.1.2 建设性质

滚动开发（改扩建）。

3.3.1.3 建设地点

本项目位于塔中 I 号气田中古 10 区块，行政区划隶属于阿克苏地区沙雅县及和田地区民丰县。项目区地理位置见图 3.3-1。

图 3.3-1 项目区域位置图

3.3.1.4 产能规模

本项目主要建设内容为：

①钻井部分：新钻采气井 10 口（8 口定向井：中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 102-19X 井、中古 46-6X 井、中古 46-7X 井、中古 46-8X 井、中古 46-9X 井；2 口侧钻井：中古 45-H2C 井、中古 102-H11C）。

②老井利用 18 口（中古 10-2XC、中古 10-H3C、中古 102-H1、中古 102-H2、中古 102-3X、中古 3C、中古 102-5X、中古 45-H2、中古 45-H12、中古 43-3X、中古 43-7C、中古 43、中古 43-H2、中古 43-6X、中古 43-H4C、中古 43-1、中古 43-9、中古 106-H4）。

③集输部分：新建标准化采气井场 11 座（中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 102-19X 井、中古 46-6X 井、中古 46-7X 井、中古 46-8X 井、中古 46-9X 井、中古 102-H11C、中古 45-14X、中古 43-10X）；中古 45-H2C 井的井口生产流程完整，本工程不需要新建。井场主要设备包括空气源热泵（空气源热泵+利旧加热炉）、放空火炬、自动点火装置等；中古 102-19X 井标准化井场中新增 1 套计量阀组。新建单井采气管线 DN80 10MPa 柔性复合高压输送管 32.9km；新建阀组高压集气管线 DN100 10MPa 柔性复合高压输送管 0.5km；新建阀组低压集气管线 DN100 6.4MPa 柔性复合高压输送管 6.5km。

④气举部分：6 口采气井后期需转气举生产，新建气举井场 6 座（中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 45-H2C 井、中古 45-14X、中古 43-10X），井场主要设备包括流量计、调节阀等）；新建单井气举管线 DN50 16MPa 材质 L245NS 5.6km。

⑤改扩建部分：在已建单井井场（中古 102-H2 井）新建 4 井式阀组 1 座，设计压力 10MPa。在已建单井井场（中古 45-H12 井）新建 5 井式阀组 1 座，设计压力 10MPa；在 5 号集气站新建 2 井式进站阀组 1 座，设计压力 10MPa。在已建单井井场（中古 45-H12 井）新建 4 式气举阀组 1 座。

⑤辅助配套部分：新建 35kV 架空线 28.33km。新建 35/0.4kV 160kVA 变压器 11 座；新建 35/0.4kV 2000kVA 变压器 1 座，新建通信光缆线路 GYTA-53-12B1.3 型 12 芯光缆，全长 28.4km。

⑥配套建设水、电、信、控等工程。

本项目实施后新增累产气 24.22×$10^8$$m^3$，累产油 76.77×$10^4$t。

3.3.1.5 建设周期

本项目单井钻井完井周期 50 天，单井侧钻完井周期 60 天，地面工程施工周期 6 个月。

3.3.1.6 项目投资

本项目总投资 42578 万元。

3.3.1.7 劳动组织及定员

本项目由塔里木油田公司塔中采油气管理区进行全面管理，运营期不新增劳动定员，均依托现有管理区工作人员，井场无人值守。

3.3.2 油气藏特征

中古 10 区块为受逆冲断裂、走滑断裂控制、平面呈条带状展布、纵向穿层、无统一油水界面的正常温压系统的缝洞型碳酸盐岩凝析气藏，基于油藏地质认识，结合古地貌认识、储层发育规律、气柱高度差异等，按照断裂组合划分为拉分地堑区、走滑+逆冲交汇区、走滑断控区 3 个区带，油藏中深 5735m-6236m，压力系数 1.10-1.21，地层温度 129.19-141.36℃，地温梯度 1.32-2.15℃/100m。

目前投产井动态生产整体呈现：拉分断堑区(11.23×$10^4$$m^3$/d)>走滑-逆冲交汇区(11.23×$10^4$$m^3$/d)>主干走滑断裂带区(3.09×$10^4$$m^3$/d)，产能高低主要受储层类型、规模以及油气充注强度控制。拉分断堑、走滑-逆冲交汇区天然能量整体充足（＞110×$10^4$$m^3$/MPa），主干走滑断裂带天然能量以不足为主（<100×$10^4$$m^3$/MPa）。水体倍数 2-12 倍，为不活跃-次活跃水体，平均水体倍数拉分断堑区(0.3 倍)＜走滑-逆冲交汇区(0.6 倍)＜主干走滑断控区(12 倍)。产水量受断裂控制明显，12 口井产地层水，均位于分支断裂和主干断裂，累产水量大于 1 万吨的 4 口井位于主干断裂。

截至 2026 年 5 月，中古 10 区块生产井数 34 口，开井数 23 口，核实日产气水平 17.74×$10^4$$m^3$，核实日产油水平 34.21t。

3.3.3 流体性质参数

（1）凝析油性质

具有“轻质、低粘度、低含硫、低胶质＋沥青质、高含蜡”的特点。详见表 3.3-1

表 3.3-1 中古 10 区块奥陶系油藏凝析油分析数据表

区块	地面凝析油密度 (g/cm^3)(20℃)		动力粘度 (mPa.s)(50℃)		凝固点(℃)		含硫量 (%)		含蜡量 (%)		胶质+沥青质(%)	
	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均
良里塔格组	0.73～0.84	0.79	0.38～3.53	1.13	<-30～12	-8.82	0～1.1	0.19	0.1-19.6	8.16	0～3.78	0.44
鹰山组	0.72～0.83	0.78	0.40～2.85	1.28	<-30～12	-9.69	0～1.1	0.17	0.1-19.7	6.16	0～3.23	0.29

（2）天然气性质

天然气具有“低-中含氮气、中含二氧化碳、高-特高含硫化氢 ”的特点，详见表 3.3-2。

表 3.3-2 中古 10 区块奥陶系油藏地层天然气分析数据表

区块	相对密度		甲烷(%)		乙烷及其以上(%)		N_2(%)		CO_2 (%)		He（%）		H_2S(%)	
	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	最大
良里塔格组	0.60-0.87	0.68	58.24-92.67	83.22	1.40-23.32	6.66	0.94-25.59	5.67	0.06-19.55	3.24	0	0	0-4.0	4.0
鹰山组	0.56-0.97	0.70	55.3-94.2	81.6	0.57-29.28	8.56	0.024-35.33	4.58	0-22.8	3.46	0	0	0-12.4	12.4

（3）地层水性质

地层水为氯化钙型，氯根 4.92×10^4～13.3×10^4mg/l，和塔中Ⅰ号气田地层水矿化度、水型一致。详见表 3.3-3。

表 3.3-3 中古 10 区块奥陶系油藏地层天然气分析数据表

区块	密度(g/cm^3)		PH		氯根(mg/L)		总矿化度(mg/L)		水型
	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	
良里塔格组	1.06-1.11	1.08	6.02-7.2	6.73	49200-97500	73927	81070-159100	122160	氯化钙
鹰山组	1.06-1.15	1.09	6.19-7.76	6.77	49600-133000	80876	79650-217100	134237	氯化钙

3.3.4 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-4。

表 3.3-4　　本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	标准化井场数量	口	30
2		产油规模	10^4t/a	2.5
3		产气规模	10^8m^3/a	1
4		采气管线	km	32.9
5		阀组高压集气管线	km	0.5
6		阀组低压集气管线	km	6.5
7		气举管线	km	5.6
8		新建阀组站	座	4
9	能耗指标	年电耗量	10^4kW·h/a	726.5
10	综合指标	总投资	万元	42578
11		环保投资	万元	524
12		总占地面积	hm^2	71.61
13		永久占地面积	hm^2	2.61
14		临时占地面积	hm^2	69
15		劳动定员	人	无人值守
16		工作制度	h	8760

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 主要建设内容

本项目主要建设内容为主体工程、公辅工程、环保工程等；工程组成见表 3.3-2。

表 3.3-2　工程组成一览表

项目	基本情况
项目名称	塔里木塔中 I 号气田中古 10 断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
建设性质	改、扩建
建设地点	阿克苏地区沙雅县、和田地区民丰县
产能规模	气 $1.0\times10^8m^3$/a、油 2.5×10^4t/a
产　　品	原油、天然气
建设周期	单井钻井完井周期 50d，单井侧钻完井时间 60d，地面工程施工周期 6 个月

项目	基本情况			
项目内容	类型	单位	总计	备注
主体工程	钻前工程	座	10	井场场地平整和新井通井道路，建设主副放喷池、活动房等
	钻井工程	口	10	新钻井 10 口，总进尺 5.1×10^4m
	储层改造工程	口	10	射孔采用管柱传输射孔工艺，储层改造采用酸化压裂工艺
	井场地面工程	座	11	井场主要设备包括空气源热泵（空气源热泵+利旧加热炉）、放空火炬、 自动点火装置等；中古 102-19X 标准化井场中新增 1 套计量阀组
	气举工程	座	6	中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 45-H2C 井、中古 45-14X、中古 43-10X；井场主要设备包括流量计、调节阀等
		km	5.6	新建单井气举管线 DN50 16MPa 材质 L245NS
	油气集输工程	km	32.9	新建单井采气管线 DN80 10MPa 柔性复合高压输送管 32.9km。
		km	0.5	新建阀组高压集气管线 DN100 10MPa 柔性复合高压输送管 0.5km。
		km	6.5	新建阀组低压集气管线 DN100 6.4MPa 柔性复合高压输送管 6.5km。
	老井利用	部署 18 口老井。		
	站场工程	（1）在已建单井井场（中古 102-H2 井）新建 4 井式阀组 1 座，设计压力 10MPa。 （2）在已建单井井场（中古 45-H12 井）新建 5 井式阀组 1 座，设计压力 10MPa； （3）在 5 号集气站新建 2 井式进站阀组 1 座，设计压力 10MPa。 （4）在已建单井井场（中古 45-H12 井）新建 4 井式气举阀组 1 座。		
公辅工程	供电工程	新建 35kV 架空线 28.33km。新建 35/0.4kV 160kVA 变压器 11 座；新建 35/0.4kV 2000kVA 变压器 1 座。		
	通信工程	新建通信光缆线路 GYTA-53-12B1.3 型 12 芯光缆，全长 28.4km		
	消防工程	各井场、站场分别设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备		
	自控工程	新建井场、计量阀组参照油井标准化进行仪表和控制系统设计。		
环保工程	废气	施工期：各井场一般用网电；施工扬尘采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；储层改造过程废气密闭罐存放； 运营期：采取密闭管道集输工艺减少无组织非甲烷总烃的挥发； 退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；		
	废水	施工期：废水包括钻井期产生的酸化压裂废水、管道工程施工时产生的管道试压废水和生活污水等。酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，加碱中和后拉运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置；管道试压废水用于洒水降尘；施工人员生活污水排入生活污水池，定期拉运至沙雅县生活污水处理厂处理； 营运期：营运期废水包括采出水和井下作业废水，采出水进入塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理； 退役期：无废水产生		

项目	基本情况	
	噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间
	固体废物	施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料、钻井泥浆、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至固废场处理；钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆钻井岩屑，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制，分离后的固相干化后用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆钻井岩屑在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；含油废物、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；生活垃圾集中收集后，拉运至塔中固废场处理； 营运期：营运期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，收集后依托塔中含油污泥资源回收站接收处置； 退役期：固废主要为废弃管道、废弃建筑残渣等，收集后送塔中固废填埋场进行处置
	环境风险	运营期：管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪，完善突发环境事件应急预案； 退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行。
	生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗； 运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除
依托工程	塔三联合站	塔中第三联合站设计规模为天然气 $18\times10^8m^3/a$，凝析油 $110.9\times10^4t/a$；设有 1 套天然气处理装置，处理能力为 $550\times10^4m^3/d$；设有凝析油处理装置 1 列，处理规模为 $0.30\times10^4t/d$。设置硫磺回收装置 1 列，处理规模为 109.98t/d，主要采用 MDEA 溶液脱硫、丙烷制冷脱水、CPS 硫磺回收以及燃料气气提的工艺方案，对原料气、凝析油分别进行处理，以达到外输及排放要求。厂内主体工艺装置包括原料气增压站、脱硫装置、脱水脱烃装置、凝析油处理装置、硫磺回收装置及辅助生产设施。
	塔中油田钻试修废弃物环保处理站	塔中油田钻试修废弃物环保处理站位于民丰县北部，塔里木盆地内，是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的，设施的。该项目于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2016〕1626 号），并于 2019 年 1 月 23 日通过自主验收。
	塔中含油污泥资源回收站	塔中含油污泥资源回收站由新疆沙运环保工程有限公司负责管理，其位于沙漠公路西北 67km 处塔中 1 号气田区域，北距塔中 1 号油田公路 8.5km，回收站总占地面积 $26460m^2$，设计处理含油污泥 8 万 t/a。回收站建设内容主要包括主体工程（含油污泥暂存池、筛分、搅拌、给料、洗涤、压滤设施等）、辅助工程（粗料储存池、值班室等）、公用工程（给排水、供电、供热、供气等）、环保工程（废气治理、废水治理、噪声控制、固废治理等）和依托工程（生活设施）；该项目于 2015 年 12 月 24 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2015〕1431 号），并于 2017 年 3 月 29 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅验收合格的函（新环函〔2017〕471 号）。

项目	基本情况	
	塔中固废填埋场	塔中固废填埋场共 10 座填埋池，其中 5 个为生活垃圾填埋池，5 个为一般工业固体垃圾填埋池（建筑垃圾），单个填埋池容积为 2500m³(50m×25m×2m)，总容积 25000m³。并配套建设渗滤液系统、导排气系统、地下水监控系统。塔中固废填埋场于 2018 年 12 月取得了阿克苏地区生态环境局批复（阿地环函字〔2018〕570 号），并于 2023 年 11 月 27 日塔里木油田分公司通过自主验收。
	沙雅县污水处理厂	沙雅县污水处理厂位于沙雅县西南部。《沙雅县排水改扩建二期工程环境影响报告表》于 2010 年 5 月 14 日取得批复（新环评审函〔2010〕52 号），《沙雅县污水处理厂提标改造工程环境影响报告表》于 2019 年 3 月 12 日取得批复（阿地环函字〔2019〕119 号），2020 年 10 月 10 日进行了自主验收。沙雅县污水处理厂采用“A2/O+MBBR”工艺处理生活污水，处理厂最终出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中一级 A 标准要求，设计处理规模为 40000m³/d，目前日接纳 12000m³/d 废水。

3.3.4.2 主体工程

3.3.4.4.1 钻前工程

钻前工程施工内容包括建设井场、井场道路、设备基础施工、池体开挖与防渗以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装等内容。

主要工程内容及工程量见表 3.3-3。

表 3.3-3 单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽	m²	14000	新建，100m×140m
2	钻井平台	--	套	1	新建
3	主放喷池	100m³	个	1	整体型钢板池
4	副放喷池	100m³	个	1	整体型钢板池
5	应急池	300m³	个	1	随钻不落地回收系统出现事故时，临时存放钻井岩屑，环保防渗膜+混凝土
6	岩屑池	1000m³	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
7	生活污水池	200m³	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
8	活动房	--	座	12	人员居住；撬装装置

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机、推土机，单座井场钻前工程阶段所需设备设施情况见表 3.3-4。

表 3.3-4 单座井场钻前工程施工所用机械一览表

序号	机械与设备名称	单位	数量
1	推土机	辆	2
2	挖掘机	辆	2
3	压路机	辆	1

4	运输车辆	辆	10

3.3.4.4.2 钻井工程

本项目新钻井 12 口。

表 3.3-5 本项目新钻井井位部署情况表

1）新井采用瘦身塔标III三开井身结构。一开使用 13 5/8″钻头钻至井深 1000 米，下 10 3/4″套管封固上部疏松地层；二开使用 9 1/2″钻头钻至良里塔格组顶以下垂深 4 米中完，下 7″套管封固目的层以上地层；三开使用 6″钻头钻至设计井深完钻，筛管完井（3 1/2″油管筛管支撑）。开窗侧钻井采用侧一开井身结构，采用 6 3/4″钻头钻至设计井深完钻，5″套管+筛管完井。

2）钻井液：新井一开采用膨润土聚合物体系，二开上部采用聚合物/KCl 聚合物体系，三叠系底或二叠系上部转化为 KCl 聚磺体系，三开采用聚磺体系。开窗侧钻井侧一开采用 KCl 聚磺/聚磺体系。

3）固井：新井一开单级固井，二开单级或封隔式双级固井。侧钻井不固井。

3.3.4.4.3 井场工程

本工程新建单井共 11 座。新建井场工艺流程设计参考油田标准化《塔里木油田单井标准化设计（2025 年版）-碳酸盐岩井部分 I-加热节流型》进行设计，采用二级加热节流工艺，将采出混合物外输至阀组/集气站，站内采气树至二级节流阀设计压力为 25MPa ，二级节流阀后至外输管道设计压力为 10MPa。井场平面布置图见附件，单井流程示意图见图 3.3-2。主要工程量如下：

表 3.3-6 主要工程量表

序号	项目	单位	数量	备注
I	气井井场（共 11 座）			
	设备			
1	加热设备			
中古 45-4X 井、中古 102-19X 井、中古 46-6X 井、中古 46-7X 井使用空气源热泵（2.5MPa 100kW）与利旧加热炉结合的方式		座	4	
注：中古 102-H11C 井加热设备由中古 45-4X 井轮转				
中古 45-16X、中古 45-18X、中古 45-14X 井、中古 43-10X 井、中古 46-8X 井、中古 46-9X 井空气源热泵 25MPa 80kW		座	6	
II	气井井场（共 11 座）以下为单口井工作量			
	自动点火装置 1.6MPa（带阻火器、爆破片、火焰探测器）	套	1	
二	阀门			
1	高压齿轮传动球阀 Q347Y DN80 Class 1500 A105（抗硫）	套	3	
2	高压齿轮传动球阀 Q347F DN50 Class 1500 A105（抗硫）	套	2	

3	高压手动球阀 Q47Y DN50 PN100 A105（抗硫）	套	3	
4	高压手动球阀 Q47Y DN80 PN100 A105（抗硫）	套	1	
5	高压手动截止阀 FJ41Y DN50 Class1500 A105（抗硫）	套	1	
6	高压手动截止阀 FJ41Y DN50 PN100 A105（抗硫）	套	1	
7	高压手动截止阀 SLJ41Y DN15 Class1500 A105（抗硫）	套	1	
8	高压手动截止阀 SLJ41Y DN15 PN100 A105（抗硫）	套	1	
9	抗硫高密封取样用内螺纹截止阀 KGMQJ11F/H DN15 Class1500 A105（抗硫）	套	2	
10	高压安全阀 A42Y DN50×80 Class1500xPN16 SP:23MPa WCB（抗硫）	套	1	
11	高压安全阀 A42Y DN50×80 PN100xPN16 SP:9.9MPa WCB （抗硫）	套	1	
12	抗硫球阀 KQ347F-160 DN80 16MPa	套	3	
	中古 102-19X 标准化井场中新增 1 套计量阀组（阀门 3 套）			
三	管材			
1	无缝钢管 L245NS PSL2 GB/T9711			
	D88.9 ×15	m	18	
	D60.3×11	m	4	
	D60.3×6	m	4	
	D21.3×6	m	1	
	D21.3×4	m	1	
	D88.9×8	m	12	
	D88.9×8 （聚氨酯泡沫塑料δ=40mm+聚乙烯黄夹克 δ=3mm 成品）	m	6	埋地部分
2	无缝钢管 Q355E 抗硫 GB/T9948			
	D114.3×5	m	120	
	D60.3×4	m	2	
	D21.3×4	m	1	
四	气举井场（以下为单口井工程量，共 6 口井）			
	中古 45-4X 井、中古 45-14X 井、中古 45-16X 井、中古 45-18X 井、中古 45-H2C 井、中古 43-10X 井			
1	抗硫球阀 KQ41Y-160 DN50	个	2	
2	抗硫止回阀 KH44Y-160 DN50	个	1	
3	抗硫节流截止放空阀 KFJ41Y-160 DN50	个	1	
4	D60×7 L245NS	m	40	
5	D60×5 Q355E 抗硫	m	40	
6	砂箱	个	8	

图 3.3-2 气井井场流程图

3.3.4.4.3 站场工程

（1）中古 45-H12 井场新建阀组

选用规格：5 井式；

数量：1 座；

设计压力：10.0MPa；

工作压力：0.2MPa～8.0MPa；

设计温度：80℃；

材质要求：抗硫，经计算 H_2S 分压，按照 SSC3 区选材 L245NS；

选井功能：通过设置的手动阀选井进计量或生产汇管，当单井进计量汇管时，进生产汇管阀门手动关闭。新建阀组的计量汇管上预留计量接口，进阀组的单井采取移动计量方式。

（2）中古 102-H2 井场新建阀组

选用规格：4 井式；

数量：1 座；

设计压力：10.0MPa；

工作压力：0.2MPa～8.0MPa；

设计温度：80℃；

材质要求：抗硫，经计算 H_2S 分压，按照 SSC3 区选材 L245NS；

选井功能：通过设置的手动阀选井进计量或生产汇管，当单井进计量汇管时，进生产汇管阀门手动关闭。新建阀组的计量汇管上预留计量接口，进阀组的单井采取移动计量方式。

（3）5 号集气站新建阀组

选用规格：2 井式；

数量：1 座；

设计压力：10.0MPa；

工作压力：0.2MPa～5.5MPa；

设计温度：80℃；

材质要求：抗硫，经计算 H_2S 分压，按照 SSC3 区选材 L245NS；

选井功能：通过设置的电动阀选井进计量或生产汇管，当单井进计量汇管时，进生产汇管阀门自动关闭。

（4）站场工程主要工程量

表 3.3-7 站场工程主要工程量表

	阀组改扩建部分			

一	中古 102-H2 井（新建 4 井式阀组）			
1	抗硫固定球阀 KQ41Y-100 DN80	套	22	
2	抗硫固定球阀 KQ41Y-100 DN100	套	6	
3	抗硫止回阀 KH44Y-100 DN80	套	4	
4	无缝钢管 D114×8.0 L245NS 配套保温，电伴热（40w），玻璃丝布等	m	50	
5	无缝钢管 D89×7.0 L245NS 配套保温、电伴热（40w）、玻璃丝布等	m	80	
二	中古 45-H12 井（新建 5 井式阀组）			
1	抗硫固定球阀 KQ41Y-100 DN80	套	15	
2	抗硫球阀 KQ347F-160 DN80 16MPa	套	13	利旧
3	抗硫固定球阀 KQ41Y-100 DN100	套	6	
4	抗硫止回阀 KH44Y-100 DN80	套	5	
5	无缝钢管 D114×8.0 L245NS 配套保温，电伴热（40w），玻璃丝布等	m	50	
6	无缝钢管 D89×7.0 L245NS 配套保温、电伴热（40w）、玻璃丝布等	m	80	
三	5 号集气站（扩建 2 井式阀组）			
1	抗硫固定球阀 KQ41Y-100 DN80	套	14	
2	抗硫固定球阀 KQ41Y-100 DN50	套	2	
3	抗硫节流截止放空阀 KFJ41Y-100 DN50	套	2	
4	抗硫旋启式止回阀 KH44Y-100 DN80	套	2	
5	无缝钢管 D89×7.0 L245NS 配套保温、电伴热（40w）、玻璃丝布等	m	80	
6	无缝钢管 D114×8.0 L245NS 配套保温、电伴热（40w）、玻璃丝布等	m	60	
7	无缝钢管 D168×10.0 L245NS 配套保温、电伴热（40w）、玻璃丝布等	m	60	
8	无缝钢管 D60×5.0 Q345E 配套保温、玻璃丝布等	m	40	
9	无缝钢管 D114×7.0 Q345E 配套保温、玻璃丝布等	m	40	
四	中古 45-H12 井（新建 4 井式气举阀组）			
1	抗硫固定球阀 KQ41Y-160 DN50	套	6	
2	抗硫止回阀 KH44Y-160 DN50	套	6	
3	无缝钢管 D60×7.0 L245NS 配套保温，电伴热（40w），玻璃丝布等	m	40	

3.3.4.4.5 油气集输工程

本项目共新建 11 条单井采气管道，3 条阀组集气管道，详细情况如下：

中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 45-14X、中古 45-H2C、中古 43-10X、中古 102-19X 井、中古 46-6X 井、中古 46-7X 井、中古 46-8X 井、中

古 46-9X 井采气管线，单井采气管线设计压力为 10MPa，设计温度为 50℃；中古 102-H2 阀组至中古 301H--中古 10 集油站低压集气管线，设计压力为 6.4MPa ，设计温度为 50℃；中古 102-H2 阀组至中古 102-H11C--中古 10 集油站高压集气管线，设计压力 10MPa，设计温度为 50℃；中古 45-H12 阀组至 5 号集气站低压集气管线，设计压力为 6.4MPa ，设计温度为 50℃ 。具体工作量如下：

（1）新建 5 井式阀组 1 套，设计压力 10MPa；新建 4 井式阀组 1 套，设计压力 10MPa；新建 2 井式阀组 1 套，设计压力 10MPa；新建 4 井式气举阀组 1 座，设计压力 16MPa。

（2）新建单井采气管线 32.9km；

（3）新建单井气举管线 5.6km；

（4)新建中古 102-H2 阀组至中古 301H-中古 10 集油站低压集气管线 0.5km；

（5）新建中古 102-H2 阀组至中古 102-H11C-中古 10 集油站高压集气管线 0.5km。

（6）新建中古 45-H12 阀组至 5 号集气站低压集气管线 6.0km。

5 号集气站区域新建线路走向见图 3.3-3，中古 10 集油站区域新建线路走向示意见图 3.3-4，3 号集气站区域新建线路走向见图 3.3-5。

图 3.3-3 5 号集气站区域新建线路走向图

图 3.3-4 中古 10 集油站区域新建线路走向图

图 3.3-5 3 号集气站区域新建线路走向图

3.3.5 配套工程

3.3.4.5.1 供配电工程

本项目在 11 座井场处，新建 11 座 35/0.4kV 160kVA 杆上变压器为井场供电，新建 1 座 35/0.4kV 2000kVA 落地式变压器为 5 号集回收站供电。新建变压器 35kV 电源就近引自附近 35kV 架空线路。本工程新建 35kV 架空线 28.33km。各单井电力线长度见表 3.3-8。

表 3.3-8 各单井电力线长度表

序号	站场名称	35kV 架空线长度（km）
1	中古 45-4X	1.62
2	中古 45-16X	1.01
3	中古 45-18X	1.38
4	中古 45-14X	0.57
5	中古 102-H11C	扩建 160kVA 变压器
6	中古 46-6X	3.49
7	中古 46-8X	0.84
8	中古 46-9X	0.24
9	中古 43-10X	0.57
10	中古 102-19X	3.3
11	中古 46-7X	0.28
12	5 号集回收站	0.1
13	串珠东线复线一支线	5.35
14	串珠东线复线二支线	6.09
15	串珠东线复线三支线	3.49
合计		28.33

3.3.4.5.2 自控工程

（1）11 座新建井场配套设置远传压力、温度检测仪表、一体式安全截断装置、电动角式节流阀及可燃、有毒气体探测器；空气源热泵、RTU 系统、点火控制盘等控制信号统一接入新建 RTU 控制系统，配套敷设控制电缆及连接辅材。

（2）6 口单井气举进站管线设压力（就地+远传，集中监视）、温度就地监视、流量检测（远传反馈）及电动调节阀（按流量自动调开度，备用远程手动给定，开度与状态上传 RTU 控制系统），实现流量精准控制与集中监控，气举进站管线区设置有毒气体探测器。

（3）中古 45-4X、中古 102-H11C、中古 102-19X、中古 46-6X、中古 46-7X 共 5 口单井实施利旧加热炉改造；同步为中古 45-4X、中古 102-19X、中古 46-6X、中古 46-7X 这 4 口井完善利旧加热炉配套仪表。改造配置标准：单台加热炉增设压力变送器、温度变送器各 1 台，配套安装炉筒液位就地+远传一体化检测装置 1 套；仪表电缆敷设、接线、调试及组态工作按上述 5 口井统一规划实施。全部新增仪表采集监测信号，统一接入各单井新建 RTU 控制系统。

（4）中古 45-H12 井建设 4 井式气举阀组一座，在阀组进口汇管处设置远传温度、压力变送器，仪表采集信号传输至中古 45-H12 井原有 RTU 设备。

（5）中古 45-H12 井新建 5 井式高低压进站阀组一座，5 井式高低压进站阀组配套安装远传温度仪表、远传压力仪表、硫化氢探测器等在线监测设施，敷设配套控制电缆及各类连接辅材，所有新增仪表监测信号接入站场既有 RTU 系统。

（6）中古 102-H2 井场内扩建 4 井式阀组 1 座；4 井式阀组配套设置温度远传仪表、压力远传仪表、硫化氢探测器等检测设备，配套敷设控制电缆及连接辅材，新增仪表信号接入站场既有 RTU 系统。

（7）5 号集气站扩建 2 井式进站阀组，配套压力变送器、压力表、温度变送器及电动闸阀；配套敷设控制电缆及连接辅材，已建 RTU 系统扩容 I/O 扩展柜 1 面。

（8）上级管控中心的塔三联合站 SCADA 系统、塔中前线生产管控中心系统、A11 物联网组态。

3.3.4.5.3 通信工程

新建 10 座井场的生产数据及视频数据通过与工艺管道同沟敷设的 GYTA53-12B1.3 型光缆分别传输至中古 461C 阀组或中古 45-H12 阀组，数据传输至扩建阀组完成线路融合后上传至及 3 号集气站或 5 号集气站并同步转发塔三联。5 号集气站与中古 45-H12 阀组各增加 16 光 8 电机架式交换机两台，48 芯 ODF 架 1 套，新建设备安装于井场已建机柜内。新建通信光缆线路 GYTA-53-12B1.3 型 12 芯光缆，全长 28.4km。

3.3.4.5.4 防腐保温

（1）地上设备、管道外表面的涂装系统

站内地上设备、管道采用涂装防腐涂料的方案防腐。用于露空管道及设备的防腐涂料应满足国标 GB/T 21447-2018《钢质管道外腐蚀控制》中关于露空管道外防腐层的要求，也应具有与金属表面良好的粘结力、防水防大气腐蚀、耐紫外线老化、耐候性好，同时还应具有良好的装饰性。

在选择涂料时，应根据露空设备和管道的运行温度、所处环境条件，以及涂料的性能特点、使用寿命和适应性、配套性，进行综合考虑，选择合理的配套方案。

站内露空不保温碳钢管道、设备及其它钢构筑物的防腐采用复合型防腐涂料，其组成与结构为：

----环氧富锌底漆（底层， ≥60 μm）；

----环氧云铁中间漆（中间层， ≥100 μm）；

----氟碳面漆（面层， ≥80 μm）；

涂层总厚度应≥240μm ，表面除锈等级：Sa2.5 级。环氧富锌底漆、环氧云铁中间漆及氟碳面漆应符合《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T 7036-2016）中的有关规定。

（2）站内埋地管道的外防腐

对于 DN50 及以上管径的埋地直管管道采用三层 PE 加强级防腐层，其补口防腐应采用聚乙烯热收缩带。

站场其他埋地管道推荐采用无溶剂型液体环氧防腐（厚度≥600μm），实干后再外缠聚丙烯增强编织纤维防腐胶带（胶带厚度≥1.0mm，搭接宽度为带宽的 55%）

加强防腐，以提高抗水气渗透和保证防腐层的完整性。表面除锈等级：Sa2.级。立管出土管段地面上下各 200mm 范围内，在原防腐层基础上再缠绕一层铝箔胶带（胶带厚度为 1.0mm ，搭接宽度不小于 25mm），作耐紫外线处理。

（3）站内埋地阀门、三通等异构件埋地部位的外防腐

站场的阀门、三通等异构件埋地部位的防腐，先采用粘弹体防腐膏填充，平滑过渡后再采用粘弹体防腐胶带+聚丙烯外带进行防腐。粘弹体防腐胶带（胶带厚度≥1.8mm ，宽度为 100mm）搭接系数为 25% ，聚丙烯增强编织纤维防腐胶带（宽度为 100mm）搭接系数 55%。粘弹体防腐膏及粘弹体防腐胶带应符合《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T 7036-2016）中表 5.1.4-5 及表 5.1.4-6 的要求的有关规定。

（4）站内保温管道、设备外表面

站内地上、地下保温管道的防腐推荐采用耐高温环氧酚醛涂料，干膜厚度≥300μm。环氧酚醛涂料应符合《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T7036-2016）中的有关规定。

根据《塔里木油田地面工程标准化设计统一技术规定》的要求，站内地上保温电伴热管道采用“防爆自调控电热带+复合硅酸盐管壳+玻璃丝布缠绕+外涂氟碳涂料面漆”的保温方式，复合硅酸盐管壳的厚度 50mm。每 300mm 用镀锌铁丝捆扎 2 道。阀门保温要求采用“防爆自调控电热带+憎水型复合硅酸盐保温板+玻璃丝布缠绕+ 外涂氟碳涂料面漆”的保温方式，憎水型复合硅酸盐保温板厚度 50mm。保温层外部缠绕玻璃布。玻璃布应缠绕均匀、密实，玻璃布搭接宽 度≥55% 。站内埋地保温管道采用硬质聚氨酯泡沫夹克作为管道的保温防护层，其中管道的保温层采用聚氨酯泡沫塑料（厚 40mm）；管道的防护层采用聚乙烯黄夹克（厚 3mm）。

（5）站外管道防腐

本工程单井集气管线及站外高压集输、低压集输管道采用柔性复合高压输送管，不做外防腐。仅对接头处进行外防腐。柔性复合高压输送管管线在试压合格并卸除内部压力后，正式回填之前，柔性复合管的金属接头处应做防腐处理，柔性复合管的金属接头处应做防腐处理，接头防腐采用无溶剂液体环氧（厚度≥600μm），无

溶剂液体环氧应符合《埋地钢质管道液体环氧外防腐层技术标准》 SY/T 6854-2012 的有关规定。

埋地工艺钢管采用环氧粉末普通级外防腐层（底+面：300 μm+500 μm），30mm 厚硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+3mm 厚聚乙烯外护层做保温。

钢套管外防腐采用三层聚乙烯（3PE）防腐，即底层熔融结合环氧粉末+中间层聚丙烯胶粘剂+外层高密度聚乙烯（总干膜厚度≥4.38mm）。表面除锈等级：Sa2.5 级。

3.3.4.5.5 消防工程

各井场、站场分别设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备。

3.3.5 依托工程

3.3.5.1 塔三联合站

（1）基本情况

塔中第三联合站设计规模为天然气 $18\times10^8m^3/a$，凝析油 $110.9\times10^4t/a$；设有 1 套天然气处理装置，处理能力为 $550\times10^4m^3/d$；设有凝析油处理装置 1 列，处理规模为 $0.30\times10^4t/d$。设置硫磺回收装置 1 列，处理规模为 109.98t/d，主要采用 MDEA 溶液脱硫、丙烷制冷脱水、CPS 硫磺回收以及燃料气气提的工艺方案，对原料气、凝析油分别进行处理，以达到外输及排放要求。厂内主体工艺装置包括原料气增压站、脱硫装置、脱水脱烃装置、凝析油处理装置、硫磺回收装置及辅助生产设施。

塔中第三联合站于 2013 年 8 月 13 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评价函〔2013〕712 号),并于 2017 年 8 月 27 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收意见新环函〔2017〕1340 号）。

（2）工艺流程

①天然气处理（净化）系统

塔中采油气管理区塔中三号联合站采用化学溶剂法（MDEA 溶液）脱除天然气中的硫化氢，采用丙烷制冷的方式脱除天然气中的水和轻组分，使天然气的水 露点、烃露点和硫化氢含量达到外输标准。

②硫磺回收系统

硫磺回收装置主要是将脱硫装置脱出酸气中 H2S 转化为单质硫，防止环境 污染，并对硫资源回收利用，产生附加经济价值。该装置采用低温克劳斯工艺 (CPS）设计，通过主燃烧炉、1 级常规 CLAUS 反应器以及 3 级 CPS 反应器将酸气中的硫化氢转换为单质硫。

③凝析油系统

塔中三号联合站凝析油处理装置均采用重力沉降脱水和气提脱除硫化氢的 工艺方法，使经过处理后的凝析油水含量小于 0.5%，硫化氢含量小于 20mg/kg， 达到外输标准。

④气田水处理系统

塔中三号联合站气田水处理系统采用重力分离、天然气汽提的方式使气田水的硫化氢含量小于 20mg/kg 达到控制标准，然后进入下游污水处理系统进一步处理。

⑤污水处理系统

生产污水包含整个处理厂产生的生产污水、检修污水和气田水。污水处理装置设计规模为 1440m^3/d，采用“沉降除油+压力除油+气浮除油+二级核桃壳过滤”的污水处理工艺，控制处理后污水中的悬浮物、油类含量，达到回注到站外单井。

（3）依托可行性

塔三联合站运行负荷见表 3.4-1。

表 3.4-1　　塔三联合站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	富余处理能力	本工程需处理量	依托可行性
1	天然气（×10^4m^3/d）	500	130	370	27.4	可依托
2	原油（t/d）	3000	634.66	2365.34	68.5	可依托
3	采出水（m^3/d）	1440	600	840	79.45	可依托

综上可知，塔三联合站富余量可以满足本工程处理需求，本工程依托塔三联合站处理可行。

3.3.5.2 塔中油田钻试修废弃物环保处理站

塔中油田钻试修废弃物环保处理站位于新疆民丰县北部塔里木盆地内，主要处理周边油田钻试修过程产生的固废与废液。该站于 2016 年 11 月 7 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2016〕1626 号），2017 年 6 月建成，2019

年 1 月 23 日通过塔里木油田分公司自主验收。环保站主要采用两套工艺：一是针对钻井聚磺泥浆体系固废的高温氧化处理工艺，设计处理能力为 120 立方米/日，通过 850℃以上高温氧化分解有机有毒物质，处理后固废满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017），可用于铺垫道路、井场、封场覆土等；二是针对酸化压裂废水的处理工艺，设计处理规模为 300 立方米/日，采用均质除油、絮凝沉淀、过滤等物化方法去除油类、悬浮物及 SRB 菌等，处理后的水质符合《生产回注水质指标及推荐方法》（Q/SY0149-2011），用于油田油层回注。

综上可知，塔中油田钻试修废弃物环保处理站可以满足本工程处理要求，依托塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理可行。

3.3.5.3 塔中固废填埋场

(1)基本情况

塔中固废填埋场共 10 座填埋池，其中 5 个为生活垃圾填埋池，5 个为一般工业固体垃圾填埋池（建筑垃圾），单个填埋池容积为 2500m^3(50m×25m×2m），总容积 25000m^3。并配套建设渗滤液系统、导排气系统、地下水监控系统。塔中固废填埋场于 2018 年 12 月取得了阿克苏地区生态环境局批复（阿地环函字〔2018〕570 号），并于 2023 年 11 月 27 日塔里木油田分公司通过自主验收。

（2）依托可行性

塔中固废填埋场运行负荷统计见表 3.4-5。

表3.4-5 **塔中固废填埋场运行负荷统计表**

序号	名称	设计规模（m^3）	现状处理量（m^3）	富余量（m^3）	本工程需处理量（t）	依托可行性
1	工业固废填埋池	12500	3700	8800	9.1	可依托
2	生活垃圾填埋池	12500	75	12425	21	可依托

由上表可知，塔中固废填埋场可以满足本工程处理需求，依托可行。

3.3.5.4 沙雅县污水处理厂

本工程产生的生活污水依托沙雅县污水处理厂处理，沙雅县污水处理厂位于沙雅县西南部。《沙雅县排水改扩建二期工程环境影响报告表》于 2010 年 5 月 14 日取得批复（新环评审函〔2010〕52 号），《沙雅县污水处理厂提标改造工程环境影

响报告表》于 2019 年 3 月 12 日取得批复（阿地环函字〔2019〕119 号），2020 年 10 月 10 日进行了自主验收。沙雅县污水处理厂采用“A2/O+MBBR”工艺处理生活污水，处理厂最终出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 A 标准要求，设计处理规模为 40000m^3/d，目前日接纳 12000m^3/d 废水，尚有较大富余量，可接收并处理本工程生活污水。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期

施工期主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程等内容，工艺流程及排污节点分述如下：

3.4.1.1.1 钻前工程

根据井场平面布置图，先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对放喷池等池体进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县生活污水处理厂处理。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场建设期间产生的土方、生活垃圾。井场建设期间产生的土方用于场地平整；生活垃圾定点收集，定期清运至塔中固废填埋场处置。

3.4.1.1.2 钻井工程

钻井工程主要为设备搬运及安装、钻井、录井、测井等。

钻井工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。

钻井采用随钻泥浆不落地及减量化处置工艺，钻井泥浆为水基泥浆，钻井过程中产生的钻井废水和钻井固废一起被收集至钻机配套的循环系统，在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+甩干机+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，同时减少钻井岩屑的产生；液相经调节后排入泥浆罐循环利用，一开、二开上部固相收集后排入岩屑池干化，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；二开下部磺化钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相转运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。

钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1 米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

钻井工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为塔中油田服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，并取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

钻井工程表层钻井液为膨润土泥浆，钻井时泥浆会粘附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

本项目钻井期间主要废气为施工扬尘、井场建设及设备安装期间施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为钻井废水及生活污水，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；生活污水依托沙雅县污水处理厂处理。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为钻井期间产生的生活垃圾、钻井泥浆及岩屑、机械检修时会产生少量含油废物等；膨润土泥浆钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼，检测不合格固相工程结束后送塔中钻试修废弃物环保处理站处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的综合利用限值后再进行综合利用；聚磺钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相转运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼；含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料由钻井公司委托区域具有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾定点收集，定期送塔中固废填埋场填埋处置。

3.4.1.1.3 储层改造工程

储层改造工程主要为酸化、测试放喷等工艺。

（1）酸化

采取酸化解堵改造工艺，提高地层渗流能力，使堵塞物在较小压差下排出地层，从而疏通地层孔喉，提高产能。经按比例配制好的酸化液由酸罐车拉运至井场暂存，通过加压泵由井口泵注酸液，依靠酸液和储层堵塞物溶蚀，使堵塞物在较小压差下排出地层，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。停泵后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对塔中区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至塔三联合站处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理。

（2）测试放喷

测试放喷是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。测试放喷采取防喷、导流等有效措施。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，计量罐、储液罐(油罐)、油气水进出口管线等设备。油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相(包括油和水)通过管线输送至储罐，再由油罐车拉走；天然气通过管线输送至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1-2d。

储层改造工程主要废气为放喷期天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及酸化压裂废水，生活污水依托沙雅县污水处理厂处理；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对塔中区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至塔三联合站处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理。噪声为酸化设备噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期送塔中固废填埋场填埋处置。

3.4.1.1.4 地面工程建设

本项目地面工程主要包括井场、站场设备安装及管线连接，管线敷设等。

（1）井场、站场建设

本项目计划新建标准化井场 11 座，新建计量阀组 4 座，6 座气举井场。施工期主要为井场、站场场地清理，井场、阀组站的设备安装以及井场、站场内管线连接。设备安装首先需进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采油设备拉运至井场或进行安装调试，同时进行站内建筑物建设。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场、站场临时占地内水泥基础、各类池体防渗层并进行平整。

2）管线建设

本项目新建单井采气管线 32.9km；新建阀组高压集气管线 0.5km；新建阀组低压集气管线 6.5km；新建单井气举管线 5.6km。管线施工工艺流程详见图 3.4-2。

图 3.4-2　　管线施工工艺流程及产污环节示意图

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施工前土地清理

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路和拟建的巡检道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 8m 的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

管道施工前，生产单位协助施工单位，彻底检查管道施工区域内是否有埋地管线及电缆，新建管线与已建管线之间保证 300mm 净距、与电缆之间保证 500mm 净距，与已建气管线交叉时要保持 250mm 净距，以保证生产和施工安全。

③管沟开挖

工程沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽 1.0m，沟深 1.5m，管沟边坡比为 1:1，开挖过程中

对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光）缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。将管线分段吊装至管沟内，管线下沟后，方可进行管线连接作业，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心。

④管线组装

本项目单井集油管道管材选用玻璃钢管道，井场及站内管线采用 20G 无缝钢管。

⑤管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。管道施工示意图见图 3.4-3。

图 3.4-3 管道施工示意图

⑥吹扫与试压

管道在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无铁锈、尘土、焊渣、水等脏物时为合格，吹扫气体在管道内流速应大于 20m/s。

集输管线试压介质采用中性洁净水；燃料气管线使用空气试压。有高差的管道，应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，各试压段的最低点强度试验压力应保证该试压段最低点的管道环向应力不超过其屈服强度的 95%，且最高点压力应为管道设计压力的 1.5 倍。

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压直至合格。

⑦穿越工程

A.已建管道和已建光纤、电缆穿越

管道与原有埋地管道、光（电）缆交叉时，应从管道、光（电）道下方通过。新管道与其他管道交叉处必须保证 0.3m 净空间距，为避免管道沉降不能满足间距要求，以及避免管道防腐层受损伤而发生交叉管道电气短路，采用绝缘材料垫隔（如汽车废外胎衬垫）。管道和光（电）缆交叉穿越的净空距离应保证不低于 0.5 米。

穿越施工前应探明其准确位置和埋深，靠近已建管道和已建光纤、电缆段的管沟采用人工开挖。

图 3.4-8 管线与已建管线穿越示意图

B.公路穿越

本工程穿越碎石路采用大开挖加套管方式，穿越沥青路采用顶管方式，保护套管采用 D406×7mm 焊接钢管，套管内需安装隔离支架。套管两侧应伸出路基坡脚2m，套管两侧环空应采用长度不小于 150mm 的沥青麻刀塞紧，外面用添加 3%~5%防水剂的防水水泥砂浆填堵，封堵长度不宜小于 50mm，以防柔性复合管松动后被套管端部的粗糙尖锐毛边损伤。

⑧管沟回填

管道下沟后应及时进行管沟回填，管道穿越地下电缆、管道、构筑物处的保护处理，应在管沟回填前按设计的要求配合管沟回填施工。

回填前应清除管沟中的杂物，应检查管沟底部是否平整，管道下面的回填土是否夯实，管道在沟底是否有悬空的现象，检查管道埋深是否符合设计文件要求。

管沟回填应分两次进行，第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管道两侧和管顶上部，当回填至管顶以上 500mm 左右时，进行夯实，之后可采用机械回填，第一次回填应留出接头部位。第二次回填在试压合格后进行，管沟回填后，回填土应高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；固体废物为管沟开挖产生的土方、施工废料及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至塔中固废填埋场填埋处置；生活垃圾定期清运至塔中固废填埋场填埋处置。

3.4.1.2 运营期

本项目工艺流程主要包括油气开采、集输、井下作业。

（1）油气开采

根据塔中区块奥陶系油藏目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择开采方式为初期利用地层天然能量进行衰竭式开采，后期根据注水、注气计划进行注水、注气开发。

（2）油气集输

井场采出油气通过井口模块油嘴节流后由新建集输管线油气混输至就近集气站，最终送至塔三联处理。

（3）井下作业

井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。

钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹将井管射成蜂窝状孔，使油气自喷流入井管采出。

酸化压裂主要用于油气藏的改造。经按比例配制好的压裂液、酸化液由压裂车及酸罐车拉运至井场暂存，通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，利用地面加压泵组，向地层注入高于地层破裂压力的前置液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂(石英砂、陶粒）的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂(或陶粒）裂缝带。造成人工裂缝后，继续泵注酸液，依靠酸液和地层的不均匀溶蚀，把裂缝壁面刻蚀成凹凸不平的表面，可提高气层渗透性，从而达到增产的目的。

洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将井管全部拔出，以便更换损坏的井管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

油气开采、集输过程中废气污染源主要为井场、站场无组织废气（G1），采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水（W1）和井下作业废水（W2），其中采出水随采出液一起进入塔三联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为采气树（N1）、井下作业设备

（N2）、空气热源泵（N3）运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固体废物为井下作业过程中产生的落地油和场地清理环节产生的废防渗材料等。

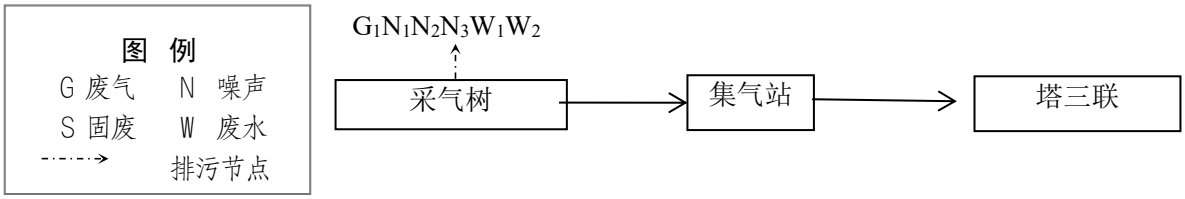

图 3.4-9 井场油气开采及集输工艺流程图

3.4.1.3 退役期

随着油气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先将固化剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。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。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，成为污染地下水的通道。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

3.4.2 施工期环境影响因素分析

本项目施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

3.4.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在井场、管线等建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。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。

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。临时占地主要为井场、站场、管线、施工便道等的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为井场、站场的永久占地。

地面工程施工作业包括井、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。

根据估算，本项目总占地约 71.61hm^2，其中永久占地 2.61hm^2、临时占地 69hm^2，详见表 3.4-1。项目占地类型以其他草地、沙地和灌木林地为主。

表 3.4-1 占地面积统计表

序号	工程内容	新增占地面积（hm^2）			说明
		永久	临时	总占地	
1	新建井场	2.61	15.6	18.21	建设标准化井场 11 座；单座井场永久占地面积为 2376.8m^2。新钻井 10 口，钻井期单座井场临时占地面积为 100m×140m，生活区 40m×40m。
2	采气管线	0	26.32	26.32	DN80 10MPa 柔性复合高压输送管 32.9km，作业带范围 8m。
3	高压集气管线	0	0.4	0.4	DN100 10MPa 柔性复合高压输送管 0.5km，作业带范围 8m。
4	低压集气管线	0	5.2	5.2	DN100 6.4MPa 柔性复合高压输送管 6.5km，作业带范围 8m
5	气举管线	0	4.48	4.48	DN50 16MPa 材质 L245NS 5.6km，作业带范围 8m。
6	电力工程	0	17	17	新建 35kV 架空线 28.33km ，作业带宽度按 6m 计，利用原有杆塔资源。
合计		2.61	69	71.61	/

3.4.2.2 施工期污染源分析

3.4.2.2.1 废气污染源

本项目施工过程中废气包括施工扬尘、车辆尾气和焊接烟气、储层改造废气、测试放喷废气。

①施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、场地平整、车辆运输过程中产生，井场施工过程、管沟开挖周期较短，且井场采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

②车辆尾气和焊接烟气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_X、C_mH_n等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

③储层改造废气

储层改造过程废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，其污染物主要成分为氯化氢气体（HCl）等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放。

④测试放喷废气

本项目测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为 1～2d。

3.4.2.2.2 废水污染源

施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水和生活污水。

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。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的类型有关，其中主要污染物有 pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等，根据类比目前塔中油田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为 0.05m^3/m，本工程钻井总进尺为 51024m，产生的钻井废水约为 2551.2m^3。钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

②酸化压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的酸化压裂废水中主要含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程酸化压裂废水返排率为 60%左右，项目钻井过程中单井井场改造液量为 1000m^3，则单座井场酸化压裂废水产生量为 600m^3，本工程共部署钻井 10 口，项目酸化压裂废水产生量为 6000m^3，储层改造过程中产生的酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对塔中区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至塔三联合站处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。

③试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，主要污染物为 SS，试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本项目各类管线共计 45.5km，试压废水约为 113.75m^3，主要污染物为 SS。新建管线的试压废水可用作场地降尘用水。

④生活污水

本项目施工人数约 60 人，工程新钻井 8 口，老井侧钻 2 口，新钻井平均完井周期为 50 天，侧钻井平均完井周期为 60 天，地面工程施工 6 个月（180 天），根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d•人计，生活用水量总计约

1680m³，生活污水排放量按用水量的 80%计，则施工期生活污水共产生量为 1344m³。生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县污水处理厂处理。

3.4.2.2.3 固体废物污染源

本项目施工期产生的固体废物主要为钻井泥浆、钻井岩屑、废防渗材料、废烧碱包装袋以及施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾等。

①钻井泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内的泥浆，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：

$$V=\frac{1}{8}\pi D^2h+18\left(\frac{h-1000}{500}\right)+116$$

式中：V——排到地面上的泥浆量（m³）；

D——井眼直径；

h——井深。

本项目钻井过程中新井一开采用膨润土聚合物体系，二开上部采用聚合物/KCl聚合物体系，三叠系底或二叠系上部转化为KCl聚磺体系，三开采用聚磺体系。开窗侧钻井侧一开采用KCl聚磺/聚磺体系；由以上经验公式计算可得，本项目产生的废弃泥浆量约4614.42m³，其中聚合物体系泥浆约1304.13m³，聚磺体系泥浆约3310.3m³。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，其余岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，送入井场内泥浆罐中。钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W=\frac{1}{4}\times\pi\times D^2\times h\times a\times 50\%$$

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井眼直径，m；

a——膨胀系数，取 2；

h——井深 m。

利用上述公式计算出钻井期内单井产生的岩屑量为 5350.24m^3，其中聚合物体系钻井岩屑 1504.5m^3，聚磺体系钻井岩屑 3845.73m^3。

根据目前油田及安全环保对钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，聚合物体系钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。聚磺体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，分离出的固相清运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理。

③废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.1t/口，本项目部署钻井 10 口，烧碱废包装袋产生量为 1t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

④废防渗材料

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料量约为 1t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑤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，本项目新建各类集输管线均 45.5km，施工废料产生量约为 9.1t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运塔中固废填埋场进行处置。

⑥生活垃圾

本项目施工人数约 60 人，施工周期共计 700 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 21t，生活垃圾集中收集后定期清理运送至塔中固废填埋场填埋。

3.4.2.2.4 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、站场、管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.4-3。

表 3.4-3 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离〔dB(A)/m〕	序号	设备名称	噪声值/距离〔dB(A)/m〕
1	装载机	88/5	5	吊装机	84/5
2	挖掘机	90/5	6	钻机	95/5
3	运输车辆	90/5	7	泥浆泵	95/5
4	压路机	90/5	8	振动筛	90/5

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.2 废气污染源

本项目运营期废气主要为井场、站场无组织废气。在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要为非甲烷总烃。根据区块油气藏流体性质，天然气中低含硫化氢，运营期废气还有油气集输环节产生的无组织挥发的硫化氢。

本工程老井利用 18 口不新增地面设施，不再核算污染物排放量，仅核算新建 11 座采气井场（其中 5 口井后期转为气举井，本次按气举井核算废弃污染源）、6 座气举井场、4 座新建阀组废气污染源。

（1）油气集输过程中非甲烷总烃（NMHC）

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。

本项目运营过程中井场和阀组无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中 5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量计算公式对本项目无组织挥发的非甲烷总烃进行核算。

公式如下：

$$E_{设备}=0.003\times\sum_{i=1}^{n}\left(e_{TOC,i}\times\frac{WF_{VOCs,i}}{WF_{TOC,i}}\times t_i\right)$$

$E_{设备}$——设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a；

$e_{TOC,\ i}$——密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率，kg/h；

$WF_{VOCs,\ i}$——流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，根据设计文件取值；

$WF_{TOC,\ i}$——流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数，根据设计文件取值；

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.4-5 设备与管线组件 $e_{TOC,\ i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC,\ i}$/（kg/h 排放源）
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则取 1 进行核算，则本项目采出液中 $WF_{VOCs,\ i}$ 和 $WF_{TOC,\ i}$ 比值取 1；根据设计单位提供的数据，项目涉及的阀门、法兰数量以及无组织废气核算见表 3.4-6 所示。

表 3.4-6 本项目非甲烷总烃无组织废气核算一览表

序号	项目	设备类型	数量（个）	排放速率 $e_{TOC,\ i}$（kg/h）	年运行时间	年排放量（t/a）
1	单座标准化气井井	阀门	20	0.024	8760	0.013
		法兰	40	0.044	8760	0.046

	场	小计	/	/	8760	0.059
2	5 口井（中古 46-6X 、中古 46-7X、中古 46-8X、中古 46-9X、中古 102-H11C）小计		/	/	/	0.295
3	中古 102-19X 井场（新增 1 套计量阀组）	阀门	23	0.024	8760	0.015
		法兰	46	0.044	8760	0.053
		小计	/	/	8760	0.068
4	小计		/	/	/	0.068
5	6 座气举井场	阀门	24	0.024	8760	0.015
		法兰	48	0.044	8760	0.056
		小计	/	/	8760	0.071
6	6 口气举井（中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X 、中古 45-14X 、中古 43-10X 、中古 45-H2C 井）小计		/	/	/	0.426
7	中古 102-H2 井（新建 4 井式阀组）	阀门	32	0.024	8760	0.020
		法兰	64	0.044	8760	0.074
		小计	/	/	8760	0.094
8	小计		/	/	/	0.094
9	中古 45-H12 井（新建 5 井式阀组）	阀门	39	0.024	8760	0.025
		法兰	78	0.044	8760	0.090
		小计	/	/	8760	0.115
10	小计		/	/	/	0.115
11	5 号集气站（扩建 2 井式阀组）	阀门	20	0.024	8760	0.013
		法兰	40	0.044	8760	0.046
		小计	/	/	8760	0.059
12	小计		/	/	/	0.059
13	中古 45-H12 井（新建 4 井式气举阀组）	阀门	12	0.024	8760	0.008
		法兰	24	0.044	8760	0.028
		小计	/	/	8760	0.035
14	小计		/	/	/	0.035
合计						1.092

由上表可知，本项目非甲烷总烃无组织排放总量为 1.092t/a。

（2）无组织硫化氢核算

根据区块天然气性质统计表，非甲烷总烃类的组分含量平均 18.4%计算，天然气相对密度 0.7，硫化氢含量最大为 5200mg/m³，则本工程泄漏总气体量及硫化氢排放量具体情况见下表：

表 3.4-7 本项目硫化氢无组织核算一览表

序号	项目	泄漏总气体量 t/a	硫化氢排放量 t/a
1	10 口气井井场	3.527	0.000013
2	中古 102-19X 井场	0.370	0.000001
3	6 座气举井场	2.315	0.000008
4	中古 102-H2 井（新建 4 井式阀组）	0.511	0.000002
5	中古 45-H12 井（新建 5 井式阀组）	0.625	0.000002
6	5 号集气站（扩建 2 井式阀组）	0.321	0.000001
7	中古 45-H12 井（新建 4 井式气举阀组）	0.190	0.000001
8	总计	7.859	0.00003

本工程新增硫化氢排放量为 0.00003t/a。本工程运营期采用密闭集输，并设置检测装置，防止 H_2S 的泄漏。

3.4.3.1 废水污染源

（1）采出水

根据开发方案预测，本项目新增采出水最大量为 79.45m³/d（2.9 万 t/a），主要污染物为悬浮物、石油类。采出水输送至塔三联合站采出水处理系统处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注。

（2）井下作业废水

根据《关于发布<排放源统计调查产排污核算方法和系数手册>的公告》（环保部公告 2021 年第 16 号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-24 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	所有规模	废压裂液	立方米/井	119.94
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	所有规模	废酸化液	立方米/井	26.56

	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29

按井下作业每 2 年 1 次计算，井下作业废水包括废压裂液、废酸化液、废洗井液，单座井场产生井下作业废水 85.395t/a，本工程共部署 12 座采气井场（含中古45-14X 、中古43-10X ），则每年井下作业废水产生量为 1024.704t/a。井下作业废水采用专用回收罐收集后运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理。

（3）生活污水

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守。故运营期不新增生活污水。

3.4.3.3 固体废物污染源

（1）危险废物

根据《关于印发（危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采）等七项危险废物环境管理指南的公告》（公告 2021 年 第 74 号）中附件 1《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，结合本项目建设内容，识别的固体废物污染源如下：

①落地油

本项目运营期产生的落地油主要来源于井下作业环节、采油环节、集输环节。井下作业环节中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，采油环节中由于井场、站场涉油设施阀门、法兰等的渗漏导致原油散落于地面形成的油土混合物，集输管线刺穿等原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主要含有矿物油等。井场、站场涉油设施阀门、法兰等以及集输管线会定期检修，产生的落地油很少，一旦产生将 100%回收，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。

本项目井下作业时带罐作业，为防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，类比区块内油井井下作业时落地油产生量，约 50kg/井·次，作业频次一般 2 年，约合 0.025t/a •井，本项目共 12 口井（含中古45-14X 、中古43-10X ），产生落地油量为 0.3t/a。本次评价要求落地油回收率为 100%，桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。

②废防渗材料

运营期场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料，主要含有矿物油等。作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用 1～2 年。单块防渗材料重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，约合 0.25t/a·井。则本项目 12 口井产生废弃防渗材料最大量约 3t/a。

作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 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，属于危险废物。井下作业施工结束后，废防渗材料人工打包收集后，由有危废处置资质单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

③废润滑油、废油桶

本项目井场泵类定期维护保养会产生一定量废润滑油、废油桶，类比同类型井场、站场，本项目废润滑油产生量约为 0.5t/a，废油桶产生量约为 1t/a。收集后交由有危废处置资质单位进行处置。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.4-7。

表 3.4-7　　危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量（t/a）	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染物防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.3	井下作业、采气环节和集输与处理环节	液态	石油类	间歇	T.I	交由有危废处置资质的单位处置
2	废防渗材料		900-249-08	3	场地清理环节	固态	石油类	间歇	T.I	
3	废油桶		900-249-08	1	采油环节和集输与处理环节	固态	石油类	间歇	T.I	
4	废润滑油		900-217-08	0.5		液态	石油类	间歇	T.I	

（2）生活垃圾

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

3.4.3.4 运营期噪声源强

项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 3.4-8。

表 3.4-8　　噪声源设备

序号	噪声源名称		数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	井场	采气树	11	80	基础减振	15
2	井场	空气源热泵	11	90	基础减振	15

拟建项目井场、站场产噪设备主要为采气树、空气源热泵等噪声，噪声值为 80～90dB(A）。采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 15dB(A）。

3.4.3.5 合计

本项目运营期三废排放状况见表 3.4-9。

表 3.4-9　运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	NMHC	1.092	1.092	大气
			硫化氢	0.00003	0.00003	
废水	采出水		废水量	2.9×10^4	0	采出水输送至塔三联合站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排
	井下作业废水		井下作业废水	1024.704	0	井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排
固体废	井场作业	落地油	-	0.3	0	委托有危险废物资质

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
物	井场作业	废防渗材料	-	3	0	单位处理
	采油环节和集输与处理环节	废油桶		1	0	
		废润滑油		0.5	0	
噪声	采气树、空气源热泵	机械噪声	-	80-90dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

3.4.4 退役期环境影响因素分析

3.4.4.1 退役期环境空气保护措施

（1）退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（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。

3.4.4.2 退役期水环境污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行）》(环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017）要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层。

3.4.4.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

（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。

3.4.4.4 退役期固体废物处置措施

退役期固废主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，采取以下措施：

（1）废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（2）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置；

（3）对废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，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。

（4）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。

（5）退役期管线、设备拆卸过程中应防止废液泄漏污染地面；沾有油污的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理；清理井场、管线施工区遗留的一切杂物，清除井场周边污染土壤。

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

油气田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

（1）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，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

（2）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等。

（3）井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

3.4.5 非正常排放

本项目非正常排放主要为井口压力过高时的放喷情况。本项目油气集输过程中，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。

表 3.4-10　　非正常排放参数表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	非正常排放速率（kg/h）	单次持续时间/h	年发生频次/次
井场放喷口	井口压力过高时的放喷情况	非甲烷总烃	0.1	0.5	1
		硫化氢	0.003		

3.4.6 清洁生产水平分析

（1）集输及处理清洁生产工艺

①本工程实施后，采出液输送过程采用密闭工艺流程，采用先进设备和材料，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

③井下作业起下管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。

⑦油田伴生资源综合利用率为 100%。

⑧废水、废气、固体废物建档分类管理,并清洁化、无害化处置,处置率应达到 100%。

⑨采出水输至塔三联合站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

（2）节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本；

④采用自动化管理，提高了管理水平。

（3）建立有效的环境管理制度

本工程将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的

污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》，分别对钻井作业、井下作业、采油作业等两个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.4-11、表 3.4-12 及表 3.4-13。

表 3.4-11 **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						本项目评价	
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	得分
(1)资源和能源消耗指标	20	占地面积	m^2	8	符合行业标准要求	符合	8
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	12	≤25	≤25	12
(2)生产技术特征指标	30	固井质量合格率	%	30	≥95%	100%	30
(3)资源综合利用指标	25	钻井液循环率	井深：3000 以上	15	≥75%	90%	15
		柴油机效率	%	5	≥90%	90%	5
		污油回收率	%	5	≥90%	100%	5
(4)污染物指标	25	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	≤15 (乙类区)	10
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	≤10	10
(4)污染物指标	25	柴油机烟气	-	2	符合排放标准要求	符合	2
		噪声	dB(A)	3	符合排放标准要求	符合	3

定性指标						
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程	
					措施	得分
(1)原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	15	钻井泥浆可生物降解	15
(2)生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	国内领先	8	钻井设备国内先进	8
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	符合	5
		钻井液收集设施完整性	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	泥浆不落地系统	5
		固控设备完整性	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备	5
		固井质量	固井质量合格	5	合格	5

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标	指标分值	本工程	
				措施	得分

(2)生产工艺及设备要求	40	钻井效率	高	7	高	7
		井控措施有效性	井控措施有效	5	有效	5
(3)符合国家政策的生产规模	10	现行政策暂无生产规模限制要求			10	满足
(4)管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	已建立 QHSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核		10	已开展	10
(5)贯彻执行环境保护法规符合性	15	建设项目环保“三同时”执行情况		5	落实环保“三同时”制度	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	落实建设项目环境影响评价制度	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染物排放量低于总量控制指标	5

表 3.4-12 **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	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	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
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4)污染物产生指标	30	作业废液量	kg/井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	kg/井次	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	乙类区≤50	5
(4)污染物产生指标	30	COD	kg/井次	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	乙类区≤150	5
		含油油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	乙类区≤70	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5

定性指标						
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程	
(1)生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	有效	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压	5
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	铺设防渗材料	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	集中回收处理	10

		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	具备原油回收设施	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	建立 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		20	开展清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划		5	制定节能减排工作计划	5
(3)贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20

表 3.4-13 采油(气)作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						实际值	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	天然气：≤50	≤50	30
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	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	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	60	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						实际值	得分
(3)污染物产生指标	40	采油废水有效利用率	%	7.5	≥80	100	7.5

定性指标									
一级指标	指标分值	二级指标					指标分值	本工程得分	
								实际情况	得分
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量					5	井筒实施完好	5
		采气	天然气净化设施先进、净化效率高	10	采油	套管气回收装置	10	无	0
				10		防止落地原油产生措施	10	先进	10
		采油(气)方式		采油(气)方式经过综合评价确定			10	先进	10

		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	全密闭	10
(2)环境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	已建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收		20	已开展	20
		制定节能减排工作计划		5	已制定	5
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	已落实	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	已落实	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	不涉及限期治理项目	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	已完成	5

由表计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 90 分，综合评价指数得分 90 分，达到 P≥90，属于清洁生产先进企业。

根据综合分析和类比已开发区块，本工程严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.4.7 污染物排放“三本账”

本项目实施后“三本账”的排放情况见表 3.4-15。

表 3.4-15 本项目运营期污染物排放“三本账”表

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	H_2S		
现有区块排放量	23.96	11.58	142.06	10.875	1.399	0	0
拟建工程新增排放量	0	0	0	1.092	0.00003	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后排放量	23.96	11.58	142.06	12.321	1.39903	0	0

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 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。

3.4.8.2 污染物总量控制因子

根据《“十五五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：VOCS、NOx。

废水污染物：COD、TP。

3.4.8.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于施工期作业集中于较短时间内，施工期间排放的污染物将随施工的结束而消亡，故不考虑对施工期产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据项目工程特点，本项目油气集输和处理采用密闭集输工艺，废气污染物主要为集输过程中产生的无组织排放的 VOCs 为 1.092t/a。

运营期产生的采出水随采出液输送至塔三联合站污水处理系统处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理。拟建工程无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

故本次评价提出的总量控制建议指标为：

VOCs:1.092t/a。

根据《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）中提出：“新增主要污染物排放总量的建设项目必须落实主要污染物排放总量指标来源和控制要求。石化、煤化工、燃煤发电（含热电）、钢铁、有色金属冶炼等新增主要污染物排放量的建设项目所在区域、流域控制单元环境质量未达到国家或者地方环境质量标准的，建设项目应提出有效的区域削减方案，主要污染物实行区域倍量削减，确保项目投产后区域环境质量有改善。所在区域、流

域控制单元环境质量达到国家或者地方环境质量标准的，原则上建设项目主要污染物实行区域等量削减，确保项目投产后区域环境质量不恶化。区域削减方案应符合建设项目环境影响评价管理要求，同时符合国家和地方主要污染物排放总量控制要求。”

3.5 相关政策法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

（1）与《产业结构调整指导目录（2024 本）》符合性分析

本项目为石油天然气开采项目，属国家战略性矿产资源开发，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

（2）与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的符合性分析

表 3.5-1 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目属于塔里木油田“十四五”规划中塔中Ⅰ号气田，并以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、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，有效降低生态环境影响。	本项目井场永久占地以及管线临时占地规模均尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
	工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。	本项目采取密闭集输工艺，井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728）要求	符合
	钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	本项目钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入振动筛处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排。酸化压裂废水采取不落地直	符合

		接排入回收罐中，作为二次改造液对塔中区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至塔三联合站处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。	
	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	根据目前油田及安全环保对钻井工程的要求，钻井泥浆钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼，检测不合格固相工程结束后送塔中钻试修废弃物环保处理站处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的综合利用限值后再进行综合利用。本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，落地油回收率为 100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物定期委托有危废处置资质的单位处置。	符合
	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	在采取低噪声设备、基础减震等措施的情况下，本项目井场、站场厂界噪声排放能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》2 类标准（GB12348）要求	符合

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 相关法规符合性分析

（1）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、控制堆料和渣土堆放，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。

本项目施工期区块内大量出入中型车辆，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。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，减少车辆行驶动力起尘。井场、站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运塔中固废填埋场进行处置。项目施工结束后拟对临时占地进行平整，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。

3.5.2.2 相关政策符合性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

表 3.5-2　　与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水，出水随采出液一起进入塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理。同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染	符合

	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目建设布局合理，已在设计阶段优化布局，合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；油气采取密闭集输工艺，输送至塔三联处理	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	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	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入振动筛处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排。井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理	符合

（2）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、新环评价发〔2020〕142 号的符合性分析

表 3.5-3 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函〔2019〕910 号）、新环评价发〔2020〕142 号符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《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）	加快推进油气发展(开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田分公司已完成《塔里木油田“十四五”发展规划》，并取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见(新环审〔2022〕214 号）	符合
《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）	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。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行了回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合

	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本项目属于塔里木油田“十四五”规划中塔中I号气田中古 10 区块，并以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
	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、高标准清洁燃油，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	本项目报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	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。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	本项目油气集输管线采取埋地敷设方式。在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可防控	符合
	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	塔中采油气管理区制定有《塔里木油田分公司塔中采油气管理区突发环境事件应急预案》(备案编号 652924-2023-021-L）	符合

（3）与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）符合性分析

表 3.5-4 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地	项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态的影响	符合

	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续	严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合

（4）与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）符合性分析

表 3.5-6 与新环环评发〔2020〕138 号文件的符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响）》要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏	本项目不在沙化土地封禁保护区范围内，不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施，不会超过区域生态环境承载能力	符合

（5）与《重点行业挥发性有机物综合治理方案》（环大气[2019]53 号）的符合性分析

表 3.5-9 与《重点行业挥发性有机物综合治理方案》（环大气[2019]53 号）的符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《重点行业挥发性有机物综合治理方案》（环大气[2019]53 号）	（二）全面加强无组织排放控制。重点对含 VOCs 物料（包括含 VOCs 原辅材料、含 VOCs 产品、含 VOCs 废料以及有机聚合物材料等）储存、转移和输送、设备与管线组件泄漏、敞开液面逸散以及工艺过程等五类排放源实施管控，通过采取设备与场所密闭、工艺改进、废气有效收集等措施，削减 VOCs 无组织排放。	本项目采用密闭集输工艺，已在工艺上减少了无组织排放	符合
	加强设备与场所密闭管理。含 VOCs 物料应储存于密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。含 VOCs 物料转移和输送，应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。		符合
	推进使用先进生产工艺。通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。		符合

3.5.2.3 相关规范符合性分析

（1）与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）的符合性分析

表 3.5-11 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018）的符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	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	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	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	项目井场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合

3.5.2.4 相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆阿克苏地区沙雅县及和田地区民丰县境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《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》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等。本项目与相关规划符合性分析结果参见表 3.5-12-13。

表 3.5-12 本项目与相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《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》	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	本项目属于塔里木盆地油气开采项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	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、	本项目井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合

	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		
	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	企业现状已履行排污许可及自行监测，报告中已提出计划	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	本项目产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令 第 23 号）中相关管理要求	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCS 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOCS 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCS 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCS 治理，加快更换装载方式	本项目井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	本项目采出水随采出液一起进入塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；按照相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	本项目不占用自然保护地	
《新疆维吾尔自治区石油天然气	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油	本项目为塔里木盆地油气勘探开采项目，促	符合

发展“十四五”规划》	气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜—大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	进油气增储上产	
《新疆维吾尔自治区国土空间规划(2021-2035 年)》	推进水土流失治理。加强水土流失的预防保护，针对重点防治地区实施治理工程。到 2035 年，新疆水土流失面积和侵蚀强度有明显下降，人为水土流失得到全面防治。	项目采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施，项目建设对区域生态影响可接受	符合
	加强荒漠生态保护。强化沙化土地封禁保护区管控，减少沙区人类活动影响。继续推行禁止滥樵采、禁止滥放牧、禁止滥开垦的“三禁”制度。依法加强沙化土地封禁保护区的管控，规范沙区各类开发建设活动，促进荒漠植被自然修复，减少人为破坏影响。	项目采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施，项目建设对区域生态影响可接受	符合

表 3.5-13 本项目与塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	本项目为油气开采项目，可保证塔中油气田油气快速上产	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	(三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，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。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《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，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。 (四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。	本项目废气主要为井场无组织废气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废水，采出水随采出液一起进入塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；运营期无固体废物产生。项目采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	符合

	严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作		

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）、《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）》（阿地环字〔2024〕32 号）、《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 年版）》（和行发〔2024〕38 号）符合性分析分别见表 3.5-14、3.5-15、3.5-16 及图 3.5-1、3.5-2。根据分析结果，本项目建设符合生态环境分区管控的要求。

表 3.5-14 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	经初步核查，本项目不占用生态保护红线。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	本项目采出水随采出液一起进入塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目油气采取密闭集输工艺，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本项目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
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	本项目采出水随采出液一起进入塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；油气集输不消耗天然气，井场用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；本项目开发符合资源利用上线要求	符合
生态环境准入清单	自治区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。其中一般管控单元主要为优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。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。	本项目为陆地石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“鼓励类”，符合国家相关产业政策。本项目位于沙雅县一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65292430001）以及民丰县一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65322730001）见图	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
		3.5-2。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行。	

表 3.5-15 本项目与环境管控单元符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292430001	沙雅县一般管控单元	一般管控单元		/
维度	**管控要求**		**本项目**	**符合性**
空间布局约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求 4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 5.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 6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物		本项目不占用基本农田。建设单位在施工期、运营期间落实报告中提出的土壤和地下水污染防治要求；危险废物委托有资质的单位妥善处置，不外排。	符合
污染物排放管控	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。 2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药 3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方		本项目建设符合阿克苏地区总体管控要求，不涉及畜禽养殖、农药使用等。本项目采出水随采出液一起进入塔三联合站处理达标后回注地	符合

	施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。 4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。 5.严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。 6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；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”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全；施工期生活垃圾集中收集后定期清理运送至塔中固废场。	
环境风险防控	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 2.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施 3.依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目为陆地石油开采项目，符合阿克苏地区总体管控要求；运营期加强巡检，杜绝“跑、冒、滴、漏”等现象，防治土壤污染，落地油100%回收，委托具有危废处置资质的单位无害化处置。	符合
资源利用效率	1. 全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 2.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 2. 3.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重。	本项目为陆地石油开采项目，符合阿克苏地区总体管控要求；不涉及秸秆、农药、煤矿、灌溉等。项目运营期废水依托塔三联合站处理达标后回注。	符合

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65322730001	民丰县一般管控单元	一般管控单元		/
维度	**管控要求**		**本项目**	**符合性**
空间布局约束	1.执行总体管控要求中关于空间布局约束的准入要求。 2.执行一般管控单元中关于空间布局约束的准入要求。 3.执行重点管控单元空间布局约束总体管控要求、大气环境受体敏感重点管控区的准入要求。		本项目建设单位在施工期、运营期间落实报告中提出的土壤和地下水污染防治要求；危险废物委托有资质的单位妥善处置，不外排。	符合
污染物排放管控	1.执行总体管控要求关于污染物排放管控的准入要求。 2.执行一般管控单元关于污染物排放管控的准入要求。 3.执行重点管控单元污染物排放总体管控要求、大气环境受体敏感重点管控区的准入要求。		本项目建设符合和田地区总体管控要求。本项目采出水随采出液一起进入塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；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”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全；施工期生活垃圾集中收集后定期清理运送至塔中固废场。	符合
环境风险防控	1.执行总体管控要求关于环境风险防控的准入要求。 2.执行一般管控单元关于环境风险防控的准入要求。 3.执行重点管控单元中环境风险管控总体管控要求。		本项目为陆地石油开采项目，符合和田地区总体管控要求；运营期加强巡检，杜绝“跑、冒、滴、漏”等现象，防治土壤污染，落地油 100%回收，委托具有危废处置资质的单位无害化处置。	符合
资源利用效率	1.执行总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.执行一般管控单元中关于资源利用效率的准入要求。 3.执行重点管控单元中资源利用效率总体管控要求、大气环境受体敏感重点管控区的准入要求。		本项目为陆地石油开采项目，符合和田地区总体管控要求。项目运营期废水依托塔三联合站处理达标后回注。	符合

图 3.5-1 项目与生态保护红线位置关系图

图 3.5-2 项目综合环境管控单元图

3.6 选址、选线合理性分析

本项目主要建设内容包括：①钻井部分：新钻采气井 10 口（8 口定向井：中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 102-19X 井、中古 46-6X 井、中古 46-7X 井、中古 46-8X 井、中古 46-9X 井；2 口侧钻井：中古 45-H2C 井、中古 102-H11C）。②老井利用 18 口（中古 10-2XC、中古 10-H3C、中古 102-H1、中古 102-H2、中古 102-3X、中古 3C、中古 102-5X、中古 45-H2、中古 45-H12、中古 43-3X、中古 43-7C、中古 43、中古 43-H2、中古 43-6X、中古 43-H4C、中古 43-1、中古 43-9、中古 106-H4）③集输部分：新建标准化采气井场 11 座（中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 102-19X 井、中古 46-6X 井、中古 46-7X 井、中古 46-8X 井、中古 46-9X 井、中古 102-H11C、中古 45-14X、中古 43-10X），井场主要设备包括空气源热泵（空气源热泵+利旧加热炉）、放空火炬、自动点火装置等；中古 102-19X 井标准化井场中新增 1 套计量阀组。新建单井采气管线 DN80 10MPa 柔性复合高压输送管 32.9km；新建阀组高压集气管线 DN100 10MPa 柔性复合高压输送管 0.5km；新建阀组低压集气管线 DN100 6.4MPa 柔性复合高压输送管 6.5km。④气举部分：新建气举井场 6 座（中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 45-14X、中古 43-10X、中古 45-H2C 井），井场主要设备包括流量计、调节阀等）；新建单井气举管线 DN50 16MPa 材质 L245NS 5.6km。⑤改扩建部分：在已建单井井场（中古 102-H2 井）新建 4 井式阀组 1 座，设计压力 10MPa。在已建单井井场（中古 45-H12 井）新建 5 井式阀组 1 座，设计压力 10MPa；在 5 号集气站新建 2 井式进站阀组 1 座，设计压力 10MPa。在已建单井井场（中古 45-H12 井）新建 4 式气举阀组 1 座。⑥辅助配套部分：新建 35kV 架空线 28.33km。新建 35/0.4kV 160kVA 变压器 11 座；新建 35/0.4kV 2000kVA 变压器 1 座，新建通信光缆线路 GYTA-53-12B1.3 型 12 芯光缆，全长 28.4km。配套建设水、电、信、控等工程。

根据现场调查和资料搜集，项目区内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、森林公园等自然保护地，不涉及生态保护红线。

（1）井场选址分析

本项目占地类型为沙地，占地范围内无植被。

（2）管线选线合理性分析

本项目管线项目区地势平坦，远离人群居住区，项目区内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、森林公园等自然保护地，不涉及生态保护红线，项目区域无植被覆盖，降水稀少，洪水出现的概率较小。本项目管线设置符合设计规范中“在人烟稀少地区，线路走向应尽量并行已建管道，以便建成后的运行管理”的要求。

综上，本项目不存在环境制约地域和因素，项目选址选线合理。

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

塔中I号气田中古 10 区块位于新疆塔里木盆地塔克拉玛干沙漠腹地、新疆维吾尔自治区和田地区民丰县、阿克苏地区沙雅县境内。该井区位于塔里木盆地中央隆起塔中凸起北斜坡 F I20 断裂带中古 10 区块，西邻中古 8 井区，东接中古 434 井区，在塔克拉玛干沙漠腹地 1 号沙漠公路约 50km 处。区域位置见图 4.1-1。

图 4.1-1 塔中Ⅰ号气田中古 10 区块区域位置图

4.1.2 地形地貌

塔中油气田所在区域在大地构造上属新疆南部塔里木地台、塔里木中央台坳、塔里木平原地貌区，位于克里雅河和塔里木河下游之间东北风吹扬作用最强烈的区域，新、老第四纪冲积层混存，且受风力严重吹蚀而形成的沙丘型平原，为世界第二大流动性沙漠。沙丘相对高度一般在 100m 左右，沙粒细小，沙丘形状复杂。区域分布着巨大的复合性新月形沙丘和纵向沙山，多呈东北—西南走向。沙丘间低地中，发育有西南走向的鲸鱼脊状沙垄和纵向沙垄。在较巨大沙丘迎风面坡度均较平缓，迎风坡上多有一系列复合的小沙丘，总的坡度同单一的新月形沙丘相类似，约 10～12°，背风坡在一般情况下没有复合的形态，具有比较简单的陡峭斜坡。由于散沙稳定角的作用，背风坡一般为 30°左右，沙丘的长度一般较大，其新月形沙链顺风向延伸的沙丘角使各新月形沙丘链之间彼此相连。区域内地势开阔，属平原格状丘陵（沙丘）型地貌。区块内地形地貌以沙丘为主，地势有一定的起伏，海拔 1075～1110m 左右。

4.1.3 工程地质

1）基本情况

本工程位于塔克拉玛干沙漠区，区内流动沙丘广泛分布，地表岩性以松散的砂类土为主，下部为中密～密实的砂类土。受沙丘高差影响，场区稳定地下水位埋深差别较大，稳定地下水位埋深较大。总体来说，本工程所在区域的工程地质条件差，

主要受流动沙丘影响，以新月形沙丘及沙丘链为主，地表基本无植被，其覆盖度小于 5%，风沙活动强烈，流动性大。地震抗震设防烈度为 7 度（0. 10g），设计地震分组为第三组。最大冻结深度为 1. 15m。

2）地层分布及评价

①粉砂层：黄色，松散，干～稍湿，主要成分以长石、石英、白云母及少量暗色矿物组成，混粒结构，颗粒形状以亚圆形为主，颗粒级配不良，孔壁坍塌现象明显，机械钻进较易。该层场地均有分布，层厚 1.0～4.6m。

②粉砂层：黄色，稍密，稍湿，主要成分以长石、石英、白云母及少量暗色矿物组成，混粒结构，颗粒形状以亚圆形为主，颗粒级配不良，孔壁坍塌现象较明显，机械钻进较易。该层场地均有分布，层厚 1.2～2.8m 。地基承载力特征值 140kPa ，压缩模量 12MPa。

③粉砂层：黄色，中密～密实，稍湿～饱和，主要成分以长石、石英、白云母及少量暗色矿物组成，混粒结构，颗粒形状以亚圆形为主，颗粒级配不良，孔壁坍塌现象较明显，机械钻进较易。该层场地均有分布，未揭穿，勘探深度范围内最大厚度 11.50m。地基承载力特征值 180kPa ，压缩模量 16MPa。

第①层粉砂：为流动沙丘及丘间洼地表层的砂类土，松散，受沙丘高度影响，厚薄分布不均，相对高差大，力学强度低，不宜直接做为一般建（构）筑物天然地基持力层，应进行处理后方可作为一般建（构）筑物的基础持力层。

第②层粉砂：力学强度一般，均匀性一般，可以作为一般建（构）筑物天然地基持力层。

第③层粉砂：力学强度中等，埋藏深度和强度稳定，可作为拟建建（构）筑物浅基础的持力层或下卧层。

4. 1. 4 水文与水文地质

4.1.4.1 地表水

塔克拉玛干沙漠四周有叶尔羌河、塔里木河、和田河和车尔臣河贯穿两岸。由于降雨量小蒸发率高，降雨对于滋润沙漠和给地下水供水微不足道。昆仑山水系河流渗透到沙漠中达 100～200km，逐渐在沙漠中干涸。只有和田河穿越沙漠腹地，在夏季偶尔可将水流注入塔里木河。

本项目位于塔克拉玛干沙漠腹地，周边 100km 范围内无地表水体。

4.1.4.2 区域水文地质

塔克拉玛干沙漠所在的塔里木盆地是一个内流水系盆地，从周围山脉而来的全部径流都聚集在盆地自身之中，为河流和地下水层供水。沙漠下面的地下水多半有持续不断的水道，从西面流向东部的罗布泊。

项目所在区域地下水自南向北流向，水文地质条件呈现有规律的地带性变化，在风成沙的再次搬运下，形成了当今厚度大于 300m，以粉细砂为主体的储水构造，该区域水质条件差，矿化度高，不适于人类和牲畜饮用。

4.1.5 气候、气象

气候干旱少雨多风沙，年平均气温 10.2℃，最高气温 45.6℃，最低气温 -26.4℃。冬夏及昼夜温差较大，最大可达 24℃，该区降水极少，蒸发量大，全年平均降水量为 24. 1mm，蒸发量为 2563.8mm，属于典型的暖温带大陆性极端干旱的荒漠性气候。本区域主要气候要素见表 4.1-1。

表 4. 1-1 气象要素表

序号	项目		单位	数量
1	一般海拔高程		m	1100
2	年均相对湿度		%	48
3	风速	年平均	m/s	2.35
		最大风速	m/s	21
		年均大风日数	d	15.2
4	风向	最多风向		东北
5	气温	月平均最高	℃	38.3
		极端最高	℃	45.6
		极端最低	℃	-26.4
		年平均	℃	10.2
6	年平均大气压		kPa	89.4
7	降水	年平均降水量	mm	25. 1
		日最大降水量	mm	30.9
8	地温	年平均地温	℃	12.4

		极端最高地温	℃	72.2
		极端最低地温	℃	-29.2
9	冻土	最大深度	cm	115
10	年平均蒸发量		mm	2563.8
11	年平均沙暴日		d	52
12	年均雷暴日		d	2.8

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

（1）调查范围

本项目所在区域地跨和田地区民丰县、阿克苏地区沙雅县，项目北距沙雅县县城约 190km、南距民丰县县城约 250km。根据工程分析，本项目总占地约 71.61hm^2，其中永久占地 2.61hm^2、临时用地 69.0hm^2。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本项目以井场、站场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m，评价区面积约 30.4201km^2。

（2）调查内容

A.调查评价范围内的植物区系、植被类型，植物群落结构及演替规律，群落中的关键种、建群种、优势种等；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、面积及空间分布；重要物种的分布、生态学特征、种群现状，迁徙物种的主要迁徙路线、迁徙时间，重要生境的分布及现状。

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

（3）调查方法

本次评价生态特征调查采用资料收集、现场踏勘结合遥感解译的方法。在资料收集、分析和现场踏勘调查的基础上，利用“3S”等技术手段，进行数据采集，对资料、信息和数据进行汇总、整理、分析，并完成生态制图。

A.基础资料收集

收集沿线地区非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，包括统计年鉴以及林草、生态环境、农业、自然资源等部门提供的相关资料，以及各生态敏感区的规划报告，还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

B.现场勘查

现场勘查遵循整体与重点相结合的调查原则，在综合考虑主导生态因子结构与功能的完整性的同时，突出重点区域和关键时段的调查，并通过对影响区域的实际踏勘，核实收集资料及遥感解译的准确性，以获取实际资料和数据。

生态敏感区逐一调查核实其类型、等级、分布、保护对象、功能区划、保护要求等。生态环境现状调查依据工程沿线生态系统类型，典型生态系统选取代表性样地进行调查。植被调查采用样方调查，明确典型植被类型中主要植物类型组成及盖度。

1）调查点位选取及植被调查现场校验

在卫星定位技术和样地样方现状调查的支持下，利用该区域遥感卫星影像数据及相关资料，粗略判断项目区周围土地利用、植被、敏感目标状况，从中找出分辨困难的点位；对现场以点带面进行现场考察，进一步明确评价区内土地利用类型、植被类型、土壤类型和敏感目标保护等生态环境质量现状，从而建立卫星数据解译的判译标志。根据室内判读的植被与土地利用类型图，现场核实判读的正误率，适当做出点位调整，并对每个取样点做详细记录。

2）陆生植被调查

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范－－荒漠生态系统野外观测》（HJ1170-2021）的要求，在对评价区陆生生物资源历年资料检索分析的基础上，根据调查方案确定路线走向及考察时间，进行现场调查。实地调查采取现场调查与样方调查的方法，确定评价区的植物种类、植被类型及珍稀濒危植物的生存状况等。

收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料，在综合分析现有资料的基础上，生物量和生物多样性调查依据已有资料推断，采用卫星遥感影像辅证并实测一定数量的具有代表性的样方调查验证的方法。

3）陆生动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（ HJ 710.5-2014）》等确定的技术方法，本次陆生动物调查主要通过资料收集调查、野外踪迹进行调查及样线调查的方法，结合访问调查及现场调查确定种类及数量。基于动物的生物学和生态学特性，调查范围涵盖评价区域内的主要陆生动物种类，并适当扩展，确保涵盖评价区域内主要陆生动物种类。

收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料，包括统计年鉴以及生态环境、水利、林草、住建、自然资源、农业农村等部门提供的相关资料。同时，在重点施工区域以及动植物生境较好的区域进行重点调查。

从上述调查得到的种类之中，对相关重点保护物种进行进一步调查与核实，确定其种类。对有疑问动物、重点保护动物尽量采集凭证标本并拍摄照片，最终对评价区的动物资源现状得出综合结论。

C.生态制图

采用“3S”技术进行地表类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用类型图，进行生态质量的定性和定量评价。从遥感信息获取的地面覆盖类型，在地面调查和历史植被基础上进行综合判读，采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被初图，结合地面样点和等高线、坡度、坡向等信息，对植被图进行目视解译校正，得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上，进一步合并有关地面类型，得到土地利用类型图。

D.生物量的测定与估算

重点测定评价范围内分布广泛的植被类型的生物量，灌木及草本采用收获法进行生物量的测定。其余类型参考国内外有关生物生物量的相关资料，并根据当地的实际情况作适当调查，估算出评价范围植被类型的生物量。

4.2.2 生态功能区划调查

本项目所在区域地跨和田地区民丰县、阿克苏地区沙雅县。根据《新疆生态功能区划》（2005 版），本项目位于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）、塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV_3）、塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。生态功能区划见图 4.2-1。

表 4.2-1 项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（Ⅳ）
	生态亚区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV_3）
	生态功能区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）
主要生态服务功能		沙漠景观、风沙源地、油气资源开发
主要生态环境问题		风沙危胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染
生态敏感因子敏感程度		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
主要保护目标		保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹
主要保护措施		建立机械与生物相结合的油田和公路防风固沙体系、规范油气勘探开发作业、清洁化生产、防止油气污染和窜层、在沙漠南缘建设生态防护林
适宜发展方向		加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游

本项目类型属于石油天然气开采项目，项目区不占用法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区，不在生态保护红线区内新增占地。本项目对生态环境的影响主要体现在施工期，该影响具有临时性、短暂性特点。本项目建设过程中做好防沙治沙措施，减少水土流失、保护油田设施和沙漠公路；施工结束后，井场恢复和管沟回填，采取完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对区域内沙漠化和水土流失等造成不利影响。

综上所述，本项目的建设不会对本项目所在区域土壤、动植物等生态环境产生明显的影响，符合本区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

4.2.3 生态系统调查与评价

本项目地处塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区，项目整体位于塔里木油田塔中采油气管理区内。项目区属于沙漠腹地，地表主要为沙漠景观。气候为温带大陆性干旱气候，冬季干冷，夏季酷热，终年干燥少雨。

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围内分布的生态系统类型主要为沙漠生态系统，总体生态系统类型简单、稳定性较差、环境异质性较低，系统受扰动后的自我恢复能力弱。

图 4.2-1 生态功能区划图

4.2.4 土地利用现状调查与评价

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解释，即以Landsat8 OLI 卫星遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GBT21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查，详见表 4.2-2。

表 4.2-2 生态环境评价范围内土地利用类型一览表

序号	土地利用类型		面积（km^2）	百分比（%）
	一级类	二级类		
1	其他土地	沙地	30.4201	100.00
合计			30.4201	100.00

本项目生态环境影响评价范围面积 30.4201km^2，评价范围内分布有 1 种土地利用类型，均为沙地，属于塔克拉玛干流动沙漠。土地利用现状见图 4.2-2。

图 4.2-2 评价区土地利用现状图

4.2.5 植被现状调查与评价

区域内除局部地段外，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，植被覆盖度＜5%，但项目评价区域内除局部地段外，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为无植被地段，无国家和地方保护植物。项目区域植被类型图见附图 7，生态调查评价范围内野生植物情况见表 4.2-3。

表 4.2-3 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
柽柳科	多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*
禾本科	芦苇	*Phragmites australis*

图 4.2-3 评价区植被类型图

4.2.6 野生动物现状调查与评价

（1）区域野生动物调查

拟建项目位于塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠腹地，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物 8 种，其中爬行类 3 种，哺乳动物 2 种，鸟类 3 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）。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型，在评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，主要是爬行动物沙蜥等。评价区野生动物种类及保护级别见表 4.2-4。

表 4.2-4 评价区主要脊椎动物名录及其种类和分布

序号	目名	种名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
爬行纲						
1	有鳞目	鬣蜥科	沙蜥属	南疆沙蜥	*Phrynocephalusforsythi*	-
2	蜥蜴目	蜥蜴科	麻蜥属	密点麻蜥	*Eremiasmultiocellata*	-
3		蜥蜴科	麻蜥属	荒漠麻蜥	*Eremiasprzewalskii*	-
鸟纲						
4	雀形目	燕雀科	沙雀属	蒙古沙雀	*Rhodopechysmongolica*	-
5		鸦科	鸦属	小嘴乌鸦	*Corvuacorone*	-
6		文鸟科	麻雀属	黑顶麻雀	*Passerammodendri*	-
哺乳纲						
7	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	*Merionesmeridianus*	-
8		跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	*Euchoreutesnaso*	-

（2）野生动物重要物种

①种类组成

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（新政发〔2022〕75 号）、《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号）及《中国生物多样性红色名录-脊椎动物卷（2020）》（生态环境部公告 2023 年第 15 号），该区域特有种中南疆沙蜥被列入中国生物多样性红色名录，评价区域重点野生动物调查结果见表 4.2-5。

表 4.2-5 评价区域重点野生保护动物

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
1	南疆沙蜥（*Phrynocephalus forsythi*）	-	近危	是	主要栖息于荒漠 地区，尤以植被 稀疏的沙质荒漠地区较常见	现场调查、文献 记录、历史调查 资料	否

在油田开发区域，油气田开发建设活动早已开展，项目区偶尔可见到南疆沙蜥的活动。

4.2.7 生态敏感区调查与评价

4.2.7.1 土地沙化现状

本项目所在区域地跨和田地区民丰县、阿克苏地区沙雅县，位于塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠腹地。根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于“流动沙地”，本项目沙化土地类型分布情况见图 4.2-4。

图 4.2-5 项目区土地沙化现状示意图

4.2.7.2 水土流失重点治理区和重点预防区

本项目所在区域地跨和田地区民丰县、阿克苏地区沙雅县，位于塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠腹地。区域土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感。根据新水水保〔2019〕4 号文件，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km^2，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km^2，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域水土流失重点治理区、伊犁河流域重点治理区。本项目所在沙雅县属于塔里木河中上游重点预防区（I_2）和塔里木河流域重点治理区（II_3）。

根据新疆维吾尔自治区水土保持公报，沙雅县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占 68.89%，中度侵蚀占 17.60%，强烈侵蚀占 7.45%，极强烈侵蚀占 5.65%，剧烈侵蚀占 0.41%，主要侵蚀土地利用类型为戈壁和裸岩石砾地。

水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养。

水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区域；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园区建设；⑦其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

项目所在区域的水土保持基础功能类型是防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是防风固沙，为了实现水土保持主导功能，水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

4.2.8 主要生态问题调查

（1）区域荒漠化土地现状

根据新疆防沙治沙相关规划，沙雅县沙化土地总面积为 2697317.85hm^2，占沙雅县国土总面积的 84.34%。其中：流动沙地 1625570.97hm^2，占 60.27%；半固定沙

地 1006795hm^2，占 37.33%；固定沙地 59434.31hm^2，占 2.20%；戈壁 2242.15hm^2，占 0.08%。民丰县沙漠面积达 3.2 万 km^2，山地、沙漠、戈壁合计占据 90%以上的土地，属暖温带大陆性极端干旱气候，年均降水量仅 30.5mm，年蒸发量高达 2756mm，年均沙尘天气达 280 多天，沙尘暴常年“驻扎”近 90 天。根据资料，民丰县制定了 2024 至 2030 年防沙治沙总体规划，规划总面积为 299.25 万亩，截至 2025 年底，已完成治理面积 74.97 万亩。

（2）水土流失现状

根据新疆维吾尔自治区水土流失动态监测年报，沙雅县轻度以上风力侵蚀总面积 23822.19km^2，占全县土地总面积的 31.60%。其中水力侵蚀面积为 3652.71km^2，占土壤侵蚀总面积的 74.71%。民丰县风蚀主导、浅山水力侵蚀并存。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），判断拟建工程沙漠区为中度风力侵蚀。结合项目区地表植被、土壤状况、气象等资料综合分析项目区环境状况确定土壤侵蚀模数，沙漠区基本无植物生长，土壤类型为风沙土，因此确定原生地貌土壤侵蚀模数为 3000t/km^2·a；根据《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018），北方风沙区容许土壤流失量为 1000t/km^2·a～2500t/km^2·a，因工程沙漠区接近沙漠腹地，因此确定项目沙漠区容许土壤流失量为 3000t/km^2·a。

（3）区域生态面临的压力和存在的问题

项目评价区域降水量少，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对塔中油气田的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题为土地沙漠化，沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化，从而引起沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区沙漠化的形成主要是因风蚀所致。

4.2.9 小结

本项目评价区地跨和田地区民丰县与阿克苏地区沙雅县，地处塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠腹地，属塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区，主要生态服务功能为沙漠景观、风沙源地及油气资源开发，主要保护目标为油田设施、沙漠公路及文物古迹。评价区总面积约 30.4201km^2，土地利用类型单一，全部

为沙地，属塔克拉玛干流动沙漠；生态系统类型为典型的沙漠生态系统，结构单一、稳定性差、环境异质性低，受扰动后自我恢复能力弱。区域属温带大陆性极端干旱气候，年均降水量仅 30.5mm，年蒸发量高达 2756mm，年均沙尘天气 280 余天，生态环境极为脆弱，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。植被方面，除局部地下水位较高地段外，绝大部分区域无植被覆盖，整体植被覆盖度低于 5%，仅零星分布有多枝柽柳、芦苇等荒漠植物，评价区内无国家及地方重点保护野生植物。野生动物方面，区域内分布有野生脊椎动物 8 种，包括爬行类 3 种、鸟类 3 种、哺乳类 2 种，主要为荒漠适应型物种，其中南疆沙蜥被列入《中国生物多样性红色名录》，濒危级别为近危，评价区内无其他重点保护野生动物分布，且工程不占用其核心生境。生态敏感区方面，项目区不涉及法定生态保护区域、重要生境及生态保护红线，所在沙雅县属于塔里木河中上游重点预防区和塔里木河流域重点治理区。区域主要生态问题为土地沙漠化和风力侵蚀，属中度风力侵蚀。综上，评价区生态环境本底条件脆弱，生物多样性贫乏，主要生态压力来自风沙活动和土地沙漠化，不涉及生态敏感目标。

4.3 地下水环境现状调查与评价

4.3.1 地下水水位现状评价

①监测频率

塔中油田位于塔克拉玛干沙漠腹地，属于沙漠地区，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 4 地下水环境现状监测频率参照表，结合地下水环境影响预测的需要，本次塔中油田地下水环境水位监测开展一期。

②监测结果

水位监测结果见表 4.3-1。

表 4.3-1　　水位监测结果表

4.3.2 地下水环境现状监测

（1）调查方法

地下水环境现状调查采用搜集资料法。

（2）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，本项目属天然气开采项目，为II类项目，评价范围内不存在集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，且项目区不位于集中式饮用水水源的补给径流区，区域地下水环境敏感程度为不敏感。本次地下水环境评价等级为三级。根据导则中现状监测点的布设原则要求，三级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 3 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 1～2 个。原则上建设项目场地上游和下游影响区的地下水水质监测点各不得少于 1 个。

本次设置 3 个潜水监测点，监测点与本工程处于同一水文地质单元，其监测数据在一定程度上能够反映本工程所在区域地下水环境质量现状。具体监测点位见图 4.3-1，各监测点设置情况及基本信息见表 4.3-2。

表 4.3-2 地下水监测点设置情况一览表

（3）监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价的监测项目包括：水位埋深、井深、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、钡、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等项目。

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》（HJ164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）有关标准和规范执行。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.3-3。

表 4.3-3 地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

序号	检测项目	检测方法	检出限/最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》（HJ 1147-2020）	-
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	1.0 mg/L
3	溶解性总固体		-
4	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》（HJ	0.0003 mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/最低检出浓度
		503-2009）	
5	高锰酸盐指数（以 O_2 计）	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分：有机物综合指标》（GB/T 5750.7-2023）	0.05 mg/L
6	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009）	0.025 mg/L
7	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标》（GB/T 5750.12-2023）5.2 滤膜法	-
8	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标》（GB/T 5750.12-2023）4.1 平皿计数法	-
9	亚硝酸盐（氮）	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB 7493-87）	0.003 mg/L
10	硝酸盐（氮）	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ/T 346-2007）	0.08 mg/L
11	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标》（GB/T 5750.5-2023）7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法	0.002 mg/L
12	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB 7484-87）	0.05 mg/L
13	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》（HJ 694-2014）	4×10^{-5} mg/L
14	砷		3×10^{-4} mg/L
15	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）12.1 无火焰原子吸收分光光度法	5×10^{-4} mg/L
16	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》（GB 7467-87）	0.004 mg/L
17	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）14.1 无火焰原子吸收分光光度法	2.5×10^{-3} mg/L
18	钡	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）19.1 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
19	硫酸根（硫酸盐）	《水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定 离子色谱法》（HJ 84-2016）	0.018 mg/L
20	氯离子（氯化物）		0.007 mg/L
21	钾离子	《水质 可溶性阳离子（Li^+、Na^+、NH_4^+、K^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}）的测定 离子色谱法》（HJ 812-2016）	0.02 mg/L
22	钠离子		0.02 mg/L
23	钙离子		0.03 mg/L
24	镁离子		0.02 mg/L
25	碳酸根	《地下水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》（DZ/T 0064.49-2021）	1 mg/L
26	碳酸氢根		
27	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》（GB 11911-89）	0.03 mg/L
28	锰		0.01 mg/L
29	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》（HJ 1226-2021）	0.003 mg/L
30	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ	0.01 mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
		970-2018）	

4.3.3 地下水环境质量现状评价

（1）评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

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，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

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：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}$$，pH≤7 时；

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$，pH＞7 时；

式中：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。

（3）评价结果

本次环评地下水监测及评价结果见表 4.3-5。由表 4.3-5 可以看出，监测期间，各潜水监测点位除溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。超标因子与区域水文地质条件有关，反映的是干旱区浅层地下水的共性。

表 4.3-5　地下水质量现状监测及评价结果一览表

表4.3-6　　八大离子平衡表

4.4 地表水环境现状调查与评价

本项目不涉及地表水体。因此，本评价不进行地表水环境质量现状评价，仅对地下水进行评价。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，本项目所在区域土壤类型以风沙土为主。评价区土壤类型见图 4.5-1。

图 4.5-1 土壤类型分布图

4.5.2 土壤理化性质调查

本项目同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，根据项目工程分析情况，针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为本项目附近土壤，分析结果见表 4.5-1。

表 4.5-1　土壤理化特性调查表

4.5.3 土壤环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 3 柱状样和 3 表层样，占地范围外设置 4 个表层样；土壤类型主要为风沙土。土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

（1）监测布点

根据项目区域土壤类型的特点以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。具体监测点位及监测因子见表 4.5-3。

表 4.5-3 土壤监测点位及监测项目表

（2）监测频率

监测 1 天，监测 1 次。

（3）监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本次评价的监测项目包括：

《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 规定的基本项目：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH、土壤盐分含量、石油烃共计 11 项。

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的基本因子+特征因子：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、顺式-1，2-二氯乙烯、反式-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/对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯苯酚、苯并〔a〕蒽、苯并〔a〕芘、苯并〔b〕荧蒽、苯并〔k〕荧蒽、䓛、二苯并〔a，h〕蒽、茚并〔1，2，3-cd〕芘、萘、pH、石油烃、土壤盐分含量共计 48 项。

②分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》执行，监测分析方法按照《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）《建设用地土壤污染状况调查 技术导则》（HJ25.1-2019）有关标准和规范执行。

4.5.4 土壤环境现状评价

（1）评价标准

油田内地面工程、井场、站场等建设用地为第二类用地，占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外农用地、未利用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准。根据监测结果，在监测期间，本项目区域土壤 pH＞7，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中所列筛选值标准。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值标准。

（2）评价方法

对污染物的评价，采用标准指数法。

（3）评价结果

土壤评价结果见表 4.5-4～。由表 4.5-4～6 可以看出，监测期间，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出，重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤各监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

占地范围外的土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH＞7 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

表 4.5-4 占地范围内表层样土壤环境质量评价（1）

表 4.5-4 占地范围内表层样土壤环境质量评价（2）

表 4.5-5 占地范围内柱状样土壤环境质量评价

表 4.5-6 占地范围外土壤环境质量评价

从评价结果可以看出，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，场站内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

项目区占地范围外区内土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表。1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”相应标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

（4）土壤酸化和盐化现状

对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，土壤盐化分级标准见表 4.5-8，土壤酸化、碱化分级标准见表 4.5-9。本项目属于干旱、半荒漠和荒漠地区，本项目所在区域土壤盐化、酸化碱化现状见表 4.5-10。

表 4.5-8 土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量（SSC）/（g/kg）	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区
未盐化	SSC<1	SSC<2
轻度盐化	1≤SSC<2	2≤SSC<3

中度盐化	2≤SSC<4	3≤SSC<5
重度盐化	4≤SC<6	5≤SSC<10
极重度盐化	SSC≥6	SSC≥10

表 4.5-9 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH<3.5	极重度酸化
3.5≤pH<4.0	重度酸化
4.0≤pH<4.5	中度酸化
4.5≤pH<5.5	轻度酸化
5.5≤pH<8.5	无酸化或碱化
8.5≤pH<9.0	轻度碱化
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥10.0	极重度碱化

表 4.5-10 土壤盐化、酸化、碱化现状

综上所述，本项目区内土壤无酸化或碱化，土壤盐化程度不均，存在重度盐化、极重度盐化的情况。

4.6 环境空气质量现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

4.6.1.1 区域大气环境质量达标判定

本项目位于阿克苏地区沙雅县、和田地区民丰县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（H.J2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定数据中距离本项目最近的国控点监测数据。数据时间为 2024 年，基本污染物为 SO_2、NO_2、CO、O_3、PM_{10} 和 $PM_{2.5}$。本项目所在区域环境空气质量达标判定结果见表 4.6-1、表 4.6-2 所示。

表 4.6-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	标准值（μg/m³）	现状浓度（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	60	5	8.33	达标
NO_2	年平均质量浓度	40	27	67.5	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	4000	1600	40	达标
O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数	160	132	82.5	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	70	**81**	**115.71**	超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	35	35	100	达标

表 4.6-2 和田地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	标准值（μg/m³）	现状浓度（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	60	9	15	达标
NO_2	年平均质量浓度	40	20	50	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	4000	1800	45	达标
O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数	160	124	77.5	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	70	**114**	**162.9**	超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	35	**44**	**125.7**	超标

由表 4.6-1 可知，本项目所在区域的 PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准要求，即本项目所在区域为环境空气质量不达标区。超标原因与当地的风沙季节有关。

4.6.1.2 近五年区域环境质量调查

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），滚动开发区块建设项目还应收集近 5 年的区域环境质量资料。本次评价采用 2020 年至 2024 年的距离本项目区最近的国控点数据，作为项目环境空气现状评价基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO 和 O_3 的数据来源，详见下表 4.6-3。

表 4.6-3 阿克苏地区近五年环境空气质量现状变化 单位：μg/m³ （标注除外）

污染物	年评价指标	二级标准（μg/m³）	国控点数据（μg/m³）				
			2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
PM_{10}	年平均质量浓度	70	198	95	94	95	81
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	35	60	39	41	37	35
SO_2	年平均质量浓度	60	7	7	6	7	5
NO_2	年平均质量浓度	40	28	28	24	32	27
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	1000	1500	2000	2200	1600
O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数	160	90	122	133	130	132

表 4.6-4 和田地区近五年环境空气质量现状变化 单位：μg/m³ （标注除外）

污染物	年评价指标	二级标准（μg/m³）	国控点数据（μg/m³）				
			2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
SO_2	年平均质量浓度	60	14	12.3	10	9	9
NO_2	年平均质量浓度	40	26	25.4	18	16	20
PM_{10}	年平均质量浓度	70	128	86.6	125	141	114
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	35	58	32.5	43	43	44
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	1800	820	2800	800	1800
O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数	160	112	98.25	125	122	124

根据表 4.6-3、表 4.6-4 可知，2020 年-2024 年，本项目所在区域 SO_2、NO_2 的年平均质量浓度均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准；CO 日均值第 95 百分位浓度、O_3 最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准；PM_{10} 年平均质量浓度、$PM_{2.5}$ 年平均质量浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准。

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）监测点位及监测项目

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价在项目区布置 1 个监测点位对区域环境空气质量现状背景情况进行补充监测。监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。监测点位布设及基本信息见表 4.6-3 和图 4.3-1。

表 4.6-3 特征污染物监测点位基本信息 单位：mg/m³

（2）监测时间及频率

监测时间：2025 年 8 月 22 日至 8 月 28 日，监测 7 天。

监测因子：非甲烷总烃、硫化氢 1 小时平均浓度

监测频率：每天检测 4 次，每次采样不少于 45 分钟，具体时间为北京时间，具体时间：4:00、10:00、16:00、22:00。

（3）监测及分析方法

各检测因子检测方法及检出限表见表 4.6-4。

表 4.6-4 环境空气各监测因子分析方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H_2S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法亚甲蓝分光光度法》	GB 11742-89	mg/m³	0.005
2	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2017	mg/m³	0.07

（4）评价标准

NMHC 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，H_2S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值要求。

（5）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：*Pi*——第 *i* 个污染物的最大占标百分比，%；

Ci——第 *i* 个污染物监测浓度，μg/m³；

Coi——第 *i* 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

（6）评价结果

监测及评价结果见表 4.6-5。

表 4.6-5 NMHC、H_2S 监测评价结果监测结果表

注：“ND”代表未检出

从表 4.6-5 可以看出，在监测期内，本项目所在区域特征污染物硫化氢小时平均值、日平均值均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值要求；NMHC 小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）2.0mg/m^3 的标准要求；各监测点与油田开发活动相关的特征污染物硫化氢、NMHC 均达标。

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 声环境现状监测

（1）调查方法

声环境现状调查采用实测法。

（2）监测布点

本次评价在项目所在区域布设 7 个监测点，监测点基本满足《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的要求。各监测点设置情况及基本信息见表 4.7-1，具体监测点位见图 4.3-1。

表 4.7-1 声环境监测点设置情况一览表

（3）监测时间及频率

监测频率：监测 1 天，昼间、夜间各 1 次。

（4）监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的要求，本次评价的监测项目为等效连续 A 声级（Leq）。

②分析方法

监测分析方法按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）

有关标准和规范执行。

4.7.2 声环境现状评价

（1）评价标准

项目所在区域已建井场、站场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。背景噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（2）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。

（3）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.7-2。

表 4.7-2 声环境现状监测及评价结果表

由表 4.7-2 可知，在评价期内，新建井场、新建站场声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，已建井场、站场的厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求。

5. 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 施工期生态环境影响分析

5.1.1.1 占地影响分析

（1）永久占地影响分析

本项目新增永久占地 2.61hm^2，主要是井场永久占地。施工结束后，永久占地被井场构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底地改变，永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被井场长期取代。

（2）临时占地影响分析

本项目总占地面积约 71.61hm^2，临时占地面积约 69.0hm^2，工程占地类型为沙地，施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，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。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

当油气田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。井场建设对周边区域的生态环境影响主要有：

a. 临时占地将破坏地表原有自然植被，造成生物量损失。b.施工过程中车辆碾压使占地范围内的土壤紧实度增加，对土地复耕后植被根系发育和生长不利。c.在干燥天气下，车辆行驶扬尘，使便道两侧作物叶面覆盖降尘，光合作用减弱，影响作物生长；降雨天气，施工车辆进出施工场地，施工便道上的泥土将影响到公路路面的清洁，干燥后会产生扬尘污染。

综上所述，临时性工程占地短期内将影响区域内的利用状况，施工结束后，这一影响将逐渐减小直至消失。

5.1.1.2 植被影响分析

拟建工程植被影响主要表现为永久占地影响和临时性施工对植被的破坏影响，但由于拟建工程区域地表基本无植被覆盖，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有柽柳等植物，且项目井场占地区域无植被覆盖，管线临时占地范围内无植被覆盖，因此工程的建设对植被影响较小。

5.1.1.3 野生动物影响分析

（1）对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械，对野生动物有一定的扰动，影响其正常生境。

（2）对野生动物分布的影响

在施工生产过程中，由于油气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对荒漠生态系统中的爬行类（沙蜥等）动物的干扰不大。一些伴人型鸟类（麻雀等），一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着拟建工程建设的各个过程，野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的鸟类和爬行类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，随着施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。

（3）对重点保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域分布特有种南疆沙蜥。对于重要物种，要重点加强保护。本次评价要求项目建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求等。在此基础上，可将项目实施对重要物种的影响降到最低。

5.1.1.4 水土流失影响分析

拟建工程管线等施工过程将扰动地表、增大地表裸露面积，使土壤变得疏松，破坏原有水土保持稳定状态，引起一定程度的水土流失，可能造成的水土流失危害

主要有以下几个方面：

①扩大侵蚀面积，加剧水土流失。拟建工程地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度较低，项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

②扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

③工程增加了地面裸露和松动，抗蚀能力减弱，水土流失加剧。施工过程中土石方的开挖、堆放、回填等工程，将不可避免地造成水土流失量增大，同时拟建工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减少因拟建工程的建设而产生的水土流失。

5.1.2 运营期生态环境影响分析

本项目运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物和植被的影响、生态系统完整性影响。

5.1.2.1 野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

运营期主要影响集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放；道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识，车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物，对进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

5.1.2.2 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，管线所经地区处于正常状态，主要影响集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放，危险废物委托有资质单位接收处

置，对地表植被无不良影响。运营期加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施。

5.1.2.3 生态系统完整性影响评价

拟建工程管线的建设在施工期将原有景观格局分割成零散的地块，导致斑块数目增加，最终引起景观破碎度的增加；集输管线对自然景观起到一种分割作用，造成空间上的非连续性，并形成廊道效应，导致景观连通性降低。拟建工程管线建设在施工后覆土回填，植被逐渐恢复原貌，对自然景观影响较小。

在油气田开发如井场、管道等建设中，新设施的增加不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大，同时由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因而项目开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

综上所述，运营期影响主要集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。因此从生态影响的角度，拟建工程建设可行。

5.1.2.4 景观完整性影响分析

评价区域的基质为沙漠生态景观。沙漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低；本项目总占地约 71.61hm^2，其中永久占地 2.61hm^2、临时占地 69hm^2。由于工程占地规模较小，沙漠基质的主体性未发生根本改变，但局部景观破碎化程度有所增加，人工景观与自然景观的边界进一步交错。

综上所述，在沙漠生态系统的背景下，本项目对区域生态完整性的直接影响有限，但项目建设过程中需要注意以下问题：

（1）人工干扰的累积影响：油田开发加剧了荒漠自然景观向人工景观的演替趋势，可能削弱绿洲生态屏障功能；

（2）局部生态功能变化：永久占地区域的物质循环和能量流动路径被人工系统替代。

因此，在严格管控施工范围、落实生态修复措施的前提下，工程对评价区生态系统完整性和稳定性的影响可控，不会导致区域生态格局的质变性破坏。

5.1.3 退役期生态环境影响分析

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，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。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线（地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出）、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，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

迹地经过清理后，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。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场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。

5.1.4 生态影响评价自查表

本项目对生态环境的影响主要在施工期，主要是井场站场永久、临时占地平整及临时管沟开挖等建设带来的生态环境影响。本项目永久占地 2.61hm^2，临时占地 69hm^2，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响。总体而言，施工结束后，随着生态补偿、生态恢复等措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目占地范围内不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。工程占地范围内的野生动物种类较少，项目实施所影响的动物只是一些爬行类和鸟类。

总体而言，施工结束后，随着防沙治沙等措施的实施，本项目对区域生态环境产生的影响可逐步恢复，生态环境影响可接受。本项目生态影响评价自查表见表5.1-4。

表 5.1-4 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种☑；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用□；施工活动干扰□；改变环境条件□；其他☑
	评价因子	物种☑（分布范围、种群数量、种群结构、行为等） 生境☑（生境面积、质量 ） 生物群落☑（物种组成、群落结构等 ） 生态系统☑（植被覆盖度、生态系统功能等 ） 生物多样性□（ ） 生态敏感区□（ ） 自然景观☑（景观多样性、完整性 ） 自然遗迹□（ ） 其他☑（水土流失、土地沙化等 ）
评价等级		一级□ 二级□ 三级☑ 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（30.4201）km^2；水域面积：（）km^2
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑
	调查时间	春季□；夏季□；秋季☑；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☑；生态敏感区□；其他☑
生态影响预测与评价	评价方法	定性☑；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性□；重要物种☑；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他☑
生态保护对策措施	对策措施	避让□；减缓☑；生态修复□；生态补偿□；科研□；其他☑
	生态监测计划	全生命周期☑；长期跟踪□；常规□；无□
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；其他☑
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响分析

5.2.1 水文地质条件

本次评价区域内水文地质部分资料引用《塔中油田地下水环境调查服务项目》中相关资料，项目井场和管线位于同一水文地质单元，水文地质条件一致，因此进行统一叙述，不再分述。

5.2.1.1 区域水文地质条件概况

根据区域钻井剖面资料，塔克拉玛干沙漠沙丘之下，广泛分布有第四系的冲积、洪积和风积层，厚度多在 200m～300m。其上部 120m～150m 绝大多数为粉细砂层，粒度均匀，不含或微含细粒物质，单井出水量 20m^3/d～200m^3/d，按地下水的富水性标准，属于水量中等地区。

（1）区域地质构造控水作用

①塔里木盆地构造控水条件

塔里木盆地在大地构造中称为塔里木地台，其基底（指第四系以前的地质时代的地层）形态特征受南北向天山和昆仑山地槽褶皱带挤压应力场的作用，使塔里木地台的构造格局以南北向分带性、地层系统发育的完整性及强烈的新构造运动的差异性为显著特点，新构造作用使地台缓慢抬升，基底的坳陷，隆起呈波状起伏，断裂发育等为基本形态特征，对地下水储存具有较强的控制作用。

②第四系松散地层赋水介质分布规律

第四系松散地层是地表水流床，也是地下水赋存的主要介质。昆仑山前平原至塔中沙漠区，第四系地层分布广泛，它不仅塑造了盆地现代地貌景观，而且对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。昆仑山前倾斜平原由河流冲洪积扇群组成，基底岩层处于民丰-若羌坳陷带内，向扇前缘过渡为冲积平原，由原层砂夹亚砂土，亚粘土互层组成，通称细土带，厚度为 500m～800m；向盆地中央延伸，流水作用逐渐减弱，岩性粒度由粗变细，向河湖相和风积相过渡，被巨厚的粉细砂夹薄层亚砂土或精致粘土层代替。项目区处于中央隆起构造带内，第四系厚度有所变薄，一般沉积厚度小于 300m，最大厚度可达 500m，在较低的沙垅间洼地中可见冲、湖积地层出露，其岩性结构粒度同风成沙类同，流水层理清楚，并发现较多的螺壳化石，

证明冲湖积的物质来源于风积砂再搬运沉积的结果。

总之，塔里木盆地基底地形，由南向北经过的坳陷-隆起-再坳陷至塔中再隆起的波浪式变化，对第四系的补偿堆积具有很强的控制作用，为地下水的赋存和运移创造了有利的储水构造条件。区域水文地质见图 5.2-1～图 5.2-2。

图 5.2-1　　**区域水文地质图**

图 5.2-2　　**水文地质剖面图**

（2）区域地下水系统特征

项目区沙漠地下水同昆仑山前冲洪积平原地下水具有紧密联系并处于同一水环境单元，构成了区域地下水系统。

①地下水赋存及分布规律

本区从昆仑山前至基底地质构造由两个坳陷和两个隆起组成。直接影响储水介质——第四系松散物质的补偿性沉积厚度和地下水赋存条件。在地貌上山前倾斜平原衔接沙漠覆盖的冲积湖积平原，构成完整的水系统单元，自南向北沿流向水文地质条件呈有规律的变化。

a 南部山前平原：据水文地质普查勘探资料，山前平原处于民丰-若羌坳陷内，由第四系松散卵砾质堆积物充填，厚度近千米，储水条件优越，赋存有丰富的水质良好的潜水，315 国道南侧一带，地下水埋深 10m～20m，向山麓方向埋深大于 60m，含水层岩性为单一的卵砾石层，富水性强，水交替条件活跃，单井涌水量大于 2000m^3/d。

倾斜平原前缘，处于车尔臣隆起带内，第四系冲积层相变为双层和多层结构的粗中砂、粉细砂和粘土、亚粘土或亚砂土互层，为细土平原带，赋存有上部劣质潜水和下层（深部）优质承压水的储水构造。潜水位埋深 1m～10m，富水性时空变化大，以安边尔兰杆边界，东部入莫勒恰河和喀拉米兰河下游平原，富水性较差，单井涌水量约 500m^3/d。深部承压水有两层含水层，以中细砂为主，富水性较强，单井涌水量达 1000m^3/d～2000m^3/d。

b 北部古冲积湖积平原：基底由唐古孜巴斯拗陷过渡到中央隆起带。新生代时期随着基底地壳坳陷和隆起的演化，第四纪古水文网异常发育，对风成沙的再搬运，形成当今的厚度大于 300m，以粉细砂为主体，夹有不稳定亚砂、亚粘土层的储水构造，构成广阔的古冲湖积平原，普遍含有地下水。现代风成沙堆积在古冲积平原之上，流动的沙丘、沙垅不含地下水，形成表层风沙地貌。深部大厚度粉细砂层构成巨大的储水空间。据沙漠中钻井资料分析，沙漠地下水主要分布于更新世中晚期冲积和冲湖积砂层中。石油勘探供水井资料表明垅间洼地地下水位 3m～5m，最大深度 15m，井深 100m～120m，8 英寸管径单井涌水量达 600m^3/d～1000m^3/d，单位涌水量 1L/s·m 左右，属水量中等的潜水含水层。水质差，矿化度 4g/L～5g/L，不适饮用。据分析第四系含水层之下的新第三系泥岩、砾岩和砂岩有深循环承压地下水分布，有待供水勘探证实。

②地下水补给、径流、排泄条件

昆仑山前平原至沙漠腹地油气田区，为一个整体的地下水动力系统，具有良好的储水条件，贮水体积巨大，地下水分布较为普遍，其补给水源主要靠山地流入的七条河流和季节洪流的转化下渗补给。据外业调查，这些地表径流在山前平原区除蒸发消耗和小面积灌溉被作物吸收外约有 90%以上水量渗失地下转换为地下水资源，如安迪尔河和牙通古孜河出山口不到 15km，全部渗入地下，河床断流，估测地表水转换为地下水资源约为 $5\times10^8m^3$/a，说明地表水补给地下水作用极为强烈。平原区虽有大气降水，但不足 30mm，其它如灌溉水入渗等，其量甚微，对平原地下水补给不具实际意义。

地下水径流自南向北运动，山前至沙漠油田区地形高差大于 400m，径流交替强烈，向较低的沙漠腹地运移条件良好，地下径流速度由每日数十米向沙漠古冲湖积平原逐渐趋于缓慢，约为 1m，构成广大沙漠中大面积地滞留集水区，是沙漠普遍分布地下水的基本原因之一。

地下水的排泄，严格受基底构造控制，在车尔臣隆起带附近，倾斜平原前缘地下水位埋深 1.5m，古河道侵蚀谷侧有泉水出露，一般流量小于 5L/s，是地下水排泄回归地表水，而后又汇集河床向沙漠倾泄，形成局部循环转化过程。但大面积地下水浅埋带垂直蒸发强烈，特别是在埋深小于 1m 地段，地表土层普

遍积盐，形成厚达 10cm～20cm 的白色盐壳，表明该带为地下水排泄地段。深部的大量地下径流仍源源不断地向沙漠中汇集，在沙漠中仅占 15%面积的垅间洼地内水位浅埋地段，仅有极少部分蒸发消耗，表现为正均衡状态。沙漠下伏冲湖积层是地下水储存的地下水库，地下水呈长期的滞流状态，靠远距离排泄平衡。

③地下水水化学演变规律

地下水化学特征的形成及演变，是地下水在地质构造、地层岩性及水文地质条件控制下，在不同介质中运移与围岩进行各种水文地球化学作用的结果。塔克拉玛干沙漠区地下水化学特征，是在极端干旱的气候条件下形成的，在水化学演化作用中从山地到倾斜径流过程中，水文地球化学作用十分复杂强烈。表现为大陆盐化过程，是沙漠地下水最显著的水化学特征。

从山前平原单一的卵砾石带过渡到细土平原和冲洪积平原（沙漠区），地下水化学成分，表现为由上游到下游沿地下水流向的水平演变；而且也有沿河床由近及远方向的水平分带规律，同时大厚度含水层水化学垂直分带规律也普遍存在。

a 沿地下水流向自南向北水平变化规律

从山前至沙漠常量阴阳离子转换明显，矿化度不断增高，水质向劣化方向递变，水化学类型由倾斜平原的 SO_4-Ca（Mg）→细土带 SO_4·Cl-Ca（Mg）→至沙漠区为 Cl·SO_4-Na·Mg 水递变；矿化度由＜1g/L→1g/L～3g/L→3g/L～10g/L 递增。特别是大面积的沙漠地下水类型比较稳定，均为 Cl·SO_4-Na·Mg 水。

b 垂直河床方向的水平分带规律

因河水是地下水主要补给源，所以垂直河床两侧的地下水的水质由近及远地表现为水平分带规律。即随着河床向两侧地表水和地下水混合作用由强到弱，水化学成分近河水向原始水型事呈分带变化，各带的宽度大小与河水流量大小和所接触的含水层透水性密切相关。

c 垂直分带规律

地下水上咸下淡的倒置垂直分带性是干旱区潜水化学的普遍特征之一。主要表现在细土带和沙漠区大厚度含水层和上部潜水与下部承压水分布区。这类地区含水层颗粒细，水力坡度小，地下水径流速度滞缓，水位埋深浅，在极端

干旱的气候条件下，潜水大量蒸发，盐分自下而上不断迁移，使盐分在潜水上部或地面富集，而下层（或深部）潜水（或承压水）水质相对较好。这种规律在塔中沙漠地下水中反应明显。如塔中油田区浅-深部均为 Cl·SO_4-Na·Mg 水，但矿化度随深度增加而降低，表层水矿化度一般都大于 5g/L，100m～120m 水井矿化度为 4g/L～5g/L，GS3 水井 263m～354m 深度段地下水矿化度为 4.2g/L，GS2 水井 251m～389m 深度矿化度为 3.5g/L。

5.2.3.2 评价区水文地质条件

为了解评价区地层岩性及潜水水位的变化情况，本次水文地质调查引用青岛中油岩土工程有限公司对塔中区块地下水调查资料。在水文地质调查过程中共施工了 38 组探井。通过对探井地分析编录，对地层岩性在全区上的变化有了一定认识，其岩性为粉砂、细砂夹薄层粉质粘土，其中粉砂层占到了含水层厚度的 70%以上，粉砂和细砂层均呈东西向水平分布，但细砂层因其单层厚度较小，因此水平方向分布不连续，多呈薄层或透镜体状存在。其间夹粉质粘土的厚度比较薄且不连续，一般为 0.05～0.2m。

评价区的洼地内潜水位一般埋藏较浅，静止水位多为 3～5m，垄岗状沙丘上地下水水位埋深达到 37m。含水层厚度大且分布面积广，使广大的沙漠区犹如一个巨大的地下水库。

（1）含水层空间分布

根据野外岩性描述，评价区含水地层总体上基本一致，岩性自上而下差异不大，砂层占据绝对优势，砂层中又以粉砂占绝对优势。

据资料分析，评价区内在深度 300m 以上的潜水含水层大体可以划分为 2 个含水岩组，即 220m 以上的中、上更新统含水岩组和 220～300m 的下更新统含水岩组。中上更新统含水岩组包括 2～3 个含水层，潜水含水层的岩性主要为第四系全新统冲积的粉砂，其次为细砂。其中细砂层数较多，单层厚度较小，呈薄层或透镜体状，单层厚度一般 0.5～20m，最大可达 28m。下更新统含水岩组可分为上、下两个含水段；上含水段深度为 220～300m，包括 1～2 个含水层。

评价区内潜水的水位埋藏深度随沙漠地形变化，由于地形复杂，因而地下

水埋深变化也很复杂，无明显规律。洼地潜水静止水位一般在 3～5m 之间。水质较差，根据取样检测分析可知，矿化度一般在 3.0～13.8g/L，矿化度大小分布无规律。

（2）地下水类型及富水性

评价区第四系含水层主要为沙丘下伏的沉积层，通过对勘探孔岩芯的颜色、结构、构造、粒度变化分析，整个地层岩性从上到下变化不大，含水层岩性较单一，主要由砂类地层夹粘性土类薄层构成，肉眼观察粘性土层与粉砂层不易区分。砂类地层主要为粉砂或细砂，个别地段出现粘性土类夹层，岩性主要为粉质粘土层，不稳定，多以薄夹层或透镜体形式存在，不能形成稳定的隔水层。因此，评价区地下水类型均为第四系松散岩类孔隙潜水。

评价区范围内勘探深度内地下水为潜水，含水层岩性为粉砂、细砂，换算单井涌水量在 12.6～104.94m^3/d，富水性多为中等，水力坡度在 1.2‰～1.3‰，地下水埋深在 3～37m 之间，渗透系数 0.35m/d～1.78m/d；水化学类型主要为 Cl·SO_4-Na·Mg 型水。

图 5.2-3　水文地质图

（3）地下水补给

评价区位于塔克拉玛干沙漠腹部，无地表河流穿过，也无其它地表水体和引水渠系等。地下水的补给来源于以下两个方面：

①南部沙漠区地下水侧向径流补给：这是评价区地下水的最主要补给来源。

②降水入渗补给：沙漠区降水稀少，多年平均降水量仅有 25～35mm，年平均蒸发量高达 3000～4000mm，蒸降比高达 116 以上，评价区内的降水基本上不能直接对浅埋带地下水形成入渗补给作用。所以评价区内降水入渗补给对地下水资源的补给一般无实际意义。

（4）径流

沙漠区地下水的径流运移速度总体上是极迟缓的。评价区地下水接受南部沙漠区地下径流侧向补给后，在粉细砂含水层的孔隙中总体上由南向北径流。除局部地段外，地下水的径流方向与沙垄的延伸方向大体一致。

图 5.2-4 等水位线图

（5）地下水的排泄

评价区地下水的排泄方式主要有以下三项：

①北部（向下游的）地下侧向径流排泄。这是沙漠区地下水的主要排泄方式。区内地下水各含水组岩性均为大厚度粉细砂或粉砂层，径流条件较差。所以地下水总体上以缓慢径流的方式向北部下游地段排泄。

②潜水面垂直蒸发排泄

区内地下水埋藏条件总体上受风积沙丘、沙垄构成的地形地貌制约。在沙垄及其周边沙丘分布区，地下水埋藏较深，埋深一般大于 10m，最深达 37.07m，垂直蒸发对地下水基本上不起作用。

但在沙垄之间的洼地中，地下水埋深大多小于 5m，部分地段为 5～10m。且垄间洼地内岩性颗粒较沙垄上细，多为粉砂或粉土，地下水通过包气带细颗粒地层的毛细管可上升到地表表面及其附近。尤其垄间洼地内地下水潜水位埋深小于 5m 的地段，在沙漠区极干旱的气候条件和强烈的蒸发作用控制下，使地下水沿毛细管不断上升而消耗。由此可见，潜水面的垂直蒸发也是垄间洼地内（地下潜水位埋深小于 5m 的地段）地下水的重要排泄方式之一。

③地下水人工开采排泄

沙漠区地下水原本不存在人工开采，但随着油气田的勘探开发，建有钻前供水井开采地下水，临时供给施工用水。

（6）地下水化学类型

①形成作用

评价区内地下水均为潜水，且水位埋藏浅，加之沙漠气候异常干旱，因此区内水化学作用以蒸发浓缩作用为主。评价区内的地下水主要接受西南部地下水的侧向径流补给，径流路径长、蒸发强度大，地下水含盐量增高，水质逐渐变差，地下水中 Cl^-、SO_4^{2+}、Na^+、Mg^{2+}含量大量富集，水化学类型主要以 Cl·SO_4-Na·Mg 型为主，溶解性总固体含量集中在 3.0～8.52g/L。

②地下水化学类型分布

评价区位于塔克拉玛干沙漠中部，区内地下水径流条件差异不大，水化学类型的变化也很小，主要为 Cl·SO_4-Na·Mg 型，水化学类型没有明显的分布规律，在垂向上无明显分带规律。

（7）地下水开发利用现状

评价区随着油气田的勘探开发，需水量呈逐年增长之势，而且主要靠开采地下水加以解决。目前，评价区内的油气田勘探井和油气田开采井旁都建有钻前供水井开采地下水供给施工用水，而部分钻前供水井在油井施工完后即已停止开采地下水。

（8）包气带特征及防污性能

①岩性特征

根据塔中油田区块内钻孔资料，揭露厚度内的地层岩性主要为细砂。

②渗水试验

渗水试验的目的是测定包气带渗透性能及防污性能，是一种在野外现场测定包气带土层垂向渗透系数的简易方法。由于前人已在本次调查区内开展过大量的水文地质试验，有较为详尽的水文地质资料，因此本次评价直接引用青岛中油岩土工程有限公司在塔中油田区块内进行的渗水试验成果。本次共引用渗水试验 3 组。

根据搜集的评价区内历史渗水试验结果，区内包气带岩性特征相似，整体考虑后，包气带细砂垂直渗透系数为 1.389×10^{-4}～9.491×10^{-4}cm/s。

表 5.2-1　　**收集渗水试验成果表**

③包气带防污性能

评价区内包气带岩性主要有：第四系松散岩类粉质细砂，包气带细砂垂直渗透系数为 1.389×10^{-4}～9.491×10^{-4}cm/s。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中天然包气带防污性能分级参照表（见表 5-3-5），细砂的包气带垂向渗透系数 K 均大于 1×10^{-4}cm/s，综合判定评价区包气带防污性能为“弱”。

5.2.3.3 区域地下水污染源调查

评价区除气田生产设施外，无其他工业企业污染源。根据地下水监测结果，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求，且根据《塔里木油田公司后评价总报告书》中结论，塔中气田区域内地下水未受到气田污染影响。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

（1）施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

（2）管道施工对地下水影响分析

本项目管道全线采用埋地敷设方式，管线埋深一般为管顶覆土深度 1.2m，管道敷设工作主要在浅层地表进行，一般不会直接穿越地下含水层，且施工时间短，影响范围小，只在管线附近几米的范围，对地下水影响极微，管线施工结束就可恢复正常，对地下水影响很小。

（3）钻井过程对地下水影响分析

项目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；本项目井身的表层套管的下入深度 1000m，采用水泥浆进行固井，水泥浆返至地面，可满足本项目的地下水保护需要，可有效地保护地下水环境不受污染。本项目使用水基钻井液，钻井过程中，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本项目油藏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。项目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水环境产生影响。

施工期间钻井井场内的钻井平台、泥浆不落地系统、柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐等均铺设 HDPE 防渗膜，可对土壤及包气带起到良好的防护。

（4）钻井过程井漏事故泥浆对地下水的影响评价

井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井源漏失而言，发生在局部且持续时间较短。

拟建项目一开钻井泥浆主要成分为膨润土浆，不含有毒有害物质，一开基本涵盖了上部第四系松散岩层类含水层。二开以下井段的施工时，表层套管已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失，漏失发生在表层套管以下的二开以下井段的范围内，二开以下井段范围内的地层地下水埋深较深，不具备使用功能。

井漏主要发生于具有特殊地质结构的油藏区，如具有溶洞、裂隙等不稳定的地层构造区域。塔中油气田自开发以来，在油气资源勘探过程中未发现不稳定地质因素。另外，施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，钻井过程中一旦发现异常，施工单位将立即停钻采取添加桥堵剂、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。井漏事故发生概率较低，拟建项目钻井液采用无毒泥浆，不含重金属等有毒物质，且项目开发区域地下水不具备饮用水功能。

综上，本项目施工期间无废水外排，施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围地下水环境产生明显影响。

5.2.3 运营期地下水环境影响分析

5.2.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）废水

根据工程分析，本项目产生的各类废水不外排，正常情况下不会对地下水产生污染影响。另外，本项目采出水及井下作业废水经处理达标后综合利用，结合区内已建回注井地质及井身结构资料，回注层与工程所在区域内第四系含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵。一般不会对区内地下水环境产生影响。

（2）油泥（砂）

油气开采、管道集输、井下作业过程中阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损产生的落地油属于危险废物。根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目落地油100%回收，回收后的落地油经专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置，其他含油废物一旦产生须及时回收，在落实措施、管理到位的前提下，各类含油废物不外排，故正常情况下，不会对地下水环境产生影响。

（3）输送管线

本项目输送管线是全封闭系统，采取严格防腐防渗措施。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。

（4）采气井场、站场

本项目正常状况下，井口区、站场装置区采取防渗措施，定期开展井筒完整性检查，泵体完整性检查等，避免“跑、冒、滴、漏”的发生，不会对区域地下水环境产生污染影响。

综上，正常情况下，本项目运营期对地下水的影响较小。

5.2.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

气田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的污染事故；集输管线、阀组运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

气田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

（1）情景 1：穿透污染（油水窜层）

污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采气过程中套外返水。一旦出现套外返水事故，采

出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生窜层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

窜层的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差，一般在前期不会发生，待气井开发到中后期时，套管被腐蚀破坏，相对容易对地下水产生影响：另外，废弃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，可能通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环，虽然此时气层已几乎没有多少压力，原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。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油气水发生窜层后对区内第四系含水层水质的影响，针对污染物进入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径流至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漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本项目地下水环境影响评价级别为三级，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的规定，预测方法可以采用解析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测因子

套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类、盐分等污染物。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数较大的因子作为预测因子。根据采出液污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质、固体介质等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

1）对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物迁移的主要因素。

2）污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

3）对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确模拟还需要大量的实验支持。

4）在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

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：

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

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；

C_0—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，m^2/d；

$erfc(\ \ )$—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细砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料及经验值等综合确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-1。

表 5.2-1 水质预测模型所需参数一览表

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（10 天、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 5.2-2，图 5.2-1。

表 5.2-2 预测结果统计表（情景 1）

图 5.2-1 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 1）

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 10d、100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 4m、16m、60m、136m，影响距离分别为 5m、18m、67m、150m。影响范围内均无居民饮用水井等敏感点，其中 10d、100d 的影响范围在井场范围内，不会影响范围外环境，若发生事故后不采取措施，任由污染物在地下水中迁移，随着污染物运移时间的增长，污染范围也会呈增加趋势。为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，确保固井质量符合要求，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，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。各井生产期间，落实实时监测、定期维护等技术的情况下，可显著提高套损的发现效率，及时修复，窜层对地下水的影响属于可接受范围。

（2）情景 2：渗透污染（泄漏）

地面及包气带污染物沿着松散地层孔隙下渗至含水层、致使地下水受到污染的方式，称为渗透污染。本项目气举管道等设施破损，将造成天然气泄漏，泄漏天然气直接逸散至大气环境，不会对区域地下水产生影响，因此气态泄漏并不构成本项目的地下水渗透污染途径。本项目可能产生渗透污染的情形主要为井喷、集输管线泄漏、落地油渗漏等油品事故，其污染物均通过包气带下渗至潜水含水层而污染地下水。包气带是污染物下渗过程中的天然屏障，其隔污能力强弱直接决定潜水受污

染的程度：包气带厚度愈薄、透水性愈好，隔污能力愈弱，潜水污染愈重；反之，包气带厚度愈厚、透水性愈差，隔污能力愈强，潜水污染愈轻。

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

当区域地层压力增大时，可能引发井喷事故，喷出的油气经地表落地、沿包气带下渗，进而污染潜水含水层。管线与法兰连接处等部位发生泄漏事故，则会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏油品下渗，可能引发地下水污染风险。泄漏发生的原因主要有误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，上述因素的产生均属人为或人为操控程度很高的因素，因而发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制，通过加强管理、规范操作与及时处置，可有效降低事故性污染的发生概率与危害程度。

通常，泄漏事故对地下水环境的影响程度，一般泄漏于土体中的液相可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管道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，主要取决于凝析油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。就管线泄漏这一主要事故情形而言，其属短期大量排放，污染物泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现并可很快加以控制，且石油烃等污染物在包气带中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，影响范围不大。综合判定，管线泄漏事故对地下水环境一般不易产生不利影响。

①预测情景

综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：集输管线截面 100%断裂泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下集输管线截面 100%断裂泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。集输管线两端设有紧急切断阀，一旦检测到异常（如压力骤降、流量突变或泄漏报警），系统会自动触发阀门关闭，迅速切断气液流动，防止泄漏扩散，一般应急响应时间控制在 10 分钟以内，本次预测按照 10 分钟计算。

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预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致，根据地表渗透污染特点，预测层位为第四系潜水含水层。

根据项目特点，预测时段选取污染发生后 10d、100d、1000d，3650d（10 年）。

④预测因子

结合前文分析，集输管线泄漏，根据污染指数，选取泄漏后影响相对最大的特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测。

⑤预测源强

拟建项目自动控制系统采用 SCADA 系统，系统采用全线调控中心控制级、井场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线井场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100%断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量（3.023t），具体计算见 5.4.3.2 章。

包气带中的土壤颗粒可以通过吸附、分配、离子交换、生物作用等多种作用机制截留有机污染物。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》等，污水中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 0~10cm 或 0 ~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输入原油。本次考虑较不利情况，按照泄漏的污染物 10%（0.3t）通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入地下水含水层中，针对污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

⑥预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据集输管线泄露情景下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

$$C(x,y,t)=\frac{m_M/M}{4\pi nt\sqrt{D_L D_T}}e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}+\frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x，y，t)—t 时刻点 x，y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域含水层厚度；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。

u—地下水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；

π—圆周率。

表 5.2-4 水质预测模型所需参数一览表（情景 2）

⑤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，石油类在预测情景下，不同天数（10 天、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。具体见下表 5.2-5 及图 5.2-4~5.2-7：

表 5.2-5 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表（情景 2）

图 5.2-4 情景 2：10 天石油类污染物运移分布图

图 5.2-5 情景 2：100 天石油类污染物运移分布图

图 5.2-6 情景 2：1000 天石油类污染物运移分布图

图 5.2-7 情景 2：3650 天石油类污染物运移分布图

根据以上预测结果，在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，管线发生破裂后，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化：当泄漏发生后，若不采取地下水污染治理措施，在预测期间，随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势，污染物泄漏发生后 10d、100d、1000d、3650d 的污染物超标范围分别为 62.27m^2、505.05m^2、4034.90m^2、11775.32m^2，影响范围分别为 70.42m^2、587.79m^2、4693.66m^2、14945.59m^2，可见污染物的迁移对地下水有一定影响，但各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点，随着影响范围的扩大，污染物浓度呈减小趋势。

综上，本项目井场、站场采取了必要的防渗措施，管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位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，建设单位可在 1 天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水迁移，使影响范围控制在气田区域内。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防控措施的情况，非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，退役期拆除设备时所用的时间较少，施工人员产生的生活污水量较少，产生的生活污水依托周边生活设施处理，不外排，对环境影响较小。退役期井场拆除采油设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。退役期各采油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。

综上，退役期无废水外排，在加强环境管理的情况下，一般不会造成周边地下水环境污染。

5.2.5 地下水环境评价结论

（1）在正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水。

（2）本次地下水评价，对项目运营期在非正常情况的情景进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。

本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防护措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.3 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，判定本项目地表水环境评价等级为三级 B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

根据工程分析，在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水和生活污水。

（1）钻井废水

本项目钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。本项目钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，不外排，对地表水环境影响很小。

（2）酸化压裂返排液

根据工程分析，本项目酸化压裂废水产生量为 3000m^3，采用专用罐收集，作为二次改造液对塔中区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，随油气输至塔三联合站处置，改造后若再次产生返排压裂液，则罐装收集后直接拉运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理。

（3）生活污水

根据工程分析，本项目施工期生活污水产生总量约为 1344m^3 。生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县污水处理厂处理，不外排。

（4）试压废水

本项目管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工场地洒水降尘，不外排。

综上，本项目施工期间废水全部妥善处理，项目开发建设产生的废水不排入地表水体，因此，本项目在施工期对区域地表水体不产生影响。

5.3.2 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析，本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。采出水通过油气集输管道进入塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理。

根据工程分析，本项目运营期新增采出水最大量为 79.45m^3/d（2.9 万 t/a），井下作业废水量为 1024.704t/a，采出水输送至塔三联合站污水处理系统处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；不外排。根据前述依托可行性分析，各依托设施的污水处理系统运行正常，且富余能力可满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

采取上述水污染控制措施后，项目废水不外排，本项目采出水及井下作业废水均能妥善处置，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

项目退役期拆除设备、封井和清理井场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.4 地表水环境评价结论

本项目施工期、运营期、退役期产生的各类废水不外排，不会对周边地表水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，本项目的实施对地表水环境整体可接受。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-1　　地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；重要湿地□重点保护珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他☑	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型

		直接排放□；间接排放☑；其他□	水温□；径流□；水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH 值□；热污染□；富营养化□；其他☑	水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级□；二级□；三级 A□；三级 B☑	一级□；二级□；三级□

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 土壤影响识别

（1）项目类型

本项目属于陆上石油开采项目，根据导则附表 A.1，采气井场、站场建设属于Ⅱ类项目、采气管线属于Ⅳ类项目。

（2）影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目位于土壤盐化地区，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

本项目施工期主要为井场、站场及管道敷设，施工过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。

本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水，未向外环境排放污水，不会造成废水在地面漫流影响；非正常状况井场管线连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，本项目集输管线中采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。

本项目退役期拆除设备时所用的时间较少，生活污水、固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

本项目不同时段对土壤影响类型与途径见表 5.4-1。

表 5.4-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同	污染影响型	生态影响型

时段	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期	-	-	-	-	-	-	-	√
运营期	-	-	√	-	√	-	-	-
退役期	-	-	-	-	-	-	-	-
注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。								

5.4.2 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土方开挖、场地平整以及管线敷设、车辆行驶和机械施工等人为对土壤的扰动以及各种废弃物处置不当对土壤的污染影响。

（1）井场、站场工程施工对土壤的环境影响

井场、站场工程在土方开挖、场地平整过程中，表土的剥离导致土壤结构破坏、有机质流失，可能引发水土流失。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。本项目井场施工过程中，临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复，但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱；永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

（2）管线敷设对土壤环境的影响

本项目管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，管沟开挖过程中以机械开挖为主，穿越特殊区域采取人工开挖。施工带内的土壤均会受到严重扰动和破坏。

（3）车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压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）在荒漠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，使风蚀荒漠化的过程加剧；

（4）废弃污染物污染影响分析

本项目施工期产生的污染物可能会对土壤造成影响的主要为施工期的废水和固废。本项目施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水和生活污水等；产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾以及钻井过程中产生的钻井泥浆和岩屑、废防渗材料等。根据前述分析，本项目施工期产生的废水和固废均能妥善处置，因此在落实以上环保措施的情况下，本项目施工期间产生的废弃污染物不会对工程周边的土壤产生影响。

5.4.3 运营期土壤环境影响分析

根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，需要对施工期土壤的影响进行定性分析、预测以及运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

5.4.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下，本工程生产过程中各类物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.4.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

（1）生态影响型

拟建项目自动控制系统采用 SCADA 系统，系统采用全线调控中心控制级、井场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线井场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100%断裂进行评价。通常按美国矿业管理部(MMS)管道油品泄漏量估算导则(MMS2002-033)给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel}=0.1781\times V_{pipe}\times f_{rel}\times f_{GOR}+ V_{pre-shut}$$

式中：V_{rel}—集输管线油品泄漏量，bbl（1 桶=0.14 吨）；

V_{pipe}—管段体积，ft^3（$1ft^3=0.0283m^3$），根据前文本次建设的集输管线全管径泄漏后影响最大，根据该管线设计参数，本次 r 取 0.08m，长度取 14600m，管道体积为 $73.35m^3$；

f_{rel}—最大泄漏率，取 0.2；

f_{GOR}—压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$—截断阀关闭前泄漏量，bbl。

截断阀关闭前泄漏量：根据可研，单井原油量按 63t/d 计算，管线发生泄漏时，10min 内原油泄漏量为 2.585t。

计算可得阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量为 0.438t。

则非正常状况下，总泄漏量为 3.023t（$0.1m^3$）。

采出液中矿化度为 134237mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 =3.023×134237=405798.451g。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

(1)单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s)/(\rho_b \times A \times D)$$

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

Rs-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρb-表层土壤容重，kg/m^3；

A-预测评价范围，m^2；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=Sb+\triangle S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

Sb-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.6\times10^3kg/m^3$，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 12.7g/kg。预测年份为 0.027a(10 天)。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.856g/kg，叠加现状值后的预测值为 13.556g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

（2）污染影响型

1）正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程污染土壤的途径主要为油气输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。本工程生产过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

2）非正常状况下对土壤环境的影响分析

拟建项目土壤环境影响类型为“污染影响型”，影响途径主要为运营期项目场地污染物以垂直入渗方式进入土壤环境，因此采用一维非饱和溶质运移模型进行土壤污染预测。

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L;

D--弥散系数，m^2/d；

q--渗透速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ--土壤含水率，%。

②初始条件

$$c(z,t)=0 \qquad t=0,\ L\leqslant z<0$$

③边界条件

第一类 Dirichelet 边界条件：

i连续点源：

$$c(z,t) = c_0 \qquad t > 0,\ z = 0$$

ii非连续点源：

$$c(z,t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leqslant t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \qquad t > 0,\ z = L$$

模型边界条件的概化

①土壤类型概化

结合区域水文地质调查及本工程土壤现状调查结果，采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏土壤概化为一层，埋深 150cm 土层。

水力模型残余含水率θr、饱和含水率θs、垂直饱和渗透系数 Ks 以及α、n、L 等土壤参数参考模型数据。

预测模型参数取值见表 5.4-2。

表 5.4-2　　垂直入渗预测模型参数一览表

根据工程分析，结合项目特点，本评价选取采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏过程中，油品中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.4-3　　土壤预测源强表

②边界条件

模型为一维垂向模型，上边界概化为稳定的污染物定水头补给边界，下边界为自由排泄边界。

③预测分析结果

非正常状况下管线破损泄漏，原油中的污染物石油烃持续渗入土壤并不断向下运移，预测时段 T1~T5 分别为 1d、10d、30d、100d、365d，观测点 N1~N5 距底部

深度分别为 10cm、20cm、50cm、100cm、150cm，污染物浓度穿透曲线图和在不同水平年沿土壤迁移模拟结果见图 5.4-1~图 5.4-2。

图 5.4-1　不同深度观测点石油类浓度穿透曲线图

图 5.4-2　石油类在不同水平年沿土壤迁移情况图

由上述土壤预测结果可知，土壤深度在 10cm 的时候，污染物浓度最快达到峰值，在 365d 时污染物浓度出现最高值，土壤深度 10cm 的土层被污染的浓度还在增大，只要时间充裕就可达污染物最高浓度。而土层深度在 150cm 的土壤，在 86 天时才出现被污染的情况，随着污染天数的增加，在污染到 365 天时污染物浓度可达到 866.9mg/kg。说明最表层土壤最快被污染物污染，浓度也最高。而深度达到 150cm 处的土壤 86 天内被污染的程度较低。污染物泄漏 1d 时，在最表层 0cm 的土壤被污染的程度最大，被污染的土壤深度达 8cm。随着污染时间的持续增加，污染天数达到 365d 时，表层土壤的污染物将全部被污染，而被污染的土层深度也将随着时间的增加而增加，污染物最深可达 150cm 处的土层。

由以上分析可以看出，发生泄漏后，最先污染表层土壤，落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响相对严重。在设定情景下在不同时刻、不同土壤深度的石油烃（C_{10}-C_{40}）浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值（4500mg/kg）。综上所述，项目经垂直入渗途径影响土壤环境的深度较小，浓度很低。本工程进行防渗处理，同时生产过程中加强管理，规范生产操作。在采取有效的污染防治措施后，项目对土壤环境影响很小。

运营期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运营期间，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。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影

响，泄漏的石油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，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

5.4.4 退役期土壤环境影响分析

退役期拆除设备时所用的时间较少，在生活污水、固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

5.4.5 土壤环境影响评价结论

综上，本项目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。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质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，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。本项目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，可以避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

5.4.6 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.4-4。

表 5. 4-4 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑	
	土地利用类型	建设用地☑；农用地☑；未利用地☑	土地利用类型图
	占地规模	永久占地 2.61hm^2	永久占地/小型
	敏感目标信息	盐化	
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（生态影响）	
	全部污染物	盐分、石油烃（C_{10}-C_{40}）	
	特征因子	盐分、石油烃（C_{10}-C_{40}）	
	所属土壤环境影响评价项目类别	Ⅰ类□；Ⅱ类☑；Ⅲ类□；Ⅳ类□	井场
		Ⅰ类□；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类☑	管线
	敏感程度	敏感☑；较敏感□；不敏感□	污染影响型
		敏感☑；较敏感□；不敏感□	生态影响型

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">评价工作等级</td><td colspan="4">一级□；二级□；三级☑</td><td>污染影响型</td></tr>
<tr><td colspan="4">一级□；二级☑；三级□</td><td>生态影响型</td></tr>
<tr><td rowspan="5">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a)☑; b)☑; c)☑; d)☑</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4">见表 4.5-1</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">见监测点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>3</td><td>4</td><td>0-0.2m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>3</td><td>/</td><td>0-0.5m，0.5～1.5m，1.5～3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的 45 项+特征因子：石油烃+土壤盐分含量；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本项目 8 项+pH+石油烃+土壤盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4"></td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB15618☑；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">各评价因子均满足相应标准要求</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4">石油烃（C_{10}-C_{40}）、盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录 E☑；附录 F□；其他（ ）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（井场周围）；影响程度（较小）</td><td>污染影响型</td></tr>
<tr><td colspan="4">影响范围（集油管线泄漏点）
影响程度（盐化加剧程度）</td><td>生态影响型</td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论：a）□；b）□；c）☑
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="4">土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td colspan="2">监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="2">代表性井场、站场</td></tr>
<tr><td>代表性井场、站场</td><td colspan="2">石油类、石油烃（C_6-C_9）、石 油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬 盐分含量、pH</td><td>1 次/5 年</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="4">石油烃、盐分含量、pH</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="4">通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本项目建设可行</td><td></td></tr>
</table>

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

5.5.1.1 钻井废气影响分析

本项目钻井工程主要为新钻井口10口。钻（完）井工程基本作业程序包括确定井位、井场准备、钻井、完井和连接生产管线等步骤。

油田已有电网覆盖，正常钻井作业时动力优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源，因此正常情况下不会产生发电机燃油产生的废气。当采用柴油发电机作为备用电源时，钻机使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NOx、SO_2等。

钻井作业柴油机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之大气环境影响评价范围内地域辽阔，扩散条件较好。类比其他相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中浓度限值。钻井作业柴油机烟气排放及烃类挥发对周围环境影响较小。

5.5.1.2 施工期扬尘影响分析

（1）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。从影响时间、范围和程度来看，车辆扬尘对周围大气环境质量影响是有限的。

施工期区块内大量出入中型车辆，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。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，减少车辆行驶动力起尘。

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：a.管沟、地基、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；b.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，产生扬尘污染少年；c.灰土拌合、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；d.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洒落后风吹起尘，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。

项目施工在混凝土工序阶段，灰土拌合、混凝土拌合是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

5.5.1.3 储层改造废气影响分析

储层改造过程废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中，会产生无组织 HCl 等。

使用压裂液和压裂返排液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。

5.5.1.4 测试放喷废气影响分析

测试放喷期间的天然气经管线引至放空火炬点燃，会产生测试放喷废气。测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低放空气的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为 1～2d。测试放喷对周边环境影响较小。

5.5.1.5 车辆尾气和焊接烟气影响分析

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2、NO_X、CmHn 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

本项目位于阿克苏地区沙雅县及和田地区民丰县境内，距离本项目最近的气象站为沙雅县气象站，项目周边地形、气候条件与沙雅县一致，本次评价气象统计资料分析选用沙雅县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.5-1。

表 5.5-1 观测气象数据信息

根据沙雅县气象站近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

（1）温度

近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.5-2。

表 5.5-2 近 20 年平均温度月变化统计表

由表 5.5-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 12℃，4～9 月平均温度均高于多年平均值，其他月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 25.9℃，1 月份平均气温最低，为-6.8℃。

（2）风速

近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.5-3。

表 5.5-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

由表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 0.8m/s，4 月、5 月平均风速最大为 1.1m/s，1 月、10 月、11 月、12 月平均风速最低为 0.5m/s。

（3）风向、风频

区域近 20 年各月、各季及全年平均风向频率见表 5.5-4，近 20 年风频玫瑰图见图 5.5-1。

表 5.5-4　近 20 年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

图 5.5-1　近 20 年风频玫瑰图

由表 5.5-4 分析可知，沙雅县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 NE 风向的频率最大，其次是 SW 风向。

5.5.2.2 大气环境影响预测与评价

（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 5.5-5。

表 5.5-5 项目估算模式参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		45.6
最低环境温度/℃		-26.4
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（2）预测源强

根据工程分析确定，本项目新建 11 座井场（5 座采气井，6 座采气井后期转气举井）占地类型均为沙地，本次评价选取代表性的 2 座采气井、2 座后期转气举的井场及新建阀组进行预测，项目主要废气污染源源强参数见表 5.5-6。预测及计算结果见表 5.5-7。

表 5.5-6　本项目污染源源强一览表(面源，100%负荷)

表 5.5-7　Pmax 及 D10%预测及计算结果一览表

根据表 5.5-7 预测结果可知：无组织废气污染源排放的 NMHC 最大落地浓度 70.653μg/m^3，占标率 3.53%；硫化氢最大落地浓度 0.0009μg/m^3，占标率 0.01%。NMHC 下风向最大地面浓度低于《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m^3 的标准要求，厂界贡献浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界控制 标 准 。硫化氢下风向最大地面浓度低于《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m^3 的要求，厂界贡献浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级厂界控制 标准值。通过加强设备密封性管理、定期检测维修、采用低泄漏设备等措施，可减少无组织排放。

综上，本项目大气环境影响可接受。

5.5.2.3 大气污染物排放量核算

项目无组织废气污染物排放量核算情况见表 5.5-8。

表 5.5-8 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m^3)	
1	无组织废气	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	4.0	1.092
2		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建厂界二级标准值	0.06	0.00003

5.5.3 退役期大气环境影响分析

井场退役后各种相关辅助工作均停止，油气开采造成的环境空气污染源将消失，井场退役期将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为油田工作人员。

5.5.4 大气环境影响评价结论

本项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃、H_2S 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。本项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本项目实施后大气环境影响可以接受。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.5-11。

表 5.5-11 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑					三级□
	评价范围	边长=50km□	边长 5～50km□					边长=5km☑
评价因子	SO_2+NO_x 排放量	≥2000t/a□	500～2000t/a□					<500t/a☑
	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物（NMHC、H_2S）			包括二次 $PM_{2.5}$□ 不含二次 $PM_{2.5}$☑			
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□		附录 D ☑			其他标准☑
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑				一类区和二类区□
	评价基准年	（2025）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□	主管部门发布的数据☑					现状补充监测☑
	现状评价	达标区□					不达标区☑	
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源☑ 现有污染源□	拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□			区域污染源□
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑
	预测范围		边长≥50km□	边长 5～50km □		边长=5km☑		
	预测因子		预测因子（NMHC、H_2S）			包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$☑		

	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑		$C_{本项目}$最大占标率＞100% □	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%□	$C_{本项目}$最大标率＞10% □	
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%□	$C_{本项目}$最大标率＞30% □	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长/h	$C_{本项目}$占标率≤100% □	$C_{非正常}$占标率＞100%□	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标 □		$C_{叠加}$不达标 □	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% □		k>-20% □	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（NMHC、H_2S）		有组织废气监测 □ 无组织废气监测 ☑	无监测□
	环境质量监测	监测因子（）		监测点位数（）	无监测□
评价结论	环境影响	可以接受 ☑ 不可以接受 □			
	大气环境防护距离	距厂界最远（）m			
	污染源年排放量	SO_2：( )t/a	NOx：( )t/a	颗粒物：( )t/a	无组织 NMHC：(1.092)t/a 无组织硫化氢：(0.00003)t/a

5.6 声环境影响分析与评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

项目施工期噪声主要包括土方施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程中产生的噪声。

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$L_P（r）=L_P（r_0）-20lg（r/r_o）$$

式中：L_P（r）——预测点处声压级，dB（A）；

$L_P（r_0）$——参考位置 r_o 处的声压级，dB（A）；

r——预测点距声源的距离，m；

r_o——参考位置距声源的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测

计算结果见表 5.6-1。

表 5.6-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

根据上表对各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求；钻井期间昼间距施工机械 100m、夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求。根据分析，施工期钻井及压裂过程各噪声源对厂界的噪声贡献值昼间为 63～69dB（A），夜间为 62～68dB（A），昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求，夜间超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求。本项目各钻井井场周边 200m 范围内均无村庄等声环境敏感目标，且各钻井工程施工期周期较短，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响。

非正常工况下，发生井喷等事故常常伴随着高压喷射和噪声。目前井喷噪声的大小尚无直接相关的数据。对于井喷事故的应对和处理，需要采取严密的预防措施以减少其对人员和设备的影响。施工前全面地质勘探及合理评价、准确判断井眼的岩性、孔原压力等情况，制定相应的施工方案，降低井喷的发生风险，配备专业的井眼检测仪器和设备，实时监测井眼的压力和流量，及时发现异常，并采取相应的措施，控制井喷的发展，设计合理的防喷设备和措施，例如设置安全阀等，在井喷发生时及时切断井口的喷涌，通过采取上述预防措施，减少噪声对周边环境的影响。

5.6.2 运营期声环境影响分析

拟建项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；本项目拟建井场产噪设备主要为井场采油树和空气热源泵，井场布置基本一致。

5.6.2.1 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：Lp(r) ——预测点处声压级，dB；

Lw——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

Dc——指向性校正，dB；

Adiv——几何发散引起的衰减，dB；

Agr——地面效应引起的衰减，dB；

Aatm——大气吸收引起的衰减，dB；

Abar——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

Amisc——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：LA(r) ——距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

LA(r0)——参考位置 r0 处的 A 声级，dB(A)；

Adiv——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：Leq ——预测点的噪声预测值，dB；

Leqg——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

Leqb——预测点的背景噪声值，dB。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

项目噪声源参数见表 5.6-2。

表 5.6-2 噪声源参数一览表(室外声源)

5.6.2.3 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，拟建项目各噪声源对井场、站场四周场界的贡献声级值见表 5.6-3。

表 5.6-3 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

由表 5.6-3 可知，项目实施后采油井井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 34.4～45.7dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准要求；注气井场为间歇作业，作业期间对场界昼间和夜间噪声贡献值为 40.1～49.5dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准要求。

5.6.3 退役期声环境影响分析

本项目退役期，噪声主要源自井场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.6.4 声环境影响评价结论

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

5.6.5 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.6-4。

表 5.6-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级☑		三级□	
	评价范围	200m☑		大于 200m□		小于 200m□	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级☑		最大 A 声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		国外标准□	
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区☑	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期□		近期☑	中期□	远期□	

	现状调查方法	现场实测法□	现场实测加模型计算法☑	收集资料□
	现状评价	达标百分比	100%	
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□	已有资料☑	研究成果□
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑	其他□	
	预测范围	200 m□	大于 200 m□	小于 200 m☑
	预测因子	等效连续 A 声级☑	最大 A 声级□	计权等效连续感觉噪声级□
	厂界噪声贡献值	达标☑	不达标□	
	声环境保护目标处噪声值	达标□	不达标□	
环境监测计划	排放监测	厂界监测☑ 固定位置监测□ 自动监测□ 手动监测□ 无监测□		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：( )	监测点位数( )	无监测☑
评价结论	环境影响	可行☑	不可行□	
注：“□”为勾选项，可 √ ；“( )”为内容填写项。				

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响

本项目施工期产生的固体废物主要为钻井泥浆、钻井岩屑、废防渗材料、废烧碱包装袋以及施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾、锅炉灰渣、除尘灰等。

（1）钻井泥浆、岩屑

根据目前油田及安全环保对钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，聚合物体系钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。聚磺体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进

行固液分离后，液相回用于钻井液配备，分离出的固相清运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理。

（2）废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋。本项目废烧碱废包装袋产生量为 1t，施工单位及时回收烧碱废包装袋，委托具有危废处置资质的公司接收处置。

（3）废防渗材料

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料量约为 1t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。危险废物转运过程中由专用运输车辆进行运输、转移，按照危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012），并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。具体措施详见固体废物污染防治措施章节。

（4）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，产生量约为 9.1t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运塔中固废填埋场进行处置。

（5）其他

本项目开挖土方主要为新建管线管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”，不再单独设置取、弃土场。本项目施工期施工人员产生的生活垃圾现场集中收集后清运至塔中固废场。

综上所述，工程施工期固体废物均能妥善处置，对环境影响较小。

5.7.2 运营期固体废物影响

5.7.2.1 危险废物产生种类及数量

本项目运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料、废润滑油等。

（1）落地油

本项目产生落地油量属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08），本次评价要求落地油回收率为 100%，回收后的落地油使用专用桶收集后，由有危废处置资质单位接收处置。

（2）废防渗材料

作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 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，属于危险废物。井下作业施工结束后，废防渗材料人工打包收集后，由有危废处置资质单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（3）废润滑油、废油桶

废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，本项目运营期井下作业或机械维修中废润滑油产生量约 0.5t/次，废油桶产生量约为 1t/a。属于危险废物 HW08（废物代码：900-214-08），交由有危废处置资质单位进行处置。

5.7.2.2 危险废物环境影响分析

（1）危废收集过程影响分析

本项目产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求进行收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、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。危险废物在按照规范要求进行收集的情况下，对环境的影响很小。

（2）危废运输过程影响分析

①内部运输

本项目运营期产生的固体废物采用专用容器收集后就近运至塔里木油田公司已建贮存设施。危险废物内部转运作业应采用专用的工具，并填写内部转运记录表，转运结束后对路线进行检查和清理，确保无危险废物遗落在内部运输路线上。正常情况下危险废物产生散落、泄漏的可能性较小，不会对周围环境产生明显不利影响。万一发生散落或泄漏，应及时对散落物进行收集、清理，减轻污染影响。

②外部运输

本项目运营期产生的危险废物最终交由有相应资质的单位进行运输、处置。本项目运营单位、危险废物承运单位以及危险废物处置单位应按照要求填写危险废物转移联单，承运单位应按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

（3）危险废物的处置

本项目运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本项目运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

本项目运营期产生的危险废物均可得到妥善处置，在严格落实《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）《危险废物贮存污染控制标准（GB18597-2023）、《危险废物转移管理办法》等要求的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

5.7.2.3 废过滤芯

本项目注氮通过制氮装置在井场制造氮气，再通过注氮装置增压后通过井口注入地层。本次选择变压吸附制氮法进行制氮，对空气进行过滤，每年需要对滤芯进行更换，根据建设单位提供资料，废过滤芯产生量为 2.4t/a，为一般工业固废，收集后由厂家回收利用。

5.7.2.4 生活垃圾

运营期不新增劳动定员，故不新增生活垃圾。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本项目服务期满后，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.7.4 固废环境影响评价小结

本项目施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置，对评价区环境影响较小。

5.8 环境风险评价

5.8.1 评价依据

（1）风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程涉及的主要环境风险物质为凝析油、天然气、硫化氢，主要存在于新建的集输管线内。本次新建管线主要为单井至站场的集输管线，集输管线两端均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本工程危险物质最大存在量按照管线的最大在线量进行计算。

根据区域油气资源流体性质，考虑最不利因素，本工程所在区域凝析油密度取 0.9465g/cm^3，天然气相对密度取 0.7，硫化氢密度为 5200mg/m^3。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

经计算，本项目危险物质数量及分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1　本项目危险物质分布情况一览表

注：单井集输管线以同类型单根管线最长为典型代表。

（2）环境风险潜势初判

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本工程涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \cdots \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，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 $Q\geq1$ 时，将 Q 值划分为：（1）$1\leq Q$

＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

表 5.8-2　　本工程风险单元 Q 值一览表

根据上表计算结果，本工程 Q＜1，判断项目风险潜势为I。

（3）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析，不设置评价范围。

表 5.8-3　　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。				

5.8.2 环境敏感目标调查

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本项目风险潜势为Ⅰ，可开展简单评价，不设置评价范围，本次风险评价环境敏感目标与各要素环境保护目标一致，具体见表 2.6-1。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的主要风险物质为凝析油、天然气、H_2S 存在于集输管线内。各风险物质危险特性见表 5.8-4-表 5.8-6。

①凝析油

凝析油理化性质及危险危害特性详见表 5.8-4。

表 5.8-4　凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	凝析油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口	

	腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激征状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。			
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。			
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。			
接触控制/个体防护	工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。			
理化	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料

特性	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.781-1.0791 g/cm³	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%(V%)	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定。 禁配物：氧化剂。 避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。 聚合危害：不聚合。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。			
毒理学资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50：>4300mg/kg（大鼠经口） LC50：无资料			
生态学资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	性质：危险废物。 处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。			
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，防止热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。			
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。			
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。			

②天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）标准，天然气属于甲 B 类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，连火即发生爆炸。天然气的爆炸极限范围为 5%～15%，爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合征。

A.甲烷

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到 25%～30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表 5.8-5。

表 5.8-5　甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		前苏联 MAC	300mg/m^3	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达 25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建筑火险等级	甲
	闪点（℃）	-188	爆炸下限（V%）	5
	自燃温度（℃）	538	爆炸上限（V%）	15
	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热时引起燃烧爆炸甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应		

B.H_2S

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体黏膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

其危险性和危害特性见表 5.8-6。

表 5.8-6　硫化氢对人的生理影响及危害

标识	中文名称：硫化氢	英文名称：Hydrogen sulfide
	危险性类别	易燃、有毒气体

<table>
<tr><td rowspan="4">物化特性</td><td>沸点（℃）</td><td colspan="2">-61.8</td><td>比重（水=1）</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>饱和蒸汽压（kPa）</td><td colspan="2">无资料</td><td>熔点（℃）</td><td colspan="3">-82.9</td></tr>
<tr><td>蒸气密度（空气=1）</td><td colspan="2">无资料</td><td>溶解性</td><td colspan="3">易溶于水，易溶于醇类、石油溶剂和凝析油中</td></tr>
<tr><td>外观与气味</td><td colspan="6">无色气体。具有臭蛋气味</td></tr>
<tr><td rowspan="4">火灾爆炸危险数据</td><td>闪点（℃）</td><td></td><td>爆炸极限</td><td colspan="4">爆炸上限%（V/V）：46.0；爆炸下限%（V/V）：4.0</td></tr>
<tr><td>灭火剂</td><td colspan="6">抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水</td></tr>
<tr><td>灭火方法</td><td colspan="6">尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</td></tr>
<tr><td>危险特性</td><td colspan="6">易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">反应活性数据</td><td rowspan="2">稳定性</td><td>不稳定</td><td></td><td>避免条件</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>稳定</td><td>√</td><td></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">聚合危险性</td><td>可能存在</td><td></td><td>避免条件</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>不存在</td><td>√</td><td></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>禁忌物</td><td>强氧化剂</td><td colspan="2">燃烧（分解）产物</td><td colspan="3">无资料</td></tr>
<tr><td rowspan="2">健康危害数据</td><td>侵入途径</td><td>吸入</td><td>√</td><td>皮肤</td><td>√</td><td>口</td><td>√</td></tr>
<tr><td>急性毒性</td><td>10</td><td>无资料</td><td>LC50</td><td>大鼠吸入</td><td colspan="2">16000mg/m^3，4 小时</td></tr>
<tr><td>急救措施</td><td colspan="7">吸入：如果吸入本品蒸气或燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。
眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗 15 分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。
皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。</td></tr>
<tr><td>急性中毒</td><td colspan="7">职业接触：由于硫化氢可溶于水及油中，有时可随水或油流至远离发生源处，而引起意外中毒事故。硫化氢经黏膜吸收快，皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。
中毒后的临床表现：硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和黏膜接触部位。硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时黏膜刺激作用明显。人吸入 70～150mg/m^3 1～2 小时，出现呼吸道及眼刺激症状，吸 2～5 分钟后嗅觉疲劳，不再闻到臭气。吸入 300mg/m^3 1 小时，6～8 分钟出现眼急性刺激症状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入 760mg/m^3 15～60 分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎，头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入 1000mg/m^3 数秒钟，很快出现急性中毒，呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td>泄漏紧急处理</td><td colspan="4">撤离并进行隔离。根据扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。
禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。
防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。
小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。
大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">/</td><td>工程控制</td><td colspan="3">生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</td></tr>
<tr><td>呼吸系统防护</td><td>空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）</td><td>身体防护</td><td>穿防静电工作服</td></tr>
<tr><td>手防护</td><td>戴橡胶耐油手套</td><td>眼防护</td><td>戴安全防护眼镜</td></tr>
<tr><td>其他</td><td colspan="3">工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。</td></tr>
</table>

根据已掌握的资料，正常情况下，井场周围空气中硫化氢浓度低于我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度，不构成风险物质，但要注意防漏、防喷工作。

5.8.3.2 生产系统风险识别

（1）井喷

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡，地层压力大于井底压力，导致井喷事故。发生井喷事故后，有可能进一步引发火灾爆炸事故，包括井喷时井口的铁件或井内钻具与井架碰撞起火，在井场进行带电作业或使用明火操作，井口装置设备失灵和处置不当造成压井破坏地层，引起四周冒气着火。

井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。项目区块已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，井场设置了可燃气体检测报警仪，设置了工业电视监视系统，采取了合格防喷措施后，井喷的可能性很小，在上述安全措施的前提下，井场还设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放散管通往焚烧池进行焚烧。采取上述措施后，可有效降低井场的事故风险。从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

（2）井漏

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引起污染地下水事故，如油气上窜

造成地下水污染等。

（3）集输管线

本项目正常生产过程中，天然气是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、天然气破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

5.8.3.3 环境风险类型及危害分析

通过分析本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、集输管线发生油气泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、集输管线发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-7。

表 5.8-7　　危险物质事故类型以及向环境转移的途径识别

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
采油过程	井喷	油气开采过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷。	油气中的天然气泄漏后可能会引发中毒事故，泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气、土壤、地下水
	井漏	长期开采，产层能量未及时补充，固井套管下入深度不够或固井质量不好。	可能引起污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染	地下水
集输	集输管线、燃料气管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致油品泄漏、火灾、爆炸事故	油气中的天然气泄漏后可能会引发中毒事故，泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气、土壤、地下水

5.8.4 环境风险分析

5.8.4.1 井喷事故影响分析

（1）对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量天然气，可使短时间内使局部大气环境中的甲烷等轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm^3，造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。甲烷对人基本无毒，且甲烷密度比空气轻，泄漏后会快速扩散，因此在设施发生大量泄漏时，主要产生的安全隐患是在空气中短时间内大量聚集，当达到爆炸极限时遇明火会发生爆炸的危险。发生火灾事故的主要原因是明火造成的，当天然气发生泄漏遇明火或空气中积聚到一定浓度后发生着火会放出一定的热量，根据《危险评价方法及其应用》点源模型分析可知，火焰辐射出的能量为燃烧热的一部分，热辐射强度与燃烧速率成正比，与接收距离的平方成反比，当火灾产生的热辐射强度足够大时，可使周围的物体燃烧或变形，更强烈的热辐射可能烧毁设备甚至造成人员伤亡等。

本项目在运营期应积极开展周边公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生泄漏以及火灾爆炸事故，及时疏散井场及周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。本项目井场周边分布有耕地，若发生井喷事故，会有一定的油类和水溅到农作物上或散落到土壤中，就会影响农作物的生长，严重时会导致农作物死亡，若泄漏物将被点燃，热辐射造成一定范围内生态系统的严重破坏，甚至是彻底性的毁灭。因此发生井喷事故后，应积极采取措施控制井喷，清理受污染的土壤，对农田造成质量降低的，应进行治理；对农户造成财产损失的，应按规定进行赔偿。若发生火灾事故，应立即阻断引火源，并组织灭火。因此，在落实风险防范措施、其发生事故的概率较低，当发生井喷事故时，积极采取应急措施，疏散周边人员，井喷事故对周围环境空气的影响是可以接受的。

（2）对土壤、地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的凝析油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化性质发生变化。凝析油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，凝析油影响深度一般为 0～20cm，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，井喷事故中的泄漏凝析油不会进入地下含水层污染地下水。

（3）对植被的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，大量油、水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，并通过根系吸收，同时石油类物质将在植物体内富集，影响其品质，使其生产力下降，严重时会导致植物死亡。另外井喷时极易发生火灾，一旦发生火灾，一旦发生火灾应及时采取相应的措施，应立即阻断引火源，并组织灭火，减少对生态系统的影响。

5.8.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要是对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

本工程采用多层套管，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多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.8.4.3 对大气环境的影响分析

本工程集输管线内主要为凝析油、天然气及硫化氢，在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的凝析油会挥发非甲烷总烃对周边大气环境造成污染，油气中天然气气体扩散至环境空气中，甲烷的密度比空气的密度小得多，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。本工程的油气发生泄漏遇明火燃烧，会发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

本工程一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。本项目管道周边多为耕地，如果仅仅是油气泄漏对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.8.4.4 对地下水的环境影响分析

本工程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有可能影响到地下水。本工程环境风险最大可信事故为集输管线泄漏事故。集输管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油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。

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：油田环境非敏感区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仍然是非常显著的。污水中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 0~10cm 或 0 ~20cm 表层土壤中，其中表层 0 ~5cm 土壤截留了 90%以上的输入凝析油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。本工程评价区土壤类型主要为盐土、草甸土，因此区域土壤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 20cm 表层土壤中。

故在正常工况下，加大检修力度，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。

在非正常状况下，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能性较小。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，对地下水的影响属于可接受范围。

5.8.4.5 对土壤环境的影响分析

集输管线泄漏的凝析油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，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。

凝析油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入凝析油，泄漏的凝析油进入土壤中后，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。

根据类比调查结果可知，凝析油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及黏重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；黏重土壤多为耕作土，凝析油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，凝析油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地凝析油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

运营期管线破裂，将能回收的凝析油回收，送联合站处理，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。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。综上所述，本工程运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.4.6 对植被的影响

管线泄漏对植被的影响主要为凝析油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；

另外，如果凝析油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对植被将产生灾害性影响。

A.接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

B.间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影

响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

5.8.5 环境风险防控措施

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。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。

5.8.5.1 井喷事故风险防范措施

（1）严格按照设计规范安装防喷器和井控装置，以最大限度地降低井喷事故的发生。

（2）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制井筒和地层的压力平衡。

（3）按规定进行井场设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（4）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。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，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.8.5.2 井漏事故风险防范措施

（1）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。

（2）利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田区域各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，

做到及时发现，尽早处理。

（3）及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

（4）在固井工艺上，为防止采出水从井管串入其它地层，对油气井采取防坍塌、防斜、防漏措施，固井完成后，对固井质量进行严格检测，满足固井相关标准、规范。

（5）油气井通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝天然气开采过程中与非油气层和地下含水层的联系，阻止采出水对非油气层和地下含水层的污染；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了有作为采出水进入钢管内的通道。

（6）油管内外壁防腐处理，避免采出水和套管表面直接接触，防止腐蚀。

5.8.5.3 井场风险防范措施

（1）平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最小，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

（2）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯。

（3）在井架上、井场路口处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（4）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

（5）在可能发生凝析油泄漏或油气积聚的场所应按照规范设置可燃气体浓度监测报警装置，以便及时发现事故隐患。

5.8.5.4 管线事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集油管线敷设前，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。

（2）在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。

（3）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。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）完善管线两端井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

（6）在管线运营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行超声检查，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。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

（8）严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

（10）建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.8.5.5 硫化氢泄漏的监控与预防措施

（1）硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》（SY6277-2005）和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐做法》（SY/T6137-2005）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢检测仪第 1 级预警阈值应设置为 15mg/m^3（或 10ppm），第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m^3（或 20ppm），进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携带硫化氢检测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 15mg/m^3（或 10ppm）时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 30mg/m^3（或 20ppm）时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 150mg/m^3（或 100ppm）时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

（2）预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

①为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

②应特别注意低洼的工作区域，比如油气泄漏点，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m^3（100ppm）]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

5.8.5.6 与交叉管线风险防范措施

与其他管道并行、交叉应符合相关规定的要求，并征得相关管理部门同意，采取一定的管道保护措施。与已建管道的并行间距一般不应小于 6m；对于受限制的地段，考虑保护措施及周边限制因素情况，并行间距可小于 6m，管道并行交叉段施工考虑如下工程措施：

（1）在并行已建管道敷设且利用已建管道伴行路时，本项目选择在伴行路另一侧，避免施工时占压已建管道；

（2）并行管段管道施工时，管沟开挖土石方堆放在已建管道侧，防止施工机具频繁碾压已建管道；

（3）与已建管线并行、交叉段施工前与管道管理单位充分沟通，并确定管道位置，除采取必要的支护、保护等安全措施外，应采用连续施工的作业方式尽快完

成管道组焊，同时应及时回填，尽量减少原有管线的暴露时间以及对已建管线的影响；

（4）管道交叉位置的管沟，采用人工开挖，尽可能保护原有管线防腐层，交叉段管沟回填前对已建管道进行电火花检漏，如有破损修复后再进行回填管沟，确保已建管道的防腐层完成，保证管道本体的安全；

（5）交叉段管道尽量采用弹性敷设通过，管道交叉处设置交叉桩或警示牌，并标明管道埋设深度；

（6）管道并行、交叉处阴极保护设置，考虑管道间的相互影响，进行优化设计；

（7）并行已建管道段管道施工对已建管道防护设施破坏时，需根据现场地形地貌情况对已建管道和新建管道统一考虑防护措施，防护措施需征求已建管道管理单位意见并认可。

5.8.5.7 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

（2）加强干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

（4）本工程实施后，将本工程相关工程纳入各采油厂环境风险应急预案中。

（5）需建立风险隐患排查台账，做到“月度自查、季度抽查”，对问题及时整改。

5.8.5.8 应急联动

本项目位于阿克苏地区沙雅县与和田地区民丰县，属于现有塔中采油气管理区塔中I号气田内的改扩建项目，建设单位应根据项目区域各油气管道规划建设情况，

推动建立环境风险应急联防联控体系，应急预案应进行有效的衔接，应急资源共享，建议区域应急体系从以下几个方面开展。

（1）本项目区规划建设油气管道相对集中，空间范围适宜构建专业联防联控体系，便于应急设施在短时间内到达事故现场，为事故应急节约宝贵时间。

（2）整合现有应急资源，建立区域联动协调机制，加强与沿线相关油田公司、消防、公安、安全等部门的沟通和联系，加强交流与合作，不断提高应急队伍素质，也能为应急联防联控机制节约资源。

（3）与当地政府形成应急预案的联络和联动，建立站场、相关油田公司、消防、公安、环保、卫生等部门联动机制，开展联合演练，提高装备水平。

（4）本项目还应建立本单位与国家及地方相关机构用于应急响应的电话网络和传真网络，确保应急状态下信息传递畅通，在风险事故下，及时向当地政府应急办报告，请求企地联动，启动地方政府突发事件应急预案，请求地方关系协调、消防支援、交通管制、环境监测、人员疏散。应急电话网络和传真网络信息的更新要及时，并以附件的形式附在预案的后面，并保存在各级应急指挥系统内。

5.8.5.9 环境风险应急处置措施

井喷失控事故应急措施

（1）伴有硫化氢、甲烷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，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

（2）引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）遇险人员应急撤离条件：

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人民生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中硫化氢、甲烷浓度较高，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人民生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人民生命安全时。

泄漏的应急措施

（1）井场泄漏处置

1）伴有硫化氢、甲烷等有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，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对于泄漏的凝析油进行有效防护或转移至安全处，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至应急池或应急罐；

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，采取用砂石填埋、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、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对周围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。

⑨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；

⑩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，应立即切断火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（2）管道泄漏处置

1）管道破裂泄漏时：

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤凝析油管道泄漏凝析油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

2）管道泄漏引发火灾、爆炸时：

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

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；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥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；

⑦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检测；

⑧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；

⑨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；

⑩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；

⑪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。

5.8.5.10 风险应急预案

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田塔中采油气管理区已编制环境风险应急预案并备案（备案编号 653200-2025-271-L），设置了环境风险事故应急监测系统等，本工程建成后，应及时修订、更新现有应急预案。本工程建成后，应对油田现有应急预案进行修订、更新，将本工程纳入塔中采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，并定期开展演练，发生事故立即启动。

结合企业实际，拟建工程事故应急预案的主要内容见表 5.8-8。

表 5.8-8　　事故应急预案

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	确定井场、管线等为重点防护单元
2	应急组织机构、人员	设立应急救援指挥部
3	预案分级响应条件	可分为井场突发事故处理预案、管线突发事故处理预案等。
4	应急救援保障	每座井场配备手提式磷酸铵盐干粉灭火器 6 具、灭火器箱 3 具等；管理区二级应急物资库配备正压式呼吸器 10 套、毛毡 100 张、吸油棉 3 袋、围油绳 500 米等。
5	报警、通讯联络方式	常用应急电话号码：急救中心：120，消防大队：119。由生产部负责事故现场的联络和对外联系，以及人员疏散和道路管制等工作。
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	委托当地环保监测站进行应急环境监测，化验室主任负责协助进行毒物的清洗、消毒等工作。设立事故应急抢险队。
7	应急监测、防护措施、清除泄漏措施和器材	井场站场设置可燃气体浓度检测报警装置、管线两端设置截断阀、安全阀，加强巡视，配备足够的应急设施。
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	当发生泄漏时，应通知附近的村庄撤离、疏散，特别是紧急撤离半径内的村庄进行撤离，同时设立医疗救护队，对事故中受伤人员实施医疗救助、转移，同时负责救援行动中人员、器材、物资的运输工作。由办公室主任负责，各部门抽调人员组成。
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	当事故无法控制和处理时，生产部门应采取果断措施，实施全厂紧急停车，待事故消除后恢复生产。
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练。
11	公众教育和信息	对项目邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息。

5.8.6 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括凝析油、天然气、硫化氢。可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、变压器油泄漏、管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明

火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏以及变压器油泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦，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；当泄漏事故发生时，及时采取措施、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。因此，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；塔中采油气管理区已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取应急措施。

本工程环境风险简单分析内容见表 5.8-9。

表 5.8-9　　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔里木塔中 I 号气田中古 10 断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县、和田地区民丰县			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质：凝析油、天然气、硫化氢。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、变压器油泄漏、管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。			
风险防范措施要求	制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； 定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测； 制定环境风险应急预案，定期演练。 设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施。			
结论：本工程所涉及的危险物质包括凝析油、天然气、硫化氢。可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、变压器油泄漏、管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏以及变压器油泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦，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；当泄漏事故发生时，及时采取措施、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。因此，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；塔中采油气管理区已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取应急措施。				

6. 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 井场工程生态环境保护措施

（1）对井场永久性占地合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域，严格按照有关规定办理建设用地审批手续；对永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量。

（2）对工程占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。站场施工在开挖地表、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）加强工程区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

（4）严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

（5）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.1.1.2 管线工程生态保护措施

（1）本项目管线占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

（2）管线施工作业宽度应控制在征地红线内，注意避让地表柽柳等稀疏植被。

（3）合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

（4）管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（5）管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，

并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

（6）严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

（7）施工期充分利用现有油气田道路，尽可能减少临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

（8）加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

（9）结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

（10）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。项目结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

（11）施工结束后恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，减少水土流失。

6.1.1.3 评价区植被的生态保护措施

（1）生态避让

1）合理选择管线走向，应避开高大沙丘及南疆沙蜥洞穴等，减少对区域特有物种及其生境的生态扰动。

2）井场建设选址尽量少占沙生植被及柽柳沙堆。同时，严格控制占地面积，以减少扰动范围。

3）管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。

（2）生态防护

1）管线施工范围应严格限制在征地红线范围内。施工机械和车辆应严格按规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

2）在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理

上对施工作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

3）注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

4）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。

5）施工中应严格按照环境管理要求，土方作业应避开大风天气；土石方堆放时，应避让柽柳沙堆等，减少对沙漠植被的破坏；施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等。

6）尽量减少对动植物的伤害和生境占用。工程建设区域如发现重点保护野生植物、特有物种等，需进行就地或迁地保护，并加强观测，具备移栽条件、长势较好的尽量全部移栽。

（3）生态恢复

1）工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任；

2）在施工区域局部有植被分布，须先将原表层土集中分层堆放，待施工完毕后，在临时占地区域对地表土层进行恢复，达到植被生长所需生境；

3）施工占地区域土层上部的保护层稳态发生变化，加之区域风力、水力作用较大，土质极易流失，应在临时占地区域进行平整压实，以避免区域生态环境恶化；

4）项目用地扰动区域须保护区域生态系统，并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复，减少项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

（4）生态补偿本项目占地类型为沙地，占地范围内几乎无植被覆盖，合理地避让后，无需生态补偿。

6.1.1.4 野生动物的生态保护措施

（1）在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

（2）工程建设区域如发现重点保护野生动物的，须及时保护其生境不被破坏，

并重新提出相应优化工程施工方案及运行方式，实施物种救护，划定生境保护区域，开展生境保护和修复，构建活动廊道或建设食源地等。

（3）工程建设过程中应防止施工噪声、灯光等对动物造成不利影响，高噪声及强光区域应做降噪遮光等防护措施。

6.1.1.5 自然景观保护措施

本项目位于油气田开发区，以沙漠景观为主。沙漠生态系统稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。油气田开发建设后，其原始的流动沙地背景变成了以油气生产设施、道路等共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

从整体上看，荒漠拼块虽然出现破碎化的倾向，但总体上连通程度仍然维持了较好的状态，仍是区域的景观模地。但如果任凭油气田建筑和道路的景观发展，不进行生态治理和保护，也将会使生态环境的演变发生逆转，破坏原有生态环境的稳定性。因此，在项目建设的过程中，必须采取相应的景观保护措施，以保证减缓和避免生态环境恶化的趋势。

（1）对现有的自然资源，包括植被，直至现有的地形、地貌等都要尽可能地加以保护。

（2）在管线的选线、敷设过程中，合理地规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，减缓对原始自然景观的破坏。

（3）严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程和绿化措施，使油气田开发与周围景观环境协调发展。

6.1.1.6 严格实施防沙治沙措施

根据《中华人民共和国防沙治沙法》《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。本项目环评对针对土地沙化现状、分析了项目实施对周边沙化土地的影响，本项目在建设过程中执

行以下防沙治沙措施：

（1）严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。严格遵守油气田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开拓路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。

（2）井场永久占地范围采用戈壁土+砾石压实铺垫；管线临时占地应在满足施工要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

（3）优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

（4）管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（5）粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

（6）施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

施工部署如下：

1）技术准备

①确保管道回填完成，埋深及外防腐层检测完成。

②熟悉及审查设计图纸及有关资料；

③编制施工方案，明确提出施工的范围和质量标准，并制定合理施工工期，施工方案编写完毕，并经各方审核、批准且对施工人员进行交底。

2）施工要求

①整平边坡，清除坡面松土、石屑、植物残根等。

②根据施工图纸，测量放出坡脚线，平台控制点等。并在坡面上挂线或石灰打线放出 1m×1m 的正方形方格网，方格网与坡脚线成 45 度（或 135 度）的角。

③利用大型拖拉机配合倒运芦苇材料。

④植草制备：选用芦苇在扎制前要碾压，目标是将管状的植草压劈，改变为柔性材料。扎制前将材料切成 40～50cm 长的段，整齐堆放。

6.1.1.7 水土流失防治措施

本项目区域气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，属于典型沙漠生态系统。由于区域干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在区域进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治以工程措施为主。

根据水土流失防治分区，在现场调查基础上，针对本项目施工建设活动引发水土流失的特点和造成危害程度，采取有效的防治措施，合理安排施工进度，按照与主体工程相衔接的原则，对不同区域新增水土流失部位进行对位治理，通过分析评价主体工程已经实施的措施、存在问题等，优化并补充完善工程防治措施、临时防护措施，形成一个综合防治措施体系。

（1）工程防治措施

1）井场工程区

井场工程区施工活动主要表现在由于场地平整及堆垫，扰动原地貌，增加了施工区的水土流失强度。主体设计已有砾石压盖措施；方案补充场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

2）管道工程区

管道工程区主要是管沟开挖及管道施工对地面的破坏，主体设计需采取防护措施，方案补充场地平整、彩条旗拦挡、防尘网苫盖和洒水降尘措施。

（2）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

1）项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机

械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

2）施工时，在有植被分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免强行开辟新路，以减少风沙活动。在施工过程中，不得随意碾压项目区内其他固沙植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。

3）施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场。避免在大风、雨天施工。施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作。井场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。

4）严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

5）加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

6）加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

7）对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

6.1.1.8 其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，以便沙地表面生态结皮层后期自然恢复。

（2）加强施工期环境监理，委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。监理的重点内容是：施工过程中表土分层堆放，施工结束后的草方格布置情况，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。生态监理要求应落实在管线和站场工程项目承包招标书中。

综上所述，本项目在施工期采取的生态环境影响减缓措施可行。

6.1.1.9 生态保护工程的技术和经济可行性

本项目永久占地主要为沙地，征用的土地需按照自然资源部门的相关规定，支

付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。本项目施工期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失，抑制荒漠化发展起到了一定的积极作用。

——对油气田的永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

——按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，油气田内管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设。以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

——施工作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，若无原有公路，严格执行先修路，后开钻的原则进行。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

——施工机械不得在规定范围以外行驶和作业，保持地表不被扰动。

——施工作业结束后，应考虑防风固沙。

——在道路边、油气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护作业区生态环境的意识。管道施工通常只有几个月，施工结束后受损植被可逐渐恢复，采取一些人工恢复措施后，受损生物量基本可以全部恢复。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。在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，项目的生态保护措施是可行的

6.1.2 运营期生态保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，建设单位负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

（2）生态恢复措施

①井场、管线施工完成后，对施工迹地进行场地平整与地貌恢复，在井场及周边实施砾石覆盖等生态恢复措施。

②对临时占地区域及时开展地表复垦，恢复原地貌形态及土壤结构。

③对易受风蚀影响的裸露地表铺设砾石层，有效降低风蚀作用对土壤的破坏。

④在施工结束后清除征地范围外硬化地表，恢复原有土地功能。

⑤建立泄漏应急响应机制，对事故性落地油实施快速清理与无害化处置，防止油污扩散污染土壤及植被。

⑥加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，定期巡检管线周边区域，及时修复受损地表覆盖层。

通过采取以上措施，本项目井场永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。

6.1.3 退役期生态保护措施

6.1.3.1 生态保护措施

随着油井开采时间的延长，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。

（1）严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和施工废料等由建设单位进行回收处置。

（2）对完成开采的废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

（3）保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

（4）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。

（5）通过宣传教育的形式，使施工工作人员对在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁

随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

（6）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。

6.1.3.2 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：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。根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T317-2018）中生态恢复要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，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。

③土地利用需符合用地指标政策。合理确定井场场址、管网等建设占地规模。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围本项目新建井场的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戈壁土+砾石覆盖，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

新建各类管线 45.5km，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

管道施工作业带宽度控制在征地红线范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，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。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，因地制宜进行植被恢复。项目区域地处塔克拉玛干沙漠腹地，地表原生背景下基本无植被，因此项目临时占地区域植被恢复以自然恢复为主，无需盲目栽种植被，重点做好草方格维护及沙漠植被立地条件恢复。不得使用外来有害物种进行场地植被恢复。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。运营期要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

针对项目可能发生的地下水污染，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、应急响应全阶段进行控制。

源头控制：主要包括在工艺、管道、设备、污水产生及储存构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

分区防治：结合建设场区生产设备、管道、污染物储存等布局，实行重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区防渗措施有区别的防渗原则。主要包括生产区地面和设备的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施；

污染监控体系：实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测

制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制；

应急响应：包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

6.2.1.1 源头控制措施

（1）禁止使用列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的设备，或列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备。采取节水措施，提高水的重复利用率：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。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。

（2）污染物防控措施

①禁止沿途倾倒、排放废水。

②拟建项目采用水基钻井液，并采用泥浆不落地工艺，钻井废水随钻井固废一同委托专业单位综合处置，不直接外排。设计、施工时对泥浆储存、收集、处理、排放设备等应采用优质、稳定、成熟的产品，做好质量检查、验收工作，防止设备破损和“跑、冒、滴、漏”现象。

③管道采取防腐+保温措施，具有较强的耐化学腐蚀性能、耐温耐压性能好，粘结力强并具有良好的韧性等性质。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。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏，有效地减小管线腐蚀穿孔造成地下水污染的情况。

（3）其他

①标准化建设，具备监控系统，管理区工作人员在调度中心能根据计算机演算结果、压力数据变化等，确定管道是否泄漏，当风险发生时，立即停输，使泄漏量降低到最小。

②表层套管的固井水泥必须返高至地面，防止浅层含水层受到钻井泥浆污染。完井后固井水泥必须返高至地面，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

③井的设计、建造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。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、原油泄漏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。保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.2.1.2 过程防控措施

（1）防渗措施

建设单位须做好场区分区防渗措施。按不同防渗区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、危废贮存点等划分为重点防渗区，柴油发电机油罐区为一般防渗区，采取相应的防渗措施可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表 6.2-1。

表 6. 2-1　分区防渗方案

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台等	重点防渗	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB18598 执行
危废贮存点	重点防渗	GB18597-2023
柴油发电机油罐区	一般防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s，或参照 GB16889 执行

（2）严格按照操作规程施工，提高固井质量，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。加强施工管理，发现问题及时解决。

（3）钻井架底座表面应有导流槽，保证钻井废水全部入泥浆不落地装置中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

在落实以上废水处理措施的情况下，施工期不会对地下水产生影响，措施可行。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国生态环境法典》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响较小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.2.2.1 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、站场、管道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，尽量减少地下水污染。

①采出水输送至塔三联合站污水处理系统处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排。

②定期对井场、站场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的集输管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

④生产井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并

及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.2.2.2 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本项目不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6.2-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.2-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.2-3），提出防渗技术要求。

表 6.2-1　　污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 6.2-2　　天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土的防污性能
强	岩（土）层单层厚度 Mb≧1.0m，渗透系数 K≦1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 0.5m≦Mb<1.0m，渗透系数 K≦1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定；岩（土）层单层厚度 Mb≧1.0m，渗透系数 1×10^{-6}cm/s<K≦1×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.2-3　　地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照
	中-强	难		

	弱	易		GB18598 执行
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m，$K \leq 1\times10^{-7}$cm/s，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及 COD、盐分等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区和简单防渗区。具体划分方案如下：

表 6.2-4　　项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般防渗区	井口区、阀组底座	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
简单防渗区	撬装设备间	简单硬化

6.2.2.3 管道刺漏防范措施

（1）各井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

（2）在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

（3）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；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，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

（4）一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.2.4 地下水环境监测与管理

根据本项目特点建立和完善区域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，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023），结合工程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，三级评价的建设项目一般需在建设项目下游设置 1 个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井。根据区域水文地质条件，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）

《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248—2022），本项目监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6-2-5。

表 6.2-5 地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	地下水下游	孔隙潜水/单管单层	地下水环境影响跟踪监测井	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	耗氧量、氨氮、石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃(C_{10}-C_{40})、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并按相关规定进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作高效有序运行，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

预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，建设单位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。

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相关部门，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，如监测频率由每年 2 次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.2.5 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

制订地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入塔中采油气管理区应急预案中。

（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，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本项目运营期采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，采油设备拆除区域地面铺设HDPE 防渗膜，防止污油进入外环境，对周围水环境影响较小。

气井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃井封堵，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，污染地下水环境。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为酸化压裂返排液、管线试压废水和生活污水。

（1）钻井废水

①钻井过程采用水基钻井液。

②钻井废水在井场固液分离，上清液排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，循环使用，不外排。

③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。钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

（2）酸化压裂返排液

本项目酸化压裂返排液采用专用罐收集，作为二次改造液综合利用，不能综合利用的，依托塔三联合站、塔中油田钻试修废弃物环保处理站等站场处理。

（3）试压废水

本项目管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压废水水质相对简单，以悬浮物为主，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。因此，本项目管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

（4）生活污水

施工期生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县污水处理厂处理。不外排。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

根据工程分析，本项目建成后无新增定员，不新增生活污水，井场采出水依托塔三联合站污水处理系统处理达标后回注，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，依托塔三联合站、塔中油田钻试修废弃物环保处理站等站场处理。

对营运期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在正常状况下，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在；在非正常状况下，应及时采取水污染应急控制措施。

在采取以上措施，本项目运营期废水均能妥善处置，不外排。措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，措施可行。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

（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）施工产生的废水和固废不得随意抛洒丢弃，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）工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地进行平整。

本项目施工期土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区，防止采出液泄漏；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，管线工程按照一定比例设置截断阀；通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应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，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，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项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

（1）《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，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）退役期地下集输管道维持现状，避免因开挖管道对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留采出液，管道两端使用盲板封堵。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

6.5.1.1 钻井废气

（1）钻井期间优先使用网电，将柴油机作为备用。定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可以降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

（2）钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

（3）钻井期间，硫化氢安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

（4）井场内严禁燃烧可能产生浓重烟雾或刺鼻臭味的材料。

（5）井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

（6）针对油藏含硫化氢特征，钻井过程中目的层钻进安装剪切闸板，完井期间安装钻采一体化四通，以减少硫化氢的无组织挥发。

（7）钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故，致使硫化氢泄漏。

6.5.1.2 施工扬尘

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛撒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

（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）；建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施，并定期洒水抑尘。

（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，在满足工程需求的前提下，优先规划远离村庄的施工便道和物料运输路线，如无法避绕运输车辆应以中、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，同时作业处用防尘网覆盖。

（7）加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

以上扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.5.1.3 焊接烟气、机械设备和车辆废气

（1）焊接作业时使用无毒低尘焊条。

（2）加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

从源头减少设备和车辆废气及焊接烟气对环境的影响，措施是可行的。

6.5.1.4 储层改造废气

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。同时控制酸化压裂作业时间，减少酸化液和废酸化返排液在井场的存留时间。

6.5.1.5 测试放喷废气

（1）放喷期间油气经分离器分离，凝析油进入罐储存，分出的气体燃烧放空。

（2）采用防喷器组(环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

（3）放喷时间应尽量安排在白天、主导风向的下风向进行，并避开静风、逆温等不利气象条件。

由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

综上，以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，废气影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

本项目运营期的废气排放源主要为井场及站场排放的无组织废气以及温室气体等。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

（2）采用了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。

（3）定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

（4）加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

（5）结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)要求，本项目对无组织废气非甲烷总烃监测和管控提出如下要求：

①监测要求，建立监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果；对于设备与管线组件泄漏，监测采样和测定方法按 HJ733 的规定执行。

②管控要求，定期对设备与管线组件的密封点进行 VOC_S 泄漏检测，对设备与管线组件的密封点进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。阀门至少每 6 个月检测一次，法兰至少每 12 个月检测一次。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识，并紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 3 年。

（6）进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

（7）温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3 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。

综上所述，采取的大气环境保护措施是可行的。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

在井场高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声。主要隔声减噪措施包括：

（1）泥浆泵做好基础减振，临时启用柴油发电机时，应采取基础减振；

（2）定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备；

（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；

（4）合理安排施工场地：避免高噪声设备过于集中。

（5）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，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低。

（6）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。

（7）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。

（8）运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要选择合适的时间路线进行运输，施工运输车辆在驶经村庄时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

（9）管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内。

本项目施工期是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响，保护措施切实可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

运营期噪声源主要包括井场采油树等机泵产生的噪声。采取的降噪措施如下：

（1）对噪声源强度较大的设备采取基础减振等降噪措施，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。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

（3）设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

综上，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

（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。

综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

6.7.1.1 钻井废弃物处理措施

严格执行《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）标准等相关要求。废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值要求，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼，检测不合格固相清运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值要求后再进行综合利用；废弃磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相清运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值要求，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。

6.7.1.2 危险废物处理措施

本项目钻井期间危废产生量较小，定期由有危废处置资质的单位进行处置，可满足要求。

废烧碱包装袋和废防渗材料严禁随意丢弃。钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的含油废物，含油废物收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的 3/4。危险废物必须由具有资质的机构或生态环境主管部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.7.1.3 其他固体废物处理措施

施工期施工人员产生的生活垃圾现场集中收集后清运至塔中固废场。管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料等废料，属于一般工业固体废物，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运塔中固废填埋场进行处置。

综上，本项目施工期采取的固废污染防治措施可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，回收后的落地油使用专用桶收集后由有危废处置资质单位接收处置，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。废防渗材料和废润滑油主要在修井作业和机修维修过程中产生，施工作业结束后，废润滑油、废弃的含油防渗布及废油桶集中收集，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（1）危险废物收集

塔中采油气管理区严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》相关要求对含油废物进行收集和管理。危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位运输、处置。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。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。

c．材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

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。

图 6.7-3　危险废物类别标识示意图

图 6.7-4　危险废物相关信息标签

（2）危险废物贮存

本项目运营期新建井场内不设置危险废物临时贮存设施，依托联站内已建危废贮存设施，危废暂存设施建设满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），并定期委托有资质单位进行处置。

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、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。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

（3）危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令第 344 号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①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》填写、运行危险废物电子转移联单，实施危险废物转移全过程控制。

②废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，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了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

（4）危废运输要求

本项目产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位采用专用运输车辆进行运输，按要求填写危险废物的收集记录、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。并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

（5）危废委托处置

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本项目运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本项目运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

塔中采油气管理区要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。本项目运营期环境管理要求见表 6.7-1。

表 6.7-1 运营期固体废物环境管理重点要求

项目	防治措施/设施
固体废物暂存	依托已建危废贮存设施，固废规范收集暂存，及时清运并做好台账管理。
固体废物运输、处置	委托有资质的单位运输、处置，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）及《危险废物转移管理办法》中的相关要求，防止有毒有害物质渗漏泄漏造成土壤和地下水污染。
环境应急设施	按照环境风险应急预案进行环境风险应急管理，配备环境风险应急物资，采取环境风险防范措施，加强突发环境事故应急系统维护、管理。
制定危险废物运行管理计划	产生危险废物的单位，应当按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则）》（HJ 1259—2022）中 4.3 规定的分类管理要求，制定危险废物管理计划，内容应当包括减少危险废物产生量和降低危险废物危害性的措施以及危险废物贮存、利用、处置措施；建立危险废物管理台账，如实记录危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关信息；通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门备案危险废物管理计划。
危险废物管理台账	根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则）》（HJ 1259—2022），建设单位应建立环境管理台账制度，落实环境管理台账记录的责任部门和责任人，明确工作职责，包括台账的记录、整理、维护和管理等。环境管理台账应包括基本信息、接收固体废物信息、生产设施运行管理信息、污染防治设施运行管理信息、监测记录信息及其他环境管理信息等。
危险废物申报	定期通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

本项目运营期采取的固体废物处置措施可行。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生地面废弃设备和废弃建筑残渣，地面废弃设备首先考虑回收利用，不可利用的，不含油固废及废弃建筑残渣依托周边工业固废填埋场处置，含油危废由有危废处置资质的单位无害化处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

类比塔里木油田现有退役井采取的固体废物处置措施，本项目退役期采取的固体废物处置措施可行。

7. 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本项目实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH_4 逃逸排放、CH_4 回收利用量、CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

本项目不新增加热炉，不核算该部分产生的 CO_2 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

本项目运行期不涉及火炬燃烧排放，不核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设

备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目不涉及工艺部分放空排放，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4）CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目井场和阀组法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5）CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4。CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本项目未实施放空废气中的甲烷回收利用。

（6）CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2。CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

本项目实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2，因此该部分回收利用量均为 0。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本项目生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1　　二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	CH_4 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH_4	无组织
2	净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量	电力隐含排放	CO_2	-

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

本项目碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2　核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔里木塔中 I 号气田中古 10 断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整	包括油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： （1）CH_4 逃逸排放 （2）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

本项目涉及火炬燃烧排放、CH_4 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量。具体核算过程如下：

（1）CH_4 逃逸排放

本项目运营期 CH_4 逃逸排放主要来自原油开采过程中井口装置逃逸排放的 CH_4。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH_4 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j \left(Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}\right) + \sum_j \left(Num_{gas,j} \times EF_{gas,j}\right)$$

式中：$E_{CH4_开采逃逸}$——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

j——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）；

$Num_{gas,j}$——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）。

本项目开采逃逸的CH_4 为：

$$E_{CH4-开采逃逸}=Num_{gas，井口装置}\times EF_{gas，井口装置}$$

$$=29\times 2.5tCH_4$$

$$=72.5tCH_4$$

根据表中参数，结合公式计算可知，本项目新建井场 11 座，老井利用 18 座，甲烷逃逸排放 72.5t，折算成 CO_2 排放量为 72.5×21=1522.5t。

（2）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2_净电}=AD_{电力}\times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO2-净电}$——企业净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$AD_{电力}$——企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$——电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh。

b.净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热}=AD_{热力}\times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO2-净热}$——企业净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$AD_{热力}$——企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$——热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ。

②计算结果

本项目生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 7265MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO_2/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 4846.48t。

（4）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，报告主体的温室气体（GHG）排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_s \left(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸}\right)_s - R_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热}$$

式中：E_{GHG}——温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{CO2-燃烧}$——企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$E_{GHG-火炬}$——企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-工艺}$——企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-逃逸}$——企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

s——企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH4-回收}$——企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4}——CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势（GWP）值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH4} 等于 21；

$R_{CO2-回收}$——企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-净电}$——企业净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-净热}$——企业净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式 7.1-4 所示。

表 7.1-4　CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO_2）	占比（%）
本项目	燃料燃烧 CO_2 排放	0	0
	火炬燃烧排放	0	0
	工艺放空排放	0	0
	CH_4 逃逸排放	1522.5	23.9
	CH_4 回收利用量	0	0
	$C0_2$ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	4846.48	76.1

	合计	6368.98	100

由上表 7.1-4 分析可知，本项目 CO_2 总排放量为 6368.98t。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

本项目井场、站场属于无人值守站场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场、站场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量，同时加强工艺系统的优化管理。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

本项目在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO_2 排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3 减污降碳管理措施

塔里木油田分公司塔中采油气管理区建立碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 温室气体排放评价结论

7.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO_2 总排放量为 6368.98 吨。在工艺技术、节能设备 和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目 CO_2 排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放建议

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平。

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量。

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境效益分析

本项目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。

8.1.1 施工期环境效益

施工期对环境造成的直接影响主要表现在：

（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）施工期产生的污染物造成环境损失。

本项目施工期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以及农田土壤结构发生变化可能导致农田减产。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。

本项目建设期短，不涉及当地居民搬迁，无弃土工程，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。在施工期间，严格控制占地。占用公益林，建设单位须按照林草管理办法办理相关用地手续后方可开工，开挖管沟在满足施工要求的前提下缩短施工作业范围，严格按照林草部门的要求对占用重点公益林采取相应补偿措施。因此，在正常情况下，施工期产生的污染物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。

8.1.2 运营期环境效益

（1）废气

本项目运营期采用密闭集输工艺，事故状态下去往井场、站场火炬放空燃烧处理，减少烃类物质的挥发，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

（2）废水

本项目运营期废水包括采出水、井下作业废水。采出水进入塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理。

（3）固体废弃物

本项目产生的落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油等属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

本项目运营期采取各项环保措施后，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。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地削减。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，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.3 退役期环境效益

本项目退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。在落实以上环保措施后，退役期的环境影响可接受。

8.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

同时，油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

因此本项目具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

本项目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。

本项目总投资为 42578 万元，其中环保投资 524 万元，占总投资 1.23%。估算见表 9.5-1。

8.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于井场、站场建设、敷设管线需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。同时在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，在实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9. 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构与职责

本项目日常环境管理工作纳入塔中采油气管理区现有 QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了塔中采油气管理区开发部 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

9.1.3 环境管理职责

（1）塔中采油气管理区质量健康安全环保部是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

（2）贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制定环境保护规章制度；

（3）分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

（4）监督、检查采油气管理区生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

（5）组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

（6）组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

（7）组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

（8）组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收。

9.1.4 环境管理任务

9.1.4.1 施工期环境管理任务

（1）建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

（2）工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

（3）实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业对生态造成的破坏降到最低限度。

（4）工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

9.1.4.2 运营期的环境管理任务

（1）本项目运行期的 QHSE 管理体系纳入塔中采油气管理区 QHSE 系统统一管理。

（2）协助进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

（3）负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

（4）编制各种突发事故的应急计划。

（5）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

（6）强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

（7）参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4.3 退役期的环境管理任务

根据油田开发规律，一般生产设施设备在投产运行一定周期后，不可避免的面临停产、设备报废等过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须 对报废设施采取安全、环境友好的处置方式。对于报废管线应及时回收，并采取措施不得造成管线内含油物质的外溢污染。永久建筑在开发结束停用后进行拆除，设备收回，恢复原地貌。

9.1.5 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 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分别对施工期和运营期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1　　本项目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，施工现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		动物	加强施工人员的管理，严禁对野生动物的捕猎等		
		植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被		
		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，做好防护措施等		
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
	污染防治	废气	避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量；加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料；焊接作业时使用无毒低尘焊条；使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间，同时控制酸化压裂作业时间，减少酸化液和废酸化返排液在井场的存留时间；放喷期间油气经分离器分离，凝析油进入罐储存，分出的气体燃烧放空；		
		废水	钻井废水按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，不外排；试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；施工人员生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县污水处理厂处理；		
施	污	固体废物	施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置；废弃膨润土泥浆及钻井岩	施工单	建设单位

工期	染防治		屑经不落地收集系统收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值要求（含油率＜0.45%），可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；废弃磺化泥浆及钻井岩屑拉运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理；	位、环境监理单位及建设单位	环保部门及当地生态环境主管部门
		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	废水	采出水随采出液一起通过管线送至塔三联采出水处理系统处理进行处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废气	密闭集输		
		固体废弃物	落地油、废防渗材料、废油桶由有危废处置资质单位接收处置；		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险		事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
	生态保护		在道路边、生态保护红线区、重点公益林和天然林油等处，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
退役期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	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部门
		固体废物	废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置		
		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		退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；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		

9.1.6 环境监理

本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.7 环境影响后评价

根据《建设项目环境影响后评价管理办法(试行）》（环境保护部 部令第 37 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》（新环发〔2018〕133 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，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，须组织开展环境影响后评价工作。

本项目实施后，区域井场、站场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以区块为单位继续开展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，不断完善和提高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接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8 排污许可

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》(HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》(环办环评〔2017〕84 号），本项目应纳入塔里木油田分公司塔中采油气管理区排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020）中其他排放控制要求，同时塔中采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区沙雅县、和田地区民丰县境内

主要产品及规模：①钻井部分：新钻采气井 10 口（8 口定向井：中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 102-19X 井、中古 46-6X 井、中古 46-7X 井、中古 46-8X 井、中古 46-9X 井；2 口侧钻井：中古 45-H2C 井、中古 102-H11C）。②老井利用 18 口（中古 10-2XC、中古 10-H3C、中古 102-H1、中古 102-H2、中古 102-3X、中古 3C、中古 102-5X、中古 45-H2、中古 45-H12、中古 43-3X、中古 43-7C、中古 43、中古 43-H2、中古 43-6X、中古 43-H4C、中古 43-1、中古 43-9、中古 106-H4、）。③集输部分：新建标准化采气井场 11 座（中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 102-19X 井、中古 46-6X 井、中古 46-7X 井、中古 46-8X 井、中古 46-9X 井、中古 102-H11C、中古 45-14X、中古 43-10X），井场主要设备包括空气源热泵（空气源热泵+利旧加热炉）、放空火炬、自动点火装置等；中古 102-19X 井标准化井场中新增 1 套计量阀组。新建单井采气管线 DN80 10MPa 柔性复合高压输送管 32.9km；新建阀组高压集气管线 DN100 10MPa 柔性复合高压输送管 0.5km；新建阀组低压集气管线 DN100 6.4MPa 柔性复合高压输送管 6.5km。④气举部分：新建气举井场 6 座（中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 45-H2C 井、中古 45-14X、中古 43-10X），井场主要设备包括流量计、调节阀等）；新建单井气举管线 DN50 16MPa 材质 L245NS 5.6km。⑤改扩建部分：在已建单井井场（中古 102-H2 井）新建 4 井式阀组 1 座，设计压力 10MPa。在已建单井井场（中古 45-H12 井）新建 5 井式阀组 1 座，设计压力 10MPa；在 5 号集气站新建 2 井式进站阀组 1 座，设计压力 10MPa。在已建单井井场（中古 45-H12 井）新建 4 式气举阀组 1 座。⑥辅助配套部分：新建 35kV 架空线 28.33km。新建 35/0.4kV 160kVA 变压器 11 座；新建 35/0.4kV 2000kVA 变压器 1 座，新建通信光缆线路 GYTA-53-12B1.3 型 12 芯光缆，全长 28.4km。⑦配套建设水、电、信、控等工程。

（2）排污信息

本项目污染物排放标准见“2.4.3 污染物排放标准”章节。

本项目污染物排放量情况见表 3.4-10。

本项目污染物总量控制指标情况见“3.4.8 污染物总量控制分析”章节。

（3）环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见塔里木油田分公司塔中采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

本项目环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：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。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；塔中采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令 第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-1。

表 9.3-1 污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	NMHC	1.092	1.092	大气
			硫化氢	0.00003	0.00003	
废水	采出水		废水量	2.9×10^4	0	采出水输送至塔三联合站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排
	井下作业废水		井下作业废水	1024.704	0	井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
						至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排
固体废物	井场作业	落地油	-	0.3	0	委托有危险废物资质单位处理
	井场作业	废防渗材料	-	3	0	
	采油环节和集输与处理环节	废油桶		1	0	
		废润滑油		0.5	0	
噪声	采气树、空气源热泵	机械噪声	-	80-90dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废气、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。本项目的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610－2016）、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划。本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 运营期环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目	备注	执行标准
噪声	代表性井场、站场厂界	1 次/季度	竣工环保验收后开始	连续等效 A 声级（dB）	污染源监测	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准
土壤	代表性井场外	1 次/5 年		石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）汞、砷、六价铬	环境质量监测	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）
地下水	项目场地、上、下游各设置 1 个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井。	每半年一次。发生事故时加大取样频率		石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬等。	环境质量监测	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的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
生态	代表性井场	1 次/5 年		生态恢复情况	环境质量监测	-

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

9.5 环保设施“三同时”验收

9.5.1 环境工程设计

（1）必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，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）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

9.5.2 环境设施验收建议

（1）验收范围

①与项目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。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

（2）验收条件

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（自 2017 年 10 月 1 日施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

（3）建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

本项目“三同时”验收一览表见 9.5-1。

表 9.5-1 “三同时”竣工环保验收方案一览表（建议）

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资（万元）	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	5	--
	2	施工机械及运输车辆尾气和焊接烟气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行，焊接使用无毒低尘焊条	--	5	--
	3	储层改造废气	采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放	--	--	--
	4	放喷废气	试放喷期间分离出的天然气经管线引至放喷池点燃	--	5	--
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后用于洒水抑尘	--	--	--
	2	钻井废水	钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用	不外排	--	--
	3	施工期生活污水	生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县污水处理厂处理	不外排	2	--
	4	酸化压裂废水	酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对塔中区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至塔三联合站处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。	不外排	10	--
噪声	1	钻机、吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	--	--	--
固废	1	废弃膨润土泥浆及钻井岩屑	经不落地收集系统收集后排入岩屑池，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫	妥善处置	50	--
	2	废弃磺化泥浆及钻井岩屑	拉运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理	妥善处置	80	--
	3	废机油	委托有资质单位接收处置	妥善处置	10	--
	4	废防渗材料				
	5	废烧碱包装袋				
	6	生活垃圾	收集后送塔中固废场处置	妥善处置	2	--
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复	临时占地恢复到之前状态	25	落实生态恢复措施
		水土保持	水土流失补偿、防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	防止水土流失	40	落实水土保持措施
		防沙治沙	①工程措施：井场采取砾石压盖，施工结束后进行场地平整，必要时在沙化严重的井场站场周边、道路两侧等处布设草方格。②临时措施：对临时堆土区采取防尘网苫盖的方	防止土地沙化	40	落实防沙治沙措施

		式进行防护；在施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界；定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施			
防渗	钻井区、放喷池、泥浆罐区等，按重点防渗区考虑	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕	--	20	按要求防渗
	泥浆罐区、泥浆泵、岩屑池，按一般防渗区考虑	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能	--	10	按要求防渗
环境监理	开展施工期环境监理	--	--	10	—
运营期					
废气 1	井场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	场界非甲烷总烃≤ 4.0mg/m³	5	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求
			场界硫化氢≤ 0.06mg/m³	5	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表1新扩改建项目二级标准
废水 1	采出水	随采出液一起输送至塔三联合站采出水处理系统处理，达标后回注地层	不外排	--	--
废水 2	井下作业废水	井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理	不外排	5	--
类别 序号	污染源	环保措施	治理效果	投资（万元）	验收标准
运营期					
噪声 1	采气树等	基础减振	场界达标：昼间≤60dB（A）夜间≤50dB（A）	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类排放限值
固废	落地油	由有危废处置资质单位接收处置	妥善处置	10	--
	废防渗材料				
	废油桶				
	废润滑油				
防渗	分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”		—	—
环境监测	废气、土壤、地下水、生态	按照监测计划，委托有资质单位开展监测	污染源达标排放	10	--

风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	50	—
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	--	--	--
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	--	--	--
固废	1	建筑垃圾	委托周边工业固废填埋场合规处置	妥善处置	25	--
	2	废弃管线	管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵	妥善处置	--	--
生态	1	生态恢复	对井口进行封堵，地面设施拆除，恢复原有自然状况	恢复原貌	100	--
合计				--	524	--

10. 结论

10.1 建设项目情况

本项目主要建设内容为：①钻井部分：新钻采气井 10 口（8 口定向井：中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 102-19X 井、中古 46-6X 井、中古 46-7X 井、中古 46-8X 井、中古 46-9X 井；2 口侧钻井：中古 45-H2C 井、中古 102-H11C）。

②老井利用 18 口（中古 10-2XC、中古 10-H3C、中古 102-H1、中古 102-H2、中古 102-3X、中古 3C、中古 102-5X、中古 45-H2、中古 45-H12、中古 43-3X、中古 43-7C、中古 43、中古 43-H2、中古 43-6X、中古 43-H4C、中古 43-1、中古 43-9、中古 106-H4、）。

③集输部分：新建标准化采气井场 11 座（中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 102-19X 井、中古 46-6X 井、中古 46-7X 井、中古 46-8X 井、中古 46-9X 井、中古 102-H11C、中古 45-14X、中古 43-10X），井场主要设备包括空气源热泵（空气源热泵+利旧加热炉）、放空火炬、自动点火装置等；中古 102-19X 井标准化井场中新增 1 套计量阀组。新建单井采气管线 DN80 10MPa 柔性复合高压输送管 32.9km；新建阀组高压集气管线 DN100 10MPa 柔性复合高压输送管 0.5km；新建阀组低压集气管线 DN100 6.4MPa 柔性复合高压输送管 6.5km。

④气举部分：新建气举井场 6 座（中古 45-4X、中古 45-16X、中古 45-18X、中古 45-H2C 井、中古 45-14X、中古 43-10X），井场主要设备包括流量计、调节阀等）；新建单井气举管线 DN50 16MPa 材质 L245NS 5.6km。

⑤改扩建部分：在已建单井井场（中古 102-H2 井）新建 4 井式阀组 1 座，设计压力 10MPa。在已建单井井场（中古 45-H12 井）新建 5 井式阀组 1 座，设计压力 10MPa；在 5 号集气站新建 2 井式进站阀组 1 座，设计压力 10MPa。在已建单井井场（中古 45-H12 井）新建 4 式气举阀组 1 座。

⑤辅助配套部分：新建 35kV 架空线 28.33km。新建 35/0.4kV 160kVA 变压器 11 座；新建 35/0.4kV 2000kVA 变压器 1 座，新建通信光缆线路 GYTA-53-12B1.3 型 12 芯光缆，全长 28.4km。

⑥配套建设水、电、信、控等工程。

本项目总投资 42578 万元，其中环保投资 524 万元，占总投资 1.23%。

10.2 产业政策、选址符合性

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，属于《产业结构调整指导目录（2024 本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。

本项目属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《阿克苏地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》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2024〕70 号）《塔里木油田“十四五”发展规划》的相关要求。本项目位于塔中 1 号气田，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本项目评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域，评价范围内涉及塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区。评价区域内以自然状态为主，项目区域无地表径流，为典型的干旱荒漠，人为干扰较小。根据《新疆生态功能区划》，塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（Ⅳ），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV_1），塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，主要土壤类型为风沙土，植被除塔里木河沿岸分布有胡杨及人工植被外，基本均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸，野生动物分布较少。

（2）地下水环境质量现状

地下水监测结果表明：在监测期间，各潜水监测点位《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，其余监测因子除溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。超标因子与区域水文地质条件有关，反映的是干旱区浅层地下水的共性。

（3）地表水环境质量现状

不涉及。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，监测期间，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出，重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤各监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。占地范围外的土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH＞7 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

本项目区内土壤轻度碱化，土壤盐化程度不均，存在未盐化、轻度盐化、中度盐化、极重度盐化的情况。

（5）环境空气质量现状

本项目所在区域为非达标区，监测期间 NMHC 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，硫化氢 1 小时平均浓度、日均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

（6）声环境质量现状

新建井场、新建站场声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，已建井场、站场的厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求。

10.4 污染物排放情况

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 10.1-1。

表 10.1-1　　污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	NMHC	1.092	1.092	大气
			硫化氢	0.00003	0.00003	
废水	采出水		废水量	2.9×10^4	0	采出水输送至塔三联合站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排
	井下作业废水		井下作业废水	1024.704	0	井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排
固体废物	井场作业	落地油	-	0.3	0	委托有危险废物资质单位处理
	井场作业	废防渗材料	-	3	0	
	采油环节和集输与处理环节	废油桶		1	0	
		废润滑油		0.5	0	
噪声	采气树、空气源热泵	机械噪声	-	80-90dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

10.5 主要环境影响

（1）生态环境影响分析

本项目对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及临时管沟开挖等建设带来的生态环境影响。本项目永久占地约 2.61hm^2，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地 69hm^2，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原

有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目占地范围内均不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区，评价范围涉及。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。总体而言，施工结束后，随着耕地复种、生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。

（2）地下水环境影响分析

在正常状况下，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本项目对水环境的影响属于可接受范围。

（3）地表水环境影响分析

施工期废水不外排。运营期水环境影响主要为石油开采过程中的采出水和井下作业废水。采出水经塔三联合站污水处理系统处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排。

（4）土壤影响分析

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；本项目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。非正常工况下如果发生排水管线泄漏等事故，泄漏的采出水会对土壤环境产生一定的影响，改变土壤理化性质，从而影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，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，可以避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（5）大气环境影响分析

施工期废气源主要是施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期污染源正常排放下非甲烷总烃、硫化氢短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 1%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本项目废气污染源对井场、站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本项目实施后大气环境影响可以接受。

（6）声环境影响分析

本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，采气井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

（7）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为生活垃圾、施工废料、土石方、废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物。站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运塔中固废场进行处置。生活垃圾集中收集后定期清理运送至塔中固废场。废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物由区域具有危废处置资质的公司接收处置。运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料等，均属于危险废物，委托有危废处置资质的单位处置。

退役期井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

（8）环境风险分析

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目施工期涉及的危险物质主要为柴油；运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、H_2S；退役期不涉及危险物质。施工期柴油主要存储于井场柴油罐内；运营期原油、天然气、H_2S 主要存储于新建的管线内。

可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、井场柴油储罐发生泄漏，管线发生油气泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物发生采出水泄漏等。井喷、管线、柴油储罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。注水管线发生采出水泄漏可能会对土壤和地下水造成影响。

本项目应落实各项井场、站场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目区所在区域地势平坦，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；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目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。

本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施，本项目实施后，负责实施的塔中采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案并备案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，环境风险是可防控的。

10.6 环境保护措施

本项目的主要环境保护措施如下：

生态环境保护措施：施工期进一步优化井场和管线选址选线，严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；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；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环

境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

地下水环境保护措施：按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

地表水防治措施：本项目采出水输送至塔三联合站污水处理系统处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理。

大气污染防治措施：本项目采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。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。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

固体废物防治措施：施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运塔中固废填埋场进行处置。生活垃圾集中收集后定期清理运送至塔中固废场，危险废物委托有资质的单位处理。

土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：做好天然气、硫化氢气体泄漏风险防范措施，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

10.7 公众意见采纳情况

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，正在开展。

10.8 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本项目总投资为 42578 万元，其中环保投资 524 万元，占总投资 1.23%。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，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了生态环境监测计划，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求，具体见第 9 章。

10.10 项目可行性结论

塔里木塔中I号气田中古10断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。建设单位须加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度，本项目建设在环境保护方面可行。