中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

塔中 I 号气田 I+II 区开发调整方案

环境影响报告书

（送审稿）

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2021 年 7 月

目　　录

1 概述 1
1.1 项目特点 1
1.2 环境影响评价过程 2
1.3 分析判定相关情况 5
1.4 关注的主要环境问题和环境影响 6
1.5 环境影响评价主要结论 6
2.总则 8
2.1 评价目的与原则 8
2.2 编制依据 9
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选 13
2.4 环境功能区划 14
2.5 评价因子和评价标准 15
2.6 评价工作等级和评价范围 19
2.7 评价时段与评价重点 26
2.8 控制污染与环境保护目标 26
2.9 评价方法 28
3.建设项目工程分析 29
3.1 项目开发现状及环境影响回顾 29
3.2 工程概况 36
3.3 工程分析 60
3.4 清洁生产水平分析 73
3.5 污染物排放总量控制 81
3.6 相关法规、政策符合性分析 82
3.7 相关规划符合性分析 84
3.8 选址、选线合理性分析 88
3.9“三线一单”符合性分析 89
4 环境现状调查与评价 92
4.1 自然环境概况 92
4.2 环境质量现状调查与评价 100
5 环境影响预测与评价 133
5.1 生态环境影响分析 133
5.2 大气环境影响分析 138
5 环境影响预测与评价 146
5.3 声环境影响分析与评价 146
5.4 水环境影响分析 152
5.5 固体废物影响分析 158
5.6 土壤环境影响分析 161
5.7 环境风险评价 166
6 环境保护措施及可行性论证 183

6.1 建设期环境保护措施 183
6.2 运营期环境保护措施 189
6.3 服役期满后环境保护措施 196
7 环境影响经济损益分析 199
7.1 环保投资分析 199
7.2 环境效益 200
7.3 社会效益分析 201
7.4 小结 202
8 环境管理与监测计划 203
8.1 环境管理制度 203
8.2 HSE（健康、安全与环境）管理体系建立 204
8.3 环境管理计划 206
8.4 环境监测 210
8.5 施工期开展环境工程现场监理建议 212
8.6 环保设施竣工验收管理 213
9.结论与建议 217
9.1 评价结论 217
9.2 要求及建议 223
10.附录、附件 224

1 概述

1.1 项目特点

塔中Ⅰ号气田位于阿克苏地区沙雅县、巴音郭勒蒙古自治州且末县和和田地区民丰县交界处，与外界有沙漠公路相通，区域内有塔中 1 号公路、2 号公路的油田公路组成油田公路网，交通便利。Ⅰ号气田东西长 220km，南北宽 2~30km，矿权面积 9314km²，目前三维地震覆盖面积 6047km²，根据气藏地质特征及开发状况，自东向西划分为三个区—Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ区。

塔中Ⅰ号气田油气资源丰富，储量面积 2479.09km²，气 7163.92×10^8m³，油 43021.27×10^4t，其中Ⅰ区储量面积 478km²，天然气 1538.73×10^8m³，石油 11993.51×10^4t，油气当量 2.43×10^8t；Ⅱ区三级储量面积 1733.2km²，天然气 5393.2×10^8m³，石油 26950.3×10^4t，油气当量 6.99×10^8t。Ⅲ区三级储量面积 267.89km²，天然气 231.99×10^8m³，石油 4077.46×10^4t，油气当量 0.59×10^8t。

《塔中Ⅰ号气田开发试验区 10 亿方试采地面建设工程环境影响报告书》由新疆环境保护技术咨询中心于 2008 年 1 月编制完成，并通过审查，取得“关于对塔中Ⅰ号气田开发试验区 10 亿方试采地面建设工程环境影响报告书的批复，巴环控函〔2008〕26 号”；工程于 2011 年 11 月通过巴州环境保护局验收，取得“关于对塔中Ⅰ号气田开发试验区 10 亿方试采地面建设工程的环保验收意见，巴环验字〔2011〕35 号。工程建设完成包括内部集输、塔二联以及油气外输等部分。

塔中Ⅰ号凝析气田中古 8-中古 43 区块属Ⅱ区，于 2013 年实施，工程已完成建设包括内部集输、塔三联以及油气外输等部分，工程于 2013 年 8 月取得“关于塔中Ⅰ号凝析气田中古 8-中古 43 区块开发建设工程项目（天然气 18.0 亿立方米/年，凝析油 80.9 万吨/年）环境影响报告书的批复，新环评价函〔2013〕712 号”；为实现Ⅱ区的稳产开发建设，塔里木油田公司于 2016 年实施了塔中Ⅰ号气田 II 区开发调整方案，工程于 2016 年 3 月取得“关于塔中Ⅰ号气田 II 区开发调整方案环境影响报告书的批复，新环函〔2016〕294 号”，目前工程正在环保验收中。

塔中Ⅰ号气田 I+Ⅱ区的发现井为塔中 1 井。截至 2020 年 12 月 31 日，塔中Ⅰ号气田 I+Ⅱ区总井数 245 口，开井 109 口，井口日产油水平 781t/d，日产气 280.7×10^4m^3，综合气油比 3595×m^3/t，综合水气比 2.3t/10^4m^3，综合含水率 45.0%；累计工业产气 162.23×10^8m^3，累计核实产油 354.71×10^4t，累计产水 98.12×10^4t。

塔中Ⅰ号气田Ⅰ区Ⅱ区已经完成稳产建设，Ⅲ区目前处于上产期。

根据《塔中Ⅰ号气田 I+II 区开发调整方案》，本项目安排部署新井 43 口（直井 5 口，水平井 23 口、大斜度井 15 口），老井侧钻井 36 口，分年度逐步实施，年产气规模 8.0×10^8㎥，年产油规模 23.0×10^4t，稳产 7 年。预计到方案期末累产气 248.87×10^8㎥，累产油 615.03×10^4t，气采出程度 30.97%。

本工程属采掘类建设项目，其建设将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平提高，具有明显的社会经济效益，项目产品天然气为清洁能源，对于大气污染物的减排起到积极的促进作用。

1.2 环境影响评价过程

本项目为油气开采项目，所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内，为老区块改扩建项目；依据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保〔2019〕4 号)，阿克苏地区沙雅县属于水土流失重点治理区和重点预防区，涉及《新疆建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年）第三条中的环境敏感区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《国务院关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年），本项目为《新疆建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年）中第 7 项陆地石油开采中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

2021 年 7 月 1 日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司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。

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，新疆广宇众联环境监测有限公司对本项目区域地下水、土壤、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，天合公司编制完成了《塔中 I 号气田 I+II 区开发调整方案环境报告书》（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，可以作为本项目建设期、运营期、服务期满的环境保护管理依据。

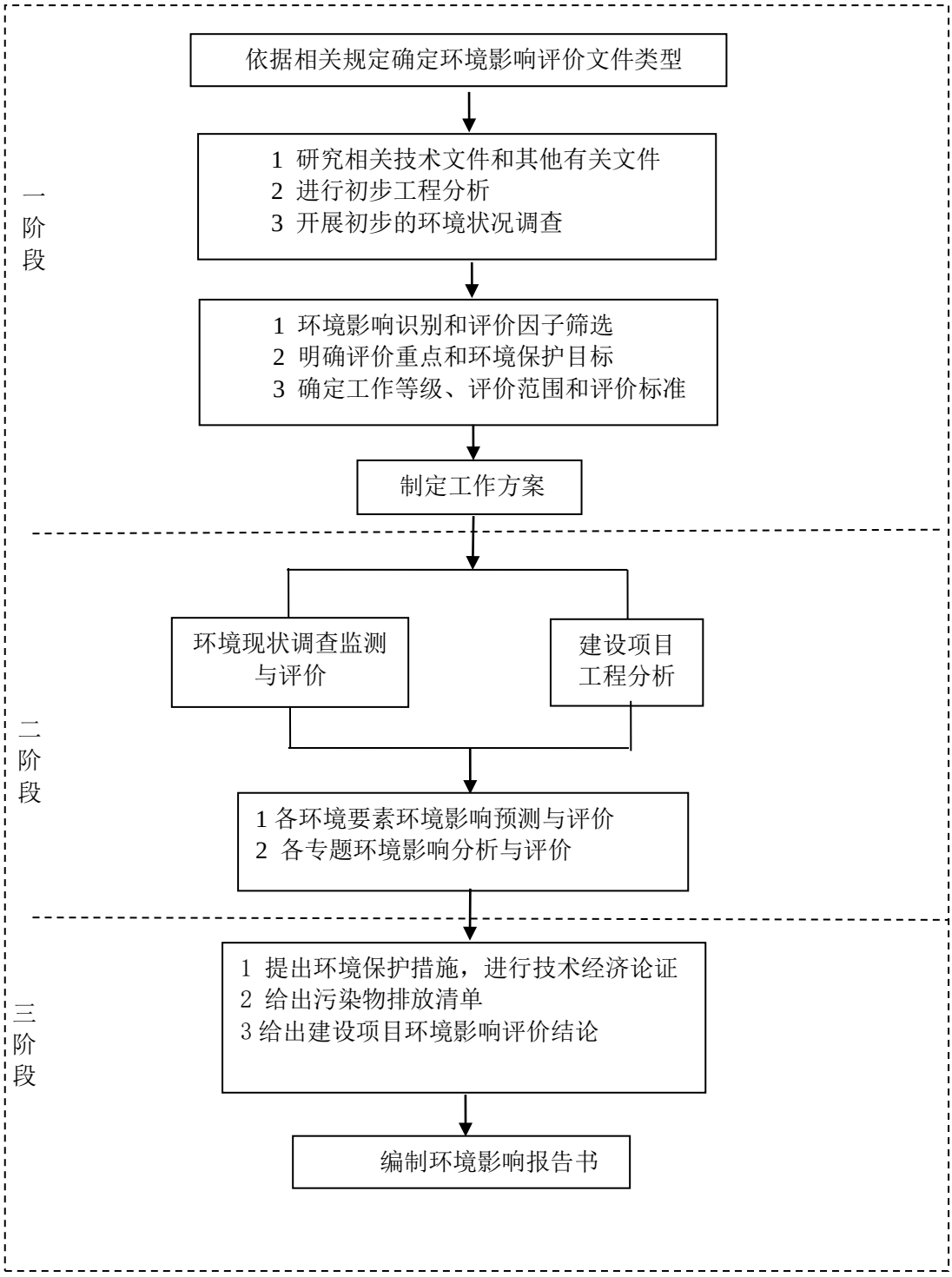


图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”属鼓励类项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家产业政策。

（2）规划符合性判定结论

本项目属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》和《新疆维吾尔自治区第三轮矿产资源规划》（2016-2020）的相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目位于塔中油气田矿权范围内，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地南部和东部沙漠、戈壁及绿洲农业生态亚区（IV3），塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。本项目主要生态服务功能为沙漠景观、风沙源地、油气资源开发，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

（3）选址合理性分析判定结论

本项目为老油区内滚动开发，符合《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，拟建工程内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内，无重大环境制约因素。本项目土地利用类型为沙地，项目区周边 5km 范围内无地表水分布，

无长期居住人群，选址选线合理。项目符合国家相关法律法规，符合新疆经济发展规划、环保规划及城市建设总体规划，项目无重大环境制约因素。

（4）“三线一单符”合性判定结论

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》（2018 年），本项目不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

本项目符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，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

本项目为油气开采项目，环境影响因素主要来源于钻井、油气开采、井下作业、集油、输油等各工艺过程，本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、钻井泥浆、岩屑、钻井废水、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期烃类无组织挥发、油田采出水、井下作业废水、含油污泥、落地油、井场（站场）永久占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。影响因素包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，本项目评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是：项目区内现状分布的动植物。

1.5 环境影响评价主要结论

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

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

本项目采取了行之有效的环境保护措施，总体布局合理，在坚持“三同时”原则的基础上，严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

本项目生产过程中，钻井、井下作业、油气处理集输等作业的资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE 管理体系）健全。属于清洁生产企业，各工序的生产工艺均达到国内较先进的技术水平。

从环境现状监测结果和环境空气、地下水环境、生态环境和声环境预测及评价结果看，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施的前提下，区块内的环境质量不会因为本项目的建设而发生明显改变。本项目建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境质量的下降，环境空气质量、水环境质量、声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

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

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 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。

2.1.2 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。

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1　国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**环境保护相关法律**		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	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
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2020 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国城乡规划法（2019 年修订）	13 届人大第 10 次会议	2019-04-23
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
14	中华人民共和国草原法（2012 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
15	中华人民共和国野生动物保护法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
16	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
17	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
20	中华人民共和国森林法（2019 年修订）	13 届人大第 15 次会议	2020-07-01
21	中华人民共和国草原法（2013 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
二	**行政法规与国务院发布的规范性文件**		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国河道管理条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
6	中华人民共和国森林法实施条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19
7	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
8	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
9	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
10	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
11	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-06-27
12	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
4	产业结构调整指导目录（2019 本）	国家发展和改革委员会令〔2019〕第 29 号令	2019-08-27
5	国家重点保护野生植物名录(2021 年)	国家林业局、农业部 2021 年第 3 号）	2021-02-01
6	国家重点保护野生动物名录	林业部、农业部令第 1 号	1989-01-04
7	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
8	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
9	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
10	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
11	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
12	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
13	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
14	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
15	建设项目环境影响后评价管理办法(试行)	环境保护部令第 37 号	2016-01-01
16	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
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1 号	2020-03-19
18	危险废物经营许可证管理办法（2016 修订）	国务院令第 666 号	2016-02-16
19	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
23	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-14
24	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环办环评〔2016〕150 号	2016-10-26
25	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办〔2015〕113 号	2015-12-30
26	关于印发〈建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）〉的通知	环发〔2015〕163 号	2015-12-10

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
27	关于印发〈生态保护红线划定指南〉的通知	环办生态〔2017〕48 号	2015-05-27
28	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
29	工矿用地土壤环境管理办法（试行）	生态环境部 2018 第 3 号	2018-08-01
30	重点排污单位土壤污染隐患排查指南（试行）	生态环境部 2021 第 1 号	2020-01-04
31	污染地块土壤环境管理办法（试行	生态环境部令 2017 第 42 号	2017-07-01
32	排污许可证申请与核发技术规范 锅炉	HJ953—2019	2018-07-31
33	国家沙漠公园管理办法	林沙发〔2017〕104 号	2017-10-01
四	**地方法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
6	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	12 届人大第 29 次会议	2017-05-27
7	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发〔2007〕175 号	2007-08-01
9	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新林动植字〔2000〕201 号	2000-02-01
10	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-11-16
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环境准入条件（修订）	新环发〔2017〕1 号	2017-01-01
16	新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划	新环发〔2017〕124 号	2017-06-22
17	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
18	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
19	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
20	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》的通知	新政发〔2018〕66 号	2018-09-29
21	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实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
22	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
23	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	2020-09-01

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 土壤环境	HJ964-2018	2019-07-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
10	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
11	建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采	HJ612-2011	2011-06-01
12	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	发改委公告2009年第3号	2009-02-19
13	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
14	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
15	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	2017-05-30
16	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
17	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
18	陆上石油天然气开采工业污染物排放标准	GB39728-2020	2020-01-01
19	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2020-07-01
20	建设用地土壤污染状况调查技术导则	HJ25.1-2019	2019-12-05
21	建设用地土壤污染风险管控和修复 监测技术导则	HJ682-2019	2019-12-05
22	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
23	未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）	公告 2017 第 81 号	2017-12-27

2.2.3 其他

（1）塔中 I 号气田 I+II 区开发调整方案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）塔中 I 号气田 I+II 区开发调整方案相关设计资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。

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

本项目主要包括钻井工程、地面工程、油气开采、集输等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以钻井工程以及管线敷设，输电线路架设等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1　影响因素识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场、站场	永久性占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			影响农牧业	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	非甲烷总烃	-
		加热炉废气	Nox、SO_2、颗粒物	
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、含油污泥	送有资质单位处置	
		原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	＋＋
3	运营期（事故工况）	集输管线破损泄漏	污染土壤环境、水环境、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

注：“- -”为负影响较大；“-”为负影响较小；“+ +”正影响较大；“+”为正影响较小。

2.3.2 评价因子

根据本项目环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　环境影响因子筛选表

分类	环境要素	主要评价因子
环境现状评价因子	环境空气	二氧化硫、二氧化氮、PM_{10}、TSP、非甲烷总烃、H_2S
	地下水	pH、石油类、氨氮、总硬度、氯化物、氟化物、硫酸盐、氰化物、汞、砷、铅、镉、挥发酚、六价铬、高锰酸盐指数、总大肠菌群
	声环境	区域环境噪声 L_{Aeq}
	生态	土地利用类型、植被类型、土壤类型、土壤侵蚀强度
污染评价分析及预测因子	环境空气	氮氧化物、非甲烷总烃
	地下水	COD、氨氮、SS
	噪声	厂界噪声、施工期噪声
	生态	土壤、生物量变化、水土流失状况
	固废	油泥砂

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

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

2.4.2 水环境

项目所在区域属塔里木盆地的塔克拉玛干沙漠腹地，无地表水体，故评价对区域内地表水进行现状调查。

评价区地下水自然地质因素，属较差水质，不适宜直接饮用，经脱盐后可以作为生活、生产用水，执行《地下水质量标准》（GB/T14848-93）中的 IV 类标准，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV 类标准限值。

2.4.3 声环境

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)，本工程区域属于油气田生产区，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 3 类声环境功能区。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，油田开发区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

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 TSP、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）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，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 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1　　环境空气质量标准

序号	评价因子	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	总悬浮颗粒物（TSP）	200	300		《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化硫（SO_2）	60	150	500	
3	二氧化氮（NO_2）	50	80	200	
4	细颗粒物（粒径小于等于 2.5 微米，$PM_{2.5}$）	35	75		
5	可吸入颗粒物（粒径小于等于 10 微米，PM_{10}）	70	150		
6	一氧化碳（CO）		4000	10000	
7	臭氧（O_3）		160	200	
8	氮氧化物（NOx）	50	100	250	
9	非甲烷总烃			2000	参考《大气污染物综合排放标准》

	（NMHC）				详解
10	硫化氢（H_2S）			10	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 1h 平均浓度限值

（2）水环境

①地表水

项目所在区域属塔里木盆地的塔克拉玛干沙漠腹地，无地表水体，故评价对区域内地表水进行现状调查。

②地下水

评价区地下水自然地质因素，属较差水质，不适宜直接饮用，经脱盐后可以作为生活、生产用水，执行《地下水质量标准》（GB/T14848-93）中的 IV 类标准，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV 类标准限值。地下水水质评价标准值见表 2.5-3。

表 2.5-3　地下水质量标准值　单位：mg/L

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）	≤25	20	钠（mg/L）	≤400
2	嗅和味	无	21	总大肠菌群（MPN/100mL 或 CFU/100mL）	≤100
3	浑浊度（NTU）	≤10	22	菌落总数（CFU/mL）	≤1000
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤4.8
5	pH（无量纲）	8.5≤pH＜9	24	硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤30.0
6	总硬度（以 $CaCO_3$计）（mg/L）	≤650	25	氰化物（mg/L）	≤0.1
7	溶解性总固体	≤2000	26	氟化物（mg/L）	≤2.0
8	硫酸盐（mg/L）	≤350	27	碘化物（mg/L）	≤0.50
9	氯化物（mg/L）	≤350	28	汞（mg/L）	≤0.002
10	铁（mg/L）	≤2.0	29	砷（mg/L）	≤0.05
11	锰（mg/L）	≤1.50	30	硒（mg/L）	≤0.1
12	铜（mg/L）	≤1.50	31	镉（mg/L）	≤0.01
13	锌（mg/L）	≤5.00	32	铬(六价)（mg/L）	≤0.10
14	铝（mg/L）	≤0.50	33	铅（mg/L）	≤0.10
15	挥发性酚类(以苯酚计)（mg/L）	≤0.01	34	三氯甲烷（μg/L）	≤300
16	阴离子表面活性剂（mg/L）	≤0.3	35	四氯化碳（μg/L）	≤50.0
17	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_2计）（mg/L）	≤10.0	36	苯（μg/L）	≤120
18	氨氮（以N计）（mg/L）	≤1.50	37	甲苯（μg/L）	≤1400
19	硫化物（mg/L）	≤0.1	38	石油类（mg/L）	≤0.5

（3）声环境

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)，本工程区域属于油气田生产区，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)3 类标准，即昼间 65dB(A)，夜间 55dB(A)。

（4）土壤环境

根据项目所在区域环境特征，油田内站场、井场等建设用地执行《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 筛选值标准。见表 2.5-4。

表 2.5-4 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	24	三氯乙烯	mg/kg	2.8
2	砷	mg/kg	60	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
3	镉	mg/kg	65	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	27	苯	mg/kg	4
5	铜	mg/kg	18000	28	氯苯	mg/kg	270
6	铅	mg/kg	800	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
7	汞	mg/kg	38	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
8	镍	mg/kg	900	31	乙苯	mg/kg	28
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	苯乙烯	mg/kg	1290
10	氯仿	mg/kg	0.9	33	甲苯	mg/kg	1200
11	氯甲烷	mg/kg	37	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	邻二甲苯	mg/kg	640
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	硝基苯	mg/kg	76
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	苯胺	mg/kg	260
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	2-氯酚	mg/kg	2256
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
17	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	䓛	mg/kg	1293
21	四氯乙烯	mg/kg	53	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	萘	mg/kg	70
				47	石油烃	mg/kg	4500

2.5.2 污染物排放因子及标准

（1）废气

锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 锅炉大气污染物排放浓度限值；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》(GB14554-93)中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.5-5。

表 2.5-5　　大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度（mg/m³）（表 2）	标准来源
NOx	200	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
SO_2	50	
烟尘	20	
非甲烷总烃（厂界外）	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

（2）废水

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

项目运营期产生的采出水依托塔中二号、三号联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准，标准值见表 2.5-6。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 2.5-6　　《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

注入层平均空气渗透率（μm²）		≤0.01	＞0.01-≤0.05	＞0.05-≤0.5	＞0.5-≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

（3）噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（即昼间 70dB（A），夜间 55dB（A））；

运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准（即昼间 65dB（A），夜间 55dB（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；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求。生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2008）；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》（GB18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年第 36 号）。

（5）重大危险源识别标准

本项目涉及危险物质主要是原油，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。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为加热炉燃烧天然气产生的废气、油气集输过程烃类废气。燃烧烟气来源为加热炉等排放烟气，采用产品气作为燃料。排放污染物主要有 NOx、SO_2、PM_{10}、非甲烷总烃（NMHC）。

本项目废气排放源主要为锅炉燃烧烟气、油田非甲烷总烃等废气的无组织排放。

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）中规定的方法，选取 NOx、SO_2、PM_{10}、非甲烷总烃（NMHC）为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。其中 P_i定义为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面环境空气质量浓度，μg/m³；

C_{oi}—环境空气质量标准，μg/m³。

注：C_{oi}一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.6-1。

表 2.6-1　评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{max}\geq100\%$
二级评价	$1\%\leq P_{max}<10\%$
三级评价	$P_{max}<1\%$

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		41.5
最低环境温度/℃		-26.4
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	/
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/°	/

估算结果详见表 2.6-3。

表 2.6-3　估算模式计算结果表

参数名称	单位	SO2	NOx	烟尘	NMHC
下风向最大落地浓度	mg/m³	0.0003	0.009	0.0007	0.11
最大浓度出现距离	m	106	106	106	106
评价标准	mg/m³	0.5	0.25	0.45	2
最大占标率	%	0.071	4.52	0.15	5.48
D10%	m	0	0	0	0

表 2.6-3 的计算结果表明，非甲烷总烃最大占标率 Pmax 为 5.48%，1%≤Pmax＜10%，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作分级判据判别，确定本次环评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，最终确定将开采井场、新建阀组、改扩建站场为中心，外延 2.5km 作为大气环境评价范围。具体见图 2.6-1 评价范围图。

2.6.2 地下水

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表（表 2.6-4），本项目属石油、天然气开采项目中的天然气、页岩气开采项目，为Ⅱ类项目。本项目地下水下游方向 3km 范围不存在集中式饮用水源地，不位于区内集中式饮用水水源的补给径流区，项目场地不涉及分散式饮用水水源地，区域地下水划分为不敏感，依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表（表 2.6-5、表 2.6-6），确定本项目地下水评价等级为三级。

表 2.6-4　　地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
38、天然气、页岩气开采（含净化）	全部	/	Ⅱ类	
41、石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）	200km 及以上；涉及环境敏感区的	其他	油Ⅱ类，气Ⅲ类	油Ⅱ类，气Ⅳ类

表 2.6-5　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它保护区，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它未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

表 2.6-6　地下水环境影响评价工作等级划分

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

（2）评价范围

本项目所在区域水文地质条件相对简单，本次评价采用公式法计算评价范围。根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016），计算公式如下：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；项目区地下水流场分析，等水位线疏展排列，水交替极为缓慢，渗透系数 0.81-1.05m/d，本次按最大值 1.05m/d 计；

I—水力坡度，据项目区地下水流场分析，等水位线疏展排列，水力坡度平缓，为 1‰～1.5‰，本次计算按最大值 1.5‰计；

T—质点迁移天数，取值 5000d；

ne—有效孔隙度，无量纲，取 25%；

L—下游迁移距离，m。

经计算，L 为 63m。项目所在区域地下水总体由南向北方向径流，本次评价范围确定为：本项目各井场、站场四周外扩 100m，集输管线两侧向外延伸 50m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.3 地表水

项目所在区域属塔里木盆地的塔克拉玛干沙漠腹地，无地表水体，按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目地表水环境影响评价等级为三级 B，仅对污染物类型、数量、给排水情况进行简单的说明和影响分析。

2.6.4 生态

（1）评价等级

本项目总占地面积为 4.9km^2，以荒漠生态系统为主。本次评价不涉及生态敏感区。本项目占地范围在 2~20km^{2}之间，按工程占地范围判定，评价等级为二级评价；项目新建集输管线等线性工程的长度大于 100km，，按工程长度判定，评价等级为二级评价。综上，本项目生态评价工作等级定为二级。

表 2.6-7　　生态评价等级判定

影响区域生态敏感性	工程占地（水域范围）		
	面积≥20km^{2}或 长度≥100km	面积 2-20km^{2}或 长度 20-100km	面积≤2km^{2}或 长度≤50km
特殊生态敏感性	一级	一级	一级
重要生态敏感性	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

（2）评价范围

油田开发生态影响包括直接影响和间接影响，因此，本项目生态评价范围为：将井场、集气站和试采点等外围扩展 1km，集输管线两侧各 0.5km 带状区域的范围，共计约 339.51km^{2}的范围，进行重点评价。评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本项目突发环境事件风险物质主要是原油、天然气（甲烷）、H_2S 等，分别属于《建设项目

环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）附录 B 中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t；硫化氢临界量 2.5t；甲烷临界量 10t。本项目主要风险单元为密闭集输单元。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本项目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）$10\leq Q<100$；（3）$Q\geq100$。

通过计算，工程区危险物质数量与临界量比值 Q=0.7852。本项目 Q＜1，环境风险潜势为I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）评价工作等级划分要求，确定本项目环境风险评价等级为简单分析。见表 2.6-8。

表 2.6-8　　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。				

2.6.6 声环境

本项目噪声源主要包括施工期内钻井机械噪声、生产运行期站场机泵、加热炉噪声和井场井下作业噪声。

本项目所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 3 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则　声环境》（HJ2.4-2009）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，本次环评声环境评价范围为各井场、站场边界向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.7 土壤环境

从油田对土壤环境的影响途径来看，本项目属于污染类项目，项目区周边存在一般耕地、牧草地等土壤环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，土壤敏感程度为“不敏感”。油田开发属于I类项目，因此评价工作等级划分为二级。土壤评价等级划分依据见表 2.6-9。

表 2.6-9　　土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

根据评价工作等级，并结合本项目特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为井场、站场边界向外扩展 1km 范围。评价范围见图 2.6-1。

2.7 评价时段与评价重点

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。

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）生态环境影响评价；

（2）地下水环境影响评价；

（3）固体废物影响评价；

（4）环境风险影响评价及风险管理；

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

本工程地处塔克拉玛干沙漠腹地，保护沙漠生态环境是本工程开发过程中应充分重视的问题，根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象目标如下：

（1）控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对生态环境的破坏，做好地表恢复与水土保持工作，防止沙漠活化。

（2）保证项目建成后，废气达标排放，场界噪声达标，固体废物得到合理利用及无害化处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

（3）保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将地质对生态环境的不利影响程度降低到最小程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

该建设项目控制污染内容具体见表 2.8-1。

表 2.8-1　控制污染与生态破坏内容

控制污染对象		污染(源)工序	控制污染因子	拟采取控制措施	控制目标
施工期		施工活动	生态破坏	控制占地面积及进行植被恢复等	控制植被减少
			施工扬尘	采取防风固沙措施	控制扬尘移动
			燃油废气	采用高质量的油品	达标排放
			生产、生活废水	集中处理后回用	严禁外排
			生产、生活垃圾	分类收集，及时清运	避免二次污染
			噪声	减少夜间施工	GB12525-2011 中有关规定
			地下水	控制开采量，防止污染地下水	GB/T14848-93 中Ⅳ类标准
			原油泄漏	严格按规范操作、配备防护设备	防止对人员及财产造成破坏
			落地油等	严格规范操作	避免污染土壤
工程运营期影响	废水	生产废水	COD、氨氮、石油类等	由塔中第三联合站污水处理站处理后回注油层	处理达标后，回注油层
	废气	井站逸散	烃类气体	经常检修，防止泄漏	防止对人员及财产造成破坏
	固体废物	生活	生活垃圾	分类收集，集中填埋	避免二次污染
		生产	油泥砂	委托具有处置资质的单位处理	避免二次污染
	井场	生态破坏	土地荒漠化	恢复地表植被，水土保持	减少水土流失

2.8.2 环境保护目标

据现场调查，项目区地处塔克拉玛干沙漠腹地，评价范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区。除井区工作人员外，没有固定集中的人群活动区，主要为荒漠生态系统，主要环境保护目标如下（见表 2.8-2）。

（1）环境空气保护目标：保护评价区范围内大气环境质量保持《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准。

（2）水环境保护目标：防止石油开采对地下水造成污染，确保地下水不因油气田的开发而影响其水质。

（3）声环境保护目标：控制钻井期间产生的噪声，避免对工作人员产生的身心健康影响，运营期站场厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》3 类标准。

（4）生态保护目标：保护评价区的动植物及生态环境，最大限度地减缓项目实施对土壤的扰动和植被破坏，控制荒漠化、防止土壤盐渍化、防风固沙、防治污染等。保护地质开发影响区域内的生态系统结构和功能的稳定，最大限度地减少对植被的破坏和影响，确保各种固体废物得到合理处置，区域土壤环境质量符合《土壤环境质量标准》(GB 15618-1995)中的二级标准。

表 2.8-2　　环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	地质与目标的关系	环境保护要求
1	生态	荒漠动植物	井区内	防治生态破坏和土壤污染，保护动植物
2	声环境	井区工作人员	井区内	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》3 类标准
3	大气环境	井区工作人员	井区内	满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准
4	水环境	地下水源	井区内	确保地下水满足 GB/T14848-1993 中Ⅲ类标准
5	环境风险	生态系统	井区内	防止破坏油区荒漠生态系统
		井区工作人员	井区内	避免身体伤害

2.9 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 2.9-1。

表 2.9-1　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
1	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
2	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法
3	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 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

塔中油气田由塔中油气开发部负责整个区块的油气开发、产能建设等工作。塔中油田北距库尔勒市 500 千米，南距民丰县 260 千米，东南距且末县 210 千米。1989 年 10 月 18 日，塔中 1 井在白云岩潜山中测获高产，日产油 356 立方米，日产气 55.7 万立方米，揭开了塔中油气勘探开发的序幕。1997 年，建成的塔中 4 联合站（现塔中第一联合站），引进和攻关了 54 项适合沙漠油田开发的新技术，其中 12 项达到了国际领先水平，是国内沙漠中第一座“站外无人值守、站内少人值守”的原油处理站，自动化程度达到当时国际先进水平。如今，塔中 4、塔中 16、塔中 6、塔中串珠、塔中Ⅰ号等油气田陆续被发现并投入高效开发。

塔中Ⅰ号气田东西长 220km，南北宽 2～30km，面积 9344.4km^2，油气储量面积 2479.09km^2，资源储量气 7163.92×108m^3，油 43021.27×10^{4}t。根据气藏地质特征及开发状况，自东向西划分为三个区—Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ区，其中Ⅰ区面积 3927km^2，储量面积 478km^2、天然气 1538.73×108m^3、石油 11993.51×10^{4}t，油气当量 2.43×10^{8}t；Ⅱ区面积 4369.4km^2，储量面积 1733.2km^2、天然气 5393.2×108m^3、石油 26950.3×10^{4}t，油气当量 6.99×10^{8}t；Ⅲ区面积 1048km^2，储量面积 267.89km^2、天然气 231.99×108m^3、石油 4077.46×10^{4}t，油气当量 0.59×10^{8}t。

其中，塔中Ⅰ号气田Ⅰ、Ⅱ区开发现状图见图 3.1-1。

3.1.2“三同时”执行情况

2019 年~2020 年，塔中油气田开展了环境影响后评价工作，本次方案涉及的塔中Ⅰ号气田Ⅰ、Ⅱ区环境影响后评价工作也涵盖在内，后评价报告为《塔中油气开发部塔中油气田环境影响后评价报告书》。

后评价工作中，疏理了后评价范围内各生产设施的环保手续，核查油气田历史遗留的环境问题，提出环境管理要求，使油田环境管理满足现行环保要求。后评价文件于 2021 年 2 月获得了备案意见。经备案后的后评价文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。

本次评价引用后评价文件中环保手续梳理情况的主要结论，对塔中Ⅰ号气田Ⅰ、II区现有工程的“三同时”执行情况进行回顾。

根据后评价结论，塔中Ⅰ号气田自 2006 年至今近 15 年间，经历了勘探-油藏评价阶段和规模开发阶段，基本按照开发时序履行了环境影响评价和竣工环境保护验收工作。个别由于历史原因或工程进度等影响尚未完成验收或分期验收的项目，根据后评价提出的环境管理改进措施，现已纳入油田公司验收计划；个别工程由于勘探时间过早等历史原因，未履行环评手续，在塔中油气田后评价报告中，针对无环评手续的已建工程，进行了环境影响现状评估，提出环境问题及整改措施，纳入环境管理，后续建设单位对历史遗留未履行环保手续工程以后评价报告和备案文件作为竣工环保验收依据，自主开展竣工环保验收，并向所在生态环境管理部门备案。

其中本方案主要相关工程“三同时”执行情况、改进措施及计划见表 3.1-1，对于个别工程由于历史原因未完成验收的项目，需根据后评价提出的环境管理改进措施，于 2022 年之前尽快完成竣工环保验收。

表 3.1-1　主要依托环保设施及相关工程“三同时”情况及改进措施汇总表

序号	工程名称	所属项目	环评文件			验收文件			改进措施及计划
			审批单位	环评批复文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间	/
1	塔中含油污泥资源回收站	塔里木油田公司塔中含油污泥资源回收站项目环境影响报告书	原自治区环境保护厅	新环函〔2015〕1431 号	2015 年 12 月 24 日	自治区环境监测总站	新环函〔2017〕471 号	2017 年 3 月 30 日	/
2	塔中钻试修废弃物环保处理站	塔里木油田塔中钻试修废弃物环保处理站工程环境影响报告书	原自治区环境保护厅	新环函〔2016〕1626 号	2016 年 11 月 7 日	编制单位：新疆新能源（集团）环境检测有限公司，2019 年 1 月 23 日通过塔里木油田分公司自主验收			/
3	塔中第二联合站	塔中Ⅰ号带凝析气田开发试验区地面建设工程	原巴州环境保护局	巴环控函〔2006〕167 号	2006 年 12 月 7 日	原巴州环境保护局	/	/	/
		塔中Ⅰ号气田开发试验区 10 亿方试采地面建设工程	原巴州环境保护局	巴环控函〔2008〕26 号	2008 年 1 月 24 日	原巴州环境保护局	巴环验字〔2011〕35 号	2011 年 11 月 22 日	/
		塔中Ⅰ号气田Ⅱ区开发调整方案	原自治区环境保护厅	新环函〔2016〕294 号	2016 年 3 月 28 日	原自治区环境保护厅	/	/	/
4	塔中第三联合站	塔中Ⅰ号凝析气田中古 8-中古 43 区块开发建设工程	原自治区环境保护厅	新环评价函〔2013〕712 号	2013 年 8 月 13 日	原自治区环境保护厅	新环函〔2017〕1340 号	2017 年 8 月 27 日	/
5	TZ721 集气站、TZ82 集气站、TZ83 集气站、TZ26-H2 集气站、塔中 6 集气站、1 号集气站、2 号集气站、3 号集气站、5 号集气站等 9 座集气站	塔中Ⅰ号气田开发试验区 10 亿方试采地面建设工程	原巴州环境保护局	巴环控函〔2008〕26 号	2008 年 1 月 24 日	原巴州环境保护局	巴环验字〔2011〕35 号	2011 年 11 月 22 日	/
		塔中Ⅰ号凝析气田中古 8-中古 43 区块开发建设工程	原自治区环境保护厅	新环评价函〔2013〕712 号	2013 年 8 月 13 日	原自治区环境保护厅	新环函〔2017〕1340 号	2017 年 8 月 27 日	/
		塔中Ⅰ号气田Ⅱ区开发调整方案	原自治区环境保护厅	新环函〔2016〕294 号	2016 年 3 月 28 日	原自治区环境保护厅	/	/	

3.1.3 已建工程环境影响回顾评价

结合塔中油气田环境影响后评价调查结论和环评组现场调查情况，本节分环境要素对现有工程进行回顾性分析评价。

（1）生态环境影响回顾评价

根据生态环境影响回顾性分析，塔中油气田主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场施工、站场施工、管道施工等，对地表的干扰等。

根据现场调查，塔中油气田基本按照环评批复及验收意见要求进行生态修复。对原有施工过程中对地表的扰动基本进行了恢复，对井场永久占地范围内地表结合塔中沙漠特点，铺设砂石和采取必要的硬化措施，减少了侵蚀量。站场周围以草方格固沙，防止侵蚀加剧。从卫星图片分析可知，近年来沙漠公路的绿化工程及塔中三个联合站公寓周边绿化，极大的促进了塔克拉玛干沙漠地区绿化面积的增加，局部地块生态环境有所改善。

综上所述，项目前期开采对生态环境的影响不大，后期采取边开采边治理方式，对塔中油气田进行了绿化及生态治理，因此，塔中油气田在前期开采中未出现明显生态环境问题，后期开采中针对生态环境影响主要应防范因为地表扰动等造成的沙漠植被破坏问题，要做到及时发现，及时治理，并且做好施工过程中日常生产管理，尽量减少对沙地的扰动，继续加强区域绿化工作的推进。

（2）水环境影响回顾评价

后评价期间监测结果表明：塔中 40 转油站污水处理设施、塔中 161 转油站生产废水不满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)表 1 和表 2 控制指标，超标因子主要为悬浮物；塔二联合站生产废水出水不满足《气田水回注方法》(SY/T6596-2004)标准要求，超标因子主要为悬浮物；塔二联合站生活污水出水不满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)二级标准，超标因子为化学需氧量、氨氮、总磷、五日生化需氧量。

超标原因分析：①生产废水超标因子主要为悬浮物，主要原因可能由于未按要求对处理设施进行日常维护和管理，导致过滤系统运行不正常，最终处理后的地质回注水质出现悬浮物因子超标，该水质地质回注后可能堵塞地层，对生产造成影响；②生活废水超标因子主要为化学需氧量、氨氮、总磷、五日生化需氧量，

主要是由于塔二联等多个生活点未安装生活污水处理装置，直接排入生活污水池内，最终导致多个因子超标。

从后评价阶段监测结果看，塔中油气田生产废水及生活污水处理措施均需进行整改。

（3）大气环境影响回顾评价

后评价期间监测结果表明：各监测点站场界无组织非甲烷总烃、颗粒物排放浓度满足《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，无组织硫化氢、氨、臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新改扩建项目二级标准要求，说明各站场无组织废气污染防治措施适用、有效。

同时塔中油气田的大气环境质量没有明显变化，SO_2、NO_2、非甲烷总烃监测值仅在小范围内上下波动，其中 SO_2、NO_2监测值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准的要求，非甲烷总烃监测值均满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中详解 2.0mg/m^3的标准值。PM_{10}24 小时浓度现阶段较环评期间有一定增大，超标原因是受监测期间风沙天气影响。从区域环境质量整体变化趋势来看，环评期间预测结果合理可行。

（4）声环境影响回顾评价

项目投产前后区域声环境质量现状变化情况不大，区域声环境仍满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类区标准限值要求。综上所述，区域声环境敏感目标未因项目的建成运营造成项目区声环境质量下降，说明环评阶段预测结果合理可信。

（5）固体废物环境影响回顾评价

后评价期间，对塔中油气田所辖井场进行了井场固体废弃物取样调查，调查结果表明大部分井场岩屑池中固废属于一般固体废物，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）相关指标要求，但由于钻井期间管理不善，个别井场岩屑池固废废弃物属于磺化废弃物或者含油废物，需制定清理和处置计划，对两种需处理的固体废弃物按其相应的环境管理要求做好清理、运输和处置工作。日常各场站产生的含油废物基本上能够做到按规

定收集、贮存，定期送有资质的单位处置。现场调查期间发现个别井场仍有遗留的生活垃圾，需进行收集。

3.1.4 已建工程三废排放情况

本次评价引用 2021 年 2 月通过自治区生态环境厅备案的《塔中油气开发部塔中油气田环境影响后评价报告书》中 2.2 节塔中油气田环保措施建设及运行情况及 2.3 节污染物排放总量章节中的区内已建工程三废排放相关情况，塔中Ⅰ号气田污染源排放见表 3.1-1。区内已建加热炉均已按照《固定污染源排污许可分类管理名录》，于 2020 年完成了固定污染源（锅炉）的排污许可证的申领。

表 3.1-1　塔中Ⅰ号气田污染物排放情况一览表

序号	影响类别	污染物	排放量(t/a)
1	废气	SO_2	426.173
		NO_X	64.734
		非甲烷总烃	28.366
2	废水	COD	39.475
		氨氮	5.824

3.1.5 存在环保问题及整改措施

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，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，但是井场临时占地未恢复。

在现场勘查过程中也发现目前存在的一些问题，主要为：

（1）有部分井场遗留有废弃设施及弃渣没有及时的清运，车辆碾压情况。

（2）部分已建工程由于历史原因、工程进度等，暂未开展环境保护竣工验收工作。

（3）塔中二号联合站和生活点污水处理系统出口，出现不达标的情况

针对以上问题，在本次开发建设过程中应该采取必要的措施，对油田目前存在的问题加以有效解决，限期整改：

（1）对井场遗留的水泥块儿等固体废弃物进行收集和清运，妥善处置；钻井完成后，将“工完、料净、场地清”作为工程验收的标准之一。按照《塔里木油田历史遗留环保隐患治理方案》对历史遗留废弃物进行治理。

（2）以环境影响后评价报告和备案文件中相关要求，作为竣工环境保护验收依据，尽快开展塔中I号带凝析气田开发试验区地面建设工程、塔中I号气田II区开发调整方案等项目环境影响报告书的竣工环保验收工作。

（3）加强对塔二联污水处理系统设备的调试、日常维护和管理，及时维修和更换滤料，确保污水处理系统的处理效率，回注水质满足碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)表 1 和表 2 控制指标，能够长期稳定达标；对塔二联生活点现有生活污水处理设施进行提标改造，确保生活污水处理系统的处理效率，满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)的二级标准限值。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：塔中 I 号气田 I+II 区开发调整方案。

项目性质：滚动开发（改扩建）。

3.2.1.2 建设地点

塔中Ⅰ号气田位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州且末县、阿克苏地区沙雅县、和田地区民丰县境内，属温带大陆性极端干旱的荒漠性气候，地处塔里木盆地塔中凸起，是一个长期发育的继承性古隆起。奥陶系顶面构造呈东西走向，向西部呈“爪状”散开的隆起构造。从东向西分为 I 区、II 区、III 区，I、II 区以产气为主，III 区以产油为主。

塔中 I 号气田自上而下为第四系、新近系、古近系、白垩系、三叠系、二叠系、石炭系、泥盆系、志留系、奥陶系、寒武系，缺失侏罗系。含油气层系主要为奥陶系、寒武系。塔中 I 号气田 I、II 区目的层为奥陶系良里塔格组、鹰山组和寒武系下丘里塔格组，与外界有沙漠公路相通，区域内有塔中 1 号公路、2 号公路的油田公路组成油田公路网交通便利，地理坐标为：E82°49'25"~84°17'34"，N38°41'59"~39°44'15"。塔中Ⅰ号气田地理位置及矿权部署见图 3.2-1，塔中Ⅰ号气田Ⅰ+Ⅱ区环评范围见图 3.2-2，方案内井场井位部署见图 3.2-3、3.2-4、3.2-5，站场及集输管线部署见图 3.2-6、3.2-7。

3.2.1.3 建设规模

塔中Ⅰ号气田Ⅰ、Ⅱ区块安排部署新井 43 口（直井 5 口，水平井 23 口、大斜度井 15 口），老井侧钻井 36 口，新井平均进尺 4330m；侧钻井平均进尺 626m，总进尺约 20.87 万 m。分年度逐步实施，年产气规模 $8.0\times10^8m^3$，年产油规模 23.0×10^4t，稳产 7 年。预计到方案期末累产气 $248.87\times10^8m^3$，累产油 615.03×10^4t，气采出程度 30.97%。

本次新建 4 座计转站（600 吨级）并配套输油干线和输气干线各 100km，输送至联合站集中处置；新建单井集输管线 375km；新建 1 座试采点，待周边未来布置较多新井时再考虑新建集气站。新建电力、通信、供热等配套工程。

3.2.1.4 工程组成

本项目组成包括 79 口部署井的钻井工程、采油工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防、防腐、热工、道路等工程。项目工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1　工程组成一览表

序号	项目名称	内容		单位	总计	备注
1	产能			10^8m^3	8	/
2	钻井工程	钻井		口	79	其中新钻井 43 口、老井侧钻 36 口，总进尺 20.87 万 m。
3	地面工程	井场		座	79	新建 43 座井场。井场永久占地规模 40m×60m。
		站场	集气站	座	4 座（600 吨级）	其余油气集输、处理均依托已建成集气站及联合站等进行处理。
			试采点	座	1 座	
		集输管线	输油干线	km	100	DN150 5.5MPa 玻璃钢管
			输气干线	km	100	D219×7 6.3MPa L245NS 无缝钢管
			单井集输管线	km	395	DN150 5.5MPa 玻璃钢管
		集输加热	电磁加热炉	座	43	DN100 电磁加热含硫油井标准化井场
4	公用及配套工程	自动化控制	井场 RTU	套	43	
			集气站站控系统	套	4	
			试采点站控系统	套	1	
		供电	井场供配电	套	43	
			集气站配电系统	套	4	
			试采点配电系统	套	1	
			35kV 架空线路	km	68	
		通信工程	井场数据传输	套	43	
			集气站数据传输	套	4	
			试采点数据传输	套	1	
		道路	道路	km	87	
		供水	生产、生活用水			依托塔二联、塔三联
5	依托工程	塔中二号联合站		2010 年 10 月建设投产。原天然气设计规模为 $300\times10^4m^3/d$，凝析油设计规模 $18\times10^4t/a$，硫磺		

序号	项目名称	内容	单位	总计	备注
			回收规模 39.5t/d，污水处理 360m³/d，供电装机容量 3×4000kW。2012 年 9 月 4 日新建卸油台 1 座，设计转运原油 1100t/d。2013 年 7 月凝析油处理装置扩建投产，处理能力达到 45×10⁴t/a，污水处理能力提高到 400m³/d。本项目集输的天然气、凝析油、采出水依托塔中二号联合站处理。		
		塔中三号联合站	2014 年 8 月建成投产，目前试运行中。设计天然气处理规模 500×10⁴m³/d、凝析油处理规模 3000t/d，污水处理规模为 1000m³/d，硫磺回收规模 105t/d。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。本项目集输的天然气、凝析油、采出水依托塔中三号联合站处理。		
		塔中 1 号公路 1.5 公里处固废填埋场	2010 年使用，规模 2 万方（2000 方*10 个），工业及生活垃圾，7 个已填埋。本项目塔中二号联合站附近工业及生活垃圾均依托此填埋场。		
		塔中 1 号公路 68 公里处固废填埋场	2014 年使用，规模 2 万方（2000 方*10 个），工业及生活垃圾，3 个已填埋。本项目塔中三号联合站附近工业及生活垃圾均依托此填埋场。		
		塔中钻试修环保站	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，设施的中心坐标为北纬 39°21'53.44"，东经 82°57'33.17"。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)，于 2017 年 6 月建成。		
		塔中含油污泥资源回收站	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，中心地理坐标为东经 82°57'45.71"，北纬 39°22'3.48"。回收站总占地面积 26460m²，设计处理含油污泥 48m³/d(11520m³/a)。回收原油 7.78t/d(1867.2t/a)、还原土 11534.4t/a(含油率＜2%)。		

3.2.1.5 工程投资

工程总投资 24.28 亿元，其中钻井工程 18.58 亿元、采油工程 3.96 亿元、地面工程 1.74 亿元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本项目不新增劳动定员，均依托现有采油厂工作人员，井场无人值守。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 区域地层特征

塔中隆起位于塔里木盆地中央隆起中部，西与巴楚凸起相接，东邻塔东低凸起，南为塘古孜巴斯凹陷，北接满加尔凹陷，是一个长期发育的继承性古隆起，自北向南划分为塔中北斜坡带、中央断垒带、塔中南斜坡带三个二级构造单元。

塔中Ⅰ号坡折带位于塔中低凸起北部边界，紧邻满加尔凹陷，为北西－南东走向，展布长度约 260km。

塔中Ⅰ号坡折带是早奥陶世末形成的断裂坡折带。寒武纪－早奥陶世时，塔中与满西凹陷是连为一体的碳酸盐岩台地，古构造、古地理呈东西分异；早奥陶世末期，塔中Ⅰ号断裂活动剧烈，塔中隆起开始形成；塔中Ⅰ号断裂冲断体与北部下盘相邻的悬空部分不能保存长久，很快垮塌剥蚀而形成北倾的坡折带；中奥陶世北部断裂下盘沉积时，塔中隆起遭受剥蚀，缺失中奥陶统地层。

随着海平面的持续上升与塔中的剥蚀，塔中沉入浅水下接受良里塔格组沉积，并在塔中Ⅰ号断裂处形成高陡断裂坡折带。沿着断裂坡折带发育浅水台地边缘礁滩复合体，而下盘沿坡折带相变为满加尔凹陷的深水砂泥岩；桑塔木组砂泥岩广泛沉积时，塔中与满加尔凹陷又连为一体。此后，Ⅰ号断裂中西部没有太多断裂活动，只是随着塔中隆起发生整体升降运动。

在加里东运动前塔中Ⅰ号断裂坡折带呈西高东低，在经历了大规模构造运动后发生翘倾，目前呈西低东高。这种大变迁无疑使不同的地层流体混合，使得奥陶系碳酸盐岩产生溶蚀作用，形成各种溶孔、溶洞、溶蚀缝，大大改善了储层的储集性能。

塔中Ⅰ号断裂坡折带从最西端的塔中86井区到最东端的塔中78井区明显存在分段性：塔中 85-塔中 82 井区活动微弱，塔中 86 井区、塔中 62-塔中 26 井区活动较强，而最东部的塔中 78 井区活动最强，泥盆系和志留系全部缺失。

总之，塔中Ⅰ号断裂控制了塔中的基本构造格局，同时也控制了塔中上奥陶统台缘礁滩复合体的沉积演化。

塔中Ⅲ区位于塔中Ⅰ号断裂坡折带西段，受塔中Ⅰ号断裂坡折带构造运动作用影响相对较弱，奥陶系整体构造形态为由东南向西北方向倾斜的斜坡构造，北部塔中 45 井区表现为较平缓的斜坡平缓区，南部中古 29 井区为较高构造位置。海西期塔里木盆地左旋走滑构造运动形成了一系列北东-南西走向的走滑断裂，切割了塔中Ⅰ号断裂坡折带及其伴生构造，形成了目前塔中奥陶系网状构造断裂格局。

研究表明，塔中地区具有三期成藏、两期调整、油气充注过程复杂的特点。在加里东期、海西晚期以油充注为主，喜山期主要以天然气充注为主，先油后气，多期油气充注造成油气藏复杂化，目前仍处在气侵的调整中。塔中Ⅰ号坡折带气侵的方向来自北部满加尔凹陷，向南呈面状的运聚态势。由于气侵较晚，在台缘外带的塔中Ⅰ号气田为凝析气，向南的塔中 45 井区、中古 15 井区和中古 29 井区则为油藏，形成“北气南油”的现象，挥发油藏与凝析气藏没有截然界限。同时，根据试采资料分析，塔中Ⅰ号气藏地层能量充足，以弹性驱动为主。

3.1.2.2 区域构造特征

塔中Ⅰ号气田位于塔里木盆地塔中凸起，是一个长期发育的继承性古隆起。奥陶系顶面构造呈东西走向，向西部呈“爪状”散开的隆起构造。塔中Ⅰ号坡折带是早奥陶世末形成的断裂坡折带。寒武纪－早奥陶世时，塔中与满西凹陷是连为一体的碳酸盐岩台地，古构造、古地理呈东西分异；早奥陶世末期，塔中Ⅰ号断裂活动剧烈，塔中隆起开始形成；塔中Ⅰ号断裂冲断体与北部下盘相邻的悬空部分不能保存长久，很快垮塌剥蚀而形成北倾的坡折带；中奥陶世北部断裂下盘沉积时，塔中隆起遭受剥蚀，缺失中奥陶统地层。

随着海平面的持续上升与塔中的剥蚀，塔中沉入浅水下接受良里塔格组沉积，并在塔中Ⅰ号断裂处形成高陡断裂坡折带。沿着断裂坡折带发育浅水台地边缘礁滩复合体，而下盘沿坡折带相变为满加尔凹陷的深水砂泥岩；桑塔木组砂泥

岩广泛沉积时，塔中与满加尔凹陷又连为一体。此后，Ⅰ号断裂中西部没有太多断裂活动，只是随着塔中隆起发生整体升降运动。

在加里东运动前塔中Ⅰ号断裂坡折带呈西高东低，在经历了大规模构造运动后发生翘倾，目前呈西低东高。这种大变迁无疑使不同的地层流体混合，使得奥陶系碳酸盐岩产生溶蚀作用，形成各种溶孔、溶洞、溶蚀缝，大大改善了储层的储集性能。

塔中Ⅰ号气田从东向西分为Ⅰ区、II 区、III 区，I、II 区以产气为主，III 区以产油为主。寒武系中古 58 白云岩潜山发育一个近东西走向的断背斜圈闭，长约 18.6Km，宽约 1.7Km～3.2Km，受北倾逆冲断裂控制，发育一系列背斜形态的潜山高点，高点海拔-2376m，幅度 232m。

3.2.2.3 油气藏特征

塔中Ⅰ号气田 I、II 区油气藏原始地层压力系数为 1.04~1.20，温度梯度为 1.90~2.63℃/100m，为正常温度压力系统。

3.2.2.4 流体性质参数

奥陶系气藏天然气相对密度 0.5738~0.7925，平均 0.6456；甲烷含量 83.1～95.98%，平均 87.45%；二氧化碳含量 0～12.2%，平均 3.16%；硫化氢含量 0.0093～607.00g/m^3，平均 28.02g/m^3。

奥陶系油藏地面原油密度 0.723～0.848g/cm^3，平均 0.820g/cm^3（20℃），粘度 0.2833～34.56 mPa.s，平均 2.94mPa.s；含硫 0.0472～1.48%，平均 0.3882%；胶质+沥青质 0～9.51%，平均 1.57%；含蜡 0.1～24.5%，平均 6.17%。

寒武系天然气相对密度 0.7007～0.7015，平均 0.7011；甲烷含量平均 75.59%；乙烷含量 5.287～5.405%；氮气含量 13.56～13.96%；二氧化碳含量 0.3436～0.8408%；硫化氢含量 0.11～18g/m^3，平均 9.06g/m^3。

奥陶系和寒武系地层水水型均为氯化钙型。奥陶系地层水密度 1.0～1.1477g/cm^3；PH 值 5.1~8.4；氯根 2.64～12.99×10^4mg/L，平均 6.8093×10^4mg/L；总矿化度 1.266～21.02×10^4mg/L，平均 13.442×10^4mg/L。寒武系地层水密度 1.0550～1.0585g/cm^3，平均 1.0566g/cm^3；PH 值 6.05~7.82；氯根 4.18～5.61×10^4mg/L，平均 4.7733×10^4mg/L；总矿化度 8.169～8.638×10^4mg/L，平均 8.4035×10^4mg/L。

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发部署

根据塔中 I 号气田 I、II 区开发调整方案的地理位置、井位分布、油气物性及产能规模，并结合现状地面设施能力和油气总体流向，总体布局上不考虑新建集中处理站，就近充分利用塔中二号联合站、三号联合站的原油、天然气、污水处理等地面设施能力。由于该区油井较为集中，油气集输系统采用二级布站方式，即：单井——集气站——联合站。

本项目共部署 79 口井，其中有 50 口部署井均直接进入已建站场处理，采出液、燃料气等系统均依托已建系统进行集输，需要对部分站场进站阀组进行改扩建、站间管线建设、对部分井进行单井集输管线建设；另有 29 口部署井依托新建站场处理，并新建输油干线、输气干线等配套工程。

安排部署新井 79 口（直井 5 口，水平井 23 口、大斜度井 15 口），老井侧钻井 36 口，平均单井进尺 4330m；总进尺 20.87 万 m，采用单井方式开发，新建井台 43 座。采用前期自喷+后期抽油机方式开发。新增产气规模 $8.0\times10^8m^3$，产油规模 23.0×10^4t，预计到方案期末累产气 $248.87\times10^8m^3$，累产油 615.03×10^4t，气采出程度 30.97%。本次新建 4 座集气站、1 座试采点，集气站与联合站间新建输油干线和输气干线 100km，井场与站场间新建单井集输管线 385km，以及电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工、道路等配套工程。

总体平面布置图见图 3.2-8，各部署井基本情况表见表 3.2-2~3.2-3。

表 3.2-2　井位总体部署情况表

井型	井位部署（口）				
	直井	水平井	斜井	侧井	总计
Ⅰ区		12		12	24
Ⅱ区	5	11	15	24	55
总计	5	23	15	36	79

表 3.2-3　各部署井基本情况表

序号	井型	建议井名	区块	集气站	联合站	本次管线建设情况
1	水平井	ZG58-H4	Ⅰ区	新建 8#集气站	塔二联	新建集气站输油、输气管线各25km,连接至已建塔中 6#集气站外输管线上，集中输至联合站
2	水平井	ZG58-H5	Ⅰ区			
3	水平井	ZG58-H6	Ⅰ区			
4	水平井	ZG58-H7	Ⅰ区			
5	水平井	ZG58-H8	Ⅰ区			
6	水平井	ZG58-H9	Ⅰ区			
7	水平井	ZG58-H10	Ⅰ区			
8	侧井	ZG58CH	Ⅰ区			
9	侧井	TZ83-4HC	Ⅰ区	TZ83 井区集气站	塔二联	新建单井集输管线，利旧已建站场处理
10	水平井	TZ83-H12	Ⅰ区			
11	侧井	TZ83-7XC	Ⅰ区			
12	侧井	TZ83-H9CH	Ⅰ区			
13	侧井	TZ83-8XC	Ⅰ区			
14	侧井	TZ83-2HCH	Ⅰ区			
15	水平井	TZ721-H14	Ⅰ区	TZ721 集气站	塔二联	新建单井集输管线，利旧已建站场处理
16	侧井	TZ721-H13C	Ⅰ区			
17	侧井	TZ721-11XC	Ⅰ区			
18	侧井	TZ721-H4C	Ⅰ区			
19	侧井	TZ721-5C	Ⅰ区			
20	水平井	TZ721-H12	Ⅰ区			
21	侧井	TZ721-2HCH	Ⅰ区			
22	水平井	TZ726-H4	Ⅰ区			
23	水平井	TZ726-H5	Ⅰ区			
24	侧井	TZ726-1XCH	Ⅰ区			
25	斜井	ZG511-9X	Ⅱ区	新建 7#集气站	塔二联	新建集气站至联合站输油、输气管线各管线 23km
26	斜井	ZG511-10X	Ⅱ区			
27	侧井	ZG511-2C	Ⅱ区			
28	侧井	ZG702C	Ⅱ区			
29	水平井	ZG7-H4	Ⅱ区			
30	直井	ZG7-6	Ⅱ区			
31	斜井	ZG6-7X	Ⅱ区			
32	斜井	ZG7-12X	Ⅱ区			
33	侧井	ZG1-2XC	Ⅱ区	新建 6#集气站	塔二联	新建集气站输油、输气管线各15km,连接至新建 7#集气站外输管线上，集中输至联合站
34	水平井	ZG1-H3	Ⅱ区			
35	水平井	ZG1-H4	Ⅱ区			
36	侧井	ZG1-9XC	Ⅱ区			
37	侧井	ZG503-H1C	Ⅱ区			
38	水平井	ZG503-H3	Ⅱ区			
39	侧井	ZG10-2XC	Ⅱ区	新建 4#集气站	塔三联	新建集气站输

序号	井型	建议井名	区块	集气站	联合站	本次管线建设情况
40	斜井	ZG10-5X	Ⅱ区			油、输气管线各20km,连接至新建 5#集气站外输管线上，集中输至联合站
41	侧井	ZG102-H8C	Ⅱ区			
42	侧井	ZG102-3XC	Ⅱ区			
43	侧井	ZG102-H11C	Ⅱ区			
44	侧井	ZG3C	Ⅱ区			
45	水平井	ZG431-H14	Ⅱ区	5#集气站	塔三联	新建单井集输管线，利旧已建站场处理
46	侧井	ZG431-H7C	Ⅱ区			
47	侧井	ZG45-H2C	Ⅱ区			
48	水平井	ZG45-H11	Ⅱ区			
49	侧井	ZG43-7C	Ⅱ区			
50	斜井	ZG43-8X	Ⅱ区			
51	斜井	ZG441-10X	Ⅱ区	3#集气站	塔三联	新建单井集输管线，利旧已建站场处理
52	水平井	ZG44-H1	Ⅱ区			
53	斜井	ZG44-7X	Ⅱ区			
54	直井	中古 218	Ⅱ区			
55	直井	中古 217	Ⅱ区			
56	侧井	ZG46-H2C	Ⅱ区			
57	侧井	ZG44C2	Ⅱ区			
58	侧井	ZG801-H7C	Ⅱ区	塔三联	塔三联	新建单井集输管线，利旧已建站场处理
59	斜井	ZG8-13X	Ⅱ区			
60	斜井	ZG23-4X	Ⅱ区			
61	侧井	ZG113-H8C	Ⅱ区			
62	斜井	ZG11-17X	Ⅱ区	2#集气站	塔三联	新建单井集输管线，利旧已建站场处理
63	侧井	ZG11-H3C	Ⅱ区			
64	侧井	ZG113-H7C	Ⅱ区			
65	斜井	ZG113-4X	Ⅱ区			
66	斜井	ZG113-9X	Ⅱ区			
67	侧井	ZG112-1C	Ⅱ区			
68	斜井	ZG113-3X	Ⅱ区			
69	侧井	ZG111-H1C	Ⅱ区			
70	侧井	ZG21-H4C	Ⅱ区			
71	水平井	ZG111-H8	Ⅱ区			
72	侧井	ZG12C	Ⅱ区	1#集气站	塔三联	新建单井集输管线，利旧已建站场处理
73	水平井	ZG22-H8	Ⅱ区			
74	水平井	ZG22-H9	Ⅱ区			
75	侧井	ZG22-H1C	Ⅱ区			
76	斜井	ZG14-13X	Ⅱ区			
77	水平井	ZG14-H17	Ⅱ区			
78	直井	中古 141	Ⅱ区			
79	直井	满加 5	Ⅱ区	新建试采点		无

3.2.3.2 开发指标预测

表 3.2-4 生产指标预测总表

序号	井号	设计日产气（$10^4m^3/d$）	设计日产油（t/d）	年产能（10^8m^3）	累产气（10^8m^3）	累产油（10^4t）	累产水（10^4t）
1	ZG58-H4	5.9	9.7	0.19	0.94	1.54	6.02
2	ZG58-H5	4.2	6.9	0.14	0.62	1.01	4.31
3	ZG58-H6	6.0	9.8	0.20	0.90	1.47	4.77
4	ZG58-H7	5.8	9.5	0.19	0.89	1.47	5.21
5	ZG58-H8	4.4	7.2	0.15	0.69	1.13	5.63
6	ZG58-H9	4.8	7.9	0.16	0.68	1.12	4.83
7	ZG58-H10	6.8	11.1	0.22	1.12	1.84	6.02
8	ZG58CH	3.5	5.7	0.12	0.60	0.99	6.40
9	TZ83-4HC	4.0	20.0	0.13	0.50	2.49	1.40
10	TZ83-H12	6.3	5.6	0.21	0.81	0.72	2.66
11	TZ83-7XC	4.7	4.2	0.16	0.60	0.53	1.44
12	TZ83-H9CH	5.3	4.7	0.17	0.67	0.60	2.30
13	TZ83-8XC	4.0	20.0	0.13	0.50	2.49	1.11
14	TZ83-2HCH	6.3	5.6	0.21	0.81	0.72	2.46
15	TZ721-H14	6.3	4.7	0.21	0.81	0.61	2.49
16	TZ721-H13C	4.7	3.5	0.16	0.60	0.45	1.82
17	TZ721-11XC	4.5	3.4	0.15	0.57	0.43	1.55
18	TZ721-H4C	6.3	4.7	0.21	0.81	0.61	2.31
19	TZ721-5C	4.7	3.5	0.16	0.60	0.45	2.22
20	TZ721-H12	6.3	4.7	0.21	0.81	0.61	2.34
21	TZ721-2HCH	5.3	4.0	0.17	0.67	0.50	1.91
22	TZ726-H4	4.0	20.0	0.13	0.50	2.49	1.25
23	TZ726-H5	4.0	20.0	0.13	0.50	2.49	1.11
24	TZ726-1XCH	4.0	20.0	0.13	0.50	2.49	1.50
25	ZG511-9X	5.0	23.8	0.17	0.63	3.02	1.62
26	ZG511-10X	5.0	23.8	0.17	0.63	3.02	1.62
27	ZG511-2C	5.0	23.8	0.17	0.63	3.02	1.62
28	ZG702C	4.0	25.0	0.13	0.50	3.12	0.71
29	ZG7-H4	4.0	25.0	0.13	0.50	3.12	0.71
30	ZG7-6	4.0	25.0	0.13	0.50	3.12	0.71
31	ZG6-7X	4.0	25.0	0.13	0.50	3.12	0.71
32	ZG7-12X	4.0	25.0	0.13	0.50	3.12	0.71
33	ZG1-2XC	6.0	13.6	0.20	0.77	1.75	3.17
34	ZG1-H3	6.0	13.6	0.20	0.77	1.75	3.17
35	ZG1-H4	6.0	13.6	0.20	0.77	1.75	3.17
36	ZG1-9XC	6.0	13.6	0.20	0.77	1.75	3.17
37	ZG503-H1C	6.0	15.0	0.20	0.77	1.93	3.17
38	ZG503-H3	6.0	15.0	0.20	0.77	1.93	3.17

39	ZG431-H14	4.0	33.3	0.13	0.64	5.29	1.59
40	ZG431-H7C	6.0	15.0	0.20	0.77	1.93	3.17
41	ZG10-2XC	5.0	16.7	0.17	0.63	2.11	1.62
42	ZG10-5X	5.0	16.7	0.17	0.63	2.11	1.62
43	ZG102-H8C	5.0	16.7	0.17	0.63	2.11	1.62
44	ZG102-3XC	5.0	16.7	0.17	0.63	2.11	1.62
45	ZG102-H11C	5.0	16.7	0.17	0.63	2.11	1.62
46	ZG3C	5.0	16.7	0.17	0.63	2.11	1.62
47	ZG45-H2C	4.0	33.3	0.13	0.64	5.29	1.59
48	ZG45-H11	4.0	33.3	0.13	0.64	5.29	1.59
49	ZG43-7C	6.0	26.1	0.20	0.77	3.35	3.17
50	ZG43-8X	6.0	26.1	0.20	0.77	3.35	3.17
51	ZG441-10X	4.0	33.3	0.13	0.64	5.29	1.59
52	ZG44-H1	4.0	33.3	0.13	0.62	5.21	1.51
53	ZG44-7X	4.0	33.3	0.13	0.64	5.29	1.59
54	中古 218	4.0	33.3	0.13	0.64	5.29	1.59
55	中古 217	4.0	33.3	0.13	0.64	5.29	1.59
56	ZG46-H2C	4.0	33.3	0.13	0.64	5.29	1.59
57	ZG44C2	4.0	33.3	0.13	0.64	5.29	1.59
58	ZG801-H7C	5.0	20.0	0.17	0.63	2.54	1.62
59	ZG8-13X	5.0	20.0	0.17	0.63	2.54	1.62
60	ZG23-4X	6.0	24.0	0.20	0.77	3.08	3.17
61	ZG113-H8C	5.0	7.7	0.17	0.63	0.98	1.62
62	ZG11-17X	6.0	15.8	0.20	0.77	2.03	3.17
63	ZG11-H3C	5.0	13.2	0.17	0.63	1.67	1.62
64	ZG113-H7C	5.0	7.7	0.17	0.63	0.98	1.62
65	ZG113-4X	6.0	9.2	0.20	0.77	1.19	3.17
66	ZG113-9X	6.0	9.2	0.20	0.77	1.19	3.17
67	ZG112-1C	5.0	3.8	0.17	0.63	0.49	1.62
68	ZG113-3X	6.0	9.2	0.20	0.77	1.19	3.17
69	ZG111-H1C	5.0	15.2	0.17	0.63	1.92	1.62
70	ZG21-H4C	5.0	31.3	0.17	0.63	3.96	1.62
71	ZG12C	5.0	10.0	0.17	0.63	1.27	1.62
72	ZG111-H8	6.0	18.2	0.20	0.77	2.33	3.17
73	ZG22-H8	6.0	21.4	0.20	0.77	2.75	3.17
74	ZG22-H9	6.0	21.4	0.20	0.77	2.75	3.17
75	ZG22-H1C	5.0	17.9	0.17	0.63	2.26	1.62
76	ZG14-13X	8.0	14.3	0.26	1.03	1.83	2.23
77	ZG14-H17	8.0	14.3	0.26	1.04	1.85	2.46
78	中古 141	6.0	10.7	0.20	0.77	1.38	3.17
79	满加 5	6.0	10.7	0.20	0.77	1.38	3.17

表 3.2-5　区块开发指标预测表

时间	日产油（t/d）	日产水（t/d）	日产气（10^4m^3/d）	年产油（10^4t）	年产水（10^4t）	年产气（10^8m^3）	累产油（10^4t）	累产水（10^4t）	累产气（10^8m^3）	气油比（m^3/t）	水气比（$t/10^4m^3$）	采气速度（%）	气采出程度（%）
2021	764	532	267	22.92	15.95	8.00	377.63	114.07	170.23	3489	1.99	1.00	21.19
2022	790	464	268	23.69	13.91	8.04	401.32	127.98	178.27	3395	1.73	1.00	22.19
2023	795	441	269	23.84	13.22	8.07	425.16	141.20	186.35	3387	1.64	1.00	23.19
2024	788	456	268	23.63	13.68	8.05	448.79	154.88	194.39	3406	1.70	1.00	24.19
2025	811	496	268	24.33	14.89	8.04	473.11	169.77	202.44	3307	1.85	1.00	25.19
2026	822	550	269	24.66	16.50	8.06	497.77	186.28	210.49	3267	2.05	1.00	26.20
2027	816	606	268	24.48	18.19	8.04	522.26	204.47	218.53	3284	2.26	1.00	27.20
2028	729	658	239	21.88	19.73	7.16	544.14	224.19	225.70	3273	2.75	0.89	28.09
2029	589	692	193	17.67	20.75	5.78	561.81	244.95	231.48	3272	3.59	0.72	28.81
2030	476	697	156	14.28	20.92	4.67	576.09	265.87	236.15	3269	4.48	0.58	29.39
2031	385	674	126	11.54	20.21	3.77	587.63	286.08	239.92	3266	5.36	0.47	29.86
2032	311	627	102	9.34	18.81	3.05	596.97	304.88	242.96	3262	6.17	0.38	30.24
2033	251	565	82	7.52	16.94	2.45	604.49	321.82	245.42	3263	6.90	0.31	30.54
2034	197	490	65	5.90	14.69	1.94	610.39	336.51	247.36	3295	7.56	0.24	30.78
2035	155	405	51	4.64	12.16	1.52	615.03	348.67	248.87	3268	8.02	0.19	30.97
2036	764	532	267	22.92	15.95	8.00	377.63	114.07	170.23	3489	1.99	1.00	21.19
2037	790	464	268	23.69	13.91	8.04	401.32	127.98	178.27	3395	1.73	1.00	22.19
2038	795	441	269	23.84	13.22	8.07	425.16	141.20	186.35	3387	1.64	1.00	23.19
2039	788	456	268	23.63	13.68	8.05	448.79	154.88	194.39	3406	1.70	1.00	24.19
2040	811	496	268	24.33	14.89	8.04	473.11	169.77	202.44	3307	1.85	1.00	25.19

表 3.2-6　区块开发时序表

时间	完钻井（口）	投产井（口）
2021	11	11
2022	12	12
2023	11	11
2024	11	11
2025	12	12
2026	12	12
2027	10	10

3.2.4 主体工程

主体工程包括钻采工程、油气集输工程等，纳入本次工程内容的主要为钻采工程和油气集输工程，其他均依托区内原有计转站、联合站等设施。

3.2.4.1 钻采工程

（1）钻井工程

工程部署 79 口，总进尺 20.87 万 m。采用裸眼完井方式完井。

钻井井场大小 90m×100m。其中永久占地面积为 2400m^2（60m×40m），临时占地面积为 6600m^2。临时占地内将修建 1 座应急池（500m^3），2 座放喷池（主、副两座放喷池均为 200m^3）；设置钻井平台 1 套，泥浆不落地处理系统 1 套及临时生活区。侧钻井不新增永久占地，仅新增临时占地。钻井期平面布置见图 3.2-8

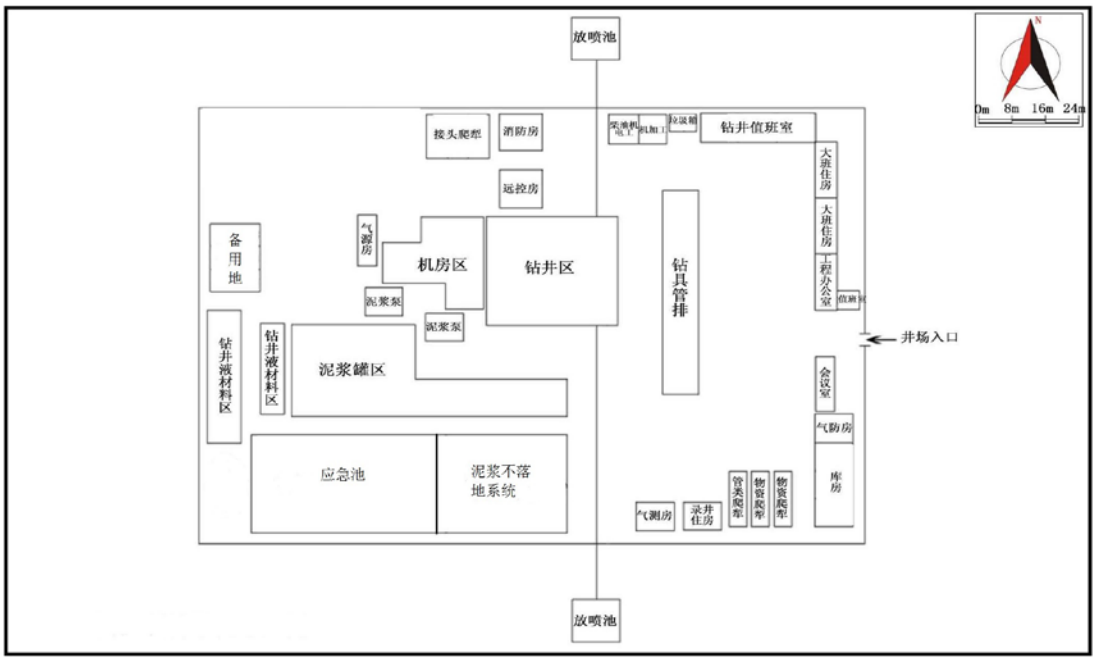


图 3.2-8　钻井期井场平面布置示意图

（2）井身结构

本次新部署 79 口井，其中新井 43 口（直井 5 口、水平井 23 口、斜井 15 口）、老井侧钻井 36 口，平均单井进尺 4330m。各井井身结构设计表见表。

本次新建 43 口井均采用三级井身结构，10 口侧钻井采用一级裸眼完井，具体各类井身结构见下表 3.2-6，图 3.2-9。

新井采用塔标III三开井身结构。一开 16″井眼，下入 10^3/$_4$″表层套管至 1200m；二开 9^1/$_2$″井眼，下入 7^7/$_8$″套管封目的层顶部；三开 6^3/$_4$″井眼，裸眼完井。

套管开窗侧钻井采用 6 ″钻头从 7 ″套管开窗侧钻，在不揭开储层的前提下，侧一开可深下 5″尾管至良一段底部，侧二开 4^1/$_8$″井眼，裸眼完井。

裸眼侧钻井采用 6^3/$_4$″钻头从 6^3/$_4$″井眼回填侧钻，裸眼完井。

表 3.2-7　井身结构设计表

序号	井型	建议井名	井身结构	序号	井型	建议井名	井身结构
1	新井	ZG58-H4	三级水平井	41	老井侧钻井	ZG102-H8C	裸眼一开
2	新井	ZG58-H5	三级水平井	42	老井侧钻井	ZG102-3XC	裸眼一开
3	新井	ZG58-H6	三级水平井	43	老井侧钻井	ZG102-H11C	裸眼一开
4	新井	ZG58-H7	三级水平井	44	老井侧钻井	ZG3C	裸眼一开
5	新井	ZG58-H8	三级水平井	45	新井	ZG431-H14	三级水平井
6	新井	ZG58-H9	三级水平井	46	老井侧钻井	ZG431-H7C	裸眼一开
7	新井	ZG58-H10	三级水平井	47	老井侧钻井	ZG45-H2C	裸眼一开
8	老井侧钻井	ZG58CH	二级套管开窗	48	新井	ZG45-H11	三级水平井
9	老井侧钻井	TZ83-4HC	裸眼一开	49	老井侧钻井	ZG43-7C	裸眼一开
10	新井	TZ83-H12	三级水平井	50	新井	ZG43-8X	三级大斜度井
11	老井侧钻井	TZ83-7XC	裸眼一开	51	新井	ZG441-10X	三级大斜度井
12	老井侧钻井	TZ83-H9CH	二级套管开窗	52	新井	ZG44-H1	三级水平井
13	老井侧钻井	TZ83-8XC	裸眼一开	53	新井	ZG44-7X	三级大斜度井
14	老井侧钻井	TZ83-2HCH	二级套管开窗	54	新井	中古 218	三级直井
15	新井	TZ721-H14	三级水平井	55	新井	中古 217	三级直井
16	老井侧钻井	TZ721-H13C	裸眼一开	56	老井侧钻井	ZG46-H2C	裸眼一开
17	老井侧钻井	TZ721-11XC	裸眼一开	57	老井侧钻井	ZG44C2	裸眼一开
18	老井侧钻井	TZ721-H4C	裸眼一开	58	老井侧钻井	ZG801-H7C	裸眼一开
19	老井侧钻井	TZ721-5C	裸眼一开	59	新井	ZG8-13X	三级大斜度井
20	新井	TZ721-H12	三级水平井	60	新井	ZG23-4X	三级大斜度井
21	老井侧钻井	TZ721-2HCH	二级套管开窗	61	老井侧钻井	ZG113-H8C	裸眼一开
22	新井	TZ726-H4	三级水平井	62	新井	ZG11-17X	三级大斜度井
23	新井	TZ726-H5	三级水平井	63	老井侧钻井	ZG11-H3C	裸眼一开
24	老井侧钻井	TZ726-1XCH	二级套管开窗	64	老井侧钻井	ZG113-H7C	裸眼一开
25	新井	ZG511-9X	三级大斜度井	65	新井	ZG113-4X	三级大斜度井
26	新井	ZG511-10X	三级大斜度井	66	新井	ZG113-9X	三级大斜度井
27	老井侧钻井	ZG511-2C	裸眼一开	67	老井侧钻井	ZG112-1C	裸眼一开
28	老井侧钻井	ZG702C	裸眼一开	68	新井	ZG113-3X	三级大斜度井
29	新井	ZG7-H4	三级水平井	69	老井侧钻井	ZG111-H1C	裸眼一开
30	新井	ZG7-6	三级直井	70	老井侧钻井	ZG21-H4C	裸眼一开
31	新井	ZG6-7X	三级大斜度井	71	新井	ZG111-H8	三级水平井
32	新井	ZG7-12X	三级大斜度井	72	老井侧钻井	ZG12C	裸眼一开
33	老井侧钻井	ZG1-2XC	裸眼一开	73	新井	ZG22-H8	三级水平井
34	新井	ZG1-H3	三级水平井	74	新井	ZG22-H9	三级水平井
35	新井	ZG1-H4	三级水平井	75	老井侧钻井	ZG22-H1C	裸眼一开
36	老井侧钻井	ZG1-9XC	裸眼一开	76	新井	ZG14-13X	三级大斜度井
37	老井侧钻井	ZG503-H1C	裸眼一开	77	新井	ZG14-H17	三级水平井
38	新井	ZG503-H3	三级水平井	78	新井	中古 141	三级直井
39	老井侧钻井	ZG10-2XC	裸眼一开	79	新井	满加 5	三级直井
40	新井	ZG10-5X	三级大斜度井				

地层		垂厚m
第四系		290
新近系		1525
古近系		1822
白垩系		2142
三叠系		2772
二叠系		3092
石炭系	含灰岩段	3272
	砂泥岩段	3366
	上泥岩段	3445
	标准灰岩段	3453
	中泥岩段	3550
寒武系	下丘里塔格组	3793

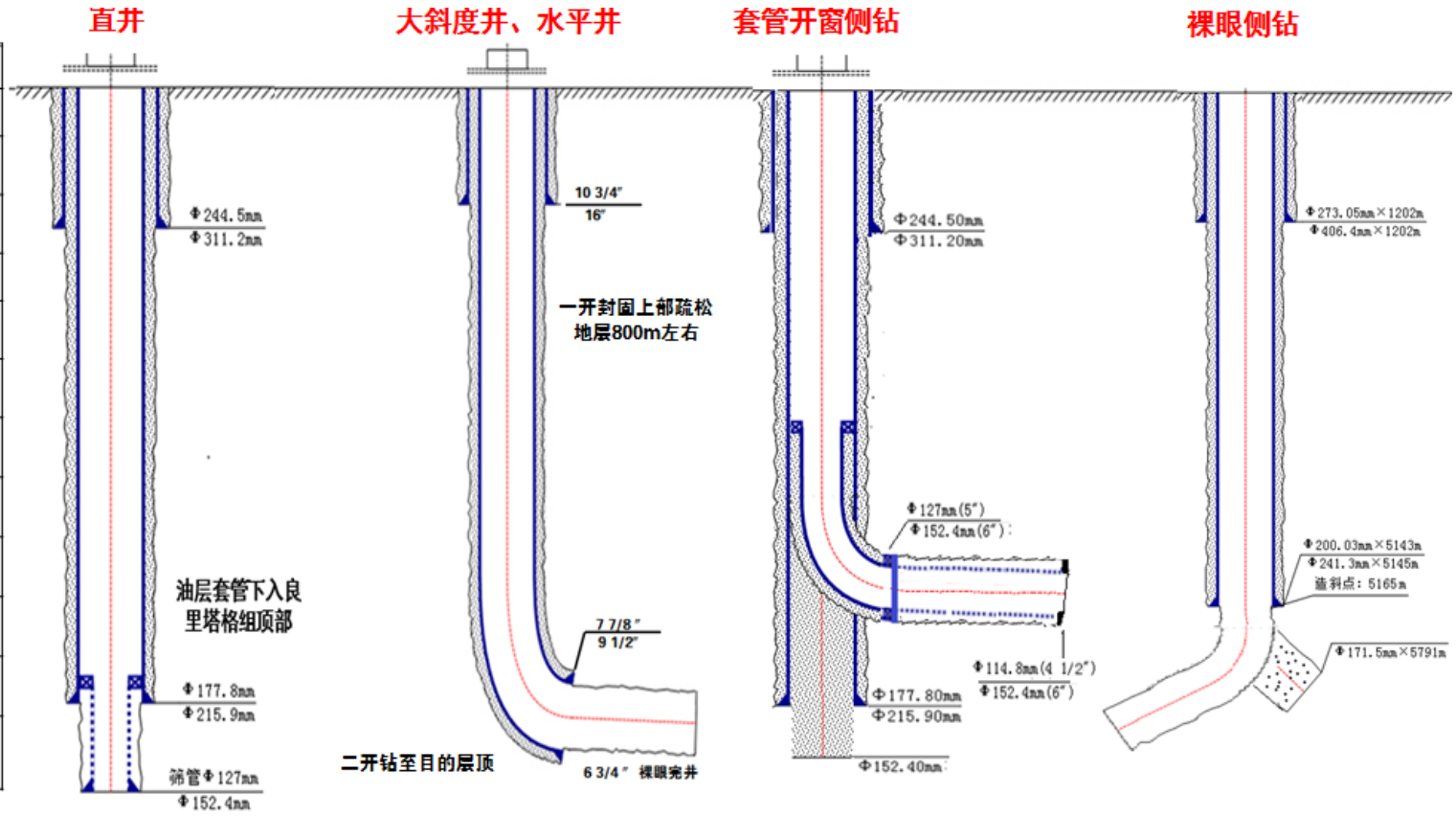


图 3.2-9　井身结构设计图

（3）钻井液

一开采用膨润土-聚合物体系，密度 1.05～1.15g/cm^3。

二开上部采用 KCl 聚合物体系，密度 1.15～1.28g/cm^3；二开下部采用 KCl 聚磺体系，密度 1.28～1.35g/cm^3。

三开采用聚磺体系，密度 1.22～1.25g/cm^3。

侧钻井采用 KCl 聚磺体系，密度 1.22～1.25g/cm^3。

储层保护思路：采用防漏堵漏+屏蔽暂堵技术，减少漏失，保护裂缝/微裂缝，缩短钻完井周期。

（4）固井设计

一开采用常规密度水泥浆一次上返封固全井。

二开技术套管采用 1.35g/cm^{3}低密度水泥浆+1.88 g/cm^{3}常规密度水泥浆一次上返固井。

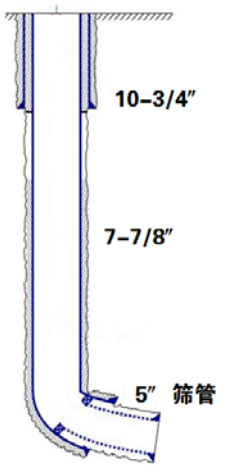
三开采用常规密度水泥浆尾管固井。

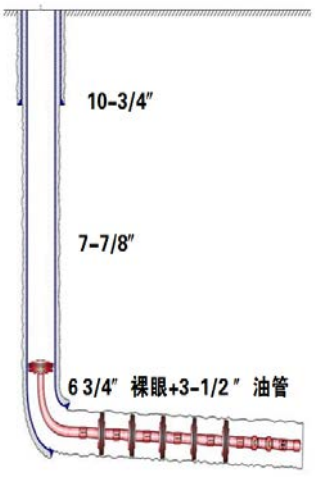
（5）完井方式

直井：悬挂 5″筛管完井

水平井、定向井：总体采用悬挂 5″筛管完井，有分段改造需求的井采用管外封隔器完井；推荐打孔筛管技术要求：孔径 12mm±0.2mm，管体两端各留 1m±0.2mm 不打孔，均匀布 150 孔（螺旋布孔）。

侧钻井：一开套管固井（5″），二开由于井眼尺寸较小（4-1/8″），不使用筛管完井，采用裸眼完井（完井管柱带筛管下入裸眼段）。





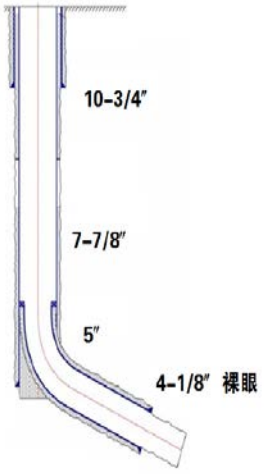


图 3.2-10 筛管完井示意图 图 3.2-11 管外封隔器完井示意图 图 3.2-12 侧钻井裸眼完井示意图

（6）采油方式

推荐 3 $^{1}/_{2}$″（δ7.34mm)×2000m+ 3 $^{1}/_{2}$″（δ6.45mm)×4500m+6m 3 $^{1}/_{2}$″伸缩管的组合方式（110 钢级）。自喷井抗硫油管服役效果良好，推荐继续使用普通碳钢抗硫油管。气举井建议降低抗硫管钢级为 80SS，必须严格控制 O_2混入。机采工艺采用气举采油工艺，采用半闭式气举管柱，考虑该区总体硫化氢含量较高的特点，总体推荐采用固定式气举阀，对于地层能量相对充足、液面相对较高井，设计气举阀 3～4 级，阀间距小且阀下的浅，考虑后期产量下降，在设计注气点下部增加 1 级附加阀（孔板阀），对于地层能量不足的井，设计气举阀 5～7 级，阀间距大且要下的深，但对于顶阀下深要充分考虑满足后期注水替油、井下作业后的液面位置，确保管网供气压力能够实现卸载。

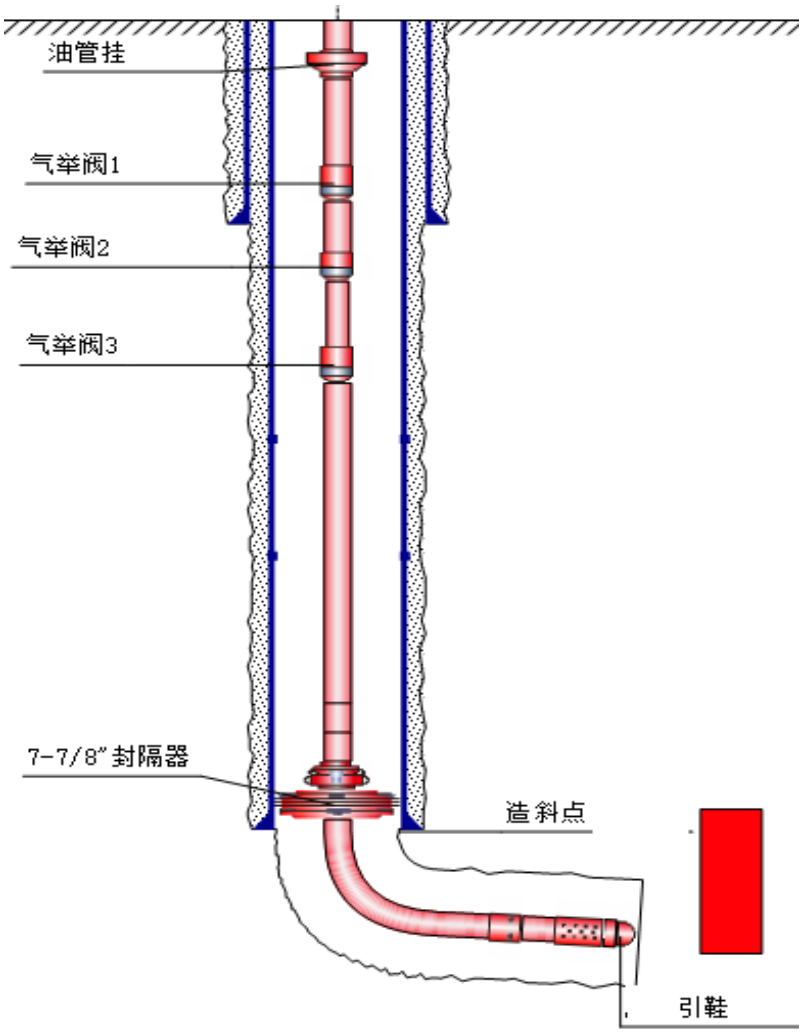


图 3.2-13　气举井完井管柱示意图

3.2.4.2 站场工程

根据开发方案，本项目共部署开发井 79 口。根据井位分布情况，其中有 39 口井依托现有集气站（TZ83 井区集气站、TZ721 集气站、1#集气站、2#集气站、3#集气站、5#集气站），4 口井直接接入塔三联，35 口井进新建集气站（4#集气站、6#集气站、7#集气站、8#集气站），井口管线采用井口串接流程工艺，每口单井管线直接接入集输汇管。最后 1 口（满加 5 井）新建试采点，拉运至塔三联。

本项目新建集气站 4#集气站、6#集气站、7#集气站、8#集气站均为 600 吨级，每座工程占地为 1200m^2，站内新建 1 台加热炉（500kW），负责将单井原油、天然气加热分离后外输；满加 5 井井场内新建试采点，不新增工程占地，站内新建 1 台加热炉（500kW），负责将单井原油、天然气加热分离后拉运至塔三联进一步处理。

主要工艺流程：

（1）原油系统

井口、计量点来液→油气倒井分离计量→三相分离器→原油缓冲罐→外输泵→加热炉→外输油管道

（2）天然气系统

三相分离器出气→除油器→压缩机→输气管道

（3）采出水系统（注水作业后增加流程）

三相分离器出水→采出水罐→低压供水橇→阀组

（4）排污系统

设备及容器排污→污油回收装置→污油泵→原油缓冲罐进口

（5）加药系统

甲醇剂→加药装置甲醇注入泵→天然气外输汇管

破乳剂→加药装置破乳剂注入泵→三相分离器进口汇管

3.2.4.3 油气集输工程

（1）站间集输

本项目需新建 4#集气站至 5#集气站、6#集气站和 7#集气站至塔二联、8#集气站至 7#集气站外输管线的输油干线（玻璃钢管 DN150 5.5MPa）、输气干线（无缝钢管 D219×7/L245NS）各 100km。

（2）单井集输管线

采油井口采用标准化、撬装化设计，即将出油阀、减压阀、加热炉、油井温度检测传感器、回压传感器等均统一安装在一个井口工艺撬座上。井口管线采用井口串接流程工艺，每口单井管线直接接入集输汇管。集油管线均采用玻璃钢管 DN100　5.5MPa。需建设单井集输管线 395km。

本项目集输工程主要工程汇总见表 3.2-8，集输管网分布见布局图 3.2-14、3.2-15。

表 3.2-14　集输工程内容表

序号	设备名称		单位	数量	备注
1	单井集油管线		km	395	玻璃钢管 DN100 5.5MPa
2	输油干线		km	100	玻璃钢管 DN150 5.5MPa
3	输气干线		km	100	无缝钢管 D219×7/L245NS
4	集输加热	电磁加热器	座	43	DN100 电磁加热含硫油井标准化井场
5		4#集气站	座	1	500kW 燃气加热炉
6		6#集气站	座	1	500kW 燃气加热炉
7		7#集气站	座	1	500kW 燃气加热炉
8		8#集气站	座	1	500kW 燃气加热炉
9		满加 5 试采点	座	1	500kW 燃气加热炉

3.2.5 配套工程

配套工程包括给排水工程、供配电、自控、通信、道路、防腐等。

3.2.5.1 给排水工程

（1）给水

站内给水采用罐车就近拉水，通过气压供水装置向站内各个用水点供水。

（2）排水

钻井期各单井生活污水量少，且较分散，各井场生活污水生活污水进入污水罐，定期拉运至塔中二号、三号联合站生活基地生活污水处理系统处理。钻井废水采用塔里木分公司泥浆不落地技术，循环利用不外排。

3.2.5.2 供配电工程

本项目位于塔二联、塔三联 110kV 变电站供电范围内，且区域内 10KV 配电网较为完善，本项目生产用电依托已建电力系统，可以满足项目区块供电需求。

3.2.5.3 自控工程

在拟建集气站和试采点设置 SCS 站控系统，操作人员利用上位操作站（HMI）和下位控制系统（PLC）对本工程各井场及转油站内的生产装置参数进行自动采集、控制、报警、联锁及管理等。SCS 站控系统采用先进、可靠、经济的仪表控制技术，满足工艺过程对自动化控制的要求，有利于工艺系统长周期安全运行，提高工艺操作和仪表维护的工作效率，进而实现管控一体化，提高自控管理水平。

2）在采油井场设置 RTU，完成井场生产数据的检测，储存，上传。实现各井场的无人值守，无人操作，定期巡检的自控水平。

3）站控系统预留 OPC 数据接口，通过专用通信信道（光缆）可将转油站数据上传至上一级管理系统，实现对井场、转油站的监控管理。

3.2.5.4 通信工程

新建集气站、试采点、各单井站和计量点设置光纤工业以太网交换机，组成工业以太网网络，单井站和计量点设置 2 光 4 电百兆工业交换机，集气站设置 3 光 6 电千兆工业交换机，用于传输单井站和计量点的 RTU 数据和高清工业监控视频。转油站对外联络考虑采用光纤方式，设置 155M SDH 光传输设备 1 套，接入塔中 1 号公路主干光缆，进入塔二联、塔三联通信网络。光缆线路全部沿 35kV 电力架空线路架设，采用 12 芯 ADSS 光缆，方便架设及维护。

3.2.5.5 道路工程

工程所在区域路网发达，不考虑设置主干路；各单井道路从就近道路引接。前期钻井路已与已建道路连接，单井投产后，考虑对已有钻井路进行修复后作为井场路使用。共计新建和修复井场道路 87km，用砂石路面结构，路面宽约 4.5m。

3.2.5.6 防腐设计

本工程新建分离器等设备，需要进行腐蚀防护。外防腐层系统的确定主要应考虑涂层的耐水性、抗紫外线性及能够适应设备的操作温度；内防腐涂层应具有优良的耐腐蚀性、耐水性、抗渗透性等，并能适应设备的操作温度要求。

3.2.6 依托工程

本项目依托工程主要包括塔中二号联合站、塔中三号联合站、塔中油田钻试修废弃物环保处理站和塔中含油污泥资源回收站等，各依托工程基本情况介绍如下。

3.2.6.1 塔中二号联合站

塔中二号联合站是集油、气、水、电于一体的综合处理厂，包括油气集输、天然气净化、硫磺回收、硫磺成型和凝析油处理装置。联合站于 2009 年 4 月开始建设，2010 年 10 月建设成功。原天然气设计规模为 $300\times10^4m^3/d$，凝析油设计规模 $18\times10^4t/a$，硫磺回收规模 39.5t/d，污水处理 $360m^3/d$，供电装机容量 3×4000kW。2012 年 9 月 4 日新建卸油台 1 座，设计转运原油 1100t/d。2013 年 7 月凝析油处理装置扩建投产，处理能力达到 $45\times10^4t/a$，污水处理能力提高到 $400m^3/d$。目前实际处理天然气 $100\times10^4m^3/d$，凝析油 $35\times10^4t/a$，H_2S 含量 8400ppm。

第二联合站工艺流程：

（1）集气与增压

集气装置接收气液混输来的原料天然气，并进行气液分离。高压气液分离器分离出的气相前期进入脱硫装置，后期进入增压站，液相进入凝析油处理装置；低压分离器分离出的气相和液相进入凝析油处理装置。

（2）脱硫与硫磺回收

联合站建设有 1 套 MDEA 脱硫装置，处理从集气装置/增压站来的含硫天然气和凝析油处理装置增压后的闪蒸气。脱硫装置由原料气分离、脱硫吸收、MDEA 富液闪蒸、MDEA 溶液再生、溶液过滤、净化和保护、溶液配制和加入、撇油、污水排放等部分组成。反应生成的液态硫磺经脱气后送往硫磺成型装置，采用钢带成型工艺，生产固体硫磺，产品纯度≥99.95%。

（3）脱水脱烃

脱水脱烃采用丙烷外部制冷低温分离工艺方法脱除天然气中的水分和重烃；采用注入乙二醇抑制剂的方法来防止低温条件下水合物的形成。脱水脱烃装置分为湿净化天然气预冷却与低温分离、丙烷制冷、醇烃液分离、乙二醇再生及注醇四部分。

（4）凝析油处理

采用气-液分离器对天然气、凝析油和水进行初步分离，在注入破乳剂后利用三相分离器对油、气、水进行分离，得到的凝析油和水分别采用净化天然气气提工艺脱除其所含的绝大部分 H2S。含 H2S 的闪蒸气和气提塔塔顶气经增压后

送至脱硫装置进行处理。脱除 H2S 的凝析油去塔轮输油管道，水送至气田水处理装置。

3.2.6.2 塔中三号联合站

塔中三号联合站是工艺最完整的处理站，主要包括集气装置、清管接收装置、预处理装置、增压站、脱硫装置、脱水脱烃、硫磺回收、凝析油处理装置等 8 套主体装置和硫磺成型、罐区、空气氮气站、火炬放空、燃料气系统、分析化验室、110KV 变电所、生活污水处理、生产污水处理、给水系统、导热油系统、水源井等 14 套辅助装置及公用系统。设计规模为：天然气 500 万方/天，凝析油 100 万吨/年，生产硫磺 105 吨/天，污水处理 720 方/天。

（1）天然气处理（净化）系统：塔中油气开发部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油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 30m^3/h（720 m^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或者输送至站外蒸发池所需要的水质指标。

（6）依托可行性：根据《塔中油气田环境影响后评价报告书》，塔三联运行现状见表 3.4-2。本项目最大产油量为 410t/d，最大产气量为 14.1 m^3/d，最大采出水量为 88t/d，均可依托塔三联进行处理。

表 3.4-2　　塔三联运行负荷表

序号	项目内容	设计规模	现状处理负荷	负荷率
1	天然气处理系统	$500\times10^4m^3/d$	$224\times10^4m^3/d$	44.8%
2	凝析油处理系统	3000t/d	1387t/d	46.23%
3	硫磺回收系统	105t/d	21t/d	20%
4	污水处理	$1440m^3/d$	$600m^3/d$	41.7%

3.2.6.3 塔中含油污泥资源回收站

(1)塔中含油污泥资源回收站概况

塔中含油污泥资源回收站位于沙漠公路西北 67km 处塔中 1 号气田区域，北距塔中 1 号油田公路 8.5km，中心地理坐标为东经 82° 57′ 45.71″，北纬 39° 22′ 3.48″。回收站总占地面积 $26460m^2$，设计处理含油污泥 $48m^3/d$($11520m^3/a$)。回收原油 7.78t/d(1867.2t/a)/还原土 11534.4t/a(含油率＜2%)。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)。

(2)工艺流程

本项目主要利用热洗加萃取及特殊促进分离技术，并建成配套装置，用一定的温度经过搅拌混合、粗砂分离等工序对含油污泥进行预处理后，在一定的固液条件下，采用特殊的三相分离设备内特殊的分离促进器等综合手段，将污泥内的油品萃取分离出来，通过原油、溶液、泥土三相分离技术将油品回收。

①运输：运输罐车将含油污泥从各钻井现场运送至站区出入口东侧的含油污泥暂存池。

②杂质分离：

a.粗筛分：主要进行大块杂质的分离。

油泥暂存池内的含油污泥经门式抓斗行车投料至振动筛，将粒径＞50mm 的大块杂质筛出，暂存于粗料储存池内，由洗涤液清洗后用料都抓出，用于铺设井场道路；粒径≤50mm 的含油污泥进入油泥储斗，通过油泥储斗底部的无轴螺旋输料机送至油泥混合搅拌机的进料斗车。

b.搅拌：含油污泥由斗车上料到油泥混合搅拌机，与溶液循环槽中的溶液进行混合搅拌 15mⅠn 后，放入底部的泥浆储斗。

c.洗涤：主要进行砂石的分离。

泥浆储斗中的污泥由无轴螺旋输料机送至一、二级粗料洗涤机，溶液循环槽中的溶液加热至 70℃后进行喷淋洗涤，将粒径＞3mm 的砂石洗出，暂存在粗料储存池内，用于铺设井场道路。

溶液加热采用然天然气导热油炉，通过导热油循环间接加热。

d.细筛分：粒径≤3mm 的含油泥浆由渣浆泵送到细料分砂机再次进行粗砂分筛，粗砂回流至粗料洗涤机进行再次喷淋洗涤，浆料进入匀质槽添加药剂进行匀质。

③油水分离：匀质后的含油泥浆依次经一级旋流分离槽、二级旋流分离槽分离，分离出来的油经回收油脱水罐脱水后，送至回收油储罐储存，由油田公司定期回收；下层泥浆经压滤机压榨，滤液储存至溶液循环槽中，回用至搅拌、洗涤工序，还原土经检测合格后运至塔中 1 号油气田(塔三联)固废填埋场集中处理。

塔中含油污泥资源回收站工艺流程见图 2.1-16。

3.2.6.4 塔中钻试修环保站

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，设施的中心坐标为北纬 39° 21′ 53.44″，东经 82° 57′ 33.17″。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)，于 2017 年 6 月建成。环保站处理工艺简介如下：

(1)钻井聚磺泥浆体系固废处理

设计固废处理能力 120m^3/d，采用高温氧化处理技术对钻井聚磺泥浆体系固废进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境(850℃以上)使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的，处理后的固体废物可满足新疆维吾尔自治区地方标准：《油气田钻井固体废弃物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)表 1 综合利用污染限值，用于铺设服务油田生产的各种内部道路、铺垫井场、固废封场覆土及自然坑洼填

充材料等。主要工艺流程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序。具体流程见图 3.2-20。

(2)酸化压裂废水无害化处理工艺简述

塔中钻试修废弃物环保处理站(简称“环保站”)钻试修废水处理规模 300m³/d，环保站钻试修废水处理工艺简介如下：

采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足中国石油天然气股份有限公司企业标准《生产回注水质指标及推荐方法》(Q/SY 0149-2011)的生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水。

废水处理工艺主要包括预处理(均质除油)、破乳絮凝、固液分离、过滤、回注等工序，具体流程见图 3.2-20。

3.3 工程分析

油田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油、原油集输和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.1 钻井

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

其工艺包括钻井、固井（下套管、注水泥）和完井等过程。钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。钻前准备：包括平整井场和井场道路、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。井场主要钻井设备有：钻机（包括井架、天车、泥浆泵）、泥浆罐及泥浆固相控制系统、水罐，柴油机（备用）、发电机。井场配有控制室（车）和宿营房车。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置泥浆罐（钻井期间存放钻井岩屑、废泥浆和废水）。在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（参见图 3.3-1）。

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

采用双层套管，水泥返高地面方式进行固井。在完成最后一个井段的钻井和固井后，实施完井作业，如果因未钻获油藏等原因而需弃井时，则封堵井眼，切除地面以下 1m 内的套管头。

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

本项目部署 79 口井，其中新钻井油井 43 口（水平井 23 口、斜井 15 口、直井 5 口），平均单井进尺 4330m；老井侧钻井 36 口，平均单井进尺 626m。总进尺 20.87 万 m。

3.3.1.2 测井

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

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

3.3.1.3 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，一般包括酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

3.3.1.4 地面工程建设

本项目地面工程主要包括井场、阀组设备安装及管线连接，管线敷设、道路建设（以道路修复为主）等。

管线施工工艺流程详见图 3.3-2。

管线施工工艺流程简介：

（1）施工放线

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

（2）管沟开挖

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物 。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员作好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧5m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。管沟沟底单管开挖宽度为 0.8m，管沟边坡比为 1:1.5。管沟成型后，应进行检查。

管线施工作业带宽度为 8m，管线埋深为 1.2m。

（3）管线组装

集输管线采用柔性复合高压输送管，连接方式应符合《石油天然气工业用非金属复合管 第 2 部分：柔性复合高压输送管》（SY/T6662.2-2012）、《柔性复合管施工及验收规范》（Q/SY TZ 0407-2014）中的相关要求；燃料气管线采用无缝钢管，采用焊接方式连接，严格按照《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）等相关要求执行。柔性复合高压输送管采用弹性敷设，燃料气管线采用弹性敷设、冷弯弯管、热煨弯头三种型式来满足管道变向安装要求。

（4）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。

（5）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。

（6）穿越工程

1）光、电缆及其它管道穿越

一般情况下，管道与其它埋地构筑物交叉，原则上在其下方通过。

与电（光）缆交叉时，管道与电（光）缆净距不小于 0.5m，还要对电（光）缆采取保护措施。与管道交叉时，两管间净距不小于 0.3m，并采取措施将两管道隔离；管沟开挖前，首先探明被穿越管道位置，并作出明显标记。在交叉点两侧各 5m 范围内必须采用人工开挖。

2）公路穿越

本项目公路穿越主要为油气田内部公路穿越，穿越方式采用大开挖穿越，穿越管段加20#无缝钢制套管保护，套管规格为φ219×7.0mm，穿越段长度共计30m。

（7）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。

3.3.1.5 采油

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。在原油开采中为了保持油层的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。根据注入介质的不同，常见有水驱采油和蒸汽驱采油。

根据油气藏目前生产情况、油藏原油性质和配产情况，本项目选择采油方式为：初期自喷开采，当油层压力下降，油井停喷或需要提液时根据部署井不同掺稀比采用有杆泵或电泵、注水采油等。

3.3.1.6 原油集输及处理

本项目单井输油采用加热集输流程，油气处理依托已建塔中二号、三号联合站，通过计转站最终输往区内联合站进行处理。。

3.3.2 环境影响因素分析

本项目建设可分为开发建设期、生产运营期、退役期三个阶段。

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

本项目包括钻井、地面工程建设、采油、油品集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关钻井、采油、井下作业、原油储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见表 3.3-1、图 3.3-4。

表 3.3-1　　环境影响因素识别表

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场、站场	永久性占地、临时占地、动植物影响	-
		管线、道路建设	破坏土壤和植被	-
			影响农牧业	-
			引起水土流失	-

			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	非甲烷总烃、硫化氢	-
		加热炉燃烧废气	NOx、SO_2、颗粒物	
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、含油污泥	送有资质单位处置	
		原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	＋＋
3	运营期（事故工况）	集输管线、阀组破损泄漏	污染土壤、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

注：“- -”为负影响较大；“-”为负影响较小；“+ +”正影响较大；“+”为正影响较小。

3.3.3 施工期环境影响因素分析

施工期主要污染来自钻井工程、地面设施施工产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、施工人员的生活污水和生活垃圾、设备渗油等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.3.3.1 生态影响因素

生态影响主要体现在站场、管线、道路建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集油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。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场的永久占地。

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

根据估算，各项工程的永久性占地面积为永久占地 0.498km^2、临时占地 4.917km^2，详见表 3.3-2。工程占地类型主要为沙地。

表 3.3-2　　占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积（m²）			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	103200	607800	711000	单个井场总占地 90m×100m，永久占地面积为 2400m^2（60m×40m），临时占地面积为 6600m^2。临时占地内将修建 1 座应急池（500m^3），主、副两座放喷池占地均为 200 ㎡。（侧钻井仅计算临时占地）
2	4 座集气站	3360	1440	4800	每座集气站总占地 1200m^2（40m×30m），新增永久占地 840m^2（30m×28m），临时占地 360m^2，
	1 座试采点	0	0	0	新建试采点位于加满 5 井场范围内，不新增占地。
3	集输干线	0	800000	800000	输气干线、输油干线以及燃料气管线长度均为 100km，同沟敷设，作业带范围按 8m 计算。
	单井集输管线	0	3160000	3160000	单井集油管线 395km，作业带范围按 8m 计算。
4	道路	391500	348000	739500	新建道路 87km。路基宽 4.5m，路面 3.5m，施工中扰动两侧各 2m。
合计		498060	4917240	5415300	/

3.3.3.2 开发期污染源分析

（1）废气污染源

本项目在施工期对环境空气的影响主要来自以下几个方面：一是在管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬；二是开发期施工机械及运输车辆尾气，本项目钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。燃油废气

中主要污染物为颗粒物、NO_x、SO_2、烃类等。施工机械及运输车辆的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点。

（2）废水污染源

施工期产生的废水主要为钻井废水和生活污水。

①钻井废水

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，包括：

A、机械冷却废水：包括柴油机冷却水、钻井泵拉杆冲洗水、水刹车排出水等；

B、冲洗废水：包括冲振动筛用水、冲洗钻台和钻具用水、清洗设备用水、泥浆罐定期清洗废水；

C、钻井液流失废水：主要是废钻井液中的澄清液、起下钻钻井液的流失、钻井液循环系统漏失产生的废水；

D、其他废水：包括固井等作业产生的废水、井口返排水等。

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

本项目新部署 79 口井，其中新钻 43 口（水平井 23 口、斜井 15 口、直井 5 口），平均单井进尺 4330m；老井侧钻井 36 口，平均单井进尺 626m。总进尺 20.87 万 m。根据《工业污染源产排污系数手册（2010 年版）》上册 0790 与天然原油天然气开采有关的服务活动产污系数表，特殊气井（≥4km 进尺）产污系数 56.68t/100m 进行估算。本项目钻井进尺 20.87 万 m，则钻井废水产生量为 11.83 万 m^3。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

②生活污水

施工期常驻井场人员按 50 人，本项目钻井周期平局约为 67d，合计钻井周期 5293 天。每人每天生活用水最高按 100L 计算，生活用水总量为 26500m³，生活污水排放量按用水量的 80%计，则钻井期内生活污水总产生量总计为 21200m³，生活污水主要污染物为 COD、NH_3-N、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH_3-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。生活污水进入污水罐，定期拉运至塔中二号、三号联合站生活基地生活污水处理系统处理。

（3）固体废物污染源

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（m^3）；

D——井眼的平均直径，新井取平均值 0.2m，侧钻井取平均值 0.14m；

h——井深，取平均值 4330m、侧钻井取平均值 626m。

本项目钻井过程中新井一开和二开上部（3100m 以上）采用水基非磺化泥浆，二开下部及三开（3100m 以下）均采用水基磺化泥浆；侧钻井均采用水基磺化泥浆。由以上经验公式计算可得，新井单井产生的废弃泥浆量约为 384m^3，其中水基非磺化泥浆约 240m^3，水基磺化泥浆约 144m^3；侧钻井单井产生的废弃泥浆量约为 102m^3。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石井钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50%的岩屑混进泥浆，剩余岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面井振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，新井取平均值 0.2m，侧钻井取平均值 0.14m；

h——井深，新井取平均值 4330m、侧钻井取平均值 626m；。

利用上述公式计算出新井每口井钻井期内产生的岩屑量约为 136m^3，其中水基非磺化钻井岩屑 97m^3，水基磺化泥浆钻井岩屑 39m^3，侧钻井单井产生的废弃泥浆量约为 10m^3。

本项目新井 43 口，侧钻井 36 口，根据上述计算结果，钻井泥浆及岩屑产生量估算结果见下表 3.3-3。

表 3.3-3　本项目钻井泥浆及岩屑产生量估算表

井型	钻井液类型	平均井深（m）	单井废弃泥浆量（m³）	总废弃泥浆产生量（m³）	单井钻井岩屑量（m³）	总废弃钻井岩屑产生量（m³）
新井（43口）	水基非磺化	3100	240	10320	97	4171
	水基磺化	1230	144	6192	39	1677
	小计	4330	384	16512	136	5848
侧钻井（36 口）	水基磺化	626	102	3672	10	360
合计		/	/	20184	/	6208

钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，二开下部及三开及侧钻井均采用水基磺化泥为磺化水基泥浆。根据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，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后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

③生活垃圾

根据开发初步方案及前述分析，本项目合计完井周期 5293 天。单井施工人数约 50 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。，平均单井产生生活垃圾 0.025t，整个钻井过程生活垃圾产生量共计 133t，生活垃圾集中收集后定期送往塔中 1 号公路 68 公里处固废填埋场或塔中 1 号公路 1.5 公里处固废填埋场处置。

（4）噪声污染源

钻井期间，噪声产生于钻机、泥浆泵等，声强一般在 95－105dB(A)，见表 3.3-4。

表 3.3-4　　钻井设备主要噪声源

位置	噪声源	源强 dB(A)	治理措施
井场	钻机	100~105	基础减振
	泥浆泵	95~100	减振、消声

3.3.4 运营期环境影响因素分析

3.3.4.1 废水污染源

（1）采出水

塔中Ⅰ号气田采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。采出液在塔中二号、三号联合站进行脱水处理。根据开发方案，本项目运行期累计采出油藏采出水最大为 405t/d。油藏采出废水进入塔中二号、三号联合站污水处理系统处理，经处理达标后全部回注地下，不外排。

（2）生活污水

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。故运营期不新增生活污水。

（3）井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。修井废水的产生是临时性的，每次产生作业废水约 60m^3。废液中主要含有酸、盐类、石油类和有机物。修井、洗井废水采用专用废液收集罐收集后运至塔中钻试修环保站处理，达到回注水标准后回注地层。

本项目共部署 79 口开发井，按井下作业每 2 年 1 次计算，则本项目 79 口采油井井下作业工程产生的井下作业废水为 2370m^3/a。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。

3.3.4.2 废气污染源

油气田生产过程中油气集输、处理及外运过程中大气污染物主要是无组织泄露烃类气体和加热炉等产生的燃烧烟气。

(1)燃烧烟气

燃烧烟气来源为站场、井场加热炉等排放烟气，其燃料气采用干气（处理后的返输天然气），烟囱高度为 8m。燃气加热炉耗气量计算公式如下：

$$A=\frac{3600pt}{\varepsilon Q_L}=\frac{3600\times0.2\times1}{0.9\times33.59}=24$$

式中：A 为燃气量，m^3；

P 为真空加热炉功率，MW；

ε为真空加热炉热转化效率，真空加热炉取 0.9；

Q_L为燃气的低位热值，MJ/m^3，根据燃气分析结果，取 $33.812MJ/m^3$；

t 为真空加热炉运行时间，h，按满负荷运行 330d（7920h）计算。

则本项目各类加热炉燃气量情况见表 3.3-7。

表 3.3-7　加热炉耗气量及设置台数一览表

序号	项目	加热炉台数	年工作小时（h）	单台锅炉燃气量（万 m^3/a）	本项目总燃气量（万 m^3/a）
1	500kw 加热炉	5	7920	46.85	187.4

根据《工业源产排污系数手册（2010 修订）》中工业锅炉（热力生产和供应行业）中工业废气量排放系数、《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953—2019) 附录 F 中产排污系数表（燃气工业锅炉），见表 3.3-8。井口加热炉污染物排放情况详见表 3.3-9。

表 3.3-8　工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
蒸汽/热水/其它	天然气	燃烧室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	136259.17	直排	136,259.17
				二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S①	直排	0.02S
				氮氧化物	千克/万立方米-原料	18.71	直排	18.71
				烟尘	千克/万立方米-原料	2.4	直排	2.4

注：①产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指燃气收到基硫分含量，单位为毫克/立方米。本项目加热炉采用经轻烃站脱硫处理后的返输天然气，总硫含量设计指标为 $150mg/m^3$，本次计算燃料中含硫量（S）按设计指标 150 毫克/立方米进行计算，则 S=150。

表 3.3-9　　加热炉排放的烟气情况一览表

污染物	燃气量	烟气量	主要污染物排放情况

污染源	万 m^3/a	万 m^3/a	NOx		SO_2		烟尘	
			mg/m^3	t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3	t/a
500kw 加热炉	46.85	637.16	137.3	0.87	22.0	0.14	17.61	0.11
500kw 加热炉	46.85	637.16	137.3	0.87	22.0	0.14	17.61	0.11
500kw 加热炉	46.85	637.16	137.3	0.87	22.0	0.14	17.61	0.11
500kw 加热炉	46.85	637.16	137.3	0.87	22.0	0.14	17.61	0.11
500kw 加热炉	46.85	637.16	137.3	0.87	22.0	0.14	17.61	0.11
合计	234.25	3185.8		4.35		0.7		0.55
标准限值	/	/	200	/	50	/	20	/

则本项目加热炉燃烧天然气排放废气量为 3185.8 万 m^3/a，排放 SO_2 0.7t/a、NO_X 4.35t/a、烟尘 0.55t/a，浓度分别为：SO_2：22mg/m^3，NO_X：137.3mg/m^3，烟尘：17.6mg/m^3。达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准限值烟尘：20mg/m^3，SO_2：50mg/m^3，NO_X：200mg/m^3。

(2)烃类挥发

此大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发无组织挥发。

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。油气集输及处理采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发。

参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械化工出版社），无组织排放在大多数建设项目中都存在，但难以定量描述，源强的确定可采用估算法给出。根据该指南中提供的无组织排放源强估算系数，VOCs产生量为原料年用量或产品年产量的0.1‰~0.4‰。本项目油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，由国内外有关计算和油田实测数据看，采用密闭集输工艺，其原油损耗可控制在0.1‰以下，按照原油最大产量24.66×10^4t/a计算，此次建产新增烃类挥发总量为24.66t/a。

3.3.4.3 固体废物污染源

（1）油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时

产生少量油泥。根据类比调查，1 口井含油废物产生量约为 0.2t/a，79 口单井含油废物产生量约为 15.8t/a。

对照《国家危险废物名录(2021 年版)》，油泥（砂）危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，本项目产生的油泥（砂）由塔中含油污泥资源回收站进行无害化处理。

（2）生活垃圾

运营期工作人员由塔中油气开发部内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

3.3.4.4 噪声源

本项目主要噪声源是站场、井场机泵等设备噪声，噪声级为 80～120dB(A)，见表 3.3-10。

表 3.3-10　　噪声源设备

位置	噪声源	声源强 dB（A）
井场	机泵	90-100
	井下作业	80-120

3.4 清洁生产水平分析

3.4.1 钻井过程的清洁生产工艺

（1）采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。

（2）在钻井、注水、防砂等钻采工艺中，采取防渗漏措施（下入表层套管），防止钻井化学药剂对地下水的污染。

（3）钻井过程中，采用钻井泥浆循环系统、泥浆泵冷却水循环系统、废油品回收专用罐、钻井污水循环回收罐等环保设施，最大限度减少污染物排放量。

（4）钻井泥浆循环利用率（重复利用）达到 90%以上，最大限度地减少废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体规定如下：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等祛除有机杂质后再进行利用，使其资源化，有效减少泥浆使用量。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用；井队充分回收利用污水，泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用，冲洗钻台等污水经防渗污水池（防渗材料：采用土工膜）沉淀处理后，打入污水循环回收罐循环使用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油、洗件油及其他油品全部交有资质单位处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少废弃泥浆产生量。

（5）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（6）设置井控装置（防喷器等），并采取了防止井喷和井漏的技术措施，以及防止井喷事故对环境造成污染影响。

（7）钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物排放均控制在井场范围内，并采取了防渗措施，以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

（8）完钻后剩余的泥浆统一回收后供新钻井使用，钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求后，用于铺设通井路、铺垫井场等。

3.4.2 油气集输及处理清洁生产工艺

（1）采用自动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，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

（2）系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。

（3）油气集输

依托已建塔中二号、三号联合站。采出液串接进入计转站后转输进入各联合站处理。采用前期自喷+后期抽油机方式开发。

（4）优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，尽量同沟敷设，减少占用林地面积，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

3.4.3 井下作业清洁生产工艺

（1）在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

（2）原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出；另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

（3）在井下作业过程中，对产生的废液拟采用循环作业罐（车）收集，运至塔中二号、三号联合站处理。

3.4.4 节能及其它清洁生产措施分析

（1）采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

（2）选用节能型电气设备。站场的动力、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。

（3）集油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

3.4.5 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 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。

本项目建设主要采取的环境管理措施如下：

（1）落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

（2）在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

（3）井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采油过程中加强管理，对输油管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

3.4.6 标准对照

参考《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）中的相关标准对本项目现开发区块清洁生产水平现状进行说明，同时对未来滚动开发区块各项清洁生产指标提出要求。

（1）评价指标体系

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

① 评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

——凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的就执行国家要求的数值；

——凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

——定量评价指标体系的评价基准值代表了行业清洁生产的平均先进水平。

——在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”、“否”或完成程度两种选择来评定

② 权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

③ 评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、含油污

泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

不同类型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 3.4-1。

表 3.4-1　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	清洁生产审核	
						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	稀油：≤65 稠油：≤160	25.5	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	30	1.7
		COD	mg/L	5	乙类区：≤150	150	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	60	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	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	清洁生产审核
									得分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量				井筒设施完好		5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置		10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施		10	0
		采油方式				采油方式经过综合评价确定		10	10
		集输流程				全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	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	10
		开展清洁生产审核，并通过验收						20	20
		制定节能减排工作计划						5	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	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况						5	5
		老污染源限期治理项目完成情况						5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况						5	5

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数据为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。在计算各项二级指标的评分时，应根据定量评价指标的类别采用不同的计算公式计算。

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i=S_{xi}/S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i=S_{oi}/S_{xi}$$

式中：

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数。如采用手工计算时，其值取小数点后两位；

S_{xi}—第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi}—第 i 项评价指标的评价基准值。

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 Si 值就会较大，计算结果就会偏离实际，对其它评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 Si＞k/m 时（其中 k 为该类一级指标的权重值，m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取该 Si 值为 k/m。

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1=\sum_{i=1}^{n} S_i \cdot K_i$$

式中：

P_1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

$$P_2=\sum_{i=1}^{n}F_i$$

式中：

P_2—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

为了综合考核油气勘探开发企业清洁生产的总体水平，在对该企业进行定量和定性评价考核评分的基础上，将这两类指标的考核得分按不同权重（以定量评价指标为主，以定性评价指标为辅）予以综合，得出该企业的清洁生产综合评价指数。

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P_1—定量评价指标考核总分值；

P_2—定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-2。

表 3.4-2　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	P≥90
清洁生产企业	75≤P＜90

本工程在在集输工艺中采用易于管理的密闭混输和分输模式；采取有效的污染防治措施。本工程在采输气、油气处理等生产工艺方面，均采用了目前国际、国内先进技术，能源消耗低，由表 3.4-1 计算得出：本工程进行清洁生产审核前分数：定量指标得分 86.7 分，定性指标得分 90 分，综合评价指数得分 88.02 分，与表 3.6-2 中相比较，75≤P＜90，属于清洁生产企业。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 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。

3.5.2 污染物总量控制因子

“十三五”我国主要污染物总量控制指标 4 个，分别为二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量和氨氮。

本项目油气集输和处理采用密闭集输工艺，采用密闭装车工艺，新建的井场及扩建站场内设置燃气加热炉，用联合站处理后的产品气作为燃料，燃料燃烧产生 SO_2、氮氧化物等废气。

运营期产生的采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，井下作业废水经绿色环保处理后回注地层，不外排，因此不对废水污染物进行总量控制建议。

根据本项目开采处理的工艺特点及本项目具体情况，在生产过程中总量控制的指标为 SO_2、氮氧化物。建议考核指标：非甲烷总烃。

3.5.3 总量控制建议指标

（1）开发期

由于开发期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对钻井期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

①SO_2、NO_x

根据 3.3.4.2 节废气污染源计算结果，本次评价建议本项目加热炉的总量控制指标为 SO_2：0.7t/a，NO_X：4.35t/a。

②非甲烷总烃

根据《关于印发〈挥发性有机物排污收费试点办法〉的通知（财税〔2015〕71 号）》，VOCs 是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本项目而言，其排放的 VOCs 基本可以等同为非甲烷总烃，故确定本项目建议总量控制指标为非甲烷总烃，本项目油气集输过程中 VOCs（即非甲烷总烃）无组织排放量估算为 24.66t/a。

本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本项目实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

3.6 相关法规、政策符合性分析

（1）与《产业结构调整指导目录》（2019 本）符合性分析

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 本），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。本项目位于国土资源部批准的新疆塔里木盆地塔中油气田开采区域内，项目的建设符合国家的相关政策。

（2）与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。

第十条规定煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

本项目行政区隶属和田地区民丰县、阿克苏地区沙雅县、巴音郭勒蒙古自治州且末县管辖，评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域，工程设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，

环评要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

（3）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%;落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地；在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。

本项目采出水由联合站污水处理系统统一处理调配；项目伴生气进行回收利用；井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，产生油泥（砂）委托有含油污泥处置资质的单位进行处理。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

（4）与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本项目施工期产生的建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。项目钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑必须满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

（5）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

根据（环办环评函〔2019〕910 号）：在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染；陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放；涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。井场加热炉等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求；建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。

本项目采出水依托塔中二号、三号联合站处理达标后回注地层，采用密闭集输等措施控制无组织排放，生产用加热炉、锅炉等废气排放可满足国家和地方大气污染物排放标准要求，各采油厂针对油田在施工期和运营期可能发生的各种环境风险事故，制定了详细的风险事故应急预案，当事件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。本项目后续根据开发时序等进行分期验收，符合（环办环评函〔2019〕910 号）中相关要求。

3.7 相关规划符合性分析

（1）能源发展“十三五”规划

国家《能源发展“十三五”规划》中明确，十三五”时期，要夯实油气供应基础,着力提高两个保障能力：“一是加大**新疆**、鄂尔多斯盆地等地区勘探开发力度,加强非常规和海上油气资源开发，提高资源的接续和保障能力，二是有序推进煤制油、煤制气示范工程建设，推广生物质液体燃料,提升战略替代保障能力”。本项目属于**油气资源开发项目**，符合国家能源规划。

（2）全国矿产资源规划

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

（3）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》

《自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》提出，按照“稳步推进、重点突破、互利共赢、惠及民生”的原则，全面推进新疆油气资源开发利用。在资源勘探开发利用转化过程中提高地方参与程度，加大石油天然气资源在新疆加工转化力度。推进中央驻疆油气开发企业的就地注册，加快与新疆本地企业合资合作，支持在新疆注册成立公司的企业参与新疆油气区块竞争出让，鼓励和支持各类企业参与石油和非常规油气资源勘探开发。围绕**塔里木**、准噶尔和吐哈三大油气资源，重点建设独山子、乌鲁木齐、克拉玛依、南疆塔河石化等千万吨级大型炼化一体化基地。对于油气开发，重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目。本项目属于**塔里木盆地油气基地**，符合《自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》的要求。

（4）《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020 年）

《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020 年）第三章第三节指出“落实国家资源安全战略部署，综合考虑自治区矿产资源禀赋、开发利用条件、环境承载力和区域产业布局等因素，建成油气、煤炭、铀矿、铁矿、锰矿、铜矿、铅锌矿、金矿、钾盐等 10 个国家级和 14 个自治区级矿产能源资源基地，作为国家资源安全供应战略核心区，纳入自治区国民经济和

社会发展规划以及相关行业发展规划中统筹安排和重点建设”，其中**塔里木盆地油气基地**属于该规划确定的 10 个国家级大型油气生产和加工基地，本项目属于**塔里木盆地油气基地内重点项目**，符合规划要求。

（5）《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

本项目所在的**塔里木盆地油气基地**属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020 年）确定的 10 个国家级大型油气生产和加工基地，不属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》划定的禁采区和限采区，符合规划环评要求。

（6）《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》提出：“到 2020 年，基本建成安全、稳定、经济的矿产资源保障体系，基本形成节约高效、环境友 好、矿地和谐的绿色矿业发展格局。矿业经济发展支撑自治区经济中高速增长，资源开发迈向中高端水平。基本建成统一开放、竞争有序的现代矿业市场体系，形成矿产资源开发保护与矿业发展新格局。……强化矿产资源的安全可持续供应与应急保障能力，对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘察开发政策。”《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》将规划分区划分为重点矿区、限制开采区和禁止开采区。重点矿区：全区划分为 9 大矿产资源开发区域：①阿尔泰山非生态敏感区域黄金、有色金属、黑色金属、稀有金 属、白云母、宝石开发区域；②塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开发区域；③西准噶尔非生态敏感区域铬、金、膨润土、煤炭、石材开发区域；④东准噶尔金、煤炭、有色金属、建材非金属矿产开发区域；⑤西天山非生态敏感区域黑色金属、有色金属、金、煤炭、铀矿产开发区域；⑥东天山金、黑色金属、有色金 属、煤炭、化工、建材非金属矿产开发区域；⑦南天山黑色 金属、金、有色金属、煤炭、化工、特色非金属矿产开发区域；⑧西昆仑煤炭、黑色金属、有色金属、金、宝玉石矿产开发区域；⑨阿尔金山非生态敏感区域有色金属、金、石棉、玉石矿产开发区域。限制开采区：严重供大于求以及下游产业产能过剩、耗能大、污染重的矿产分布区域；具有地方特色且需保护性限量开采矿种的分布区域；虽

有可靠的资源基础，但当前市场容量有限，应用研究不够，资源利用方式不合理的区域；在较高技术经济条件与一定外部条件下，才能达到资源合理利用的区域；需要进行矿产资源储备和保护的矿产地；钨矿分布区域；国家和地方规定的其他限制开采矿产资源的区域。区内要进一步严格矿业权管理，按照现行法律法规加强监督管理。禁止开采区：军事管理区，国家和自治区级自然保护区、重要水源涵养区、风景名胜区、历史遗迹保护区，重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内，重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施等一定范围内，机场、国防工程设施圈定的地区。本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区，本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》。

（8）《新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划》

《新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划》提出：“**把新疆建成国内最大的油气勘探开发基地**、重要的油气储备和石油化工基地、重要的煤化工升级示范和生产基地、最大的氯碱和硫酸钾生产基地、西部最大的氮肥生产基地”。

本项目符合《新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划》。

（9）《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》

《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》指出，“加强油气储运中挥发性有机物的治理”。

本项目采用密闭集输，可有效控制挥发性有机物的排放。另外，在加强风险事故防范措施的基础上，又针对油田在施工期和运营期可能发生的各种环境风险事故，制定了详细的风险事故应急预案，当事件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。工程在控制环境风险防范方面是符合《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》提出的相关要求的。

（10）新疆维吾尔自治区主体功能区规划

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。

本项目属于石油开采项目，行政区隶属新疆库车市管辖，属于重点开发区域，本项目建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

3.8 选址、选线合理性分析

本项目组成包括 43 口新井和 36 口老井的钻井工程，79 口部署井的采油工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、道路等工程。根据现场调查和资料搜集，工程区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

（1）井场选址分析

本项目井场占地土地类型主要为沙地，工程区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，因此本项目从选址分析，整体上具有唯一性。

（2）站场选址合理性分析

本项目需要新建 4 个集气站和 1 个试采点，其中试采点进行流程、设备扩建，无需新增占地，选址合理；集气站需新增 4800m^2 占地，拟选站场地势开阔，新增占地类型为沙地。站场均不涉及敏感点和公益林，选址均远离人群居住区，周围无地表水系，无不良地质现象。施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设。

（3）管线选线合理性分析

本项目新建集输管线采用输送至最近的管网，减少管线开挖长度，严格控制管线占地面积；在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动范围；在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，减少对植被的生态扰动。

从项目开发占地上来看，井场等永久占地区分布于空白地段或荒漠化控制区的荒漠灌丛之间。项目选址选线基本合理。

3.9“三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

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

目前新疆生态保护红线未最终划定，自治区自然资源厅正在进行生态保护红线评估调整。根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》（2018 年），本项目在井位、管线等地面工程的选址、选线阶段已避绕生态保护红线，本项目各类工程均不在生态保护红线内。本项目与生态保护红线位置关系图见图 3.9-1，距离较近的井、站、管线等与红线位置关系见表 3.9-1。

表 2.9-1　距离较近的井、站、管线等与红线位置关系表

工程	方位/距离	是否位于生态保护红线内
满加 5	北部距离红线边界 102km	否
ZG22-H9	西部距离红线边界 150km	否

中古 218	西南部距离红线边界 77km	否
ZG58CH	南部距离红线边界 60km	否

（2）环境质量底线

评价区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，场站、井场外土壤执行《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 筛选值标准；场站、井场内土壤基本项目执行《土壤环境质量标准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，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。

本次评价调查显示，油气田开发产生的污染物主要包括 SO_2、NOx、非甲烷总烃、H_2S 等，生产废水、固体废物、噪声，针对各类污染物已采取了相应的治理和处置措施，污染物能达标排放，在采取相应措施后各类污染物排放均能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击。

（3）资源利用上线

油气田开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。用电接自区域附近电网，天然气为处理后的伴生气，能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，油气开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 本），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

根据《市场准入负面清单(2020 年版)》(发改体改[2020]1880 号)、《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划[2017]89 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新

发改规划〔2017〕1796 号）文规定，本项目所在行政区库车市、沙雅县未列入该清单。

综上，本项目建设符合“三线一单”要求。

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

塔中油气田地处塔克拉玛干沙漠腹地，主要包括塔中 4 油田、塔中 16 油田、塔中 10 油田、塔中 6 凝析气田、塔中I号气田。塔中油气田坐标为东经 82°22′～84°20′，北纬 38°39′～39°50′，面积为 9344.4km^2，行政区划上隶属于巴州且末县、和田地区民丰县及阿克苏地区沙雅县。塔中I号气田东西长 220km，南北宽 2~30km，面积 9344.4km^2。根据气藏地质特征及开发状况，自东向西划分为三个区—I、II、III区，其中I区面积 3927km^2，天然气储量 1538.73×10^{8}m^3，石油储量 11993.51×10^{4}t；II区面积 4369.4km^2，天然气储量 5393.2×10^{8}m^3，石油储量 26950.3×10^{4}t；III区面积 1048km^2，天然气储量 231.99×10^{8}m^3，石油储量 4077.46×10^{4}t。本工程位于塔中I号气田Ⅰ区、Ⅱ区范围内，行政区划隶属于巴州且末县、和田地区民丰县及阿克苏地区沙雅县。塔中I号气田矿权及部署示意图见图 4.1-1。

且末县位于新疆维吾尔自治区南部、巴音郭楞蒙古自治州西南，地处昆仑山、阿尔金山北麓，塔里木盆地东南缘，县域在东经 83°25′～87°30′、北纬 35°40′～40°10′之间。县境东与若羌县交界，西与和田地区的且末县相邻，南与西藏自治区接壤，北部伸入塔克拉玛干沙漠与尉犁县相望。东西最宽 320km，南北最长 460km，总面积为 14.025 万 km^2，是我国面积第二大县。县城距自治区首府乌鲁木齐市 1200 余 km，距自治州首府库尔勒市经塔且沙漠公路 667km。国道 315 线穿过县城，此外县境内有轮南-且末沙漠公路和塔中-且末沙漠公路支线。

民丰县位于和田地区的东部，昆仑山北麓，塔克拉玛干沙漠南缘，地处东经 82°22′～85°55′，北纬 35°20′～39°29′，总面积 56759.86km^2，东临且末县，西连于田县，南越昆仑山与西藏自治区改则县接壤，北接阿克苏地区沙雅县。

沙雅县地处东经 81°45′~84°47′，北纬 39°31′~41°25′间，处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。沙雅县北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与

阿克苏市毗邻，东南和巴州的尉犁县接壤，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31955.15km^2。县城距省府乌鲁木齐市的直线距离 486km，公路里程 832km，距阿克苏市公路里程 252km。

塔中I号气田Ⅰ区、Ⅱ区地处塔里木盆地的塔克拉玛干沙漠腹地，行政区划隶属于巴州且末县、和田地区民丰县及阿克苏地区沙雅县，区域内有塔中 1 号公路、2 号公路的油田公路组成油田公路网交通便利，地理坐标为：E82°49'25"~84°17'34"，38°41'59"~N39°44'15"。本项目地理位置见图 4.1-2。

4.1.2 地质构造

（1）地质构造

塔中低凸起位于塔里木盆地中央隆起中部，西与巴楚隆起相接，东邻塔东低凸起，南为塘古孜巴斯坳陷，北接北部坳陷，是一个长期发育的继承性古隆起，自北向南划分为塔中北斜坡、塔中中部凸起、塔中南斜坡三个二级构造单元。本工程位于塔中北斜坡中部位置。

（2）地层特征

塔中北斜坡位于塔里木盆地中央隆起带塔中低凸起北部，是塔中低凸起的一个二级构造单元，整体是在前震旦变质基底上形成的长期发育的巨型古隆起，发育震旦系至泥盆系海相沉积地层、石炭系至二叠系海陆交互相沉积地层和三叠系至第四系陆相沉积地层。

塔中 I 号气田自上而下为第四系、新近系、古近系、白垩系、三叠系、二叠系、石炭系、泥盆系、志留系、奥陶系、寒武系，缺失侏罗系。含油气层系主要为奥陶系、寒武系。塔中 I 号气田 I、II 区目的层为奥陶系良里塔格组、鹰山组和寒武系下丘里塔格组。

4.1.3 地形地貌

塔中油气田地处塔里木盆地的塔克拉玛干沙漠腹地，气田范围内活动沙丘广泛分布，主要地貌为沙丘及沙丘间洼地。

塔里木盆地是我国面积最大的内陆盆地，受青藏高原隆起的影响，盆地的地势西高东低，微向北倾斜，周边为高大山系环境，形成封闭的盆地地貌，盆地东西长 1500km，南北宽 600km，面积约 55.7×10^{4}km^2，呈不规则的菱形。

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型沙丘和纵向沙山，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型沙丘相类似，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，沙丘的长度一般均较大，其新月型沙链顺风向延伸的沙丘角使各新月型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。

4.1.4 水文与水文地质

4.1.4.1 水文

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，逐渐在沙漠中乾涸。只有和田河穿越沙漠腹地，在夏季偶然可将水流注入塔里木河。

塔克拉玛干沙漠腹地无地表水体。

4.1.4.2 区域水文地质

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 绝大多数为粉细沙层，粒度均匀，不含或微含细粒物质，渗透系数较大，透水性能较强，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

地质构造是控制地下水区域储存形成的基础。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，被子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。

(2)区域地下水系统特征

区域地下水系统是指地下水环境中，储水介质、径流场，水动力场和水化学场递变规律相一致，具有相互制约和相互联系的水环境系统单元。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

本区从昆仑山前至项目区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

倾斜平原街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：据地矿局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，东部人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。(见图 6.1-2)。

b 北部古冲积湖积平原：基底由唐古孜巴斯坳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，第四绿古水文网异常发育，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的滞流集水区，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，是地下水排泄迴归地表水，而后又汇集河床向沙漠倾泄，形成局部循转化过程。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集致辞，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)，地下水化学成份，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，水化学成份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，盐份自下而上不断迁移，使盐份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映明显。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。

4.1.5 气候、气象

项目区位于欧亚大陆腹地，为暖温带荒漠气候，日照时数高达 2800-3200 小时，光照资源十分丰富。气候干旱降水稀少；盆地北西部平均降水量 50-70㎜，沙漠腹地降水量年平均 25-35㎜，南部若羌及东部罗布泊洼地年均降水量小于 20㎜。蒸发极为强烈，年蒸发量达 2000-4000㎜，年平均相对湿度 35-55%，不多的降水主要集中于夏秋季，6-8 月份的降水占全年 50-65%。冬季降雪很少，不存在稳定的雪被。盆地内多有大风和沙尘暴，自然条件非常严酷。

根据近年来塔中油田气象站的观测资料，项目区域的主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1　　气象数据表

序号	气象要素	数据	序号	气象要素	数据
1	多年平均气温	10.2℃	9	最大冻土深度	1150mm
2	最高气温	41.5℃	10	年均大风日数	15.2d
3	最低气温	-26.4℃	11	年最多沙暴日数	52d
4	年平均风速	2.02m/s	12	年均相对湿度	48%
5	最大风速	21m/s	13	年平均地温	12.4℃
6	日最大降水量	30.9mm	14	极端最高地温	72.2℃
7	年平均降水量	25.1mm	15	极端最低地温	-29.2℃
8	年平均蒸发量	2563.8mm	16	年平均大气压值	894 百帕

所属区域为欧亚大陆最干旱的地区，塔克拉玛干大沙漠是最干旱地区的中心。从地理位置来看，塔里木盆地三面环山，东面开口，地势西高东低；下垫面主体部分基本为无植被、吸热强烈而干燥的大沙漠，各路海洋性气流对该区域的影响甚微，为典型的大陆性干旱型候区，即气候基本特征是春季多风沙，夏秋季酷热，冬季无降雪，干旱降水少。各季节气候条件的变化十分明显，春季气温回升很快，且多伴有大风天气，大风季节可延伸至夏初，主要集中于 3-7 月份，夏季酷热而漫长，全年降水主要集中在 6-8 月份，秋季降温十分缓慢，冬季来临较晚，日间温差较大，相对湿度较低，太阳辐射强烈。

4.1.6 土壤、植被及野生动物分布

本区属干旱区典型的沙生动、植物分布区。该区动植物区系属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔克拉玛干荒漠省。土壤类型分布均为风沙土，地表土壤成土母质主要为风积物，无发育层次，只有干沙层和湿沙层之分。流动性风沙土养份含量极低，盐分含量轻微，组成以细沙颗粒为主。因此，在该地域上生存发育的植被极其贫乏，仅在部分沙丘洼地中生长稀疏的塔克拉玛干柽柳和多枝柽柳，其伴生种类极少，大部分地带为裸地。植物分布贫乏使得该区域内野生动物的分布和种群数量极低，沙丘间洼地中近柽柳丛地带偶见叶城沙蜥活动，极少地区分布长耳跳鼠，区域内基本无鸟类栖息和迁徙。近年来，由塔中油田开发建设活动和沙漠公路的绿化工程，在塔中第一联合站等人类活动地区，偶有伴人动物麻雀等活动。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量现状调查与评价

4.2.1.1 区域大气环境质量达标判定

本项目地处巴州且末县、和田地区民丰县及阿克苏地区沙雅县，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，对本工程所在区域进行环境质量达标判定。

根据中国环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统提供的数据，阿克苏地区 2019 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$年均浓度分别为 7μg/m^3、31μg/m^3、101μg/m^3、39μg/m^3；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.9mg/m^3，O_3日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 130μg/m^3。和田地区 2019 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$年均浓度分别为 15μg/m^3、29μg/m^3、162μg/m^3、62μg/m^3；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 2.2mg/m^3，O_3日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 120μg/m^3。

表 4.2-1　　环境空气质量达标判定结果　　单位 μg/m^3

污染物	年评价指标	标准值	阿克苏地区		和田地区	
			现状浓度	占标率（%）	现状浓度	占标率（%）
SO_2	年平均质量浓度	60	7	11.67	15	25
NO_2	年平均质量浓度	40	31	77.5	29	72.5
PM_{10}	年平均质量浓度	70	101	144.29	162	231.42
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	35	39	111.43	62	177.14
CO	24 小时平均第 95 百分位数	4000	1900	47.5	2200	55
O_3	日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数	160	130	81.25	120	75

项目所在区域 SO_2、NO_2年平均浓度及 CO、O_3日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；$PM_{2.5}$、PM_{10}年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），项目区涉及多个行政区时，全部达标为达标区，否则为不达标区，故本项目所在区域为环境空气质量不达标区。

4.2.1.2 特征因子补充监测

（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)要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次委托新疆广宇众联环境监测有限公司对拟建工程所在区域环境空气质量现状进行实地监测。本项目监测点位基本信息见表 4.2-2 和图 4.2-1。

表 4.2-2 环境空气质量现状监测点位及因子一览表

编号	位置	坐标	监测因子	监测频次
1	ZG58 区上的风向	E84° 14′ 47.46″,N38° 43′ 48.64″	监测因子包括非甲烷总烃、H_2S。	每天采样 4 次，共监测 7 天
2	ZG58 区下的风向	E84° 13′ 40.19″,N38° 42′ 35.36″		
3	TZ83 区上风向	E83° 41′ 48.65″,N39° 12′ 25.11″		
4	TZ83 区下风向	E83° 40′ 37.45″,N39° 11′ 1.59″		
5	ZG10 上风向	E83° 16′ 48.23″,N39° 29′ 41.79″		
6	ZG217 下风向	E82° 52′ 59.34″,N39° 21′ 45.47″		

（2）监测时间及频率

监测时间为 2021 年 6 月 28 日～2021 年 7 月 4 日。其中，H_2S、非甲烷总烃 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 45 分钟。

（3）监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.2-3。

表 4.2-3 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基蓝分光光度法》	GB 11742-89	mg/m^3	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 604-2010	mg/m^3	0.07

（4）评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的浓度限值 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（10μg/m³）的浓度限值要求。

（5）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：

P_i——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i——第 i 个污染物监测浓度， μg/m³；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， μg/m³。

（6）评价结果

监测及评价结果见表 4.2-4。

表 4.2-4　　其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	评价标准(μg/m³)	监测浓度范围(μg/m³)	最大浓度占标率/%	达标情况
ZG58 区上的风向	非甲烷总烃	2000	160～340	17	达标
	硫化氢	10	未检出	-	达标
ZG58 区下的风向	非甲烷总烃	2000	170～340	17	达标
	硫化氢	10	未检出	-	达标
TZ83 区上风向	非甲烷总烃	2000	170～360	18	达标
	硫化氢	10	未检出	-	达标
TZ83 区下风向	非甲烷总烃	2000	140～320	16	达标
	硫化氢	10	未检出	-	达标
ZG10 上风向	非甲烷总烃	2000	170～360	18	达标
	硫化氢	10	未检出	-	达标
ZG217 下风向	非甲烷总烃	2000	150～320	16	达标
	硫化氢	10	未检出	-	达标

从上表可以看出，在监测期间，本项目区域特征污染物 H_2S 小时平均值均未检出，能满足《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（10μg/m³）的浓度限值要求；非甲烷总烃小时平均值在 140～360μg/m³之间，最大占标率为 18%，能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2000μg/m³要求。

4.2.2 声环境现状评价

声环境现状委托新疆广宇众联环境监测有限公司进行现场监测。

（1）监测点位

根据项目位置情况和周围敏感点关系，在塔中Ⅰ号气田 I+II 区内共布设 8 个噪

声监测点。具体布置情况见表 4.2-5。

表 4.2-5　声环境现状监测点位表

序号	点位	坐标	监测因子	监测频次
1	拟建 8 号集气站	E84° 13′ 42.20″,N38° 43′ 37.59″	L_{eq}	检测 2 天，每天昼间检测 2 次，夜间检测 1 次
2	TZ721-H12	E83° 43′ 40.01″,N39° 9′ 24.81″		
3	拟建 7 号集气站	E83° 31′ 50.11″,N39° 16′ 4.45″		
4	拟建 6 号集气站	E83° 28′ 53.78″,N39° 21′ 34.91″		
5	5 号集气站周边	E83° 11′ 3.90″,N39° 19′ 45.56″		
6	拟建 4 号集气站	E83° 16′ 41.72″,N39° 27′ 39.87″		
7	拟建试采点	E82° 53′ 59.93″,N39° 44′ 57.07″		
8	拟建中古 218 井	E82° 54′ 20.90″,N39° 21′ 8.15″		

（2）监测项目：连续等效 A 声级 Leq[dB(A)]。

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

（4）监测时间：本次现状监测时间为 2021 年 7 月 2 日-7 月 3 日，监测 2 天，分昼夜进行监测。

（5）评价标准

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

（6）评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

（7）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.2-6。

表 4.2-6　声环境现状监测及评价结果表

检测点位		检测时间	昼间			夜间		
			监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
拟建 8 号集气站		2021.7.2	39	60	达标	37	60	达标
		2021.7.3	40	60	达标	37	60	达标
TZ721-H12		2021.7.2	39	60	达标	37	60	达标
		2021.7.3	39	60	达标	37	60	达标
拟建 7 号集气站		2021.6.30	40	60	达标	38	60	达标
		2021.7.1	40	60	达标	39	60	达标
拟建 6 号集气站		2021.6.30	39	60	达标	38	60	达标
		2021.7.1	39	60	达标	38	60	达标
5 号集气站周边	东	2021.6.30	43	60	达标	41	60	达标
	南		46	60	达标	42	60	达标
	西		44	60	达标	42	60	达标
	北		40	60	达标	40	60	达标
	东	2021.7.1	44	60	达标	42	60	达标
	南		46	60	达标	43	60	达标
	西		44	60	达标	42	60	达标
	北		40	60	达标	39	60	达标
拟建 4 号集气站		2021.6.30	38	60	达标	37	60	达标
		2021.7.1	39	60	达标	38	60	达标
拟建试采点		2021.6.30	39	60	达标	38	60	达标
		2021.7.1	40	60	达标	38	60	达标
拟建中古 218 井		2021.6.30	39	60	达标	38	60	达标
		2021.7.1	39	60	达标	39	60	达标

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

4.2.3 地表水环境现状调查与评价

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，且本项目周边 5km 范围内无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B，无需开展地表水环境影响评价。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。

4.2.4 地下水环境现状调查与评价

4.2.1.2 地下水现状调查

本项目区内无地表水，沙漠中的地下水是项目区的主要水资源。塔克拉玛干沙漠沙丘之下，堆积了厚度巨大的第四系松散沉积物，其上部 120～150m 绝大多数为粉细砂层，粒度均匀，不含或微含细粒物质，渗透系数较大，透水性能较强，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

地质构造是控制地下水区域储存形成的基础。塔里木盆地是发育在地台上的一个大型断陷盆地，是一个复杂的叠合式复合盆地，具有多旋回的发展历史，历经十个构造幕次，断褶构造形态多样，深断裂发育，其隆起、坳陷的排列和延伸均受北西、北东向二组断裂控制。周边地区新构造运动和近期的地震活动活跃。

自古生代至新生代，塔里木地块内部各不同地段也有间断性升降运动，第四纪时塔里木盆地相对下降，这对后期沉积层的形成和分布、沉积厚度等都起到不同程度的控制作用，而且后期的构造运动又使以前的沉积层发生褶皱，隆起和断裂。新构造作用使地台缓慢抬升，以基底的坳陷、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下水赋存的主要介质。

昆仑山前倾斜平原至塔中沙漠区呈现水平分带规律，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，岩性主要为巨厚的卵砾石、砂砾石层，通称戈壁砾石带，向扇前缘过渡为冲积平原，由粉细砂夹亚砂土，亚粘土互层组成，通称细土带，厚度为 500-800m；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粘土层代替。

塔里木盆地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。环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水储存提供了良好空间，第四系组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，也使该区域成

为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心方向地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至洪冲积倾斜平原下部溢出带部位，组成岩性由洪冲积平原区单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层状，这里分布的地下水为多层结构的潜水和承压（自流）水。塔克拉玛干沙漠区由于细颗粒黏性土夹层薄、隔水层不稳定或呈透镜体状，其间分布的多层结构地下水仅具有微承压性质。

项目区位于塔东坳陷构造带的顺托果勒坳陷区，距中央隆起构造带较近，第四系厚度相对较薄，一般沉积厚度 300m 左右，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，由南向北虽经过坳陷—隆起—至塔东坳陷的波浪式变化，但总体上看第四系沉积厚度较大，构造对第四系的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。

（2）区域地下水系统特征

区域地下水系统是指地下水环境中，储水介质、径流场，水动力场和水化学场递变规律相一致，具有相互制约和相互联系的水环境系统单元。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

塔里木地台位于西南天山地槽褶皱系和昆仑地槽褶皱系之间，包括塔里木盆地及周边山区，北以库尔勒、乌恰、阿其克库都克深断裂为界，南以阿尔金、柯岗深断裂为界。塔里木地台由一系列断隆和坳陷构成，可划分为五个三级构造单元和十九个四级构造单元，宏观上一般可概括为“三隆四坳”，并具有三重结构。三隆包括塔北隆起、塔中隆起和塔南隆起，面积 18×104km²；四坳是：库车坳陷、塔东坳陷、塔西南坳陷和塔东南坳陷，面积 35×104km²。盆地基底埋深在 5-15km。

项目区位于塔东坳陷构造带的顺托果勒坳陷区，塔东坳陷北与塔北隆起交界，南与塔中隆起相邻。坳陷内部的表层构造受基底褶皱和断裂影响明显，表层构造成排成束，以东西向和北东向构造最为醒目。塔东坳陷地壳厚度 40km。坳陷区沉积着巨厚的第四系松散沉积物，是地下水赋存的良好场所，直接影响储水介质——第四

系松散物质的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，自南向北水文地质条件呈有规律的变化。

②地下水补给、径流、排泄条件

昆仑山前倾斜平原至沙漠腹地项目区，为一个较完整的地下水动力系统，具有良好的储水条件，贮水体积巨大，地下水分布较为普遍。塔里木盆地地下水受地表水补给作用极为强烈。在区域上，盆地北缘地下水接受开都-孔雀河、渭干河阿克苏河及其它河流出山口后的入渗补给、天山南麓山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山区地下水侧向径流补给等；在盆地西缘和南缘，地下水接受克孜河、盖孜河、叶尔羌河、喀拉喀什河、玉龙喀什河、于田河、克里雅河和车尔臣河等河流出山口后入渗补给、昆仑山山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山前侧向地下水径流补给等。项目区地下水受克里雅河出山口后入渗补给作用比较明显。

塔里木盆地盆地北缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由北向南径流，至塔里木河以北的细土平原地下水浅埋带，一部分以垂直蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄，另一部分则排入塔里木河或河床冲积层。在盆地西缘和南缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由南（或西南）向北（或东北）径流，至山前洪冲积倾斜平原前缘溢出带附近一部分以泉的形式排泄于地表，一部分通过蒸发和植物蒸腾形式进行排泄，在埋深小于 1 米地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10-20cm 的白色盐壳；还有一部分则以地下侧向径流的形式排泄于塔克拉玛干沙漠中。塔克拉玛干沙漠中的地下水大体由南向北缓慢径流（盆地西南缘为由西南向东北径流）至塔里木河附近折转向东径流，下游向东南径流，最终排泄于台特玛湖和罗布泊，并通过蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄。在沙漠中仅在占 15%面积的垅间洼地内水位浅埋地段，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，地下水流速缓慢，靠远距离排泄平衡。项目区地下水径流自南向北偏东运动，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。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，变为 1m/d，构成广大沙漠中大面积的滞流集水区，是沙漠普遍分布地下水的原因之一。

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盆地腹部平原区径流过程中，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。

从山前倾斜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），地下水化学成份，表现为由上游到下游沿地下水流向的水平演变；同时在大河流域也有沿垂直河床由近及远方向的水平分带规律，在铅垂方向，大厚度含水层水化学垂直分带规律也普遍存在。

在塔里木盆地，地下水水化学特征环带状水平分带规律比较明显，同时还表现为与现代河床和古河道相垂直的水平分布带规律。

1）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，水化学类型由山前倾斜平原的 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→1-3g/L→3-10g/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。

2）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，水化学成份由接近河水向原始水型呈分带变化，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。在现代河床和古河道中，含水层颗粒相对较粗，地下水径流条件较好，水质相对较好，以 Cl·SO_4·HCO_3-Na 型、Cl·SO_4·HCO_3-Na·Mg 型或 Cl·SO_4-Na·Mg 型、Cl·SO_4-Na 型水为主，矿化度由＜1g/L 或 1-3g/L。向古河道两侧含水层颗粒变细，地下水径流条件变差，水质逐渐变差，水化学类型逐渐过渡为 Cl·SO_4-Na 型或 Cl-Na 型，矿化度逐渐增大到 3-5g/L 或 5-10g/L，局部大于 10g/L。

3）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。这类地区上层含水层颗粒细，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，盐份自下而上不断迁移，使盐份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映明显。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，100-120m 水井矿化度为 4-5g/L。

项目所在区域地下水流向总体为自南向北，从南到北地势逐渐平缓、低洼，地层粒度由粗变细，径流条件逐渐变差。沙漠平原区地下水主要接受南部山前倾斜平原地下水的侧向径流补给，由于地下水的径流途径长，径流速度缓慢，加之沙漠区气候干旱、蒸发强度大，在蒸发浓缩作用下，盐份积累逐渐增多，水质也逐渐变差。区内地下水矿化度为 4.46-4.51g/L，水质属于咸水，水化学类型属 Cl-Na 型水。

（3）项目区地下水环境

①水环境自然演化背景

项目区所处塔克拉玛干沙漠，是地质构造和气候长期变迁的产物。据中科院生土所资料，古近纪中新世盆地形成至新近纪上新世后期第四纪更新世早期，盆地内广大面积已为沙漠所占据，第四纪末次冰期后（指古冰期）持续干旱。冰后期大量来自昆仑山的诸河流形成广泛的古水文网，已延伸至盆地腹部项目所在地区，对这时期形成的风沙地经过河流冲刷破坏和搬运改造，早期形成的风沙地经过河流冲刷破坏和搬运改造，形成当今流动沙地覆盖下的 400 多米厚的河湖相的粉细砂为主的夹薄层亚砂、亚粘土层，构成优越的储水介质，成为与山前平原有水力联系的大厚度含水层，通过地下水径流交替，形成当今沙漠区普遍含有地下水的自然环境背景。17 世纪以来（据中科院生土所）盆地气候更为干旱，河流萎缩，风沙肆虐，表层风积层及流动沙丘形成。据塔中地区石油钻探供水井地层资料和垅间洼地野外调查所见，风蚀基准稳势面的海拔标高约为 1250—1100m，均为冲积相为主的河湖相沉积层，含有第四系潜水和微承压水。地下水补给水源经过长途径流，同时伴随水文地球化学演化作用，导致本区为不同程度的劣质地下水区。

②地下水类型及其富水性

1）地下水类型

项目所在区域位于塔里木盆地中部的塔克拉玛干沙漠腹地，地下赋存有丰富的地下水资源。地下水类型主要为第四系松散岩类孔隙潜水。

沙漠内第四系含水层主要为沙丘下伏的冲积、湖积、风积层，其岩性以粉砂、粉细砂为主。其厚度变化不一，一般南部（上游）含水层颗粒较粗，向北（下游）逐渐变细，这就形成了沙漠内含水层富水性大体由南向北变弱的规律。

风蚀洼地或垄间洼地内，潜水位一般埋藏较浅，水位埋深多为 1-5m。潜水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。

2）含水层的富水性

项目所在区域分布有近南北向延伸的高大砂垄，其下伏地层为中上更新统细砂粉砂层，水位埋深多在 20-80m，抽水降深在 5.18-20.10m 之间，单井涌水量在 497-1172m³/d 之间。统一换算成井径 273mm、降深 5m 时的单井涌水量多在 436-664m³/d 之间，含水层的富水性属中等富水。但在不同地段富水程度亦有差异。

下更新统主要为粉砂地层，含水岩组分上、下两个含水段。上含水段深度多在 200-400m 左右，抽水降深在 3.5-5.7m 左右，单井涌水量在 642-968m³/d，统一换算涌水量多在 338.3-969.5m³/d 之间，富水性总体上仍属中等富水范畴，但较中上更新统含水组的富水性明显要强些。

③含水地层岩性结构及包气带水理性质

据区内 2 口水文钻井资料，一般深度 80-140m，最大深度 402m 的 GS3 井，地质柱状剖面分析对比，以单层厚度大于 50m 的粉砂和粉细砂层为主，总厚度为 298m，占 402m 总深度的 74%，多夹有薄层状亚砂、亚粘土层，最大厚度不超过 16m，一般为 1-2m，水平变化大，厚度不稳定。总观全剖面成层结构清晰，分选性良好，具明显的流水作用沉积特征。近代松散风积沙粒度 0.25—0.1mm 级占 58.44—67.16%（据颗粒分析），无层理，分选好，分布在地表层，最大厚度小于 80m（地下风积沙+沙丘最大高度），其中流动沙仅分布在风蚀基准稳势面以上，形成各类风成的沙丘堆积。

包气带地层岩性，主要是无层次的风积砂，结构松散，空隙率极高，据“沙漠公路环评”实测，0-25cm 深度砂土孔隙率为 55-57%；25-50cm 深度砂土孔隙率为

56-70%，为水埋性质极强的渗透层，无法进行现场渗水试验。据中三点沙漠植物试验场渗漏股流观察，有压渗漏水量每秒为 0.2kg，经 12 小时（晚 8 时至次日早 8 时）自由渗漏总量为 8.64m³，全部渗入地下沙层，其地表浸润面直径为 0.78m，证明连续流在极高孔隙的砂层中呈筛状渗漏，入渗速度是极大的。项目区垅间洼地潜水位埋藏虽然很浅，但因砂土孔隙率大，毛细作用相对减弱，潜水表面蒸发相对较小。据砂土化学分析，盐份含量甚微，没有形成表面积盐作用，潜水蒸发量很小已得到证实。鉴于当地砂土基质松散，饱水性极差，长期处于炎热干燥状态，形成大面积流动风沙所占据的裸地，极端缺乏水份，无天然植物生长条件。

④地下水流场及水位埋藏条件

据项目区地下水流场分析，等水位线疏展排列，水力坡度平缓（1-1.5‰左右），水交替极为缓慢，渗透系数 0.81-1.05m/d，自南向北略偏东径流，处于缓慢径流区。垅间砂地潜水埋深一般 1-5m，除潜水垂直蒸发消耗外，均通过地下径流向盆地北边界外缓慢排泄。

项目所在区域潜水等水位线见图 4.2-2。区域水文地质图见图 4.2-3。

⑤地下水动态

项目区地下水位动态属径流－人工开采型动态，5 月份地下水位较高，进入 6 月份后随着沙漠公路绿化供水井的开采，地下水位开始下降。特别是 6-8 月为高温季节，由于开采量的增大，平均月蒸发量多在 580-680mm 左右，地下水处于相对低水位期，且比较稳定。进入 9 月份以后，绿化供水井开采量减小，地下水位开始缓慢上升。地下水位变幅一般都较小，大多为 0.2-0.3m。

4.2.1.2 地下水质量现状评价

本次评价引用“塔中油气开发部塔中油气田环境影响后评价报告书（2019.12）”地下水环境监测数据，该项目由乌鲁木齐京诚检测技术有限公司进行监测。

（1）监测点位

根据本工程所在区域水文地质条件及地下水流向，选择 6 个监测点位。引用监测点位与本工程区处于同一水文地质单元，因此其现状监测结果可反应本工程区地下水环境质量现状。监测点位信息详见表 4.2-7。

表 4.2-7　地下水环境监测点位信息

监测点名称	监测对象	所处功能区	监测与调查项目
			监测因子
03#	潜水	Ⅳ类	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠杆菌、石油类共 19 项
06#			
09#			
12#			
15#			
21#			

（2）监测含水层

项目区域水文地质特征为单一潜水含水层，监测含水层为潜水含水层.

（3）监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)有关标准和规范执行。各地下水监测因子和检测分析因子分析方法及检出限情况见表 4.2-8。

表 4.2-8　地下水环境监测因子和检测因子分析方法及检出限值一览表

序号	监测因子	检　测　方　法	最低检出浓度
1	pH	玻璃电极法	6.5≤pH≤8.5
2	总硬度 (mmol/L)	EDTA 滴定法	0.05
3	溶解性总固体(mg/L)	碘量法	0.2
4	亚硝酸盐氮(mg/L)	分光光度法	0.003
5	硝酸盐氮 (mg/L)	离子色谱法	0.03
6	汞(μg/L)	冷原子吸收法	0.1
7	砷(mg/L)	二乙基二硫代氨基甲酸银分光光度法	0.007
8	铅(mg/L)	火焰原子吸收法	0.2
9	镉(mg/L)	火焰原子吸收法	0.05
10	铁(mg/L)	火焰原子吸收法	0.3
11	锰(mg/L)	火焰原子吸收法	0.01
12	铜(mg/L)	火焰原子吸收法	0.05

13	锌(mg/L)	火焰原子吸收法	0.02
14	氯化物(mg/L)	硝酸银滴定法	2
15	硫酸盐(mg/L)	离子色谱法	10
16	挥发酚(mg/L)	蒸馏后 4-氨基安替比林光度法	0.0003
17	Cr^{6+}(mg/L)	二苯碳酰二肼分光光度法	0.004
18	耗氧量(mg/L)	高锰酸盐指数	0.5
19	石油类(mg/L)	红外分光光度法	0.005

（4）评价标准

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

（5）评价方法

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

1）对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

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

2）对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式为：

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

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

式中：Pi——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L；

P_{pH}——pH 的标准指数，无量纲；

pH——pH 监测值；

pH_{sd}——标准中 pH 的下限值；

pH_{su}——标准中 pH 的上限值。

（6）监测及评价结果

评价区地下水水质监测及评价结果详见表 4.2-9。

表 4.2-9 地下水水质监测及评价结果 单位：mg/L（pH 及总大肠菌群除外）

监测因子 \ 监测点			潜水含水层					
			03#	06#	09#	12#	15#	21#
pH 值	标准值 5.5～6.5 8.5～9.0	监测值	8.23	8.14	8.18	8.26	7.67	7.82
		标准指数	0.615	0.57	0.59	0.63	0.34	0.41
耗氧量	标准值 ≤10.0	监测值	0.65	0.92	0.82	2.02	0.62	0.46
		标准指数	0.07	0.09	0.08	0.20	0.06	0.05
溶解性总固体	标准值 ≤2000	监测值	6360	8370	5440	4860	7290	4180
		标准指数	3.18	4.19	2.72	2.43	3.65	2.09
总硬度	标准值 ≤650	监测值	1420	1810	1230	1850	1150	1020
		标准指数	2.18	2.78	1.89	2.85	1.77	1.57
氨氮	标准值 ≤1.5	监测值	0.10	0.13	0.61	0.44	0.24	0.18
		标准指数	0.07	0.09	0.41	0.29	0.16	0.12
硝酸盐	标准值 ≤30	监测值	0.11	未检出	1.31	3.05	0.18	0.58
		标准指数	0.004	--	0.044	0.10	0.01	0.02
亚硝酸盐	标准值 ≤4.8	监测值	0.235	0.011	0.072	0.078	0.012	0.015
		标准指数	0.049	0.002	0.015	0.016	0.003	0.003
硫酸盐	标准值 ≤350	监测值	1820	2660	1820	2060	1520	1280
		标准指数	5.20	7.60	5.20	5.89	4.34	3.66
氯化物	标准值 ≤350	监测值	2180	2790	1670	2500	1810	1690
		标准指数	6.23	7.97	4.77	7.14	5.17	4.83
氟化物	标准值 ≤2.0	监测值	1.26	0.92	1.04	1.17	1.37	1.80
		标准指数	0.63	0.46	0.52	0.59	0.69	0.90
挥发性酚类	标准值 ≤0.01	监测值	0.0012	0.001	0.0014	0.0013	0.0012	0.0009
		标准指数	0.12	0.1	0.14	0.13	0.12	0.09
铬(六价)	标准值 ≤0.10	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--
汞	标准值 ≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--
镉	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

	≤0.01	标准指数	--	--	--	--	--	--
铅	标准值≤0.10	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--
砷	标准值≤0.05	监测值	0.0002	未检出	未检出	0.0002	未检出	0.0004
		标准指数	0.004	--	--	0.004	--	0.008
铁	标准值≤2.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--
锰	标准值≤1.5	监测值	0.474	0.251	0.101	0.0839	0.174	0.134
		标准指数	0.32	0.17	0.07	0.06	0.12	0.09
石油类	标准值≤0.5	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--
总大肠菌群	标准值≤100CFU/mL	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--

由上表可以看出，各检出因子的标准指数中硫酸盐、氯化物、溶解性总固体、总硬度超标外，其他因子均未超标，显示项目区地下水水质总体满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)IV类水质要求。其中评价区地下水中硫酸盐、氯化物、溶解性总固体、总硬度超标与其地质条件和地下水的赋存条件有关，并非受人类活动所致。

4.2.5 土壤环境现状调查与评价

（1）土壤概况

工程区气候极端干旱，植被极为稀疏，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖。这种土壤是在风成沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀风积作用的交替进行，使土壤发育处于不断地复幼状况下，加之植被稀疏生物作用微弱，有机物质积累很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显，因此风沙土在很大程度上只具有风积沙沉积物岩性特征而缺乏其它的诊断层和诊断特征。风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土三个亚类。而本区域土壤类型以流动风沙土为主。

流动风沙土：地表光裸无植被，偶见单个的沙生柽柳。土壤剖面无发育层次，只有干沙层和湿沙层之分。干沙层表面为沙波纹，疏松，无结构，灰黄色。湿沙层

为淡黄色，湿润，疏松。流动风沙土养分含量极低，有机质含量小于 1g/kg。颗粒组成以 0.25~1mm 的细砂粒为主，干沙层自然含水量 0.6~1.1g/kg，湿沙层 14~15g/kg。

（2）土壤环境质量现状监测与评价

本次评价土壤检测委托新疆广宇众联环境监测有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，采样时间为 2021 年 6 月 29 日。

①检测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，拟建工程不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目。根据项目位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)布点要求，在站场内设置 3 个柱状样，1 个表层样；站场外设置 2 个表层样。土壤环境监测点位布设情况见表 4.2-10。

表 4.2-10　土壤环境监测点位情况

序号	点号	监测点名称	监测项目	坐标
1	柱状样 1#	拟建 7 号集气站	1.表层样（0~0.5m）测 GB36600-2018 中 45 项、pH、石油烃共 47 项 2.其余 2 个样测特征项（汞、砷、六价铬、镉、铅、镍、铜、石油烃、pH）	E83° 31′ 50.11″,N39° 16′ 4.45″
2	柱状样 2#	拟建 6 号集气站	全部测特征项（汞、砷、六价铬、镉、铅、镍、铜、石油烃、pH）	E83° 28′ 53.78″,N39° 21′ 34.91″
3	柱状样 3#	TZ726-H4		E83° 43′ 39.39″,N39° 7′ 52.73″
4	表层样 4#	拟建 7 号集气站		E83° 31′ 50.11″,N39° 16′ 4.45″
5	表层样 5#	拟建 ZG10-5X	全部测特征项（镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、pH）	E83° 13′ 51.42″,N39° 25′ 43.61″
6	表层样 6#	ZG58-H9		E84° 13′ 44.20″,N38° 43′ 35.65″

②监测时间和频次

采样 1 次，表层样取样深度在 0-20cm。柱状样采样深度在 0~0.5m、0.5m~1.5m、1.5~3m 分别取样。

③监测及分析方法

土壤监测方法参照《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)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技

术导则》(HJ25.2-2019)要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中有关要求进行。

检测分析方法及检出限见表 4.2-11。

表 4.2-11 土壤监测因子检测方法及检出限一览表

序号	监测因子	检 测 方 法	检出限
1	pH	《土壤 pH 值的测定 电位法》(HJ 962-2018)	/
2	砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	0.01 mg/kg
3	镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	0.01 mg/kg
4	铬(六价)	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ 1082-2019)	0.5mg/kg
5	铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	1mg/kg
6	铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	0.1 mg/kg
7	汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	0.002 mg/kg
8	镍	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	3mg/kg
9	石油烃(C_{10}-C_{40})	《土壤和沉积物 石油烃(C10-C40)的测定 气相色谱法》(HJ 1021-2019)	6mg/kg
10	四氯化碳	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	1.3 μg/kg
11	氯仿		1.1 μg/kg
12	氯甲烷		1.0 μg/kg
13	1,1-二氯乙烷		1.2 μg/kg

续表 4.2-11 土壤监测因子检测方法及检出限一览表

序号	监测因子	检 测 方 法	检出限
14	1,2-二氯乙烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	1.3 μg/kg
15	1,1-二氯乙烯		1.0 μg/kg
16	顺式-1,2-二氯乙烯		1.3 μg/kg
17	反式-1,2-二氯乙烯		1.4 μg/kg
18	二氯甲烷		1.5 μg/kg
19	1,2-二氯丙烷		1.1 μg/kg
20	1,1,1,2-四氯乙烷		1.2 μg/kg
21	1,1,2,2-四氯乙烷		1.2 μg/kg

22	四氯乙烯		1.4 μg/kg
23	1,1,1-三氯乙烷		1.3 μg/kg
24	1,1,2-三氯乙烷		1.2 μg/kg
25	三氯乙烯		1.2 μg/kg
26	1,2,3-三氯丙烷		1.2 μg/kg
27	氯乙烯		1.0 μg/kg
28	苯		1.9 μg/kg
29	氯苯		1.2 μg/kg
30	1,2-二氯苯		1.5 μg/kg
31	1,4-二氯苯		1.5 μg/kg
32	乙苯		1.2 μg/kg
33	苯乙烯		1.1 μg/kg
34	甲苯		1.3 μg/kg
35	间，对-二甲苯		1.2 μg/kg
36	邻-二甲苯		1.2 μg/kg
37	硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	0.09 mg/kg
38	苯胺		0.09 mg/kg
39	2-氯苯酚		0.06 mg/kg
40	苯并[a]蒽		0.1mg/kg
41	苯并[a]芘		0.1mg/kg
42	苯并[b]荧蒽		0.2mg/kg
43	苯并[k]荧蒽		0.1mg/kg

续表 4.2-11 土壤监测因子检测方法及检出限一览表

序号	监测因子	检 测 方 法	检出限
44	䓛	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	0.1mg/kg
45	二苯并[a,h]蒽		0.1mg/kg
46	茚并[1,2,3-cd]芘		0.1mg/kg
47	萘		0.09mg/kg

④评价方法

土壤环境质量评价方法采用标准指数法，监测与评价结果见表

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

式中：C_i——i 污染物的监测浓度值；

S_i——i 污染物的评价标准值；

P_i——i 污染物的污染指数。

⑤评价标准

占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外非建设用地土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。

⑥监测结果

具体监测及评价结果见表 4.2-12。

表 4.2-12 土壤现状监测及评价结果一览表（场内，建设用地柱状样，全项）

单位：除 pH 无量纲外，其余均为 mg/kg

监测点位	序号	监测因子	标准值	Ci	Pi	Ci	Pi	Ci	Pi
				0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3m	
拟建 7 号集气站	1	pH		9.27		9.11		8.93	
	2	砷	60	5.82	0.097	5.89	0.098	5.97	0.1
	3	镉	65	0.15	0.002	0.13	0.002	0.11	0.002
	4	铬(六价)	5.7	0.5L	-	0.5L	-	0.5L	-
	5	铜	18000	12	0.0007	12	0.0007	12	0.0007
	6	铅	800	14.5	0.018	15.9	0.02	14.4	0.018
	7	汞	38	0.014	0.0004	0.021	0.0006	0.027	0.0007
	8	镍	900	19	0.132	23	0.026	21	0.023
	9	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	6L	-	6L	-	6L	-
	10	四氯化碳	2.8	1.3×10^{-3}L		-		-	-
	11	氯仿	0.9	1.1×10^{-3}L		-		-	-
	12	氯甲烷	37	1.0×10^{-3}L		-		-	-
	13	1,1-二氯乙烷	9	1.2×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	14	1,2-二氯乙烷	5	1.3×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	15	1,1-二氯乙烯	66	1.0×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	16	顺-1,2-二氯烯	596	1.3×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	17	反-1,2-二氯烯	54	1.4×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	18	二氯甲烷	616	1.5×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	19	1,2-二氯丙烷	5	1.1×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	20	1,1,1,2-四氯烷	10	1.2×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	21	1,1,2,2-四氯烷	6.8	1.2×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	22	四氯乙烯	53	1.4×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	23	1,1,1-三氯烷	840	1.3×10^{-3}L	-	-	-	-	-

	24	1,1,2-三氯烷	2.8	1.2×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	25	三氯乙烯	2.8	1.2×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	26	1,2,3-三氯烷	0.5	1.2×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	27	氯乙烯	0.43	1.0×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	28	苯	4	1.9×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	29	氯苯	270	1.2×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	30	1,2-二氯苯	560	1.5×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	31	1,4-二氯苯	20	1.5×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	32	乙苯	28	1.2×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	33	苯乙烯	1290	1.1×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	34	甲苯	1200	1.3×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	35	间-二甲苯+对-二甲苯	570	1.2×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	36	邻-二甲苯	640	1.2×10^{-3}L	-	-	-	-	-
	37	硝基苯	76	0.09L	-	-	-	-	-
	38	苯胺	260	0.09L	-	-	-	-	-
	39	2-氯酚	2256	0.06L	-	-	-	-	-
	40	苯并[a]蒽	15	0.1L	-	-	-	-	-
	41	苯并[a]芘	1.5	0.1L	-	-	-	-	-
	42	苯并[b]荧蒽	15	0.2L	-	-	-	-	-
	43	苯并[k]荧蒽	151	0.1L	-	-	-	-	-
	44	䓛	1293	0.1L	-	-	-	-	-
	45	二苯并[a,h]蒽	1.5	0.1L	-	-	-	-	-
	46	茚并[1,2,3-cd]芘	15	0.1L	-	-	-	-	-
	47	萘	70	0.09L	-	-	-	-	-

续表 4.2-12　土壤现状监测及评价结果一览表（场内，建设用地柱状样，特征项）

单位：除 pH 无量纲外，其余均为 mg/kg

监测点位	序号	监测因子	标准值	Ci	Pi	Ci	Pi	Ci	Pi
				0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3m	
拟建 6 号集气站	1	pH		8.86		8.68		8.96	
	2	砷	60	6.09	0.1015	6.28	0.1047	5.27	0.0878
	3	镉	65	0.12	0.0018	0.16	0.0025	0.16	0.0025
	4	铬(六价)	5.7	0.5L	-	0.5L	-	0.5L	-
	5	铜	18000	9	0.0005	12	0.0007	18	0.001
	6	铅	800	12.9	0.016	16.2	0.016	5.9	0.007
	7	汞	38	0.030	0.0008	0.024	0.0006	0.027	0.0007
	8	镍	900	19	0.021	22	0.24	30	0.03
	9	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	6L	-	6L	-	6L	-
TZ726-H4	1	pH		9.12		9.32		9.38	
	2	砷	60	4.96	0.083	6.59	0.11	6.92	0.115
	3	镉	65	0.15	0.0023	0.13	0.002	0.15	0.0023
	4	铬(六价)	5.7	0.5L	-	0.5L	-	0.5L	-
	5	铜	18000	11	0.0006	11	0.0006	12	0.0007
	6	铅	800	11.7	0.015	14.2	0.018	16.0	0.02
	7	汞	38	0.030	0.0008	0.022	0.0006	0.047	0.0012
	8	镍	900	17	0.019	18	0.02	19	0.021
	9	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	6L	-	6L	-	6L	-

续表 4.2-12　土壤现状监测及评价结果一览表（场内表层样，特征项）
单位：除 pH 无量纲外，其余均为 mg/kg

序号	监测因子	标准值	拟建 7 号集气站	
			Ci	Pi
1	pH 值		9.02	
2	砷	60	5.15	0.092
3	镉	65	0.15	0.0023
4	铬(六价)	5.7	0.5L	-
5	铜	18000	12	0.0007
6	铅	800	14.3	0.1785
7	汞	38	0.018	0.0005
8	镍	900	20	0.0222
9	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	6L	-

续表 4.2-12　土壤现状监测及评价结果一览表（场外表层样，特征项）
单位：除 pH 无量纲外，其余均为 mg/kg

序号	监测因子	标准值	拟建 ZG10-5X		ZG58-H9	
			Ci	Pi	Ci	Pi
1	pH 值	pH＞7.5 时各因子风险筛选值	8.80		8.93	
2	砷	25	5.76	0.2304	4.54	0.1816
3	镉	0.6	0.11	0.1833	0.14	0.2333
4	铬	250	54	0.216	48	0.192
5	铜	100	12	0.12	12	0.12
6	铅	170	14.6	0.0859	19.1	0.1124
7	汞	3.4	0.034	0.01	0.027	0.0079
8	镍	190	21	0.1105	19	0.1
9	锌	300	41	0.1367	41	0.1367
10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	6L	-	6L	-

从评价结果可以看出，场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。

从评价结果可以看出，场外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>7.5 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。

4.2.6 生态环境现状调查与评价

4.2.6.1 区域生态功能区划

本工程位于巴州且末县、和田地区民丰县及阿克苏地区沙雅县。根据现场调查和资料搜集，工程所在区域不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊生态敏感区域和重要生态敏感区域。

根据《新疆生态功能区划》，工程区属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。工程所在区域生态功能区划详见表 4.2-13。区域生态功能区划图见图 4.2-4。

表 4.2-13　工程区生态功能区划表

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				
IV 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	IV3 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区	71.塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区	沙漠景观、风沙源地、油气资源开发	风沙危胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染	土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹

4.2.6.2 生态单元划分

拟建项目部署 79 口井钻井及地面工程，集输管线 595km，新建集气站 2 座，新建和修复单井道路 87km，根据项目的生态环境特征和工程特点，将其生态单元划分如下表 4.2-14。

表 4.2-14　　生态环境现状调查

工程内容		工程范围	占用土地利用类型	占用植被类型	占用土壤类型
井场		79 口	沙地	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，但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，为裸地。	风沙土
集气站		新建 4 座	沙地	占地全部为沙地，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。	风沙土
道路	井场道路	87km	沙地	占地全部为沙地，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。	风沙土
管线	输油干线	100km	沙地	与井场植被特征对应	风沙土
	输气干线	100km		与井场植被特征对应	
	单井集输管线	395km		与井场植被特征对应	

4.2.6.3 生态系统类型和特征

（1）生态系统类型

项目所在区域属于荒漠生态系统和工矿用地生态系统的复合生态类型， 其结构简单，沙漠和油田生产设施相嵌分布。

1）荒漠生态系统

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。

荒漠地区为极端大陆性气候，年降水量大都在 250mm 以下，降水变率很大，蒸发量大于降水量许多倍。温度变化剧烈，尤以日夜温差最大。并多有风沙与尘暴出现。土壤中营养物质比较贫乏。严酷的自然条件限制了许多植物的生存，只有为数不多的超旱生半乔木、半灌木、小半灌木和灌木或肉质的仙人掌类植物稀疏地分布。所以群落的植物种类贫乏、结构简单、覆盖度低，有些地面完全裸露。

由于食物资源比较单调和贫乏，动物的种类不多，数量也少。常见的有昆虫、蜥蜴、啮齿类和某些鸟类。

2）工矿用地生态系统

工矿用地生态系统是指工矿区空间范畴内人工构造的社会环境系统与相应的自然环境系统形成的以工业生产、矿产资源开发利用等为主导的自然、经济、社会各个子系统相互影响、相互制约的复合生态系统。评价区域内分布着油田生产设施，都属于工矿用地生态系统。

（2）生态系统特征

1)天然降水稀少

环境水分稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀。由于降水稀少和蒸散强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的沙生植物才能得以生存，由此形成内陆干旱沙漠生态景观。

2)沙漠包围绿洲

评价区域沙漠面积大，且分布广，是一个典型的“盐化沙漠广布，壤土隘狭，边缘镶嵌分布”的地区。区域内绿洲面积相对较小，绿洲常面临着风沙危害和土壤侵蚀(风蚀)的威胁。

3)植被分布不均，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运具有潜在的灾害性影响。

4)生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。沙漠生态系统的植被低矮，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。

4.2.6.4 土地利用现状

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和 TM 影像数据的解读分类，通过 ArcGIS 地理信息系统软件处理得到项目区域及周边地区的土地利用类型。塔中 I 号气田 I、II 区所在区域土地利用类型均为未利用土地中的沙地。项目区土地利用现状见图 4.2-5。

本项目所在区域土地利用类型均为未利用土地中的沙地，土地现状以自然状态为主，呈典型的干旱荒漠，人为干扰较小。

4.2.6.5 土壤类型及分布

根据遥感影像图、新疆自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，项目区气候极端干旱，植被极为稀疏，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖。项目区土壤类型见图 4.2-6。

风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土三个亚类。而本区域土壤类型以流动风沙土为主。

流动风沙土：地表光裸无植被，偶见单个的沙生柽柳。土壤剖面无发育层次，只有干沙层和湿沙层之分。干沙层表面为沙波纹，疏松，无结构，灰黄色。湿沙层为淡黄色，湿润，疏松。流动风沙土养分含量极低，有机质含量小于 1g/kg。颗粒组成以 0.25～01mm 的细砂粒极为主，干沙层自然含水量 0.6～1.1g/kg，湿沙层 14~15g/kg。

4.2.6.6 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，但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，为裸地。

自塔中 1 号气田开发后，在油田开发区域内的绿化改善了区域小环境。在沙漠中造就了一个“人工绿洲”，在塔中前指综公寓周围形成了约小面积的绿洲，主要种植有沙拐枣、梭梭、柽柳等，有助于防风固沙。塔中 1 号公路两侧尚未绿化，主要以草方格进行防风固沙。评价区域内无保护植物。沙漠常见植物名录见表 4.2-15。植被类型图见 4.2-7.

表 4.2-15　沙漠常见植物名录一览表

中文名	拉丁学名
骆驼刺	*AlhagI pseudalhagI*
疏花骆驼刺	*AlhagI sparsIfolIa shap*
西伯利亚白刺	*NItrarIa sIbIrIca*
骆驼蹄瓣	*Zygophyllun*
速生霸王	*Zygophyllum pterocarpum*
钠猪毛菜	*Salsola nItrarIa*
浆果猪毛菜	*Salsola folIosa*
沙拐枣	*CallIgonum mongotIcum*
铃铛刺	*HalImodendron holodendron*
盐角草	*SalIcornIa europaea*
节节盐木	*HalImocnlmIs vIllosa*
梭梭	*Haloxylon apnglum*
蛇麻黄	*Ephedra dIstachya*
白杆沙拐枣	*CallIgonum leucocladum*
荒漠庭荠	*Alyssum desertorum*
驼绒藜	*CeratoIdeslatens*
沙薹草	*Carex physodes*

4.2.6.7 野生动物资源现状调查与评价

（1）野生动物分布及种类

塔中油气田所在区域动物种群数量较少，多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物 34 种，其中爬行类 5 种，哺乳动物 14 种，鸟类 15 种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存（仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内）。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型。评价区野生动物种类及遇见频度见表 4.2-16。

表 4.2-16　评价区野生动物种类及遇见频度一览表

中文名	拉丁学名	居留特征	遇见频度	保护级别
爬行类				
新疆鼠蜥	*Agama stloIzkana*		-	
叶城沙蜥	*Phrynocephalus axIllarIes*		+	
密点麻蜥	*EremIas multIocellata*		+	
荒漠麻蜥	*EremIas przewalskII*		++	
塔里木兔	*Lepus yarkandensIs*		++	
长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*		++	
毛脚跳鼠	*DIpus sagItta*		+++	
科氏三趾跳鼠	*Phodopus roborovskII*		+	
子午沙鼠	*MerIones merIdIanus*		+++	
鹅喉羚	*Gazella subgutturosa*		-	国家II级
红尾沙鼠	*M．llbycus*		+	
小地兔	*Alactagullus pygnaeus*		+	
沙狐	*Velpes corsac*		-	

续表 4.2-16　评价区野生动物种类及遇见频度一览表

中文名	拉丁学名	居留特征	遇见频度	保护级别
爬行类				
柽柳沙鼠	*M．tamarIscInus*		+	
子午沙鼠	*MerIones merIdIanus*		+	
双峰驼	*Camelus bactrIanus*		+	国家I级
野猪				
鸟类				
鸢	*MIlvus korschun*	R	+	国家II级
猎隼	*Falco cherrug*	B	-	国家II级
红隼	*Falco tInnunculus*	R	-	国家II级
黑尾地鸦	*Podoces hendersonI*	R	+	
白尾地鸦	*Podoces bIddulphI*	R	-	

注：(1)R-留鸟 B-繁殖鸟　(2)-偶见种类 + 一般种类　++ 常见种类 +++ 多见种类

野生动物的区域分布规律：在物种的水平格局上，奔跑能力较强的物种多分布于沙漠外缘，由于难获得水源，它们极少进入沙漠纵深区域，如野猪、鹅喉羚

等；不依赖水源，仅靠食物中的代谢水即可维持生命的物种，如沙鼠类、跳鼠类及具迁飞能力的鸟类则表现为均匀分布，但就分布地点而言，多集群栖息于有植被分布的小生境。具备长途跋涉能力的双峰驼能是躲避沙漠界外区人群的缘故，它们在沙漠腹地的数量明显高于外缘区，但其饮水仍然依赖沙漠外缘的河流或短暂的雨水积淤地。

（2）重点保护动物

其中以鸟类为主，占所有动物的 63.8%。根据《国家重点保护野生动物名录》，该区域共有国家级重点保护动物 5 种，其中国家一级重点保护动物 1 种，国家二级重点保护动物 4 种。区域保护动物见表 4.2-17。

表 4.2-17　区域重点保护动物

保护级别		兽类	鸟类
国家	一级	双峰驼	
	二级	鹅喉羚	鸢、大鵟、苍鹰、纵纹腹小鸮、红隼、白尾地鸦

鹅喉羚：鹅喉羚又名长尾黄羊，俗称黄羊，隶属于偶蹄目牛科 羚羊亚科 瞪羚属。每年 12 月～翌年 1 月，鹅喉羚发情交配，此时雄羊喉部膨大，很像公鹅的头，因此得名鹅喉羚。该种分布区域广泛，从阿拉伯半岛、伊朗、阿富汗和中亚，向东直到中国西北和蒙古境内的广大地区都有其分布。鹅喉羚成体体长 90～126cm，体型矫健，四肢细，蹄狭尖。肩高 56～80cm，雄性体质量 22～40kg、雌性 18～33kg，尾长 10～23cm，奔跑时尾竖起。背部、四肢外侧、头颈部被毛黄棕色。腹部，四肢内侧、喉部、耳内侧及臀部被毛白色。从上唇至眼角为白色被毛。从眶下腺到口角为黑褐色被毛，尾亦为黑褐色被毛。雄性具角，角微向后弯，角尖略向上方弯曲，角上有环棱，棱数随着年龄的增长而增加。雌性无角，但额部有明显隆起。鹅喉羚英文名为 Goitered Gazelle，Goiter 意指甲状腺的膨大。实际上，鹅喉羚甲状腺并未膨大，是喉部软骨膨大，仅雄性鹅喉羚在发情期有这种性状。在种群数量统计方面，国内外学者做了大量的工作。但对于鹅喉羚各亚种的种群数量缺乏统计数据，国内相关研究均为区域性数量调查，缺乏全国的数据。研究结果表明，20 世纪 90 年代初，新疆北部准噶尔亚种的平均密度为（0.71±0.17）只/km^2，新疆南部叶尔羌亚种的平均密度为（0.57±0.26）只/km^2。

油田开发主要影响兽类保护动物，对鸟类保护动物影响较小，在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，项目区已不见双峰驼的踪迹，偶尔可见到鹅喉羚的活动。

4.2.6.8 水土流失现状

（1）水土流失重点防治分区

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》(办水保[2013]188 号)及关于印发《新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》的通知(新水水保〔2019〕4 号)，拟建工程所在沙雅县属于 I2 塔里木河中上游水土流失重点预防区和II3 塔里木河流域重点治理区。

（2）水土流失成因

项目区地形平坦，地表地表裸露植被稀少，林草覆盖率较低，扰动后易引发侵蚀。从年降雨频率、平均风速、最大风速分析，具备发生侵蚀的条件。

（3）水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190—2007)，结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、河流特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以中度风力侵蚀为主，土壤侵蚀模数背景值取为 4000t/km^2·a。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定项目区容许土壤流失量取值为 2500t/km^2·a。

4.2.6.9 区域荒漠化土地现状

根据《新疆防沙治沙规划》(2011-2020 年)，沙雅县属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”，近年来，塔里木河流域综合治理工程尚未结束，由于上游给水减少，以及粗放型农业造成的水资源利用效率低的因素，使塔里木河中下游严重缺水，大量荒漠植被面临死亡。

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%。

4.2.6.10 小结

塔中 I 号气田Ⅰ、Ⅱ区位于塔克拉玛干沙漠腹地，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》（2005），评价区属于塔克拉玛干流动沙漠景观与油田开发生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，野生动物极少。

4.2.7 环境敏感区调查

本工程位于塔克拉玛干沙漠腹地，主要为荒漠生态系统。评价区范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹、地表水等特殊敏感目标，除现场工作人员外，无固定集中的人群活动区。本项目环境敏感目标为沙雅县属于 I2 塔里木河中上游重点预防区和 II3 塔里木河流域重点治理区范围。

4.2.7.1 生态保护红线

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

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案(征求意见稿)》，拟建工程距拟定生态保护红线区较远，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内。

4.2.7.2 水土流失重点治理区和预防区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），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、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本工程位于塔中Ⅰ号气田Ⅰ区、Ⅱ区范围内，行政区划隶属于巴州且末县、和田地区民丰县及阿克苏地区沙雅县。根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），其中巴州且末县、和田地区民丰县不涉及新疆自治区级水土流失重点治理区和预防区，仅阿克苏沙雅县属于 I2 塔里木河中上游重点预防区和 II3 塔里木河流域重点治理区范围。

（1）水土保持区划

根据《全国水土保持规划（2015-2030 年）》（国函〔2015〕160 号），全国水土保持区划采用三级分区体系，一级区为总体格局区，二级区为区域协调区，三级区为基本功能区。全国水土保持区划共划分为 8 个一级区、40 个二级区、115 个三级区。

新疆在全国水土保持区划中位于北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）一级分区，包含北疆山地盆地区和南疆山地盆地区两个二级分区，准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区、天山北坡人居环境农田防护区、伊犁河谷减灾蓄水区、吐哈盆地生态维护防沙区、塔里木盆地北部农田防护水源涵养区、塔里木盆地南部农田防护防沙区、塔里木盆地西部农田防护减灾区七个三级区。

沙雅县属于新疆七个三级区中的塔里木盆地北部农田防护水源涵养区。

依托国家三级区划和省级区划，按照沙雅县地形地貌、土壤侵蚀、水土保持基础功能等，根据辖区地貌形态和水土流失程度及治理方向的相似性，规划采用地貌类型为主导因素，按照“地理位置+优势地貌类型+主导基础功能”三因素命名法，依据区内相似性和区间差异性原则，将沙雅县划分为渭干河下游绿洲农田防护区（I区）；塔里木河两岸生态维护区（II区）；南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区）。

（2）水土流失现状

本项目建设地点位于塔克拉玛干沙漠腹地，属于南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区）。该区属于塔克拉玛干大沙漠的一部分，区内气候极端干燥，植被稀疏，地貌形态多表现为高大起伏的流动沙丘、沙地。区内盛行北风，全年大风日数在 20 天以上。因为没有水源和耕作土壤存在，再加上自然条件极其恶劣，所以就农业生产而言，该区暂无利用价值。

该区是极强度的风力侵蚀区，地表多为流动的沙丘或沙地，植被覆盖度不足 10%，区内全年大风日数在 20 天以上，盛行风向为北风。沙漠以风为外营力，不断北侵，对农区造成威胁，造成土壤沙化。该地区的植被（梭梭、红柳、胡杨等）遭到极为严重的破坏，特别是胡杨，由于河水断流，加之人为的樵采，大部分被破坏，近几年来在林业部门的管护下，有部分得到恢复。该区是沙雅县风蚀最为严重的地区。

（3）治理措施

保护好现有荒漠植被，对重点地区进行封育治理，减少乱砍乱伐现象，同时利用洪水灌溉荒地，恢复已稀疏的植被。

应加大对沙漠内部原生自然植物资源的保护，严禁在沙漠内部采挖，制定相关法规条例来进行保护，对破坏者应给予行政处罚，行为特别严重的应追究其法律责任。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

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

（1）油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

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

表5.1-1　　油田开发建设对生态环境的影响

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

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本项目占地主要包括采油井 79 口，新建集气站 4 座，试采点 1 座，新建单井集油管线 395km，新建输油干线 100km，新建输气干线 100km（输气线与集输管线同沟敷设）；新建单井道路 87km，占地类型主要为沙地，地表无植被。

本项目永久占地 49.8hm^2、临时占地 491.72hm^2。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。

由于项目区地处塔克拉玛干沙漠腹地，项目区原为荒无人迹的浩瀚沙漠，因此石油开发工程占地开辟了沙漠土地利用的途径，对区域生态环境基本无影响。

当油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地得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 施工活动对土壤环境的影响

本项目施工期对土壤环境的影响主要表现在，输气管道建设工程对土壤结构和质地等的影响。本项目区的土壤类型主要是流动性风沙土。

（1）对土壤结构和质地影响

土体结构是土壤剖面中各种土层组合情况，不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况而言，表土层（腐殖质层，或耕作层）远较心土层好，在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：

①破坏土壤原有结构。土壤上层的团粒结构一经破坏将需要长时间培育才能恢复和发展。

②改变土壤质地。上层和下层土壤的质地不尽相同，管沟下挖回填改变了土壤层次和质地。

（2）对土壤紧实度的影响

管道埋设后的回填，一般难以恢复其原有的紧实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟；过紧实时，会影响植物根系的下扎。施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长造成不良环境。

（3）固体废弃物对土壤的影响

在管道建设过程中，管道外层保温材料的包扎、防护涂层的抹刷等都将可能有固体物质落入土壤中，这些固体物质在土壤中一般难于分解。因此在施工中应教育工作人员不要乱丢弃施工废料，做到文明施工。

（4）对土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出 1-3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

（5）工程对土壤沙化的影响

沙漠化影响主要发生在荒漠地带及盆地边缘地区。主要表现为：

①施工中的机械开挖，修路对原地表、地貌的扰动；

②施工人员、车辆对沿线地表层的破坏；

③破坏了原有的较固定的沙丘及沙垄，使之活化。。

5.1.2.3 对植被的影响分析

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

本项目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，但本项目所在区域无地表无植被。因此工程的建设对植被影响较小。。

5.1.2.4 对野生动物的影响分析

项目区因沙漠公路的建设，两侧出现了绿化带，其他地段均无植物生长，基本上无野生动物生长的条件。所以，项目施工活动对野生动物影响很小。

5.1.2.5 管线和供电生态环境影响分析

（1）管线建设对生态环境的影响

根据开发方案，新建单井集输管道 395km，输油干线 100km，输气干线 100km（与原油外输管道同沟铺设），管线工程临时占地面积约为 396hm²，占地类型为沙地。现状调查结果来看，沿线全部为流动风沙土，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，沿线属于极强度风力侵蚀区。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。在管线施工期间，管线施工作业带 8m 范围的土体将被扰动，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。集气干线、集油干线两侧采取草方格和沙障防风固沙。

（2）道路建设对生态环境的影响

本工程新增道路 87km，工程临时占地面积约为 34.8hm²，占地类型为沙地。在道路施工期间，施工作业带两侧各 2m 范围的土体将被扰动，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。道路两侧采取草方格和沙障防风固沙。

5.1.3 运营期对生态环境的影响

本项目运营期对生态环境的影响主要表现为生产期对土壤环境的永久占地的影响；事故对周围土壤产生的影响，这也是本工程对土壤环境的主要影响；事故状态下污染物排放对植被的影响。

5.1.3.1 运营期永久占地对土壤的影响

开发建设工程中对土地的临时占用外，还包括运营期对土壤环境的永久占地，这主要会改变土地利用方式。

本气田生产期对土壤环境的影响较轻，范围也相对较小。这一时期对土地的占用为永久性占用，共占地 49.8hm^2，其中井场占地 10.32hm^2，站场占地 0.34hm^2，道路占地 39.15hm^2。生产期对土壤的占地影响较少，不是对土壤环境的主要影响，但改变土地利用方式，同样改变了原有土壤理化性质和结构，并且难以恢复。工程区位于沙漠区，道路、井场及站场占地有利于阻止流沙流动。

5.1.3.2 落地油对土壤环境的影响

油气成产过程中落地油对土壤污染的深度为 0cm～20cm，其中 85%的石油残留在 0cm～10cm 的土层中，93.7%石油残留在 20cm 以上的土层当中。落地油对土壤环境的影响是局部的，且呈斑状，由于本区域气候干旱、降水少、数量有限的落地油随降水迁移而对土壤影响扩大的可能性较小。因此，对土壤环境的落地油污染仅限于井口附近。

石油在土壤表面的挥发，是土壤自净能力之一。根据有关部门所做的土壤表面石油挥发实验结果表明，当土壤有机质含量低时，石油挥发性大，说明有机质对石油有一定吸附作用，并且时间与石油挥发量成负指数相关，本油气田地处塔里木盆地腹地，多被风沙土所覆盖，土壤有机质含量低，有利于落地石油的挥发，有利于土壤中石油污染物的自净。特别是凝析油分轻，更易挥发，对土壤的影响相对较小。

由于本油气田区域气温高，干旱少雨，落地油随降水迁移对土壤影响范围扩大的可能性极小；加之土壤本身有一定的自净能力，落地油的影响深度集中在表

层 0cm～20cm，因此落地油下渗污染深层土壤的可能性很小，对土壤的影响仅在局部和表层。

5.1.3.3 事故对土壤环境的影响

油气泄漏时，其中的轻组份－轻烃随天然气一同挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷和管道泄漏会造成大量凝析油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化。一次井喷可抛洒大量的原油，污染范围较大;井喷时间一般持续 1～12h,喷出液体量约 27m^3/h,这些原油洒落在 100×100m^2 的地表上。井喷和管道泄漏发生的时间越长，污染面积越大，对土壤污染越严重。凝析油对其它环境因素的影响主要取决对土壤的污染，进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

退役期内，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物；对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.5 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本上生物多样性和生态学进程,其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，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。在油田开发如井场、站场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，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。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

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

5.1.6 小结

本项目新增永久占地面积 49.8hm²，临时占地面积 491.72hm²，由于项目区地处塔克拉玛干沙漠腹地，项目区基本无野生动植物分布，因此工程占地对生态环境影响较小。本项目施工期对土壤环境的影响主要表现在：施工中的机械开挖，修路对原地表、地貌的扰动；施工人员、车辆对沿线地表层的破坏；破坏了原有的较固定的沙丘及沙垄，使之活化。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 污染源分析

本项目钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。柴油发电机燃料燃烧废气中主要污染物为颗粒物、NO_x、SO_2、烃类等，柴油发电机的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

生产运营期的大气污染源主要是井场、计转站加热炉烟气和油气集输、处理及外输过程中的烃类挥发。

5.2.2 开发期环境空气影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

建设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，钻井废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在油田区块开发前期，由于主要进行钻井，地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。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：①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；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染少年；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

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

工程施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

（3）施工机械及运输车辆尾气影响分析

施工机械及运输车辆所排放的废气主要污染物为 NO_x、CO、SO_2、THC 等。在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本项目所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采油阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

5.2.3 运营期大气环境影响分析

5.2.3.1 有组织排放废气大气影响估算

（1）污染源参数

本项目有组织排放废气主要为加热炉燃烧废气，本项目新建 5 台 500kw 加热炉，位于新建集气站和试采点，评价选取新建 6#集气站加热炉作为最大有组织废气污染源进行预测分析。

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取烟尘、NO_x，SO_2利用导则推荐模式分别计算

加热炉最大地面浓度占标率。污染物排放参数见表 5.2-1，估算模型参数见表 5.2-2。

表 5.2-1　　运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	坐标	海拔m	排气筒参数				年排放小时数	污染物名称	排放速率kg/h
			高度(m)	内径(m)	烟气温度(℃)	流量(m^3/s)			
6#集气站500kw加热炉	新建6#集气站 N39°21'13.90" E83°28'13.90"	1084	8	0.3	120	0.54	7920	SO_2	0.018
								NOx	0.11
								烟尘	0.014

表 5.2-2　　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	--
最高环境温度/°C		41.5
最低环境温度/°C		-26.4
土地利用类型		荒地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	/
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/°	/

（2）预测结果

加热炉氮氧化物最大落地浓度 9.037μg/m³，占标率 4.52%；二氧化硫最大落地浓度 0.342μg/m³，占标率 0.071%;烟尘最大落地浓度 0.669μg/m3，占标率 0.15%，最大落地浓度点位下风向 106m，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。

表 5.2-3　　估算模式预测污染物扩散结果

下风向距离（m）	SO2		NOX		烟尘	
	预测地面空气质量浓度（μg/m3）	占标率（%）	预测地面空气质量浓度（μg/m3）	占标率（%）	预测地面空气质量浓度（μg/m3）	占标率（%）
10	0.063	0.01	1.673	0.84	0.124	0.03
50	0.314	0.06	8.333	4.17	0.617	0.13
100	0.341	0.07	9.017	4.51	0.667	0.15
106	0.342	0.07	9.037	4.52	0.669	0.15
200	0.274	0.051	7.275	3.64	0.537	0.12
500	0.152	0.03	4.029	2.02	0.298	0.06
1000	0.010	0.002	2.632	1.32	0.195	0.04
1500	0.008	0.002	2.040	1.02	0.151	0.03
2000	0.007	0.001	1.754	0.88	0.131	0.03
2500	0.006	0.001	1.510	0.75	0.111	0.02
下风向最大地面空气质量浓度及占标率	0.342	0.071	9.037	4.52	0.669	0.15
$D_{10\%}$最远距离（m）	未出现		未出现		未出现	
最大地面空气质量浓度距源距离（m）	106		106		106	

5.2.3.2 无组织排放烃类大气影响估算

运营期本项目产生的无组织大气污染物主要为油气开采和集油外输过程中的烃类无组织挥发，本项目选取满加 5 井处试采点儿进行估算，单井产能为油 6.0t/d，气 10.7×$10^4$$m^3$/d，非甲烷总烃无组织挥发量按产量的 0.1‰计算，则每座井场非甲烷总烃排放量为 0.47kg/h，烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目开采、集输采用全密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。

（1）污染源参数

运营期本项目产生的烃类无组织排放参数见表 5.2-4。

表 5.2-4　　单井井场面源参数表

污染源名称	坐标(°)		海拔高度(m)	矩形面源		年排放小时数(h)	污染物排放速率(kg/h)
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)		NMHC
满加5井试采点	82°53'29.10"E	39°44'22.01"N	1045	60	70	8760	0.47

（2）预测结果

根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，以导则中推荐的估算模型进行计算，非甲烷总烃无组织排放预测结果见表 5.2-5。

工程区域最大地面浓度点预测浓度 0.16mg/m^3，最大占标率 8.01%，最大落地浓度出现距离为 87m。

本工程大气污染物产生量较少，且项目区大气扩散条件较好，不会使区域环境空气质量发生显著改变，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）厂界无组织排放监控限值 4.0mg/m³ 的要求。

表 5.2-5　本项目无组织废气污染物的占标率和落地浓度一览表

离源距离(m)	NMHC	
	占标率%	落地浓度 mg/m3
10	4.76	0.0958
50	6.11	0.1216
87	8.01	0.1602
100	7.82	0.1559
200	6.55	0.1316
500	3.72	0.0744
1000	2.15	0.0429
1500	1.43	0.0286
2000	1.04	0.0215
2500	0.82	0.0157
Pmax	8.01	0.1602
Dmax（m）	87	

5.2.3.3 大气环境影响分析

（1）加热炉燃烧废气

本项目加热炉采用清洁能源天然气，加热炉烟气中烟尘、NO_x、SO_2排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物

排放浓度限值要求，烟气最终通过不低于 8m 高排气筒排放。根据以上计算结果可知，本项目加热炉发燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

（2）无组织排放挥发性有机物环境影响分析

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。本次评价收集了《油气开发部塔中油气田环境影响后评价报告书》中对 TZ161 转油站和 ZG162-1H 井场上、下风向非甲烷总烃的监测数据，进行类比分析，见表 5.2-6。

表 5.2-6　TZ161 转油站和 ZG162-1H 井场上、下风向非甲烷总烃监测结果　单位：mg/m3

污染源	检测项目	采样次数	第一天				第二天				标准限值	达标情况
			上风向	下风向 1	下风向 2	下风向 3	上风向	下风向 1	下风向 2	下风向 3		
TZ161 转油站	非甲烷总烃	第一次	1.57	2.07	1.43	0.62	1.58	1.01	0.57	0.74	4.0	达标
		第二次	0.92	1.15	1.59	1.64	1.47	0.55	0.47	0.77		
		第三次	1.04	1.14	1.27	1.02	1.33	1.30	0.61	1.67		
ZG162-1H	非甲烷总烃	第一次	0.49	0.91	1.00	0.41	0.69	0.50	0.55	0.41	4.0	达标
		第二次	1.04	1.36	1.16	1.28	0.52	0.44	0.47	0.41		
		第三次	1.06	1.44	0.93	0.92	0.55	0.99	1.38	0.38		

本项目油气集输及处理采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）厂界无组织排放监控限值 4.0mg/m^3 的要求。项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

（3）站场、井场 H2S 无组织挥发环境空气影响分析

本次评价收集了本次评价收集了《油气开发部塔中油气田环境影响后评价报告书》中对 TZ161 转油站和 ZG162-1H 井场上、下风向 H_2S 的监测数据，进行类比分析，见表 5.2-7。

表 5.2-7　TZ161 转油站和 ZG162-1H 井场上、下风向 H_2S 监测结果　单位：mg/m3

污染源	检测项目	采样次数	第一天				第二天				标准限值	达标情况
			上风向	下风向1	下风向2	下风向3	上风向	下风向1	下风向2	下风向3		
TZ161转油站	H_2S	第一次	未检出	0.003	未检出	未检出	0.003	未检出	未检出	未检出	0.06	达标
		第二次	未检出	0.003	未检出	未检出	0.003	未检出	未检出	未检出		
		第三次	未检出	未检出	0.003	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出		
ZG162-1H	H_2S	第一次	0.003	0.003	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.06	达标
		第二次	未检出	0.003	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出		
		第三次	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出		

由上表可知，H_2S 浓度呈现随距站场、井场距离的增加，浓度值递减的趋势。井厂界 H_2S 的监测浓度可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）标准限值 0.06mg/m^3 要求。因此无组织大气挥发的 H_2S 对周边环境产生的影响很小。

5.2.3.4 大气污染物核算

塔中Ⅰ号气田Ⅰ、Ⅱ区块安排部署新井 43 口，配套电磁加热炉，运行期大气污染物排放量 见表 5.2-7。

表 5.2-7　本项目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）	
有组织排放						
1	加热炉	SO_2	采用清洁燃料。	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	50	0.7
		NO_x			200	4.35
		烟尘			20	0.55
无有组织排放						
2	井场	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））	井场外 4.0mg/m^3	24.66

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-8。

表 5.2-8　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（非甲烷总烃、H_2S）				包括二次$PM_{2.5}$□ 不包括二次$PM_{2.5}$☑			
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	（2019）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（NOx、PM_{10}、SO_2、NMHC　）				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%□			$C_{本项目}$最大占标率＞10%□			
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%□			$C_{本项目}$最大占标率＞30%□			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（　）h		$C_{非正常}$占标率≤100%□		$C_{非正常}$占标率＞100%□			
	保证率日平均浓度	$C_{叠加}$达标□				$C_{叠加}$不达标□			

	和年平均浓度叠加值			
	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：（颗粒物、SO_2、NO_x、林格曼黑度、非甲烷总烃）	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：（0.7）t/a	NO_X：（4.35）t/a	颗粒物：（0.55）t/a	VOC_s：（24.66）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（ ）” 为内容填写项				

5.2.3 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油造成的环境空气污染源将消失，油井停止后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，主要为井场清理的油田工作人员。

5 环境影响预测与评价

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

5.3.1.1 钻井过程声环境影响分析

（1）噪声源分析

钻井施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、泥浆泵等发出的噪声，声压级一般在 95~105dB（A）。

（2）敏感点分析

根据现场调查，评价范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，工程区周围 200m 范围内无声环境敏感点。

（3）声环境影响分析

本次钻井过程的噪声评价，通过类比塔中作业区钻井噪声，可知夜间距离钻井机 100m 处噪声值可以达标，夜间 200m 处噪声值可全部达标。因此钻井噪声主要对施工人员产生影响，对井场以外的环境基本不会产生影响。

5.3.1.2 地面工程声环境影响分析

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

地面工程施工范围大，距离长，但是施工范围内无任何居民区居住点。

由于管线施工期较短，施工速度快，而且无任何居民点，对施工人员的影响随着施工期的结束而结束。

地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果见表 5.3-1。

表 5.3-1　施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离，m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
柴油发电机	100	88	82	76	70	68	62	56	50	48

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。工程区 200m 内无居民，地面工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.1.3 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）

标准要求，但是由于油井多分布在空旷地带，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。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

本项目运营期噪声源主要为井场、站场设备、交通车辆等，因交通车辆车流量不确定，故本次噪声预测仅考虑井场、站场噪声。

5.3.2.2 运营期井场噪声环境影响预测

建工程管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建工程产噪设备主要包括井场采油树、集气站泵类等设备。

（一）预测模式

（1）单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级(从 63Hz 到 8000Hz 标称频带中心频率的 8 个倍频带)，预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按下式计算：

$$L_p(r) = Lw + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中：$L_p(r)$—距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w—倍频带声功率级，dB；

D_c—指向性校正，dB；

A—倍频带衰减，dB；

A_{div}—几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar}—声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

（2）室内点声源对场界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源，再按各类声源模式计算。

①首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级：

$$L_{p1}=L_w+10\lg(\frac{Q}{4\pi r^2}+\frac{4}{R})$$

式中：L_{p1}—室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，dB；

L_w—声源的倍频带声功率级，dB；

r—声源到靠近围护结构某点处的距离，m；

Q—指向性因子；

R—房间常数，$R=S\alpha/(1-\alpha)$，S 为房间内表面面积，m^2，α 为平均吸声系数。

②计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的 i 倍频带叠加声压级：

$$L_{p1i}(T)=10\lg(\sum_{j=1}^{N}10^{0.1L_{p1ij}})$$

式中：$L_{p1i}(T)$—靠近围护结构处室内 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

L_{p1ij}—室内 j 声源 i 倍频带的声压级，dB；

N—室内声源总数。

③计算出室外靠近围护结构处的声压级：

$$L_{p2i}(T)=L_{p1i}(T)-(TL_i+6)$$

式中：$L_{p2i}(T)$—靠近围护结构处室外 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

TL_i—围护结构 i 倍频带的隔声量，dB；

④将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算出中心位置位于透声面积(S)处的等效声源的倍频带声功率级。

$$L_w=L_{p2}(T)+10\lg S$$

⑤等效室外声源的位置为围护结构的位置，其倍频带声功率级为 L_w，根据厂房结构(门、窗)和预测点的位置关系，分别按照面声源、线声源和点声源的衰减模式，计算预测点处的声级。

假设窗户的宽度为 a，高度为 b，窗户个数为 n；预测点距墙中心的距离为 r。预测点的声级按照下述公式进行预测：

当 $r\le\frac{b}{\pi}$ 时，$L_A(r)=L_2$（即按面声源处理）；

当 $\frac{b}{\pi}\le r\le\frac{na}{\pi}$ 时，$L_A(r)=L_2-10\lg\frac{r}{b}$（即按线声源处理）；

当$r \geq \frac{na}{\pi}$时，$L_A(r) = L_2 - 20\lg\frac{r}{na}$（即按点声源处理）；

（3）计算总声压级

①计算拟建工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

设第i个室外声源在预测点产生的A声级为L_{Ai}，在T时间内该声源工作时间为t_i；第j个等效室外声源在预测点产生的A声级为L_{Aj}，在T时间内该声源工作时间为t_j，则拟建工程声源对预测点产生的贡献值（L_{eqg}）为:

$$L_{eqg} = 10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{i=1}^{N} t_i 10^{0.1L_{Ai}} + \sum_{j=1}^{M} t_j 10^{0.1L_{Aj}})]$$

②预测点的噪声预测值

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A)。

（4）噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

（二）噪声源参数的确定

拟建工程各井场噪声源类似，井场面积及平面布置基本相同，井场及集气站噪声源噪声参数见表5.3-2。

表5.3-2　井场噪声源参数一览表

序号	分类	声源名称	噪声源强 [dB(A)]	降噪措施	降噪效果 [dB(A)]
1	井场	采油树	85	基础减振	10
2	集气站	泵类	100	基础减振	10

（三）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，拟建工程各噪声源对四周场界的贡献声级值见表5.3-3。

表 5.3-3　井场噪声预测结果一览表　单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
井场	东场界	44.0	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	41.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	41.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	44.0	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
集气站	东场界	43.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	47.2	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	42.6	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	43.8	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由上表可知，井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 41.7～44.0dB(A)，集气站噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 42.6～47.2dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，拟建工程实施后不会对周边声环境产生明显影响，且项目周边无噪声敏感目标，不会造成噪声污染。

5.3.3 退役期声环境影响分析

进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸，由于开发区块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。

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的，随施工结束即消失。

本工程运营期产生的噪声主要包括井口装置、加热炉等设备产生的噪声，以及井下作业噪声等。井场设备噪声源强较低，影响范围有限，类比同类井场，正常生产时，单井井场厂界噪声值较低，能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求；井下作业将产生高强度噪声，厂界噪声会出现短期超标现象，但井下作业具有阶段性特征，井下作业结束其噪声影响即消失。井场周边范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

5.4 水环境影响分析

项目区域内无地表水系。

项目废水主要包括采出水、井下作业废水及生活污水。采出水处理达标后回注，井下作业废水带罐收集后拉运至塔中钻试修环保站处理，生活污水经处理后用于夏季用于绿化，冬季用车拉运至塔二联、塔三联蒸发池。本次水环境影响评价仅进行简要分析。

5.4.1 水污染源分析

（1）钻井过程中产生的废水

钻井期间产生的废水主要为钻井废水及生活污水，包括：

①机械冷却废水：包括柴油机的冷却水、泵拉杆冲洗水、水刹车排出的水等；

②冲洗废水：包括冲振动筛用水、冲洗钻台和钻具用水、清洗设备用水、泥浆罐定期清洗废水；

③钻井液流失废水：主要是废钻井液中的澄清液、起下钻钻井液的流失、钻井液循环系统漏失产生的废水；

④其它废水：包括固井等作业产生的废水、井口返排水等。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。

本项目钻井进尺 20.87 万 m，则钻井废水产生量为 11.83 万 m^3。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不能回用部分与固相一同运往塔中钻试修处理站处理，不外排。

⑤生活污水

钻井期内生活污水总产生量总计为 21200m³，生活污水主要污染物为 COD、NH_3-N、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH_3-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。生活污水进入污水罐，定期拉运至塔二连、塔三联生活基地生活污水处理系统处理，不会对环境造成明显影响。

（2）运营期废水

运营期废水主要包括井下作业废水、采出水和生活污水。

①井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的。本项目每年的井下作业废水最大产生量为 2370t/a，井下作业废水严禁直接外排，采用专用废液收集罐收集后拉运至塔中钻试修环保站进行处理达标回注。

① 油藏采出水

采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，采出液在联合站经脱水处理排出。采出液在依托现有的塔二联、塔三联处理经脱水处理，排出油藏采出水。根据开发方案，运行期采出油藏采出水最大量 405.48t/d（148000t/a）。油藏采出废水进入塔二联和塔三联的污水处理系统处理，经处理达标后全部回注，不外排。

③生活污水

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。故运营期不新增生活污水。。

5.4.2 油田正常运行时对地下水环境影响

（1）钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，不能回用部分与固相一同运往塔中钻试修处理站处理。

项目区地下水位为 20m～80m，该区地层剖面上部为砂土层，渗透速率较大，为保护该区地下水环境，项目钻井采用单井不落地技术收集，一开和二开上部为非磺化水基泥浆，在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的岩屑在井场进行防渗填埋；二开下部和三开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，不能回用的和固相拉运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理。一开和二开上部分离的岩屑井场填埋全部进行防渗处理，可有效防范对地下水的影响。

（2）洗井和修井等作业的废水收集后拉运至塔中钻试修处理站处理，塔里木油田公司分区快建设钻试修处理站，对建设制定了统一的建设、施工规范，要求全部进行防渗处理，以保护区域地下水。

（3）转油站内生活污水水量不大，通过地埋一体化处理装置处理达标后，夏季用于站内绿化，冬季送塔三联蒸发池。

（4）井区采出水早期送至已建成塔三联污水处理系统处理达标后全部回注，不外排。

5.4.3 故状态下对地下水环境影响分析

运行生产过程中，各种环节都存在着事故的可能性，除危害工程本身安全外，同时会严重污染地下水环境。主要表现在钻井过程及井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷、井漏等工程事故；自然灾害引起的区域污染事故；输油管线、输气管线运行过程中，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原油泄漏；污水处理过程中因操作失误，仪表失灵等原因发生沉罐、缓冲罐冒罐等污染事故，使大量含油污水溢流。

（1）井喷事故

井喷事故是以面源形式的油品渗漏污染地下水，管道泄漏是以点源形式渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。

井喷事故为瞬时排放，管线泄漏则分为短期大量排放和长期少量排放两类。短期大量排放，一般能及时发现，并可通过一定方式加以控制，影响范围不大。而长期少量排放一般较难发现，对地下水可产生一定影响，人为破坏也可造成管线破裂，使大量油品漏出。但此类泄漏为非连续性行为，其影响仅限表层，污染物不易进入地下含水层。从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

（2）集输过程中的泄漏事故

油气集输过程中常见的事故有油气管线或设备因腐蚀穿孔、操作失误、自然灾害等原因而造成的原油、天然气的泄漏。事故发生时会有大量原油溢出。若在穿越河流段发生则会直接污染水环境。

自然灾害因素，如雷击、地震等自然灾害，也可引起油气集输及处理过程的油气泄漏事故，对地面工程、输油气管线带来一定的不利影响，会引起油、气泄漏，直接污染地表水环境。

（3）井漏事故的泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，造成地下含水层水质污染。

就钻井漏失源而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩察、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使含有多种添加剂的钻井液（特别是混油钻井液）在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。此外，钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（4）油水窜层对地下水的污染影响

石油钻井技术要求是，井孔深度大，钻井工艺复杂，施工事故在所难免，一般事故均可以得到技术处理纠正。但事故性质复杂、处理失效引发油气窜层和钻井液进入潜水含水层则会污染地下水。一般出现的是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其它不可预见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

钻井完井后油气窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：（1）下入的表层套管未封住含水层；（2）固井质量差；（3）工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，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，评价区内的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。

（5）泄漏事故对地下水的污染影响

管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。管线发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

根据类比资料分析可知，发生石油类物质泄漏事故后其污染物主要聚集在泄漏点周边土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以外。本项目外输油管线的埋深不小于 1.5m（管底），即发生油品泄漏事故后的下渗透影响范围将限制在地下 3.5m 以内，而区域内的潜水水位埋深 20m-80m，所以，泄漏事故对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，不会造成地下水污染。

5.4.4 地下水环境影响预测与评价

5.4.4.1 石油类污染源的特性及污染途径与污染方式的分析

以往的油、气田开发工程极注重地表可视性污染源（正常运行过程中的污染源）的防范，采用的预防措施非常成熟且行之有效，杜绝了这类污染源造成的危害。而对隐蔽性污染源却关心较少，对浅部隐蔽源也有一些防范措施，而长期忽视深部隐蔽源，而大多数油气田对环境造成的危害恰恰是隐蔽源造成的，尤其是深部源。石油类隐蔽污染源污染地下水的特点是：①隐蔽性；②延缓性或局部性；③难以逆转性。

地表可视性污染源的污染途径为入渗型，即由地表入渗到潜水中，浅部隐蔽性污染途径也为入渗型，由下包气带入渗到潜水；深部隐蔽性污染源的污染途径可认为是越流型，主要由地层深处经井管越流至潜水层，而钻井液的漏失属径流型。除废渣淋溶水为间接污染外，污染方式皆表现为直接污染。

5.4.4.2 正常运行时废水排放对地下水环境的影响分析

（1）污水回注的影响分析

塔里木油田分公司多年的实践均是将处理后的采出水回注到地下废弃油层，本次开发建设的采出水亦延用此处理方案。

注水方式采用正注，注水深度为 4000m 以下，穿越地下含水层。若井套管在地下含水层段经腐蚀发生破裂，回注废水进入到地下含水层中，则会造成地下水的严重污染，对地下水环境造成极大的破坏。

正常情况下，管套未发生破裂，由于地下水的相对稳定性，废水回注油井对地下水影响很小。

（2）生产废水对地下水的影响分析

钻井废水随泥浆和岩屑一同处置，采用单井不落地技术收集，一开和二开上部为非磺化水基泥浆，在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的岩屑在井场进行防渗填埋；二开下部和三开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，不能回用的和固相拉运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理，对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理，达标固废用于铺筑井场、道路等，对达标净化水用于降尘等环节；

根据区域水文地质资料，该区地层剖面上部为亚砂土层、粉砂层，有一定的渗透速率，为保护该区地下水环境，塔里木油田分公司在该区的钻井井场废液池全部进行防渗处理，可有效防范对地下水的影响。钻井期井场设置防渗的应急池，不落地泥浆系统在事故状态下确保其不进入外环境。

②井下作业废水全部进入污水罐外运集中拉运至塔中地区钻试修环保站处理；塔里木油田分公司对蒸发池的建设制定了统一的建设、施工规范，要求全部进行防渗处理，以保护区域地下水。

③生活污水经处理合格后，夏季回用于绿化，冬季进入塔三联蒸发池。

④采出水经污水处理场处理达到回注水指标控制标准后回注，可避免对环境和地下水的污染。

（4）原油散落对地下水污染分析

油田在钻井、试油、修井、洗井及采油气等过程中都可能产生散落。根据塔里木油田分公司作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，不得产生落地油。

石油类污染物主要积聚在土壤表层，且可以挥发，一般难以渗入到 2m 以下，加之区域气候干旱少雨，无地表径流，不存在大量降水的淋滤作用，因此在正常状态下，落地油下渗不会对地下水产生影响。

塔里木油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免原油散落，一旦散落须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少散漏而产生落地油，故对开发区域地下水的影响很小。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括：钻井作业产生的废弃泥浆、岩屑、生活垃圾。

（1）废弃泥浆、岩屑

钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，二开下部及三开及侧钻井均采用水基磺化泥为磺化水基泥浆。根据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，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后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

（2）生活垃圾

根据开发初步方案及前述分析，本项目合计完井周期 5293 天。单井施工人数约 50 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。，平均单井产生生活垃圾 0.025t，

整个钻井过程生活垃圾产生量共计 133t，生活垃圾集中收集后定期送往塔中 1 号公路 68 公里处固废填埋场或塔中 1 号公路 1.5 公里处固废填埋场处置。

施工期固体废物在处置和运行管理中严格落实《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求，对环境所造成的影响可以接受。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 油泥(砂)的处置及对环境的影响分析

（1）油泥(砂)对环境的影响

油泥(砂)是石油勘探开采、油田建设以及油品加工生产过程中产生的废弃物，特别是在油井开采和井下作业施工过程中，会不可避免地有部分原油放喷或被油管、抽油杆、泵及其他井下工具携带至井场，这些原油渗入地面土壤就会形成油田污泥。油田污泥不仅含水率高、含油量大，而且还含有其他有害物质。

（2）油泥（砂）处理的可行性分析

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。根据类比调查，1 口井含油废物产生量约为 0.2t/a，79 口单井含油废物产生量约为 15.8t/a。

对照《国家危险废物名录(2021 年版)》，油泥（砂）危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。含油污泥由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。本项目产生的油泥（砂）由塔中含油污泥资源回收站进行无害化处理，基本不会对环境产生不利影响。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，拟建工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表 5.5-1。

表 5.5-1　危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
油泥(砂)	HW08	071-001-08	15.8	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	油泥（砂）由塔中含油污泥资源回收站进行无害化处理

5.5.2.2 生活垃圾的处置及对环境的影响分析

运营期工作人员由塔中油气开发部内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.5.3 小结

本项目的固体废物包括废弃钻井泥浆和岩屑、油泥砂和及生活垃圾。钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，二开下部及三开及侧钻井均采用水基磺化泥为磺化水基泥浆。根据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，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后，用于铺垫油区内的井场、道路等。本项目产生的油泥（砂）由塔中含油污泥资源回收站进行无害化处理。生活垃圾集中收集后定期送往塔中 1 号公路 68 公里处固废填埋场或塔中 1 号公路 1.5 公里处固废填埋场处置。

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》（GB 18597-2001）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中的相关要求，则本项目在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。只要严格管理，基本不会对环境产生影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

（1）钻井作业对土壤环境的影响

本项目开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场、站场等占地，以及堆积、挖掘、辗压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田开发期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

①钻井作业对土壤环境的影响

本项目新钻井 43 口，老井侧钻井 36 口，钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，钻井作业中，泥浆不会与当地的土壤发生直接接触，对土壤的环境影响轻微。

②固体废物对土壤的影响

本次新井钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用，无废水及废弃钻井液外排；钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑必须满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，方可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料。

（2）地面工程施工对土壤环境的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是站场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩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）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化。本工程位于塔克拉玛干沙漠腹地，当地为流动、半流动沙丘，地表无植被生长，当地土壤也不具备农业生产价值，井场和管道的施工场地、临时施工营地等产生的这种影响非常轻微。

（2）水土流失及沙化影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目地面建设的内容主要包括站场、各类管线的敷设等，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。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。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

（1）土壤影响分析

本项目土壤影响类型于途径见表 7-19，影响因子见表 7-20。

表 7-19 建设项目土壤环境影响类型与影响途经表

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

表 7-20 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

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

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为管线垂直下渗造成的土壤污染。故将本项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

（2）正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为采出液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。

本项目正常生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

（3）非正常状况下对土壤环境的影响分析

①项目污废水产生情况

项目运行期最有可能对土壤环境造成影响的情况为原油泄露，本次土壤预测考虑为石油类。

②土壤污染途径

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

③主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

④类比分析

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，表层土壤中石油烃类含量可达 5000mg/kg。考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 7-21。

表 7-21　非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h
石油类	影响深度（m）	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度
	包气带底部石油类浓度（mg/L）	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

从上表中看出，原油发生泄露 2h 的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大。

石油污染物进入土壤后，能够改变土壤有机质的组成和结构，引起土壤有机质的碳氮比和碳磷比发生变化。研究结果显示，石油污染后土壤总有机碳浓度、碳氮比、碳磷比、pH 相对升高，总氮浓度相对降低，电导率和总磷浓度则没有显著变化。另外，由于石油污染物易黏着于土壤上，且有较强的疏水性，石油污染物进入土壤后，会堵塞土壤的孔隙，使土壤的透水性能受到抑制。此外，石油烃中的沥青质和胶质会在土壤环境中稳定存在，导致土壤结块变硬，影响土壤的物理性质。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。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业和吸收作用。

运行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。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

综上，项目位于克拉玛干沙漠腹地，工程区全部为沙地，采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染；如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，主要是影响到土地功能，造成污染在地表富集。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，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-1。

表 5.6-1　　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	（0.498）km^2				
	敏感目标信息	敏感目标（占用灌木林，属国家和地方级公益林）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降 □；地面漫流 □；垂直入渗☑；地下水位 □；其他（）				
	全部污染物	钻井废弃物、石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类☑； II类 □； III类 □； IV类 □				
	敏感程度	敏感□☑；较敏感感□；不敏感☑				
	评价工作等级	一级□；二级☑；三级 □				
现状调查内容	资料收集	a） ☑； b） ☑； c） ☑； d） □				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	1	2	20cm	
		柱状样点数	3	/	0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m	
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中基本项目 45 项和 pH、石油烃；《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 项和 pH、石油烃				
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB 15618□☑； GB 36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他）				
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 筛选值标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E□；附录 F□；其他（☑）				
	预测分析内容	影响范围（）影响程度（☑）				

	预测结论	达标结论： a）□； b） □； c）☑ 不达标结论： a） □； b） □			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☑；源头控制☑；过程防控 ☑；其他（）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		临近农田区域的油井	石油烃	1 次/3 年	
	信息公开指标				
评价结论		项目区主要土壤类型是草地和林地。油田开发对土壤影响，呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线）分布，影响范围明确。本项目在施工期对土壤环境影响较大，运行期一般影响较小。			
注 1：“□”为勾选项，可 √；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。					

5.7 环境风险评价

5.7.1 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，本项目涉及的风险物质为原油、天然气（甲烷）、H_2S。项目不涉及危险物质的存储，运营期风险单元为密闭集输管网。

（2）环境风险潜势初判

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本项目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）$10\leq Q<100$；（3）$Q\geq100$。

地面原油密度 0.7995～0.8546g/cm^3（20℃）

项目不涉及危险物质的存储。运营期密闭集输管网包括站间管线、单井集输管线、掺稀管线、燃料气管线等。本次新建管线主要为站间集输管线和单井至站场的集输管线，各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄露时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本项目最大存在量按照单井至站场、站间集输管

线等各类管线的干线单根最大长度 40km 计算，站场设置一座 200m³ 储罐，充满度 80%计算，本项目的 Q 值的确定见下表。

表 5.7-1　　本项目风险单元 Q 值一览表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
集油管线	1	原油	—	904.32	2500	0.36
	2	H_2S	7783-06-4	0.00048	2.5	0.0002
计转站	1	原油	—	640	2500	0.256
燃料气管线	1	天然气（甲烷）	74-82-8	1.42	10	0.142
Q值∑						0.7852

根据上表计算结果，本项目 Q=0.7852，$Q<1$，判断项目风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.7.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本项目环境敏感目标见表 5.7-2。

表 5.7-2　　环境敏感点概况

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	大气环境	评价范围内环境空气	油田生活基地	职工生活区	塔三联公寓	共计约 310 人	《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准
					塔二联公寓	共计约 200 人	
2	地下水	评价范围内地下水		井区及周边			《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 危险物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油（稠油、稀油）、天然气（甲烷）、H_2S，存在于集油管线、燃料气管线及掺稀管线内。风险物质危险特性和分布见表 5.7-3。

表 5.7-3　风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	燃料气管线
2	硫化氢	有毒气体，易燃气体	集油管线
3	稠油	可燃液体	集油管线
4	稀油	可燃液体	集油管线、掺稀管线

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 5.7-4。

表 5.7-4　原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	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。蒸气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症状，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	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	

<table>
<tr><td>急处理</td><td colspan="4">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。小量泄露：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。大量泄露：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。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">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露应急处理设备。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。储区应备有泄露应急处理设备和合适的收容材料。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>黑色的可燃性黏稠液体</td><td>蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>自常温至 500℃以上</td><td>闪点</td><td>-6~155℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-60℃</td><td>溶解性</td><td>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）
0.7365-1.0724 g/cm^3</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>1.1%~8.7%（V%）</td><td>自燃温度</td><td>280℃~380℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">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</td></tr>
<tr><td>生态学资料</td><td colspan="4">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。</td></tr>
</table>

	非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 其它有害作用：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	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：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。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，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项目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（甲烷）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症。

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 5.7-5。

表 5.7-5　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	建规火险等级	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、高热能时引起燃烧爆炸 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，经人体粘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 5.7-6。

表 5.7-6　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	
物化特性	沸点（℃）	-61.8		比重（水=1）	
	饱和蒸气压（kPa）	无资料		熔点（℃）	-82.9
	蒸气密度（空气=1）	无资料		溶解性	易溶于水,亦溶于醇类、石油溶剂和原油中
	外观与气味	无色气体。具有臭蛋气味			
火灾爆炸危险数据	闪点（℃）		爆炸极限	爆炸上限%(V/V)：46.0；爆炸下限%(V/V)：4.0	
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水			
	灭火方法	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，			

<table>
<tr><td rowspan="2"></td><td></td><td colspan="6">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、发烟硝酸触发生剧烈反应，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：如果吸入本品蒸汽或其燃烧物，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。硫化氢经粘膜吸收快,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粘膜接触部位。
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，浓度相对较低时粘膜刺激作用明显。人吸入70～150mg/m3/1～2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/m3/1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/m3/15～60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/m3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>
<tr><td>泄漏紧急处理</td><td colspan="7">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：用砂土或其它不燃材料吸收。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</td></tr>
</table>

	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。			
	工程控制	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。		
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴橡胶耐油手套	眼防护	戴安全防护眼镜
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。		

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。

（2）工艺过程危险因素识别

根据工程分析，本项目开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.7-7。

表 5.7-7　油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集油管线、燃料气管线及掺稀管线泄漏	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，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件，油类物质渗流至地下水；天然气泄漏后，进入大气引发中毒事故。	大气、土壤、地下水

5.7.3.2 井场危险性识别

（1）井喷事故风险

井喷为井场常见事故。钻井过程中遇到地下油、水层时，油或水窜进井内的钻井液里，加快了钻井液流动和循环的速度。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。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。塔中Ⅰ号气田 III 区已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，井喷的可能性很小，但也不并非绝对不可能，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）井漏事故风险

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

5.7.3.3 输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.7.3.4 风险类型识别

通过分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线发生破损造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏柴油或者原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 井喷事故影响分析

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

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

5.7.4.2 井漏事故影响分析

井漏事故主要为钻井过程中钻井液漏失和运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，由于钻井液中含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本项目采用多层套管，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。

5.7.4.3 对大气环境的影响分析

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，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。采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，硫化氢可通过吸入、食入、经皮吸收等方式误入体内，对中枢神经系统有麻醉作用。轻度中毒症状有头晕、头痛、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。高浓度吸入出现中毒性脑病。极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼吸停止，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。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 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。由于井场及管道位于灌木林和未利用地，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。

5.7.4.4 对地下水的环境影响分析

输油管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。输油管道发生事故时，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。

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

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：

风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm～10cm 或 0cm～20cm 表层土壤中，其中表层 0cm～5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.7.4.5 对土壤环境的影响分析

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

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，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。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送塔三联原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

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

5.7.5 环境风险管理措施与对策建议

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。

塔中油气开发部于 2018 年编制完成并发布了突发环境事件应急预案，在巴州环境保护局进行了备案，备案编号分别为：652800-2018-252-H 和 652800-2018-253-H；2019 年编制完成并发布了突发环境事件应急预案，在和田地区生态环境局进行了备案，备案编号为：653200-2019-051-L，待本项目实施后，需将本项目相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

5.7.5.1 钻井、井下作业事故风险预防措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

（2）抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，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。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场。

（3）使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。

（4）在钻开油气层前必须加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力约 3MPa～5MPa，井场的重泥浆储备量必须为井筒容积的 1.5～2 倍，并且还应储备足够量的泥浆加重剂。

（5）井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

（6）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

（7）定时清除柴油机排气管内的积炭，以防井喷时排气管进出火星引起着火，排气管出口与井口相距不少于 15m。

（8）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

（9）柴油储罐区铺设防渗膜，并设置在井场主导风向下风向，与井口距离不得小于 50m，在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（10）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。

（11）每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

（12）钻井井位的确定尽可能避开冲蚀沟、河床等洪水危险性大的区域。

5.7.5.2 原油集输事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查．严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（2）在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

（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）完善各站场的环境保护工程，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）在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

（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。

5.7.5.3 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作法》（SY/T6137-2005）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第 1 级预警阈值应设置为 15mg/m³(或 10ppm)，第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m³(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硫化氢监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/m³(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/m³(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/m³(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在钻井作业期间，比如放喷、拆卸井口设备和起下管柱、循环钻井液等，应采取特别预防措施，以避免残存其中的硫化氢释放出来造成危害。

②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。

③应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，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。

④当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m³（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。

5.7.5.4 窜层污染事故的防范措施

（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，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，每年采样 2 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。

5.7.5.5 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

（1）管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

（2）为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量 1-2 次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

（3）为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

（4）机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊接工应接受专门培训，持证上岗。

（5）加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

（6）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

（7）集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。①管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；②每年定期用超声波检测仪，测量 1～2 次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的几率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.7.5.6 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）加强各级干部、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，使制度落实到实处，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）本项目实施后，将本项目相关工程纳入各采油厂环境风险应急预案中。

5.7.6 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括原油、甲烷、H_2S，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本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；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

本项目环境风险简单分析内容表见表 5.7-7。

表 5.7-7　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔中 I 号气田 I+II 区开发调整方案			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县、巴州且末县、和田地区民丰县			
地理坐标	经度	E82°49'25"~84°17'34"	纬度	N38°41'59"~39°44'15"
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气（甲烷）、H_2S，分布于输油管道、掺稀管道和输气管道内			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。 运营期管线发生破损造成原油泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸、硫化氢中毒等，污染大气环境。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；②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；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④制定环境风险应急预案，定期演练。⑤设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施。详见 5.7.4 节			
结论：工程可能涉及的危险物质包括：原油、天然气（甲烷）、H_2S。项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、集输管道事故风险。环境风险最大可信事故为管线泄漏事故。采取各项风险措施后，本项目环境风险程度属于可接受程度范围内，塔里木油田分公司各采油厂已制定了风险应急预案，将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。				

6 环境保护措施及可行性论证

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

6.1 建设期环境保护措施

本项目建设期对环境的影响主要来自油井钻采、管线敷设、道路和站场建设等方面。

6.1.1 生态环境影响减缓措施

在项目可研及已建工程采取的生态环境影响减缓措施的基础上，根据本工程对生态环境可能产生的不利影响，评价提出如下防范措施。

6.1.1.1 井场和站场

（1）控制井场占地面积，使单井临时占地面积不大于 90×100m^2，生产期占地不大于 60×40m^2，尽量减少扰动面积。

（2）钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定，岩屑、废弃泥浆处置应符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》（DB65/T3999-2017）要求。采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，固相拉运至塔中钻试修环保站处置。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。

（3）加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物，尤其是靠近沙漠公路绿化带的施工区。

（4）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，防护工程平面图见 6.1-1。

（6）对井场和站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

6.1.1.2 管线

（1）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量，尽量与道路走向一致，沿道路敷设。

（2）管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。采油支线就近进入计量转油站、自选计量阀组间。燃料气管线与单井采油管线同沟敷设。

（3）按设计标准规定，严格控制施工作业带 8m，不得超过作业标准规定。

（4）施工结束后，应恢复地貌原状，减少水土流失。

（5）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。

6.1.1.3 道路

施工期道路尽量依托区域现有道路，禁止随意增设临时施工道路，各种机动车辆固定线路，禁止随意增开便道，践踏和破坏植被，注意施工过程中地貌的恢复，挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆放，复土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随便丢弃，弃土用于平整井场，防止水土流失。

6.1.1.4 防沙治沙措施

（1）防沙治沙措施

项目区位于塔克拉玛干沙漠腹地，工程区地表基本无植被生长，现状除部分油气田生产设施外，无其他工业生产活动，以流动半流动沙丘为主，本次环评要求建设单位严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》、《国家林业局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》中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

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。

②优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，避免在风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

③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。

④加强运营期管理，密切观察项目区土地沙化情况。

（6）防治土地沙化的措施

①本项目总占地面积为 5.415㎢，永久占地 0.498km^2、临时占地 4.917km^2。项目井场永久占地范围采用戈壁土+砾石压实铺垫，计转站等永久占地范围进行地面硬化处理；站场、管线、道路等项目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。

②严禁在大风天气进行土方作业。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。

③严格遵守油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使，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。

（7）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，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严禁在大风天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③在管线沿线的植被良好地段，对自然生态环境和自然植被采取封禁，绝对禁止人进入打柴和放牧，并设立警示牌，以提醒施工作业人员。

④对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

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。

6.1.2 土壤污染防治措施

（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）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。采取的土壤污染防治措施可行。

6.1.3 大气污染防治措施

（1）钻井过程大气污染防治措施

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若钻遇硫化氢，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严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，完井期间三开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。

（2）地面施工大气污染防治措施

①运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度小于 40km/h） 。

②井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

③施工场地定期洒水抑尘、限速行驶及保持路面清洁、设置围挡、散装物料集中堆放和运输时加盖篷布等措施。

采取的大气污染防治措施可行。

6.1.4 废水污染防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量化和处置两方面加以考虑。对钻井、试油修井作业的防渗泥浆池，须严格按照防渗池设计，以满足环保要求。

（1）节水减少污水排放量

钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

在工程和技术管理上采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。

②动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。水的重复利用率达到 40~50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

（2）废水处置措施

钻井作业期间，采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，分离后的液体回用于钻井液配备，不外排。钻井期各单井生活污水量少，且较分散，进入污水罐或防渗污水池后，生活污水进入污水罐，定期拉运至采油塔三联生活基地生活污水处理系统处理，不外排。

（3）其他施工期水环境保护措施

①钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、原油泄露以及油水地层窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理，避免对周边水体产生影响。

②清管试压排放废水，经收集后用于后续其他管线试压，不外排。

③施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

④严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）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。针对本工程管道穿越河流的特点，根据河流形态、水面宽度、水文参数（流量、流速、冲刷深度等）、河床冲淤变化、防洪设防标准、工程地质及水文地质条件等综合考虑，确定合理的穿越方式。采取的水污染防治措施可行。

6.1.5 固体废物污染防治措施

（1）钻井废弃物处理

钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开为膨润土泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相综合利用，用于铺筑井场、道路等；三开、四开为磺化泥浆，在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，泥浆进入泥浆罐拉运至下一钻井工程使用，磺化岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，处理后的还原土暂存在井场岩屑池，经检测合格后用于铺垫油区内的井场、道路等。

主要工艺如下：

首先把废弃钻井液进行均匀化调整，调整好后用污泥泵打入一级螺旋式混拌装置，同时加入与废弃钻井液打入量相匹配量的絮凝——脱稳剂，经混拌装置传输，进入固液分离装置进行泥水分离，水相收集到指定位置，固相进入二级螺旋式混拌装置，同时加入与之相匹配量的高效原还粉，在设计时间内，经二级螺旋式混拌装置传输，处理为类土壤性状的无害化处理产物。

目前，塔里木油田分公司有多处采用相同处理工艺的撬装化装置处理聚磺体系泥浆钻井岩屑，类比其评估调查结果，处理后废弃物可达到相关标准要求。

（2）控制钻井废弃物产生量的措施

保护环境的首要工作是控制污染源，因此，要从源头上控制钻井废弃物的产生量。

①优选钻井液材料，尽可能采用无毒、低毒材料，禁止使用国家明文规定有毒有害成分的钻井液材料。

②加强油料的管理，避免外泄，含油废弃物单独堆放，减少含油废弃物的产生量。

③采用固液分离装置进行固液分离，并分类存放在各自收集系统内。

综上，本项目采取的固废污染防治措施可行。

6.1.6 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

（1）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低。

（2）施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

（3）加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

本项目建设期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，塔里木油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签定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、及时的解决，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）运营期生态保护措施

工程实施后，营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

(1)在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

(2)定时巡查井场及各场站、管线等，及时清理含油污泥。

(3)及时做好井场清理平整工作，掩埋岩屑池做到掩埋，填平、覆土、压实。

(4)井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，井场周围及管道两侧设置草方格等生态恢复措施。

通过采取以上措施，本工程井场及各场站、管线、道路永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。

6.2.2 废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为加热炉排放的锅炉烟气和无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）井场加热采用电磁加热炉，计转站加热炉采用返输干气做原料，烟气中烟尘、NO_x、SO_2排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气最终通过 8m 高排气筒排放。

（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）项目投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄露、收集处理等控制措施。在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类

及油的排放量。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。

（4）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

（5）《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）规定：重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比≥10%的天然气的设备与管线组件的密封点≥2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。应对泵、压缩机、搅拌器（机)、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少每 6 个月检测一次。通过调查，塔里木油田分公司已开展 VOCs 泄漏检测与修复工作。

（6）本项目新增加热炉需按照《固定污染源排污许可分类管理名录》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953—2019）等相关要求，进行排污许可文件的申请，并进行例行监测等。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.2.3 废水污染防治措施

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

本项目生产运营期产生的废水主要包括井下作业废水、油藏采出水和生活污水。

（1）本项目油藏采出水经塔三联污水处理系统处理满足油田注水水质标准后回注地层。

（2）井下作业废水采用专用罐收集后运至塔中钻试修环保站集中处理。

（3）本项目不新增生活污水。

综上，本项目采取的废水污染防治措施可行。

6.2.4 噪声污染防治措施

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（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。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。

本项目采取的噪声污染防治措施可行。

6.2.5 固体废物污染防治措施

（1）加强监督力度，最大限度控制含油污泥的产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗布（膜），确保污油不落地。含油污泥临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。含油污泥由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。含油污泥依托塔中含油污泥资源回收站妥善处置。

（2）运营期生活垃圾收集后由专人将垃圾集中在垃圾清运站，利用密封垃圾储运设施统一清运至塔中地区处固废填埋场填埋处理。

综上，本项目采取的固废废物污染防治措施可行。

6.2.6 土壤环境保护措施

（1）源头控制

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，发生事故泄露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，本项目采取的土壤污染防治措施可行。

6.2.7 地下水污染防治措施

按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

6.2.7.1 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，对管道、阀组采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

6.2.7.2 分区防治措施

（1）防渗分区

对井场、站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，可有效防治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》（HJ 610-2016）中表5污染控制难易程度分级参照表、表6天然包气带防污性能分级参照表、表7地下水污染防渗分区参照表，将工程区划分为一般防渗区。

一般防渗区：根据工程特点，结合水文地质条件，对可能会产生一定程度的污染，划为一般防渗区，包括主要指井场、站场永久占地等区域或部位。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区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。

管线防腐措施：（1）集油管线采用20#+(HT-PO管内衬）管线，外防腐（30mm厚聚氨酯泡沫黄夹克保温）；低压中温柔性复合管RF-Y(S)-II-96×10.5-6.4管线，外防腐（30mm厚聚氨酯泡沫黄夹克保温）；高温柔性复合管管线，外防腐（30mm厚聚氨酯泡沫黄夹克保温）（2）燃料气供给管线采用普通级二层PE防腐，补口采用聚乙烯热收缩套。

6.2.7.3 污染监控措施

本项目应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。结合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，本项目需在区块的上游、下游、区块内布设不少于一眼水质监测井，在监测水质的同时监测地下水水位（监测井位的设置依托原有例行监测井）。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6.2-4。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.2-4　地下水监测计划

孔号	区位	监测层位	监测频率	主要监测项目
ZG1、ZG3、ZG83 等	项目区上游、下游方向、项目区内各布设 1 个（充分依托塔中已有监测井）	孔隙潜水	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	pH、石油类、挥发性酚、硫化物 COD 等，其余监测点和监测项目可结合塔中油气田例行监测计划增加。

（3）监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1）预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，各采油厂环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2）各采油厂环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3）建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4）按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施：

1）定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2）在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每月（季）一次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.7.4 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到采油厂应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

① 应急预案的曰常协调和指挥机构；

② 各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

① 如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

② 一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③ 查明并切断污染源。

④ 探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤ 依据探明的地下水污染情况，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。

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。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.3 服役期满后环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

（3）退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函[2020]72 号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

随着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。

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。

6.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

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。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建采油井场的所有临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行戈壁土+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

本项目需新建集输管线的长度达到 495km（燃料气管线与集输管线同沟敷设），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 8m 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，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

7 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本项目总投资为 24.28 亿元。项目内部收益率为 8.1%（税后），项目税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本项目可取得较好的经济效益。

7.1 环保投资分析

工程占地主要是由井场、集输管网等地面工程构成，主要占地类型为沙地，这些占地均不会对评价区的土壤植被造成破坏。工程永久占地面积和临时占地面积分别为 49.8km^2 和 491.72km^2。本项目总投资为 24.48 亿元，其中环保投资 18275 万元，占总投资 7.46%。估算见表 7.1-1。

表 7.1-1　　主要环保投资估算

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资(万元)
废气	施工扬尘		临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水（防尘、洒水等）	/	20
	站场加热炉烟气		以净化后的天然气为燃料+8m 高烟囱(共 5 根)	颗粒物≤20mg/m^3 SO_2≤50mg/m^3 NO_X≤200mg/m^3 烟气黑度≤1 级	5
	无组织排放		装置做好日常维护，做好密闭措施站场采用无泄漏屏蔽泵	非甲烷总烃≤4.0mg/m^3； H_2S≤0.06mg/m^3	40
噪声	设备噪声	采油树	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界： 昼间≤65dB(A) 夜间≤55dB(A)	20
		加热炉			
固体废物	地面工程施工		废弃施工材料以及生活垃圾清运	妥善处理	40
	钻井		钻井废弃物不落地系统	妥善处理	2400
	含油废物		井场作业落地油回收，进入塔中含油污泥资源回收站处置	妥善处理	80

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资(万元)
生态	临时占地		施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙等	施工结束后场地平整	400
环境风险管理	环境风险防范措施		地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	80
	应急预案		根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	20
废水处理	施工废水、生活污水		沉淀池、生活污水池	施工废水、生活污水不外排	40
	井下作业废液		井下作业废液采用专用罐拉运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处置	废水不外排	80
地下水、土壤	一般防渗区	集气站、试采点	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，$K \leq 1.0\times10^{-7}$cm/s；或参照 GB18598 执行	渗透系数小于 1.0×10^{-7}cm/s	100
	简单防渗区	井场永久占地	实施地面硬化	地面硬化	
	管道防腐		集油管线采用管线+外防腐（30mm、40mm 厚聚氨酯泡沫黄夹克保温）、燃料气供给管线采用普通级二层 PE 防腐，补口采用聚乙烯热收缩套	防腐性能良好	14700
环境管理			环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		200
			环保培训，演练		50
环保投资合计					18275

7.2 环境效益

拟建工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，拟建工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

7.2.1 环保措施的环境效益

（1）废气

拟建工程井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，油藏采出废水进入塔中二号、三号联合站进行脱水处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》

(SY/T5329-2012)标准后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，拉运至塔中钻试修环保站进行处理达标回注。

（3）固体废弃物

拟建工程运营期固体废物主要为油泥(砂)，运至塔中含油污泥资源回收站进行无害化处理。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

拟建工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。拟建工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.2.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如是水土流失、土地沙漠化等造成的环境经济损失。

7.2.3 环保措施的经济效益

拟建工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

7.3 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。

7.4 小结

拟建工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 18586 万元，环境保护投资占总投资的 7.65%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运行期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在开发期期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了开发期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理制度

开展企业环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。

环境管理的内容包括：机构设置及职责、管理制度、管理计划和环保责任制等内容。

8.1.1 机构设置

本项目为油田滚动开发扩建项目，依托塔里木油田公司现有的管理体制，实施 HSE 管理体系，施工期的环境监理与管理工作以及营运期日常性环保管理工作。

8.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施 HSE 管理体系程序文件相关规定，编写相关作业指导书，保障 HSE 管理体系在本单位的有效运行。本项目包括井场、油气集输系统、处理厂、外输系统以及相关配套设施，在施工期与运营期对环境造成一定的影响，特别是施工期对周边的生态环境影响较大。为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，最大限度地减轻项目建设对沿线地区环境的影响，建设单位除自身实施 HSE 管理外，还应完善环境监理制度。

8.2 HSE（健康、安全与环境）管理体系建立

HSE 管理体系是国际石油石化企业通用的一种管理模式，具有系统化、科学化、规模化的特点，被国外大石油公司广泛采用。

8.2.1 HSE 管理概述

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 HSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 HSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 HSE 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 HSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。按照以上规定，本项目应建立 HSE 管理领导小组，设 HSE 专、兼职人员全面负责本项目的环境保护工作。

本项目的 HSE 包括施工期与运营期的 HSE 管理，主要 HSE 组织结构的建立、规章制度的制定和操作规程的编写、应急措施的建立、人员的培训、责任的确定及事故预防等。

8.2.2 HSE 组织机构的建立

本项目设立一个环境管理体系领导小组，组员由行政主管、安全环保和技术人员担任，并任命 1～2 名兼职的 HSE 现场监督员，由熟悉 HSE 技术、经过专门 HSE 管理培训并有一定管理能力的人员担任。HSE 管理小组成立后，公司赋

予 HSE 管理人员权利和责任，并为管理小组 HSE 管理的各项活动提供必要的物质条件和支持。

8.2.3 HSE 管理文件编写

本项目建立 HSE 管理体系时，应编制 HSE 管理手册、各种程序管理文件、管理作业文件和各类操作规程。本项目施工期和投入运行后，HSE 管理小组应在管理体系框架下，为本项目的 HSE 管理和安全操作选定必要的规章制度和操作规程。包括：

（1）施工期的安全操作规程；

（2）生产过程安全操作规程；

（3）设备检修过程安全操作规程；

（4）正常运行过程安全操作规程；

（5）非正常运行过程安全操作规程；

（6）应急处理故障、事故过程安全操作规程；

（7）各种特殊作业（吊管起重、动土、危险区域用火、进入设备场地）的安全操作规程；

（8）施工期、运行期的环境保护管理规程。

这些制度和规程是本项目建设和生产过程行之有效的管理文件，有些是针对本项目施工期和运营期的特点建立的。这些文件应及时下发到岗位，并在员工正式上岗前通过专门培训或专门讲解，使员工了解；需专门为本项目不同岗位制度的制度或规程，如生产装置操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位及抢修岗位等，应尽快制度适用这些岗位的规程和管理制度，并培训岗位人员熟练掌握。

8.2.4 员工的培训和能力评估

应确保从事本项目健康、安全与环境工作和任务的人员具有良好的个人素质及通过实践提高其技能和不断更新知识的能力。为确保企业员工具备称职资格，应建立相应的培训保证体系，并对员工完成任务的能力进行定期的评审和评价。

（1）员工的培训

培训工作包括上岗前的 HSE 培训及上岗后的定期 HSE 培训，培训的方式可采取理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括基础培训、技能培训和应急培训三部分。

（2）能力评估

应通过正规程序对员工的能力进行定期评估，形成文件。公司应建立针对不同职责人员的评估程序，程序内容主要包括资历、工作表现、理论考核和操作考核等。评估合格者，发给上岗证书。评估不合格者，或调离本工作岗位，或安排进一步的培训使其达到上岗要求。评审应每二年一次。

8.2.5 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

（1）工艺流程分析；

（2）污染生态危害和影响分析；

（3）泄漏事故危害和风险影响分析；

（4）建立预防危害的防范措施；

（5）制定环境保护措施；

（6）建立准许作业手册和应急预案。

8.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运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 8.3-1。

表 8.3-1　　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，钻井现场严格管理，尽量少占地，施工结束后及时清理废弃泥浆等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等等		建设单位环保部门及当地环保部门
		植被	保护当地植被；临时占地及时清理；		建设单位环保部门及当地环保部门
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等等		建设单位环保部门及当地环保部门
		重点区段	各站场、管线和道路要做好防风固沙措施，管道施工尽量缩小临时占地范围		建设单位环保部门及当地环保部门
	污染防治	施工扬尘	施工现场粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等		建设单位环保部门及当地环保部门
		废水	处理达标后回注		建设单位环保部门及当地环保部门
		固体废物	废弃泥浆经干化处理后，按规范处置；利用工程弃土；施工废料回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场		建设单位环保部门及当地环保部门
		噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，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	生活污水罐	建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		废气	处理后含硫率低的燃料		
		固体废弃物	集中堆放，及时处理；油泥（砂）运至塔中含油污泥资源回收站进行无害化处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
	事故风险		事故预防及天然气（硫化氢）泄漏应急预案	建设单位	当地环保部门

8.3.1 项目施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本项目在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

（1）宣传国家和地方有关环境方面的法律、法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；

（2）落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如保护生态环境、防止水土流失等；

（3）及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；

（4）记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与沿线各省、市（县）环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

（5）制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

8.3.2 营运期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本项目在营运期管理的主要内容是：

（1）定期进行环保安全检查和召开有关会议；对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；

（2）制订完备的岗位责任制，明确规定各类人员的职责，有关环保职责及安全、事故预防措施应纳入岗位责任制中；

（3）制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；

（4）主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向主管领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

环境管理工作重点是：环境管理除了应抓好日常站场各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、天然气（硫化氢）泄漏着火爆炸、站场事故排放、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。为此，必须制订相应的应急预案。

8.3.2.1 正常工况的环境管理

（1）制订必要的规章制度和操作规程，主要包括：

① 生产过程中安全操作规程；

② 设备检修过程中安全操作规程；

③ 正常运行过程中安全操作规程；

④ 各种特殊作业（危险区域用火、进入设备场地等）中的安全操作规程；

⑤ 不同岗位的规程和管理制度，如输油操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位、罐区工作岗位及巡线、抢维修岗位等；

⑥ 环境保护管理规程。

（2）员工的培训

培训工作包括上岗前培训和上岗后的定期培训，培训的方式可采用理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括：基础培训、技能培训和应急培训三部分。

（3）加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的环保运行记录等。

（4）落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，还需狠抓各项管理制度的落实，制定相应考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

8.3.2.2 事故风险的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

（2）制定事故应急预案和建立应急系统

首先根据本项目性质、国内外油气田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

（3）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。日常要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

8.4 环境监测

8.4.1 监测计划

（1）施工期

① 生态环境及水土保持：根据钻井计划及管线施工计划，在整个油气田开发建设区域内进行生态调查，调查的内容主要有：各钻井井场占地、管线、道路施工期的占地情况，是否按照水土保持的要求去做，井场应急池是否防渗等。

② 土壤环境：对在钻井和完钻一年后的井，在应急池底以下取土壤样一次，监测项目为石油类、重金属。

③ 事故状态监测：工程施工单位未落实环境保护措施发生污染事故或公众举报与投诉，以及风险事故发生时，当地环保部门均应迅速赶赴事故现场进行调查，并及时通知当地环境监测站进行现场监测，做到及时向自治区环保厅和塔里木油田分公司提供事故监测分析报告。自治区环保局出具处罚及整改条例，由当地环保局监督执行。

施工期的监测计划见表 8.4-1。

表 8.4-1　　钻井作业环境监测计划

监测内容	监测地点	监测项目	监测时间或频率
生态环境及水土保持	现场	井场、管线、道路占地、井场防渗等	施工结束后进行控制性监视，每年调查两季
井场土壤	现场	石油类、重金属	施工结束后进行控制性监视
钻井事故时	现场	大气、地表水、地下水、土壤等	即时

（2）营运期

本项目在运行期间，需对生产过程产生的“三废”和生态影响进行严格监管，定期进行监测，减少对周围环境影响。环境监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2　　环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目	监测方式
废气	井场加热炉	1次/年	竣工环保验收后开始	SO_2、NO_X、颗粒物	委托监测
	井场、站场厂界	1 次/年		非甲烷总烃、硫化氢	
噪声	井场、站场边界	1 次/年		连续等效 A 声级（dB）	
土壤	本项目管线敷设区域	1 次/3 年		石油烃	
生态	井场、站场及管道沿线	1 次/年		生态恢复及水土保持措施落实情况	

项目事故应急预案中需包括应急监测程序，项目运行过程中一旦发生事故，应立即启动应急监测程序，制定切实可行的硫化氢监控措施，并跟踪监测硫化氢的迁移情况，直至事故影响根本消除，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制订和实施。

本项目运行期的 HSE 管理体系纳入塔里木油田公司 HSE 系统统一管理，增加相应的应急预案的修编和排污许可的变更工作。

（3）油气田服役后期

生态环境调查：检查服役结束的井场是否按照要求恢复，封固的废井是否有安全保护措施。

8.4.2 监测数据的管理

对于上述监测结果应该按照项目有关规定及时建立档案，并抄送有关环保主管部门，对于常规监测部分应该进行公开。此外，如果发现了污染和破坏问题要及时进行处理、调查并上报有关部门。

8.4.3 环境监督

（1）本项目 HSE 部门在油田开发建设、运行中的环保工作，除受塔里木分公司 HSE 的指导、管理外，还应受当地环保部门的监督。在工程建设区内开展对环境和自然生态可能产生不利影响的活动时，必须经当地环保部门批准后方可进行。

（2）在施工期，本项目 HSE 部门应将建设期进度报告地方环保行政主管部门，以便对环保措施实施和恢复情况进行施工期的监督管理。

（3）塔里木油田分公司 HSE 部门对本环评报告书中提出的污染治理和生态保护恢复措施的执行情况和完成情况，必须在有审批权的环保行政主管部门确认后上报验收。

（4）在塔里木油田分公司质量安全环保处协调下，本项目的环保工作要接受阿克苏地区环保局的定期和不定期检查。

8.5 施工期开展环境工程现场监理建议

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油天然气股份有限公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

（1）环境监理人员要求

① 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

② 必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③ 具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

① 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

② 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③ 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④ 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 8.5-1。

表 8.5-1　　现场环境监理工作计划

序号	场 地	监 督 内 容	监理要求
1	新建各站场、井位	1)井位布设是否满足环评要求 2）各站场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 3）施工作业是否超越了限定范围； 4)站场绿化是否达到要求； 5）废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集输管沟开挖现场	1）集气线路由是否满足环评要求 2)施工作业是否超越了作业带宽度； 3)挖土方放置是符合要求，回填后的土方处置是否合理； 4）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5）施工完成后是否进行了清理。	环评中环保措施落实到位
3	道路建设现场	1）道路路由是否满足环评要求 2）施工作业是否超越了限定范围； 3）临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； 4）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5）施工完成后是否进行了清理。	各项环保措施落实到位
4	其　它	1)施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2）施工季节是否合适； 3)有无破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	

8.6 环保设施竣工验收管理

8.6.1 环境工程设计

（1）必须按照本环评文件及其批复要求，落实项目环境工程设计，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，其配套的环保设施必须与主体工程同时建设投入运行。

8.6.2 环境设施验收建议

（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环境影响报告书及其批复文件和有关设计文件规定应采取的相应的环保措施。

（2）验收清单

本项目环境保护验收建议清单见表 8.6-1。

表 8.6-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	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	--	--	--	--
废水	1	施工期生活污水	由生活污水收集罐收集，定期拉运至塔中二号、三号联合站生活基地生活污水处理系统处理	--	不外排	--	--
	2	钻井废水	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。		不外排	-	--
噪声	1	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	施工土方	全部用于管沟和井场回填	--	--	--	--
	2	钻井泥浆、岩屑	钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，二开下部及三开及侧钻井均采用水基磺化泥为磺化水基泥浆。根据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，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后，用于铺垫油区内的井场、道路等。		合理处置		
	3	生活垃圾	生活垃圾集中收集后定期送往塔中 1 号公路 68 公里处固废填埋场或塔中 1 号公路 1.5 公里处固废填埋场处置	--	妥善处置，不外排	-	--
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，减少弃土	--	临时占地恢复到之前状态	-	--
		水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘、草方格沙障、水土保持宣传牌	--	防止水土流失		
		防沙治沙	在管道两侧设置草方格沙障；施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围	--	防止土地沙化		

续表 8.6-1　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
营运期							
废气	1	井场及站场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃 ≤4.0mg/m^3	—	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中相应限值
				–	场界硫化氢 ≤0.06mg/m^3	–	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准
废水	1	营运期采出水	油藏采出废水进入塔中二号、三号联合站污水处理系统处理，经处理达标后全部回注，不外排	--	不外排	--	--
	2	营运期井下作业废水	采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔中钻试修环保站	--	不外排	-	--
噪声	1	采油树	基础减震	—	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 类区排放限值
	2	泵类	基础减震	—		—	
固废	1	油泥(砂)(HW08 071-001-08)	油泥（砂）由塔中含油污泥资源回收站进行无害化处理	--	--	-	--
防渗	1	一般防渗区 集气站、试采点	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10-7cm/s；或参照 GB18598 执行	—	渗透系数小于 1.0×10^{-7}cm/s	-	—
	2	简单防渗区 井场永久占地	实施地面硬化		地面硬化	-	-
	3	管道防腐	集油管线采用管线+外防腐（30mm、40mm 厚聚氨酯泡沫黄夹克保温）、燃料气供给管线采用普通级二层 PE 防腐，补口采用聚乙烯热收缩套		防腐性能良好	-	-

续表 8.6-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
营运期							
风险防范措施		井场及站场	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	-	—
环境管理与监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》、《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置	--	--	--	保证实施
	2	井场、站场	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测	--	--	--	污染源达标排放
	3	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)》、《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》等文件组织开展环境影响后评价	--	--	--	保证实施
闭井期							
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	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后送塔中含油污泥资源回收站处理	--	妥善处置不外排	-	--
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	--	恢复原貌	-	--
合计				—		-	—

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

塔中 I 号气田 I+II 区开发调整方案（以下简称“本项目”）位于塔里木盆地腹地，行政区隶属于巴音郭楞蒙古自治州且末县、阿克苏地区沙雅县、和田地区民丰县管辖，地理坐标范围为：E82°49'25"~84°17'34"，N38°41'59"~39°44'15"。本次计划部署开发井 79 口，其中新钻井 43 口（水平井 23 口、斜井 15 口、直井 5 口），平均单井进尺 4330m；老井侧钻井 36 口，平均单井进尺 620m；总进尺 20.87 万 m，井位采取不规则井网布置，单井方式开发。采用前期自喷+后期抽油机开发。分年度逐步实施，年产气规模 $8.0\times10^8m^3$，年产油规模 23.0×10^4t，稳产 7 年。预计到方案期末累产气 $248.87\times10^8m^3$，累产油 615.03×10^4t，气采出程度 30.97%。新建 4 座集气站，1 座试采点，新建输油干线 100km、输气干线 100km（同沟敷设），单井集输管线 395km，以及电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工、道路等配套工程。

由于该区油井较为集中，油气集输系统采用二级布站方式，即：单井——集气站——联合站。

9.1.2 产业政策符合性

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》（2019 本）中国家鼓励发展的产业，工程建设符合国家的相关政策。

9.1.3 规划符合性

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘探开发“十三五”规划》提出，要提高战略性矿产安全供应能力，加强战略性矿产安全供应能力。石油、天然气是战略性矿产，属于重点监管对象，自治区在资源配置、财政投入、重大项目、矿业用地等方面予以重点保障，提高资源安全供应能力和开发利用水平。

本项目为天然气开采项目，属于新疆优势矿种、战略性矿产和重点监管对象，本项目的建设有利于提高油气资源的安全供应能力和开发利用水平，符合规划中“对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘查开发政策”的要求。

9.1.4 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

本项目所在区域为非达标区，监测期间非甲烷总烃 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，H_2S 1 小时平均浓度未超过《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。

（2）水环境质量现状

区域内潜水由于径流缓慢，蒸发排泄强烈，水质较差，各检出因子的标准指数中硫酸盐、氯化物、溶解性总固体、总硬度超标，其他因子均未超标，项目区地下水水质总体满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）IV类水质要求。其中评价区地下水中硫酸盐、氯化物、溶解性总固体、总硬度超标与其地质条件和地下水的赋存条件有关，并非受人类活动所致。

（3）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本项目占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《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>7.5 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。

（5）生态环境质量现状

本项目位于阿克苏地区库车市、沙雅县境内，根据《新疆生态功能区划》，工程区属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。根据现场调查

及资料收集，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、基本农田等环境敏感区，整个评价区域以荒漠景观为主，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，但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，为裸地。评价区野生动物种类及分布均很少，生态环境现状总体较差，环境的功能具有一定的稳定性，有一定的承受干扰的能力及生态完整性。

9.1.5 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.1-1。

表 9.1-1　　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	加热炉废气	NO_x	4.35	4.35	经不低于 8m 高的排气筒排放
			SO_2	0.7	0.7	
			烟尘	0.55	0.55	
		无组织排放废气	烃类	24.66	24.66	大气
生产废水	采出水		废水量	14.8 万	0	采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层，不外排
	井下作业废水		井下作业废水	2370	0	拉运至塔中钻试修环保站，处理后回注油层
固体废物	井场、管线等	油泥	-	15.8	0	采用专用罐运至塔中含油污泥资源回收站妥善处置
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	80～120dB(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

9.1.6 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

本项目新增永久占地面积 49.8hm²，临时占地面积 491.72hm²，占地类型为沙地，地表植被稀疏，工程区地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

（2）大气环境影响分析

根据工程分析，本项目建设期废气排放主要是钻井作业柴油机烟气，建设期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

生产运营期的大气污染源主要是加热炉烟气和油气集输处理及外输过程中的烃类挥发，无组织排放量为 24.66t/a；加热炉废气经过该加热炉设置的 8m 高排气筒排放，能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值。根据预测结果，加热炉发燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

（3）声环境影响分析

本项目开发过程中的噪声源主要分为建设期噪声和生产运营期噪声两部分。建设期为钻井施工过程，主要是钻井用钻机和泥浆泵噪声、井下作业噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是短暂的；生产运营期即油田的生产过程的噪声主要以井场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本油田开发建设区域声环境质量现状较好，油田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

（4）水环境影响分析

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。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。

本项目进入采油期产生的废水主要有油田开发过程中的采出水和井下作业废水。采出水经塔中二号、三号联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层；井下作业废水专用废液收集罐收集后拉运至塔中钻试修环保站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层

（5）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为施工人员生活垃圾和弃土、弃渣。施工人员产生活垃圾统一收集至塔中 1 号公路 68 公里处固废填埋场或塔中 1 号公路 1.5 公里处固废填埋场处置。弃土、弃渣来自管沟开挖，多余土方回填管道上方或场地平整和临时施工场地恢复。

本项目运营期产生的油泥(砂)和清管废渣由塔中含油污泥资源回收站进行无害化处理。

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》（GB 18597-2001）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中的相关要求，则本项目在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

（6）土壤影响分析

正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常状况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状况下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏采出液渗入土壤中，对土壤造成污染。

（7）环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、H_2S，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本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；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。总体来说，本项目环境风险可防可控。

9.1.7 环境保护措施

本项目的主要环境保护措施如下：

大气污染防治措施：本项目集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定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，防止油气泄露进入大气环境；井口加热设施选用高效燃气加热炉，而且使用的燃料为天然气，可有效地控制大气污染物排放量。

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。

废水防治措施：井下作业废水带罐作业，运至塔中钻试修环保站处理。采出水依托塔中二号、三号联合站污水处理系统处理达标后，回注地层。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

固体废物防治措施：本项目钻井废水及泥浆采取不落地技术处理。含油废物清运至塔中含油污泥资源回收站处理。

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，发生事故泄露时对 79 口井的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：本项目集输工程中主要风险是管线破坏引起的天然气、硫化氢泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本项目的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可接受的，项目建设可行。

9.1.8 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，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

9.1.9 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，经估算本项目环境保护投资约 18275 万元，环境保护投

资占总投资的 7.46%。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。

9.1.10 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。本项目制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

9.1.11 结论

塔中 I 号气田 I+II 区开发调整方案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。尽管在工程建设和运行中，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。只要建设单位加强环境管理，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。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求及建议

（1）认真落实废水、固体废物等处置措施，确保钻井过程产生的废水、固体废物得到妥善处置，以保护环境不受影响。在各场站储罐、阀门等设备以及原油集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。

（2）严格执行各项操作规程，并根据当地情况完善突发事故的应急预案，降低事故发生概率和在发生事故时能将危害控制在最低限度。

（3）在钻井完毕办理交接手续时，接受方应对废水处理和固体处置作为重要的验收指标，未达到环保要求时不得进行交接，直至满足要求时方可进行交接。

（4）严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》有关规定，落实防沙治沙措施，控制土地沙漠化的扩展，对于自然恢复条件不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，最大限度减少对荒漠植物和野生动物生存环境的践踏破坏。

10.附录、附件