

目 录

1、概述.....	1
1.1 项目特点.....	1
1.2 环境影响评价过程.....	1
1.3 分析判定相关情况.....	4
1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....	5
1.5 环境影响评价主要结论.....	5
2.总则.....	7
2.1 评价目的与原则.....	7
2.2 编制依据.....	8
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....	12
2.4 环境功能区划.....	14
2.5 评价因子和评价标准.....	14
2.6 评价工作等级和评价范围.....	18
2.7 评价时段与评价重点.....	25
2.8 控制污染与环境保护目标.....	25
2.9 评价方法.....	26
3.工程概况与工程分析.....	27
3.1 项目开发现状及环境影响回顾.....	27
3.2 工程概况.....	34
3.3 工程分析.....	52
3.4 清洁生产水平分析.....	64
3.5 污染物排放总量控制.....	66
3.6 相关法规、政策符合性分析.....	68
3.7 相关规划符合性分析.....	69
3.8 选线合理性分析.....	74
3.9“三线一单”符合性分析.....	74
4 环境现状调查与评价.....	76
4.1 自然环境概况.....	76
4.2 生态环境现状调查与评价.....	79
4.3 环境空气质量现状调查与评价.....	90
4.4 声环境现状.....	92
4.5 水环境现状调查与评价.....	93
5.环境影响预测与评价.....	100
5.1 生态环境影响分析.....	100
5.2 大气环境影响分析.....	107
5.3 声环境影响分析与评价.....	114
5.4 水环境影响分析.....	116

5.5 固体废物影响分析.....	125
5.6 土壤环境影响分析.....	126
5.7 环境风险评价.....	128
6 环境保护措施及可行性论证.....	142
6.1 施工期环境保护措施.....	142
6.2 运营期环境保护措施.....	145
6.3 服役期满后环境保护措施.....	151
7 环境经济损益分析.....	155
7.1 环保投资分析.....	155
7.2 环境效益、社会效益分析.....	156
8 环境管理与监测计划.....	158
8.1 环境管理体系的建立和运行.....	158
8.2 环境管理机构.....	161
8.3 污染物排放清单.....	163
8.4 环境监测计划.....	163
8.5 环保设施竣工验收管理.....	166
9.结论与建议.....	168
9.1 评价结论.....	168
9.2 建议.....	173

附件:

附件 1.西北油田分公司环境影响评价委托书

附件 2.新环评函〔2021〕160 号-塔河油田 12 区后评价备案意见函

附件 3.《关于对 TH12292 勘探井工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2020〕621 号）

附件 4.《关于对西北油田分公司 TH12295X 井(勘探井)建设工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2020〕685 号）

附件 5.《关于对西北油田分公司 TH123132X 勘探井工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2020〕791 号）

附件 6.《关于对西北油田分公司 TH123133X 勘探井工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2020〕792 号）

附件 7.《关于对 TH12293H 井(勘探井)钻井工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2020〕800 号）

附件 8.采油二厂风险应急预案备案文件

附件 9.现状检测报告土壤、噪声

1、概述

1.1 项目特点

塔河油田为中国石油化工股份有限公司西北油田分公司下属单位,位于新疆塔里木盆地北部,是中国第一个古生界海相亿吨级大油田,也是塔里木盆地主要石油天然气资源蕴藏区之一,资源量约 30 亿吨。目前西北油田分公司油气勘查开采矿权范围为采矿区 9 处,探矿区 17 处,分别由采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂、雅克拉采气厂进行管理开发。

塔河油田 12 区 AD12-AD22 井区奥陶系油藏 2020 年第二期产能项目(以下简称“本项目”)位于塔河油田 12 区中部,所在区域行政区隶属阿克苏地区库车市管辖,为采油二厂所辖。本次计划部署开发井 5 口,均为正钻井,钻井工程均已单独评价。5 口开发井中 AD13 井区部署 2 口井、AD15 复合岩溶区部署 3 口井。本项目为该 5 口井新建井场,井场内各设 1 台 400kW 加热炉,井位采取不规则井网布置,单井方式开发。新增动用储量 320 万吨,评价期末新井累产油 38.34 万吨,采出程度约 12%。此外,本项目新建阀组站 1 座,设计处理液量:24 万吨/年,阀组站内含 8 井式自动选井阀组、8 井式高压掺稀阀组、600kW 加热炉 1 台;对已建站场 12-11 计量掺稀混输泵站扩建 5 井式高压掺稀阀组 1 套,8 井式自动选井计量阀组 1 套,12-12 计转掺稀站扩建双螺杆外输泵 1 台;新建站间集油管线、掺稀管线、注水管线、燃料气管线各 3.26km,新建单井集油管线、掺稀管线、掺稀管线、燃料气管线各 7.86km,同沟敷设;同时建设电力、给排水及消防、结构、通信、自控、机制、防腐等配套工程。

由于该区油井较为分散,油气集输系统采用三级布站方式,即:单井——计量阀组间——计转站——联合站。单井原油就近进入已建计转站,通过计转站最终输往已建塔河油田四号联合站进行处理。

1.2 环境影响评价过程

本项目为油气开采项目,为老区块改扩建开发项目;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), 新疆阿克苏地区库车市属于水土流失重点治理区, 涉及敏感区。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《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。

2020 年 12 月, 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司委托新疆天合环境技术有限公司(以下简称“天合公司”)承担本项目的环境影响评价工作(见附件 1)。

天合公司接受环评委托后, 在建设单位的协助下, 按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序, 组织专业人员, 对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料, 对建设项目进行工程分析, 根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价, 提出环境保护措施并进行经济技术论证。

受天合公司委托, 新疆新环监测检测研究院(有限公司)对本项目区域土壤、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《塔河油田 12 区 AD12-AD22 井区奥陶系油藏 2020 年第二期产能项目环境影响报告书》(以下简称“报告书”)。环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

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

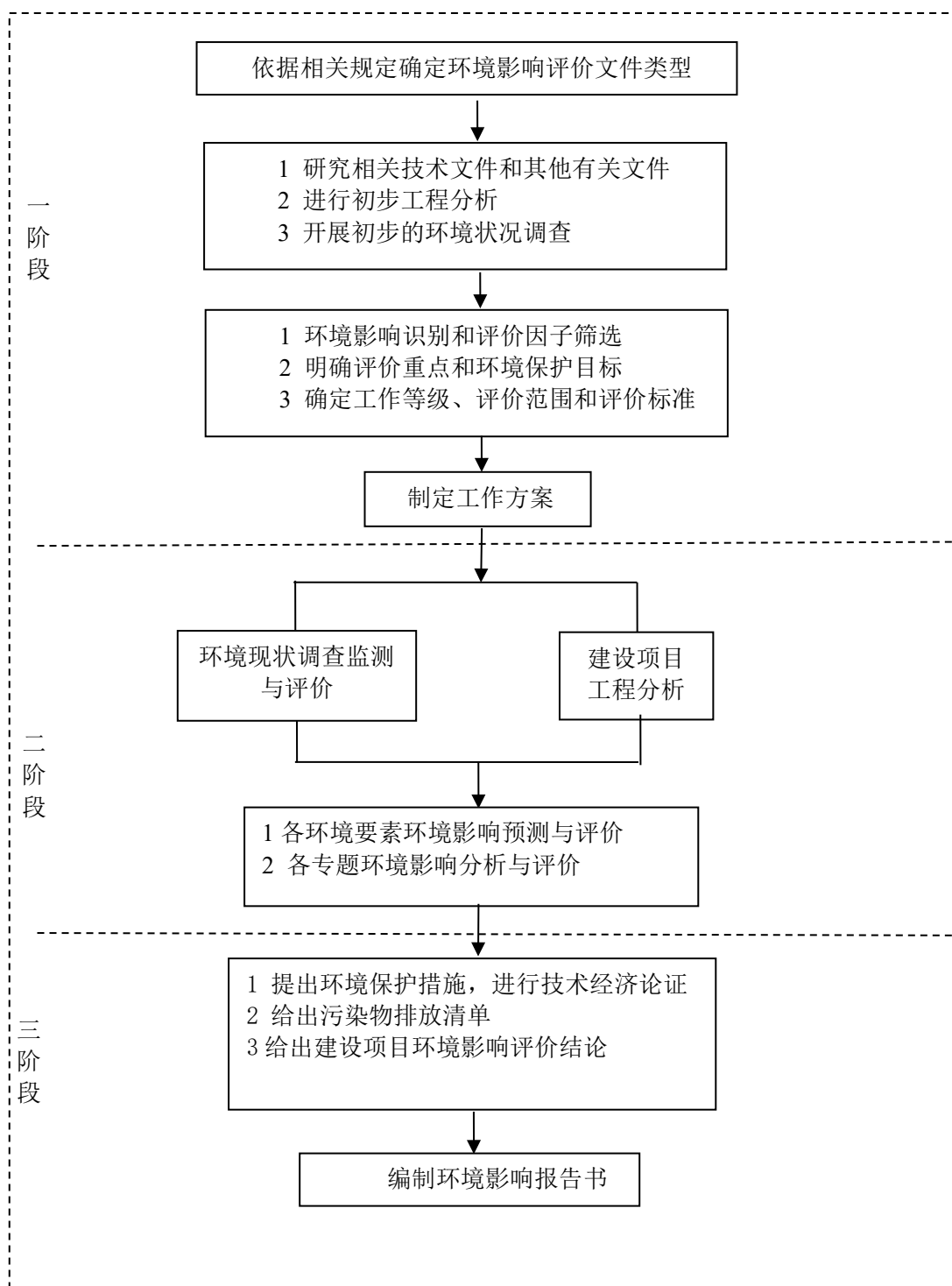


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

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化工股份有限公司西北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》，本项目位于塔河油田矿权范围内，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），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区（59）。本项目占地相对较小，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

本工程符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》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，符合阿克苏地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

本项目在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，尽量减少对植被的生态扰动；本工程运营期废气主要为单井开采及采出液拉运过程中排放的无组织

挥发烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

(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》，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，钻井工程均已单独评价，本次环评中环境影响因素主要来源于油气开采、井下作业、集油、输油等各工艺过程，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。

本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、施工临时占地及生态扰动对周围环境的影响；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。

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，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各环境要素预测及评价结果看，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，论证项目对环境方面的可行性，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 法律、法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1）；
- (2) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26）；
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018.1.1）；
- (4) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.4.29）；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018.12.29）；
- (6) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29）；
- (7) 《建设项目环境保护管理条例(修订)》(国务院令第 682 号,2017.10.01)；
- (8) 《中华人民共和国水法》（2016 年修正）（2016.09.01）；
- (9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012.7.1）；
- (10) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2014.7.29 修正）；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2017.1.1）；
- (12) 《中华人民共和国矿产资源法》（2009.8.27）；
- (13) 《中华人民共和国水土保持法》（2011.3.1）；
- (14) 《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，2013.09.10）；
- (15) 《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）；
- (16) 《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）；
- (17) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（国家发改委第 29 号令，2020.1.1）；
- (18) 《建设项目环境影响评价文件分级审批规定》（国家环境保护部第 5 号令，2009.3.1）。
- (19) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2018 年 4 月 28 日修订）》；
- (20) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010.10.01；
- (21) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012.03.07；

- (22) 《国家危险废物名录》，2016.08.01；
- (23) 《环境保护公众参与办法》（环境保护部令第 35 号，2015.09.01）；
- (24) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）；
- (25) 《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》环发[2015]178 号，2016.01.04；
- (26) 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评[2016]150 号），2016.10.27；
- (27) 《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；
- (28) 《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，2018.01.26；
- (29) 《关于印发控制污染物排放许可制实施方案的通知》（国办发[2016]81 号），2016.11.10；
- (30) 《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，2017.11.15；
- (31) 《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）。

2.2.2 地方有关环保法律、法规、规章

- (1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订），2018.9.21；
- (2) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（修正），2018.9.21；
- (3) 《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），2019.1.21；
- (4) 《新疆维吾尔自治区清洁生产审核暂行办法》，2005.09.30；
- (5) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002.12；
- (6) 《新疆生态功能区划》，2005.12.21；
- (7) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，2018.9.21；
- (8) 《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，2010.5.1；
- (9) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》，2014.03.01；

- (10) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》，2014.7.25；
- (11) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》（新政发[2014]35）号，2014.04.17；
- (12) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发[2016]21 号），2016.01.29；
- (13) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（新政发[2017]25 号），2017.03.01；
- (14) 《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017），2017.5.30；

2.2.3 中石化环境保护管理规定

- (1) 《关于印发<中国石化应急管理规定>的通知》（中国石化安[2011]655 号）；
- (2) 《关于印发<中国石化油气田钻井和作业污染防治管理规定>的通知》（中国石化安[2011]745 号）；
- (3) 关于印发《中国石化建设项目环境保护管理规定》的通知，中国石化安[2011]746 号；
- (4) 关于印发《中国石化建设项目环境保护管理规定》的通知，中国石化安[2011]747 号；
- (5) 关于印发《中国石化石油与天然气气井井控管理规定》的通知，中国石化安[2011]907 号；
- (6) 关于印发《中国石化区域应急联防管理规定》的通知，中国石化安[2011]1045 号；

2.2.4 环评有关技术规定

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则-总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2011）；
- (3) 《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则-地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (5) 《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）；
- (6) 《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）；

- (7) 《建设项目环境风险评价技术导则》 (HJ169-2018) ;
- (8) 《环境影响评价技术导则-土壤环境》 (HJ964-2018) ;
- (9) 《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) ;
- (10) 《水土保持综合治理技术规范》 (GB/T16453.1~6-2008) ;
- (11) 《开发建设项目水土保持技术规范》 (GB50433-2008) ;
- (12) 《危险化学品重大危险源辨识》 (GB18218-2018) ;
- (13) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》 (试行) ;
- (14) 《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范 (试行)》 (HJ651-2013);
- (15) 《矿山生态环境保护与恢复治理方案 (规划) 编制规范 (试行)》 (HJ652-2013) ;
- (16) 《国家突发环境事件应急预案》, 2014.12.29;
- (17) 《排污单位自行监测技术指南 总则》 (HJ819-2017), 2017.6.1;
- (18) 《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 年第 81 号), 2017 年 12 月 28 日;
- (19) 《挥发性有机物无组织排放控制标准》 (GB37822-2019), 2019 年 7 月 1 日。

2.2.5 其他

- (1) 《塔河油田 12 区 AD12-AD22 井区奥陶系油藏 2020 年第二期产能项目》环境影响评价委托书, 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司;
- (2) 《塔河油田 12 区 AD12-AD22 井区奥陶系油藏 2020 年第二期产能建设项目可行性研究报告》, 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司。

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

本次部署开发井 5 口，其钻井工程均已单独评价。本项目主要包括地面工程、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。施工期以井场建设、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	-
			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	-
		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、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

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性	(1) 分析油田开发建设对土地利用结构的影响 (2) 对油田建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析 (3) 油田开发建设对评价区域野生动物的影响分析 (4) 油田开发对当地农牧业影响 (5) 油田开发建设对生态景观的影响 (6) 废弃井及废弃管道对生态环境的影响
土壤	pH、石油烃和《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 中 45 项基本因子	石油烃
地下水	水位、pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^-	石油类
环境空气	SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、CO、 O_3 、非甲烷总烃	非甲烷总烃
噪声	$Leq(dB(A))$	$Leq(dB(A))$
固体废物	-	油泥、建筑垃圾
环境风险	-	烃类、CO 结合当地的气象条件，对油田运营期间井场、输油管道可能发生的原油泄漏事故进行预测分析

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

项目开发区域 5.0km 范围内无地表水体。

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

2.4.3 声环境

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

2.4.4 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，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区，塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区。

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

（1）环境空气

环境空气质量评价中 TSP、SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，硫化氢参考执行《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 环境空气质量标准限值

序号	评价因子	二级标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			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, $\text{PM}_{2.5}$)	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	非甲烷总烃 (NMHC)			2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
9	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

项目开发区域 5.0km 范围内无地表水体。

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 的 III 类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准。具体标准值见表 2.5-3。

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)	≤ 15	20	钠 (mg/L)	≤ 200
2	嗅和味	无	21	总大肠菌群 (MPN/100mL 或 CFU/100mL)	≤ 3.0
3	浑浊度 (NTU)	≤ 3	22	菌落总数 (CFU/mL)	≤ 100
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	≤ 1.0
5	pH (无量纲)	$5.5 \leq \text{pH} < 6.5$	24	硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	≤ 20.0
6	总硬度 (以 CaCO_3 计) (mg/L)	≤ 450	25	氰化物 (mg/L)	≤ 0.05
7	溶解性总固体	≤ 1000	26	氟化物 (mg/L)	≤ 1.0
8	硫酸盐 (mg/L)	≤ 250	27	碘化物 (mg/L)	≤ 0.08
9	氯化物 (mg/L)	≤ 250	28	汞 (mg/L)	≤ 0.001
10	铁 (mg/L)	≤ 0.3	29	砷 (mg/L)	≤ 0.01
11	锰 (mg/L)	≤ 0.10	30	硒 (mg/L)	≤ 0.01
12	铜 (mg/L)	≤ 1.00	31	镉 (mg/L)	≤ 0.005
13	锌 (mg/L)	≤ 1.00	32	铬 (六价) (mg/L)	≤ 0.05
14	铝 (mg/L)	≤ 0.20	33	铅 (mg/L)	≤ 0.01
15	挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)	≤ 0.002	34	三氯甲烷 ($\mu\text{g/L}$)	≤ 60
16	阴离子表面活性剂 (mg/L)	≤ 0.3	35	四氯化碳 ($\mu\text{g/L}$)	≤ 2.0
17	耗氧量 (COD_{Mn} 法, 以 O_2 计) (mg/L)	≤ 3.0	36	苯 ($\mu\text{g/L}$)	≤ 10.0
18	氨氮 (以 N 计) (mg/L)	≤ 0.50	37	甲苯 ($\mu\text{g/L}$)	≤ 700
19	硫化物 (mg/L)	≤ 0.02	38	石油类 (mg/L)	≤ 0.05

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

评价范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.5-3。

表 2.5-3 建设用地土壤污染风险筛选值

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

2.5.2 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；硫化氢无组织排放执行《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 2.5-4 大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³) (表 2)	标准来源
NO _x	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)
硫化氢	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河油田四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 2.5-5 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)

注入层平均空气渗透率 (μm ²)		≤0.01	>0.01-≤0.05	>0.05-≤0.5	>0.5-≤1.5	>1.5
控制 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×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴
	TGB (个/mL)	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴

（3）噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

（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。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 NO_x、SO₂、PM₁₀、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 NO_x、SO₂、PM₁₀、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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} —环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

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	$P_{\max} \geq 100\%$
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/ $^{\circ}\text{C}$		41.5
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-27.4
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
	地形数据分辨率/m	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

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	SO_2	NO_x	烟尘	NMHC
下风向最大落地浓度	mg/m^3	0.0003	0.014	0.0018	0.119
最大浓度出现距离	m	105	105	105	95
评价标准	mg/m^3	0.5	0.2	0.45	2
最大占标率	%	0.06	5.64	0.41	5.93
$D_{10\%}$	m	0	0	0	0

表 2.6-3 的计算结果表明，油田非甲烷总烃最大占标率 $P_{\max}$ 为 5.93%，符合 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中大

气环境影响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）的规定，并结合本项目特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，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 作为大气环境影响评价范围。大气评价范围见图 2.6-1。

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，为 I 类项目。评价范围内不存在集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，且项目区不位于集中式饮用水水源的补给径流区，区域地下水划分为不敏感，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二级。

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				
37、石油开采	全部	/	I 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

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：

$$L=\alpha \times K \times I \times T / n e$$

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；根据区内潜水含水层主要由塔河冲积形成，含水层的岩性颗粒较细，主要为细砂、粉细砂，渗透系数取导则中表 B.1 中的经验值 10m/d。

I—水力坡度，无量纲，根据区域水文地质条件，区内水力坡度很小，为 0.2‰~0.8‰，本次计算按 0.8‰计

T—质点迁移天数，取值不小于 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 350m。项目所在区域地下水总体由西北向东南方向径流，本次评价范围确定为：本项目各井场、站场四周外扩 350m，集输管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.3 地表水

(1) 评价等级

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，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

(2) 评价范围

项目运营阶段正常情况无废水排放，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。

2.6.4 生态

(1) 评价等级

本项目总占地面积为 0.113km²，以荒漠生态系统为主。项目影响区域内不涉及《环境影响技术评价技术导则—生态影响》（HJ19-2011）中特殊生态敏感区和重要生态敏感区，属于“一般区域”。本项目占地范围在 2km² 以内，项目新建集输管线的长度 11.12km（掺稀管线、燃料气管线与集输管线同沟敷设），根据《环境影响技术评价技术导则—生态影响》（HJ19-2011）的有关要求，具体见表 2.6-7，本项目生态评价工作等级确定为三级。

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

生态评价范围为：将井场边界向外围扩展 0.5km，对集输管线，两侧各 0.2km 带状区域的范围，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）、硫化氢、稀油，均属于《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，通过计算，项目区危险物质数量与临界量比值 $Q=0.31$ 。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设备噪声、生产运行期站场机泵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 2 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，本次环评声环境影响评价范围为区块边界向外扩 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，项目永久占地 3.1hm²，属于小型项目（永久占地<5hm²），占地类型主要为草地、灌木林地，土壤敏感程度为“较敏感”。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油田开发区域及区域边界向外扩展 200m 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

根据工程排污特点和周围环境情况，确定本评价污染控制及保护环境的目标为：工程建设应符合清洁生产的原则，采取成熟可靠的工艺技术，保证拟建项目污染物实现达标排放（符合相应标准要求，并使固体废物得到合理利用或无害化处置），使工程主要污染物排放总量符合国家和地方总量控制的要求。工程建成后，当地环境质量不发生较大改变，仍保持相应环境功能区划要求。

2.8.2 环境保护目标

据现场调查，确定本项目评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.8-1。

表 2.8-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置	环境保护要求
1	生态环境	项目区内灌木林地（属地方公益林）	井区范围内	避免占用林地茂密区，按规定进行补偿
2	大气环境	项目区环境空气	井区及周边	《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置	环境保护要求
3	水环境	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
4	土壤环境	评价范围内土壤	井区及周边	《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
5	声环境	项目区声环境	井区周边	《声环境质量标准》 (GB3096—2008) 中 2 类标准
6	环境风险	项目区土壤、地下水、公益林	油田内部	发生风险事故时,可快速采取环境风险防范措施,确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

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.工程概况与工程分析

3.1 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

塔河油田 12 区奥陶系油藏从 2000 年开始至目前主要经历了勘探-油藏评价阶段、规模开发、条带产建、井区调整等四个开发阶段。截止 2020 年 12 月，塔河油田 12 区奥陶系油藏探明面积 755.4km^2 ，探明地质储量 $41682\times 10^4\text{t}$ ，动用储量 $25252\times 10^4\text{t}$ ，标定可采储量为 $3975\times 10^4\text{t}$ ，标定采收率为 15.7%。塔河 12 区目前共有采油井 467 口，开井 365 口，开井率 78.2%，日产液能力 10319t，日产油能力 5924t，综合含水 35.35%，累计产油 $2308.75\times 10^4\text{t}$ ，采出程度 9.14%。

图 3.1-1 本项目区域开发现状图

塔河 12 区从 2000 年 7 月~2007 年 4 月，属于区块的勘探-油藏评价阶段，2007 年 5 月之后进入规模开发阶段。AD12-AD22 井区于 2007 年 12 月开始开发，基于前期区块的勘探评价基础，直接进入规模建产阶段，达到高峰后稳产至今。

(1) 规模建产阶段：2007 年 12 月~2016 年 1 月

在前期勘探开发取得突破的基础之上，2008 年 5 月后 TH12330 井区部署力度逐渐加大，产能建设阵地较多，产能稳步上升，阶段末（2016 年 1 月底）由于国际油价断崖式下跌，分公司限产关掉部分井，阶段末日产油水平 571.4t/d。

(2) 稳产阶段：2016 年 2 月~至今

随着前期大规模的产建部署，井区井网密度逐渐加大，井控程度较高，潜力落实难度加大，因此，本阶段产建部署力度逐渐降低，但是区块产量趋于稳定。截至 2020 年 8 月底，塔河油田 AD12-AD22 井区奥陶系油藏共投产 95 口，建产 89 口，建产率 92.7%。

图 3.1-2 塔河油田 12 区 AD12-AD22 井区奥陶系油藏开发历程图

截止 2020 年 10 月底，AD12-AD22 井区奥陶系油藏共投产 95 口，6 口未建产。总采油井数 89 口，开井 45 口，日液水平 1415t/d，日油水平 779t/d，平均单井日油水平 17.3t/d，综合含水 45%，累计产油 461×10^4 t。

2020 年底，西北油田分公司对本区域实施了塔河油田 12 区 AD12-AD22 井区奥陶系油藏 2020 年产能建设，本项目为该区域实施的第二期产能建设项目。

3.1.2“三同时”执行情况

2020 年~2021 年，塔河油田 12 区开展了环境影响后评价工作，后评价报告为《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》。

后评价工作中，梳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（备案意见见附件）。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，对项目区现有工程的“三同时”执行情况进行回顾。

根据后评价结论，塔河油田 12 区自 2000 年至今近 20 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，在塔河油田后评价报告中，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。

3.1.3 已建工程环境影响回顾评价

结合塔河油田历年各工程竣工环境保护验收调查报告、《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》环境影响后评价调查结论、5 口单井钻井工程环境影响报告以及环评组现场调查情况，本节分环境要素对本区域现有工程进行回顾性分析评价。

（1）生态环境影响回顾评价

塔河油田 12 区各项项目的建设对生态环境的主要影响为土地的永久/临时征用以及原有植被的破坏。项目区内对已建成的井场永久性占地范围内进行了平整硬化处理，临时占地已平整。井场钻屑储集防渗池上部已经覆土，上部没有油污出现，油区道路总体规范，但部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

从后评价期间，土壤环境质量现状来看，后评价布设的土壤监测点各项污染因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类用地标准；从植被类型来看，项目的建设对气田区域内的原有植被类型未造成影响，各类植被的占地面积基本无变化；

从土地利用类型来看，各项项目的建设使油田区域内的中低覆盖度草地面积减少，建设用地和耕地面积略有增加。总体来说，区块内的模地依旧是荒漠景观，荒漠景观主要包括沙地、戈壁、盐碱地三种类型，人类干扰加强，多样性增加。油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。

5 口单井钻井期间对生态环境的影响主要表现为对植被的影响，机动车辆等提供动力的设备采取无铅汽油及其他低铅燃料，钻井施工过程中产生的固体废物、废油、废液按照一般固废与危险废物分开存放，采取防扬散、防流失、防渗漏等防止污染环境的措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗散固体废物。在钻井作业中，有隔离带及隔火墙，以防止放喷等作业对周边植被造成破坏。

（2）水环境影响回顾评价

根据后评价期间监测结果及本次调查情况，本区域采出水经 12 区内的四号联合站采出水处理系统处理后回注地层。根据后评价期间的监测结果，采出水处理系统出水中石油类、硫化物、悬浮物均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中高渗地层生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效；各生活基地的生活污水均经各基地内的一体化污水处理设备处理，处理工艺采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺，根据监测数据，pH、COD、BOD₅、NH₃-N、SS、动植物油、石油类、总氮、粪大肠菌群、总磷等指标均能满足《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表 2 的 B 级标准；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河绿色环保站处理，处理后的井下作业废水均不外排。

在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

塔河油田 12 区后评价阶段搜集环评阶段地下水环境质量现状监测数据，评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，与早期数据基本监测一致。潜水水质较差，氯化物、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、钠、氟化物、铁、锰等均有不同程度的超标；承压水中，除个别监测点中溶解性总固体、铁、锰稍有所超标外，其余各项因子满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标

标准要求，超标原因是受原生水文地质条件影响。各监测点中区域地下水石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求。

总体来说，油田开发未对地表水及当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。

5 口单井钻井期间，对水环境的影响主要体现在钻井废水、酸化压裂废水以及生活污水。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；酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至塔河油田四号联合站生活基地污水处理系统处理。

（3）大气环境影响回顾评价

区域现有地面设施布置着零星井场和站场，各站场及井场之间相对间隔一定距离，各污染源所产生的污染到达其它污染源附近时基本已完全扩散，区域内的现有开发活动对大气环境质量没有造成较大影响，其影响属于可接受范围。油田非甲烷总烃的无组织挥发监测浓度达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放非甲烷烃监控浓度限值的要求。

塔河油田 12 区后评价阶段对区域环境空气质量进行了监测，并且收集了往年环评报告中的监测数据、例行监测数据及评价时段内的环境空气监测数据，针对主要监测因子进行统计分析，评价时段内作业区 SO_2 、 NO_2 均未超标。因此油田开发对区域环境空气质量影响不大。

5 口单井钻井期间，用电由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源，施工产生的废气包括扬尘、施工机械及车辆尾气，其主要污染物为 TSP、 NO_2 、 SO_2 、CO 和烃类等。施工机械运转及车辆行驶过程中，对该区域产生间断性、不连续排放，机械及车辆油料为国家合格产品。钻井施工期间，池体开挖、设备安装等工程建设过程中产生的扬尘，以及土壤被扰动后导致的尘土，施工运输车辆运输中产生的扬尘等，对环境空气会造成一定的影响，施工单位采取了在施工场地洒水降尘、拉运建筑材料加盖篷布等措施。

（4）声环境影响回顾评价

塔河油田 12 区后评价期间对区域内各主要生产单元和声环境敏感点进行了声环境质量监测，并且收集了往年环评报告中的监测数据及评价时段内的环境噪声的监测数据，从监测数据可知，各声环境敏感点均满足《声环境质量标准》

（GB3096-2008）中 2 类标准限值，声环境质量较好。根据监测结果，项目区环境噪声均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。区块声环境质量较好，区块开发对声环境的影响较小。

5 口单井钻井期间，噪声源主要来自推土机、挖掘机、运输车辆、钻机、泥浆泵等，产生的噪声主要对施工人员产生影响，施工单位采取了泥浆泵基础减振、安装消声装置、定期维护高噪声设备、钻井周围工作的职工佩戴耳塞等措施。

（5）固体废物环境影响回顾评价

固体废物产生源主要为施工期的建筑垃圾、生活垃圾；运营期主来自于联合站以及集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾、废机油。钻井固废影响集中在井场内，未发现废弃钻井泥浆和钻井岩屑对周围环境产生重大影响。钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《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）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路。含油污泥及受浸土处置后的还原土，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，可用于铺垫井场和井场道路。根据现场调查，塔河油田 12 区在落地油处理中采取了有力的措施，井下作业必须带罐上岗，铺设作业，控制落地原油产生量，落地原油回收率为 100%，由汽车拉运至绿色环保站回收处理。由于回收措施严密，井场基本杜绝了油污散落到地表的現象；含油污泥（砂）委托绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

5 口单井钻井期间，岩屑随钻井泥浆一同采用不落地技术收集，固液分离后，液相回用，固相转移处置；生活垃圾集中收集后定期运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置；药品、物料及废物不乱排乱放，不焚烧废油品，产生的废油采用废油罐收集，施工结束后拉运至塔河油田绿色环保站处理；钻井使用清洁无害泥浆，所有钻井液、化学药剂和材料由专人负责管理，不将泥浆排出井场；施工车带罐作业，在作业井场地面铺设防渗膜。

总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.4 已建工程三废排放情况

根据现场调查和资料搜集情况，目前塔河油田 12 区污染源排放见表 3.1-1。建设单位已根据开采区块和集输情况，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 塔河油田 12 区污染物排放情况一览表

序号	污染源	污染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)	备注
1	废气	SO ₂	1.14	1.14	-
		NO _x	87.86	87.86	-
		颗粒物	18.12	18.12	-
		非甲烷总烃	183.90	183.90	-
2	废水	生产废水	95.6×10 ⁴	0	-
		生活污水	0.9×10 ⁴	0	-
3	固体废物	含油污泥	1.9×10 ⁴	0	-
		生活垃圾	56.57	0	-

3.1.5 存在环保问题及“以新带老”措施

根据塔河油田 12 区后评价、单井钻井工程期间生态环境保护措施实施情况及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，区域存在的主要环保问题及“以新带老”措施如下：

（1）部分生产井井场临时占地未及时恢复

“以新带老”措施：对于生产井场，有部分井场遗留有废弃设施及弃渣，需及时清理。永久征地范围内的地表可以保持现状，永久征地范围外的临时征地范围内，应进行场地恢复。建议推广使用钢模基础，可重复利用，减少固废产生量。

（2）随着绿色生态环保理念的提出，对于当前工业固体废物管理工作提出了更高的要求，塔河油田需进一步健全全过程治理和管理，提高固体废物信息化管理水平。

“以新带老”措施：遵循“减量化、再利用、资源化和无害化”原则，加强含油污泥、钻井废物、酸碱废渣等收集、贮存、运输、利用、处置的全过程管控与污染防治信息化管理水平。

(3) 土壤和地下水自行监测需进一步加强

“以新带老”措施：根据《工矿用地土壤环境管理办法》（试行）、《重点排污单位土壤污染隐患排查指南（试行）》（生态环境部 2021 年 1 号文），定期对油田公司工业用地及周边土壤开展自行监测及土壤污染隐患排查，建立档案，并进行信息公开；参考《环境影响评价技术导则-地下水》、《工矿用地土壤环境管理办法》（试行）加强对油区内饮用水源井中石油开发行业特征污染物的例行监测，监测频率为 1 次/年。

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：塔河油田 12 区 AD12-AD22 井区奥陶系油藏 2020 年第二期产能项目。

项目性质：改扩建（滚动开发）。

3.2.1.2 建设地点

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，库车市地处****之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km²。

本项目西北距库车市市区约 56km。拟建项目所处位置为塔河油田 12 区，隶属塔河油田采油二厂管辖，具体位于塔河油田四号联合站北部约 2.5km（3 口井）以及南部约 7km（2 口井）。其中塔河油田四号联合站的坐标****。地理位置见图 3.2-1。

图 3.2-1 本项目地理位置示意图

3.2.1.3 建设规模

本项目部署 5 口新井（井场内各有 1 台 400kW 加热炉），新建阀组站 1 座，设计处理液量：24×10⁴t/a（站内含 8 井式自动选井阀组、8 井式高压掺稀阀组、

600kW 加热炉 1 台)。新建站间集油管线、掺稀管线、注水管线、燃料气管线各 3.26km, 新建单井集油管线、掺稀管线、掺稀管线、燃料气管线各 7.86km。

对已建站场 12-11 计量掺稀混输泵站扩建 5 井式高压掺稀阀组 1 套, 8 井式自动选井计量阀组 1 套, 12-12 计转掺稀站扩建双螺杆外输泵 1 台。

单井部分新建 10kV 架空线路 LGJ-120 线路 3.2km; 12-12 计转掺稀站因扩建新建 10kV 架空线路 LGJ-120 线路 0.9km。新建通信光缆 3.26km 等配套工程。

3.2.1.4 工程组成

本项目组成包括新部署 5 口新井, 新建 1 座阀组站, 改扩建 2 座计转站, 5 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、结构、消防等工程。

主要工程包括实施部署新采油井 5 口 (AD13 井区部署 2 口井, AD15 复合岩溶区部署 3 口井), 单井均采用井口加热、井口掺稀集输工艺。井口加热炉加热对象为采出的含水混合原油。12 区新建掺稀单井井口均设水套加热炉一台, 负责将原油加热至 70℃后外输, 总液量 128.5t/d, 根据温升 30℃计算, 选用 400kW 加热炉, 返输管道为站场来干气, 选用Φ48×4 无缝钢管, 管道采用 2PE 防腐, 总长为 7.86km。项目工程组成见表 3.1-1。

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	TH123132H	t/d	25	正钻井, 阿地环函字〔2020〕791 号
		TH123133X	t/d		正钻井, 阿地环函字〔2020〕792 号
		TH12292	t/d	25	正钻井, 阿地环函字〔2020〕621 号
		TH12293H	t/d	25	正钻井, 阿地环函字〔2020〕800 号
		TH12295X	t/d	25	正钻井, 阿地环函字〔2020〕685 号
2	站场	新建阀组站	座	1	新建 TH123133X 阀组站一座, 设计处理液量: 24×10 ⁴ t/a, 站内含 8 井式自动选井阀组、8 井式高压掺稀阀组、600kW 加热炉 1 台
		12-11 计量掺稀混输泵站	座	1	扩建 5 井式高压掺稀阀组 1 套, 8 井式自动选井计量阀组 1 套
		12-12 计转掺稀站	座	1	扩建双螺杆外输泵 1 台

3	油气集输工程	站间管线	km	3.26	新建 TH123133X 阀组站至 12-12 计转站集油管线、掺稀管线、注水管线、燃料气管线各 3.26km，同沟敷设，同沟敷设
		单井集油管线	km	7.86	新部署 5 口单井建设单井集油管线、掺稀管线、燃料气管线各 7.86km
4	公用工程	单井 10kV 架空线路	km	3.2	单井部分新建 10kV 架空线路 LGJ-120 线路
		单井 10kV 架空线路	km	0.9	12-12 计转掺稀站因扩建新建 10kV 架空线路 LGJ-120 线路 0.9km
		通信光缆	km	3.26	新建通信光缆 3.26km 等配套工程
5	依托工程	原油天然气处理	本项目涉及的 5 口单井产能最终进入已建四号联合站处理		
		油藏采出水	本项目 5 口单井的采出水依托塔河油田四号联合站污水处理系统		
		生活垃圾、一般工业固废、废液处理	依托塔河油田绿色环保站进行处理		
		油泥（砂）	依托塔河油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理		

3.2.1.5 工程投资

项目建设总投资 20299.87 万元，其中钻井工程投资 14975.4 万元，采油工程投资 2420.1 万元，地面工程投资 2904.37 万元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本项目不新增劳动定员，均依托现有作业区工作人员，井场无人值守。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 地理、构造位置

塔河油田 12 区奥陶系油藏隶属新疆维吾尔自治区库车市境内，东经****。构造位置位于塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起轴部的西北翼。工区东面、西面为勘探登记区块边界线，北面、东南及西南分别与于奇西、10 区、托甫台区块交界，总面积为 912km²，全区被艾丁、艾丁北、于奇三维及 6-7 区、10 区东高精度、10 区西高精度三维地震覆盖。

本项目区域 AD12-AD22 井区位于塔河油田 12 区的中部，位于 12 区北新采集资料的南部。

3.2.2.2 区域构造特征

(1) 构造特征

阿克库勒凸起为由前震旦系变质基底上发育的一个长期发展的、经历了多期构造运动、变形叠加的古凸起，现今构造表现为向北东，向西南倾伏的鼻凸形态，构造高部位位于轮古-塔河主体区一带，塔河地区围绕鼻凸发育西部斜坡、东南斜坡，斜坡区整体构造起伏不大，呈现大斜坡形态。阿克库勒凸起发育了五期主要构造运动：奥陶纪至志留纪末的加里东期运动、泥盆纪末的海西早期运动、早二叠世末的海西晚期运动、三叠纪至白垩纪末的印支-燕山运动、中新世以来的喜马拉雅运动。这些构造运动于不同时期对包括研究区在内的盆地不同位置产生了不同程度的改造，其中加里东中期、海西早期构造运动对研究区的岩溶发育占主导地位，海西早期后研究区构造形态基本定型，一直处于构造斜坡部位，东北高，向西、向南降低的斜坡形态。

塔河 12 区位于阿克库勒凸起西北翼斜坡，构造位置较塔河油田主体区低。T74 构造现今地貌整体呈南东高、北西低的单斜构造形态，东西最大高差在 800m 左右。东部及北部上奥陶统剥蚀区内冲蚀作用强、沟壑纵横，岩溶残丘地貌发育。

AD12-AD22 井区位于十二区中部，整体为构造缓坡形态，受北西向主断裂 TH12330 作用影响，沿断裂发育断隆，形成局部高部位。

（2）断裂特征

项目区域先后经历了加里东、海西、印支-燕山及喜山等多期构造运动，在上述构造演化背景下，多期构造运动的隆升、挤压等作用造就了类型多样的断裂体系及其伴生构造形态，形成一系列不同级次、多期叠加的断裂系统。

项目区域南部被十区西高精度三维地震覆盖，北区被 12 区北高精度三维地震覆盖，断裂为主控地质因素的区域，北部水系也比较发育。工区内发育一条南北向的 S99 油源断裂，继承性较好，下切深度至 T90 以下，同时，北部还发育一系列北东向次级断裂，主要发育在表层。

12 区北高精三维采集初步成果显示，主干断裂更为清晰、次级断裂细节更为丰富，层次比较清晰。AD22 井区是 S99-T728 岩溶带的北西延伸，储集体发育主要受北西向大断裂，多条断裂、多个方向的断裂相互切割形成断隆，断隆带上岩溶缝洞发育，且连通性相对较好，油气充注程度高，水体不强。

3.2.2.3 油藏类型及储量

（1）储集体发育特征

塔河油田奥陶系储集体由洞、孔、缝一起构成了复杂的储集体空间结构。据

钻探揭示奥陶系储集体类型有溶洞型、裂缝—孔洞、裂缝型。

溶洞型储集体以大型溶洞为主要的储集空间，裂缝主要起连通的作用。该类储层是区内的最优质储集体。在钻进过程中常发生放空、泥浆漏失、井涌等现象，因岩心破碎或取不到岩心而缺乏实测物性数据，但是测试资料、测井解释说明大型溶扩裂缝、洞穴型储集体是极好的储集岩，钻进中多钻遇放空、泥浆漏失，测试后可获得高一较高油气产能。根据充填程度，溶洞可以区分为未充填、部分充填和全充填，未充填或半充填溶洞。当充填砂泥质时多在测井曲线上显示出明显的高自然伽玛值，砂泥质没有经过压实，通常情况下具有较高的孔隙度值和较低的电阻率值。

裂缝—孔洞型储集体以次生孔隙为主、次为裂缝。测井特征为：具有较低的自然伽玛值、薄层状的高声波时差、低密度和高中子孔隙度，反映出基质具有 2%~3% 的孔隙度值。深浅侧向电阻率表现为在高阻背景下显著降低，双侧向有较小的正差异。

裂缝型储集体表现为孔隙度小但渗透率较大的特征。构造断裂的发育程度是裂缝型储层主控因素。根据取心资料的裂缝描述并对照测井资料，裂缝型储层段自然伽玛曲线一般为纯灰岩基线，砂泥质充填时自然伽玛值增大。高角度裂缝在孔隙度测井曲线一般没有明显的显示，接近灰岩基质孔隙度。由于裂缝的高渗透性，低电阻率的钻井液容易侵入裂缝层段，故双侧向测井值通常会表现为致密高电阻率背景下的尖峰状高低间互的测井响应特征。

（2）油气充注及富集特征

井区油气充注受主干断裂和局部构造的双重控制，断隆部位油气充注程度高，向断裂带翼油柱高度降低，出水井呈点状分布。

12 区 NE、NW 向主干断裂带控制储层的发育程度及展布形态，同时，其作为油气运移的主要通道，表现为沿主干断裂带断垄高部位油气富集程度高，而向主干断裂带两翼外扩区，断裂发育规模变小、T74 顶面构造降低，油气富集程度变弱，油水界面较高。

井区沿断隆高部位部署的井，油柱高度大，断裂带中部 TH12330 井揭示油底距离 T74 面 142m，北部断裂交汇区的 AD22 井揭示油底距离 T74 面 209.5m，对 T74 面下 128.9-209.5m 井段酸压完井，截止目前无水生产，累计产油 4.5×10^4 t。沿断裂带见水井比例小，初期产纯油井比例达 77.8%，其中见水井多位于该断裂

带西翼外扩区。断裂带外扩区距离主干断裂带较远，油气充注条件变差，见水井比例增加。AD13、AD13CH、TH12343、TH12351 井投产都见水，其中 TH12343 井进山深度 90.5m，对揭开段目的层全井段酸压后测试为水层，见水深度距离 T74 顶面 15.5m，说明断裂带外扩区，油气充注程度弱，油柱高度小。

3.2.2.4 流体性质参数

(1) 原油性质

项目区域原油密度北重南轻，油品性质差距较大，原油密度在 $0.88-1.06\text{g/cm}^3$ 。此次方案建议井原油密度在 $0.94-1.06\text{g/cm}^3$ 之间，需要掺稀生产，掺稀比在 2-4 之间。

(2) 地层水性质

井区初期都不含水，目前有一定的水体能量，整体井区测试油层占比 76.5%，北部汇水岩溶区较南部断控区比例高，其中 AD15 井区测试油层占比 95.6%，只有 1 口井钻遇水层，位于断裂末端，充注较差；AD13 井区测试油层占比 79.2%，测试为油水同出或水层井多位于北东向次级断裂外扩的末端或南部断控区断裂带间投产井，断裂上油柱高度较大，见水井对位于断裂边部或夹持区，多为封存水。从进山深度上看，见水井跟深度没有直接关系。

图 3.2-1 AD11-AD22 井区油井油柱高度图

3.2.2.5 燃料气物性

井场、接转（掺稀）站、计量（掺稀）混输泵站加热炉的天然气干气，由已建配气站、联合站天然气管网交汇供气，燃料气物性组分见表 3.2-2。

表 3.2-2 燃料天然气组分

组分及主要物性	单位	含量 (%)
C1	Mol%	96.226
C2	Mol%	1.77
C3	Mol%	0.3
iC4	Mol%	0.062
nC4	Mol%	0.075
iC5	Mol%	0.02
nC5	Mol%	0.016
C6	Mol%	0.051
CO ₂	Mol%	0.475
N ₂	Mol%	0.967
硫化氢	≤mg/Nm ³	20
低位发热值	MJ/Nm ³	33.812
密度	kg/Nm ³	0.6982
相对密度 (标准状态)	kg/Nm ³	0.5796

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发部署

根据油藏开发潜力分析,本期方案拟部署井位 5 口,动用储量 320 万吨,其中 AD13 井区部署 2 口井,AD15 复合岩溶区部署 3 口井,后期考虑构建注采井网。

表 3.2-3 本项目建设方案井位部署表

分区	部署井	储层控因	充注控因	能量状况	储量状况
		地质			
AD13 井区	TH123132H	次级断裂+暗河	次级断裂横向调整	能量一般	未动用
	TH123133X	次级断裂	次级断裂横向调整	能量一般	未动用
AD15 井区	TH12292H	主干断裂破碎带	断裂+残丘	能量一般	未控制
	TH12293H	次级断裂+河道	次级断裂+残丘	能量不足	未控制
	TH12295X	次级断裂+河道	次级断裂+残丘	能量不足	未控制

拟部署新井坐标见表 3.2-3。

表 3.2-4 拟部署井位坐标

序号	井位名称	经度	纬度
1	TH12292		
2	TH12293H		
3	TH12295X		
4	TH123132		
5	TH123133X		

3.2.3.2 开发指标预测

本期方案部署 5 口井，新增动用储量 $320 \times 10^4 \text{t}$ 。本次产能建设项目主要开发指标设计见表 3.2-5，指标预测表见表 3.2-6。

表 3.2-5 本项目主要开发指标设计表

新增储量(10^4t)		设计井数(口)	井网	井距(m)	单井日产油能力(t/d)	最高年产油(10^4t)	采油速度(%)	采收率(%)
动用储量(10^4t)	可采储量(10^4t)							
320	38.34	5	不规则面积井网	400m 以上	32	4.74	1.48	12

根据邻井情况、部署井能力预测及油藏模型，预测了部署井投产后至 15 年期间开发指标。方案部署新井 5 口，动用地质储量 $320 \times 10^4 \text{t}$ ，其中新井第二年高峰期年产油为 $4.74 \times 10^4 \text{t}$ ，采油速度为 1.97，同时考虑井间注采增油，预测期末新井累积产油 $38.34 \times 10^4 \text{t}$ ，采出程度 12%。

图 3.2-2 本项目建设方案产量预测曲线

表 3.2-6 本项目部署井指标预测表

时间(年)	总井数(口)	开井数(口)	日产液能力(t/d)	日产油能力(t/d)	单井日产液能力(t/d)	单井日产油能力(t/d)	气油比(m^3/t)	年产液(10^4t)	含水率(%)
2021	5	5	166.1	166.1	33.2	33.2	16	4.35	0.0
2022	5	5	146.2	146.2	29.2	29.2	16	4.84	0.0
2023	5	5	129.6	129.6	25.9	25.9	16	4.27	0.0
2024	5	4	99.2	93.2	24.8	23.3	16	3.25	6.0
2025	5	4	97.6	85.4	24.4	21.3	16	2.98	12.5
2026	5	4	101.3	78.9	25.3	19.7	16	2.99	22.1
2027	5	4	105.3	73.2	26.3	18.3	16	3.05	30.5

塔河油田 12 区 AD12-AD22 井区奥陶系油藏 2020 年第二期产能项目

2028	5	3	82.6	51.1	27.5	17.0	16	2.35	38.1
2029	5	3	86.8	47.8	28.9	15.9	16	2.43	44.9
2030	5	3	92.0	44.8	30.7	14.9	16	2.48	51.3
2031	5	3	98.2	42.0	32.7	14.0	16	2.55	57.2
2032	5	2	70.5	26.3	35.3	13.2	16	1.62	62.7
2033	5	2	77.1	24.8	38.6	12.4	16	1.70	67.9
2034	5	2	85.9	23.3	42.9	11.7	16	1.80	72.8
2035	5	2	98.0	22.0	49.0	11.0	16	1.96	77.6

3.2.4 主体工程

产能建设项目主体工程一般包括钻井工程、采油工程、站场工程、油气集输工程等，纳入本次评价的项目内容主要为采油工程、站场工程、油气集输工程，钻井工程已单独环评，其他均依托区内原有计转站、联合站等设施。

3.2.4.1 采油工程

(1) 完井方式

本期方案部署 5 口井，根据塔河油田 12 区奥陶系碳酸盐岩储层特征与完井经验，综合油藏对研究区的潜力分析，预测 2 口常规完井，3 口酸压完井。

(2) 采油方式

根据 12 区奥陶系油藏目前生产情况看，主要采用抽稠泵和电泵举升工艺，本次部署井初期自喷开采，油井停喷后采用抽稠泵和抗稠油电潜泵接替生产。原则上稠油井混合液量 $< 80\text{m}^3$ 采用抽稠泵， $\geq 80\text{m}^3$ 采用电泵。

从目前生产看，考虑到 12 区现有生产井稀稠比、泵效、含水等不确定因素，为满足更大排量的要求，需要采取大排量电泵配合采油。同时，在泵挂低于 2000m 井筒稠油启动难度较大，入泵困难掺稀效果变差，需要采取深抽电泵配合采油。同时由于有杆泵的选择其排量范围并不能完全满足区块的配产要求，因此必须采取电潜泵工艺。

电潜泵采油方式适用于产液指数高、产能好的油井和高含水期需高强度采液的油井，根据本次方案配产指标要求，电泵采油方式将主要应用于掺稀效果较差的转抽井中，提高井筒流动速度，降低摩阻提高掺稀效果。电泵电机的耐温性能应达到 180°C 、电缆的耐温性能应达到 150°C 。

根据油藏最高配产 $32\text{m}^3/\text{d}$ ，平均掺稀比 2.32，混合液量 55-117t/d，折算泵效并考虑油井转轴后期提液需求，同时结合目前该区块自喷生产情况，推荐采用

电泵设计，推荐采用 QYDB150m³。

参照研究区块所有电潜泵井初次转抽的泵挂，平均泵挂 2864m，同时考虑动液面及满足稠油入泵，本方案泵挂深度平均泵挂±100m 之间即可满足要求。

针对 12 区部分电泵生产存在稀稠油混配差导致电泵频繁躺井的情况，可配套 1000m 以上尾管悬挂装置改善电泵运行工况。

3.2.4.2 站场工程

根据开发方案，本项目共部署开发井 5 口，其中 AD13 井区部署 2 口、AD15 复合岩溶区部署 3 口，油气集输系统采用三级布站方式，即：单井——计量阀组间——计转站——联合站。单井采出液就近进入已建计转站，通过计转站最终输往塔河油田四号联合站进行处理。

（1）新建井场

为 5 口新钻井各建设一座井场，规格为 40×50m，采用双管保温井口加热集输工艺，井场采用水套加热炉，功率为 400kW，燃料为天然气。同时建设电力、给排水及消防、结构、通信、自控、机制、防腐等配套工程。

（2）新建阀组站

本项目新建阀组站 1 座，设计处理液量：24 万吨/年，阀组站内含 8 井式自动选井阀组、8 井式高压掺稀阀组、600kW 加热炉 1 台。

（3）扩建计转站

对已建站场 12-11 计量掺稀混输泵站扩建 5 井式高压掺稀阀组 1 套，8 井式自动选井计量阀组 1 套。

对已建 12-12 计转掺稀站扩建双螺杆外输泵 1 台。

3.2.4.3 油气集输工程

本次油藏部署 5 口井，根据新井原油物性及地理位置就近进入 12 区已建站场 12-11 计量掺稀混输泵站、12-12 计转掺稀站、TH12284 阀组站。5 口新井均采用井口加热，掺稀三管集输工艺，本次产能建设新建计量阀组站 1 座。方案布局如表 3.2-7 所示。

表 3.2-7 本项目单井进站部署表

序号	单井名称	进站站场	集输距离 (km)	集输方式
----	------	------	--------------	------

1	TH12293H	12-11 计量掺稀混输泵站	2.00	加热 集中掺稀
2	TH12295X	12-11 计量掺稀混输泵站	2.50	加热 集中掺稀
3	TH12292	TH12284 阀组站	1.00	加热 集中掺稀
4	TH123132H	新建 TH123133X 阀组站	2.30	加热 集中掺稀
5	TH123133X	新建 TH123133X 阀组站	0.06	加热 集中掺稀

本项目单井管线平面布置图详见附图 3.2-3。

图 3.2-3 本项目单井管线平面布置图（1）

图 3.2-3 本项目单井管线平面布置图（2）

（1）管线材质选择

12 区单井输油管线建议推荐：20#，HTPO 内衬，单井掺稀管线采用 20G 管线，燃料气管线推荐选用 20#无缝钢管。

（2）单井出油管道设计

单井均选用低压中温柔性复合管 RF-Y(S)-II-128×13-6.4，30mm 厚闭孔发泡交联聚乙烯保温，共 7.86km。

（3）单井掺稀管道设计

单井掺稀管线均选用 DN50 的材质为 20G 管线，设计压力 25Mpa，30mm 泡沫黄夹克保温，小计 7.86km。

（4）井口加热炉选择

本期产能建设单井均采用井口加热、井口掺稀集输工艺。井口加热炉加热对象为采出的含水混合原油。12 区新建掺稀单井井口均设水套加热炉一台，负责将原油加热至 70℃后外输，总液量 128.5t/d，根据温升 30℃计算，选用 400kW 加热炉。

（5）燃气管道

返输气管道为站场来干气，选用Φ48×4 无缝钢管，管道采用 2PE 防腐，总长为 7.86km。

（6）新建计量阀组站

本次部署 TH123132H、TH123133X 两口单井结合“塔河油田 12 区奥陶系油藏 2020 年油藏评价方案”中部署的 3 口单井 TH123129H、TH123130H、TH123131H，综合考虑拟建阀组站一座。

1) 设计规模

设计液量：24×10⁴t/a（760m³/d）

掺稀量：16×10⁴t/a（505m³/d）

所辖井数：8 口（目前 5 口井进站），井口回压：<1.5MPa

进站温度：≥40℃，进站压力：0.5MPa

外输温度：≥60℃，外输压力：≤2.5MPa

2) 工艺流程

该阀组站可满足计量、加热、掺稀、注水等功能。

单井来液→选井计量阀组→加热炉→外输至 12-12 计转掺稀站

12-12 站来稀油→8 井式高压掺稀阀组→各单井

12-12 站来水→8 井式稳流分水阀组→各单井

3) 站场选址

在 TH123133X 井场周边。

4) 站内设备及管线

站内主要设备：600kw 加热炉 1 台，8 井式选井计量阀组 1 套，8 井式高压掺稀阀组 1 套；8 井式稳流分水阀组。

站间管线：油气集输通过集油干线至 12-12 计转掺稀站，并从 12-12 站来稀油、水及干气以实现单井掺稀、注水及加热。

5) 平面布置

目前建设为阀组站，考虑后期部署新井，预留混输泵站相关设备的位置。

图 3.2-4 混输泵站俯视效果图

(7) 相关站场

12-12 计转掺稀站设计处理液量：75 万吨/年（5130t/d 扩建），掺稀量：35 万吨/年（3693t/d）。目前站内实际处理量 4290 吨/天，掺稀量 2280 吨/天。

通过校核发现 12-12 站可满足目前新建阀组站 5 口井（本次方案中 2 口新建，另 3 口为相关方案单井）来液生产，若考虑后期新建阀组站 8 口井满负荷来液则需扩建 Q=75m³/h 外输泵 1 台。

站间管线集油干线选用 DN200，20#+HTPO 内穿插，设计压力 4Mpa，40mm 厚黄夹克保温，长度 3.26km；稀油干线选用 DN125，20G，设计压力 25 Mpa，30mm 厚黄夹克保温，长度 3.26km。注水干线选用 DN150，PN25 Mpa 柔性复合管，长度 3.26km。

(8) 主要工作量

本次方案油气集输主要工作量为单井掺稀加热集输，以及新建计量阀组站，具体工作量见下表。

表 3.2-8 工艺部分工作量统计表

序号	设备名称	单位	数量	备注
(一)	工艺部分			
1	单井部分			
1.1	低压中温柔性复合管 RF-Y(S)-II-128×13-6.4	km	7.86	
1.2	掺稀管线高压金属管线 PN25MPa 20G, φ60×7	km	7.86	
1.3	20# 无缝钢管 Φ48×4 2PE	km	7.86	
1.4	加热炉 400kW	台	5.00	
1.5	单向阀	个	5.00	
2	12-11 计量掺稀混输泵站（扩建）			
2.1	5 井式高压掺稀阀组	套	1.00	
2.2	8 井式自动选井阀组	个	1	
2.3	站内改扩建施工	项	1	
3	12-12 计转掺稀站（扩建）			
3.1	扩建 撬装双螺杆外输泵 Q=75m³/h N=160kW	台	1.00	
3.2	站内改扩建施工	台	1.00	
4	TH123133X 阀组站（新建）			
3.1	加热炉 600kw	套	1	
3.2	8 井式自动选井阀组	个	1	
3.3	8 井式掺稀阀组，压力 25MPa	个	1	
3.4	8 井式稳流分水阀组（4.0MPa 配流量计自控阀）	套	1	
3.5	站内施工	项	1	
3.5	站间管线			
3.5.1	集输干线 DN200 20#+HTPO 内穿插 40mm 厚黄夹克保温	km	3.26	
3.5.2	掺稀干线 20G DN125 25MPa 30mm 厚黄夹克保温	km	3.26	
3.5.3	注水干线（PN25, DN150）（柔性复合管）	km	3.26	
3.5.4	20# 无缝钢管 Φ48×4 2PE	km	3.26	

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从塔河供水首站或末站拉水,通过气压供水装置向站内各个用水点供水。

(2) 排水

钻井工程均已单独评价,施工生活污水进入污水罐,定期拉运至采油二厂生活基地生活污水处理系统处理。

3.2.5.2 供配电

本项目主要为 5 口油井和 12-12 站扩建外输泵开展配电。

工程中单井用电负荷为三级,12-12 站扩建外输泵负荷为二级。

塔河油田 12 区单井配电功率按 65kW 考虑,用电负荷 325kW;12-12 站扩建外输泵负荷为 60KW,工程用电负荷合计 485KW。

1) 单井配电

每口单井负荷为 65kW,各井单独使用 1 座 160kVA 户外双杆柱上式变压器,变配电采用线路变压器组接线方式。高压电源 10kV 线路就近 T 接附近电网,线路材质为 LGJ-120 合计 5 口单井,架空线路合计长约 3.2km。

为减少线损和电压降,井场采用自动随机补偿的方式进行低压就地电容补偿。

2) 12-12 站扩建

12-12 站内建有低压配电室 2 座, S11-M—1000 / 10/0.4 配电变压器 3 台,均满载运行,各低压配电室无扩建位置,12-12 站内扩建 160KW 外输泵 1 台,拟新建 ZBW-250/10 组合箱式变电站 1 座(含:高压进线柜 2 面、高压环网柜 1 面、变压器柜 1 面、电容补偿柜 2 面、变频柜(132KW)1 面、低压出线柜 1 面),为新建外输泵供电,10KV 电源就近引接,线路材质为 LGJ-120,架空线路合计长约 0.7km,并配套建设低压电缆和防静电设施。

3.2.5.3 自控

本次工程新建 5 口油井,涉及 12-12 计转掺稀站、12-11 计量掺稀混输泵站、

TH12284 共三座站场，站场扩建部分关键点设置压力、温度、流量等参数检测，并设置硫化氢检测和可燃气体报警，远传数据通过仪表控制电缆上传至相关站场的 PLC 系统。本次自控工程针对 5 口油井和 1 座计量阀组站进行自动化设计。

单井设计内容：

井口设置油压、套压、回压、加热炉出口压力、油温、回温、加热炉出口温度、水浴温度、电参数、示功图检测，井口安装硫化氢检测仪、可燃气体报警仪。井口设置 RTU,采集仪表信号并上传上级站场。

站场部分：

新建阀组站设置 PLC，在关键工艺点设置温度、压力、流量远程监测仪表，所有生产参数通过 PLC 系统采集并上传至上级井站，站场扩建部分在关键点新增温度、压力远程监测，并接入站内 PLC 系统。

3.2.5.4 通信

在新增单井井口至相应站场之间敷设 8 芯光缆，与单井集输管线同沟敷设，井口设置摄像头和远程喊话设备，视频、音频信号及 RTU 数据通过视频光端机，经光缆上传相应的站场。计量阀组站与上级计转站之间敷设 8 芯光缆，与外输管道通过敷设，生产数据经过光缆上传至上级计转站。

3.2.5.5 道路工程

项目所在区域路网发达，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。共计修复井场道路 5.54km，用砂石路面结构，征地宽度 6-11m。

3.2.5.6 防腐工程

12 区伴生气为湿气，并高含 H_2S 和 CO_2 ， H_2S 平均含量 $38257mg/m^3$ （体积分数 3.5%）； CO_2 平均含量 7.2%；游离水 Cl^- 平均含量 $6897 mg/L$ ，密度为 $1.0094g/cm^3$ ， $pH=6.5$ 。伴生气集输管线设计压力 1.6MPa，设计工况条件下 H_2S 分压为 $0.01283\sim0.09891Mpa$ ， CO_2 分压为 $0.1262\sim0.1685Mpa$ 。实际运行压力 0.7Mpa，实际运行工况条件下 H_2S 分压为 $0.00561\sim0.04327Mpa$ ，单井管线设计压力 4Mpa，设计工况条件下 H_2S 分压为 $0.03207\sim0.24728Mpa$ ，实际运行压力 1.0Mpa，实际运行工况条件下 H_2S 分压为 $0.00802\sim0.061182Mpa$ 。伴生气集输系统及单井管线设计条件下 H_2S 分压接近或超过 0.3kpa 的临界值，存在硫化物应力开裂开裂风险。

埋地管线的外腐蚀主要为土壤、地下水腐蚀，外防腐层是管道防止外部腐蚀的主要手段，可以使管道与腐蚀环境隔绝开，起到减缓腐蚀的作用。本项目单井集输管线设计采用聚氨脂泡沫黄夹克保温，防腐保温结构如下：

底 漆：环氧富锌底漆，2 道，80-100m

中间漆：环氧云铁中间漆，2 道， $\geq 100\text{m}$

保温层：聚氨酯泡沫塑料层（保温层 30mm 厚）

防护层：聚乙烯夹克层，2mm

连接处采用辐射交联热收缩防水帽，防水帽厚度 $\geq 2.0\text{mm}$

单井燃料气、站间燃料气管线采用 2PE 防腐结构。

3.2.6 依托工程

依托工程包括塔河油田四号联合站、塔河绿色环保站。

3.2.6.1 塔河油田四号联合站

四号联合站位于 12 区主干公路以东，由胜利油田勘察设计研究院有限公司设计，胜利油田石油化工建设有限责任公司施工，于 2013 年建成，是中石化西北油田分公司在 2012 年启动的塔里木盆地大会战的三大重点工程之一。四号联合站主要功能：负责四号联周围单井的进站加热、计量和配气；油井及各计转站来液的加热、油气分离、原油脱水、原油稳定（脱硫）、大罐抽气、净化油储存及计量外输、伴生气外输、污水处理等。

原油处理：塔河油田四号联合站设计原油处理规模 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ ，混合液处理规模 $400 \times 10^4 \text{t/a}$ ，污水处理规模 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，四号联合站原油处理采用两级热化学大罐沉降脱水、负压稳定（脱硫）、原油储罐静止沉降放底水生产工艺生产合格原油。

天然气处理系统：四号联天然气处理及加工部分分为六部分，分别为：大罐抽气回收装置、原油负压稳定（脱硫）装置、伴生气及轻油外输装置、仪表风装置、火炬放空装置、混烃处理及销售。

图 3.2-5 四号联合站工艺流程图

图 3.2-6 四号联合站平面布置示意图

四号联采出水处理系统于 2013 年投运。采出水处理系统设计处理规模为 4000m³/d，采用沉降+压力除油+过滤处理工艺，工艺流程为油站来水→除油罐→缓冲罐→提升泵→压力混凝沉降罐→全自动双滤料过滤器→外输缓冲罐→外输泵→12-12 计转泵站附近分水阀组。

主要流程说明：新建四号联合站内油站分离出的含油污水进入 2 座 1000 m³ 一次除油罐初步除油除悬浮物后，出水进入 2 座 200 m³ 污水缓冲罐，出水投加混凝剂、絮凝剂经过提升加压后进入压力混凝沉降罐，在此去除悬浮物及剩余油污，出水投加阻垢剂后进入 3 座φ3.0m 全自动双滤料过滤器，进一步除油除悬浮物，最终确保水质达到回注标准，滤后水投加杀菌剂后进入 2 座 500 m³外输缓冲罐，然后由外输泵提升并投加缓蚀剂和阻垢剂后至 12-12 计转泵站附近分水阀组。

塔河油田四号联合站现有污水处理系统设计规模为日处理 4000m³/d，最大处理能力 4800m³/d。截至 2020 年底，该系统处理规模为 2917m³/d，四号联合站污水处理系统可接纳本项目产生含油污水。

3.2.6.2 西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站

本项目产生的含油污泥、受浸土、废液及生活垃圾，依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站（原为塔河油田一号固废液处理站，以下简称“绿色环保站”）处理。

（1）基本情况

绿色环保站位于塔河油田 S61 井附近，库车市境内，距离东南侧一号联合站约 4km，距离西侧的二号联合站约 15km，离西南侧的三号联合站约 34km，其南侧约 1.8km 处是塔河油田主干道，交通便利。

按处理对象，绿色环保站内主要有污油泥处理、废液处理、生活垃圾处理等 3 个系统。油污泥处理系统，其中受浸土（含油量<5%）入场计量后，依托中石化西南石油工程有限公司巴州分公司、阿克苏塔河环保工程有限公司处理；含油污泥（含油量>5%），自行在绿色环保工作站内处理降低含油后，进一步委托站内塔河环保公司或西南环保公司采取热解析处理处置；废液在站内自行处理；生活垃圾在站内采用填埋处置。

（2）含油污泥处理系统

绿色环保站内油污泥处理系统（主要处理对象为含油量>5%油泥），首期

工程始建于 2011 年，处理规模为 50m³/d，采用热化学清洗油泥分离技术；西北油田分公司于 2012 年、2015 年对含油污泥处置设施进行了扩建，原阿克苏环保局、自治区环保厅分别以阿地环函字〔2012〕297 号、新环函〔2015〕811 号文件批复扩建工程，2016 年扩建后，以新环函〔2016〕2005 号批复通过验收。

目前，绿色环保站运行的含油污泥处置装置有 4 套（5 项分离装置），主要处理流体油污泥（含油量>5%），每套处理能力为 50m³/d，处理设施年运行有效天数约 300 天，日处理量约为 200m³，年处理含油污泥的量为 6 万 m³。2019 年，实际年处理含油污泥量 47870.42t/a（约 35198.8m³，折算比重 1.36），富裕 1.48 万 m³/a。

（3）受浸土处理系统

“受浸土”（主要指含油量<5%的污油泥）主要来自修井作业、管线穿孔和井喷等突然事故等产生的落地油、污染土，其含油量波动很大，其组份比较复杂而不稳定，除含原油、泥沙外，通常还会含有杂草等机杂，主要呈固态状。该部分危险废物，按照危险废物管理流程全过程管理，“受浸土”运至站内后，由“油田工程服务中心”外委中石化西南石油工程有限公司巴州分公司、阿克苏塔河环保工程有限公司处理在站内处理。

本区块产生的“受浸土”均第一时间转运至阿克苏塔河环保工程有限公司（危险废物经营许可证编号：6529230040）或中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（危险废物经营许可证编号：6529230053）接收并进行达标处理。其中，阿克苏塔河环保工程有限公司处理能力为 15 万吨/a，中石化西南石油工程有限公司巴州分公司处置能力为 7 万吨/a。受浸土经处理后达到《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）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路。

（4）废液处理系统

塔河油田绿色环保工作站作业废液处理系统承担者西北油田分公司勘探开发作业生产过程中产生的废水、酸压废液、部分磺化泥浆滤出液等的处理，其中作业酸压废液占 80%。

塔河油田一号固废液处理站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及含油废物等固体废物以及生活垃圾。站场内对各单位产生的一般固废和危险废物进行集中分类存放处置。

主工艺流程为：接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）回注至 TK512 井。

根据资料搜集和现场调查，至目前，废液处置能力为 $65\text{m}^3/\text{h}$ ，实际平均运行行为 $9.2\text{m}^3/\text{h}$ ，富裕 $55.8\text{m}^3/\text{h}$ 。该处理站于 2002 年建成运行，2014 年进行了扩建，扩建后的处理能力达 $30\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。工程于 2015 年 12 月通过环境保护竣工验收（阿地环函字[2015]501 号）。

（5）生活垃圾填埋场

绿色环保站中原有垃圾填埋场已封场。2015 年阿克苏环保局以阿地环函字（2015）445 号文批复塔河油田生活垃圾池建设工程。新建垃圾填埋场位于一号固废液处理站西侧，于 2016 年建成，2020 年企业自主验收。设计总库容 146000m^3 ，日均处理垃圾量 26t，年均处理垃圾量 9490t，一期设计库容 73100m^3 ，截止目前，填埋生活垃圾约 10000m^3 。

3.3 工程分析

本项目所部署的 5 口井钻井工程均已单独评价，纳入本次评价的项目内容主要为采油工程、站场工程、油气集输工程，工艺技术系统包括原油集输以及配套的供水、供电、通讯等工程。

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.1 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，主要包括射孔、酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。在射孔过程中将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。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。

3.3.1.2 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，管线敷设等。

管线施工工艺流程详见图 3.3-2。

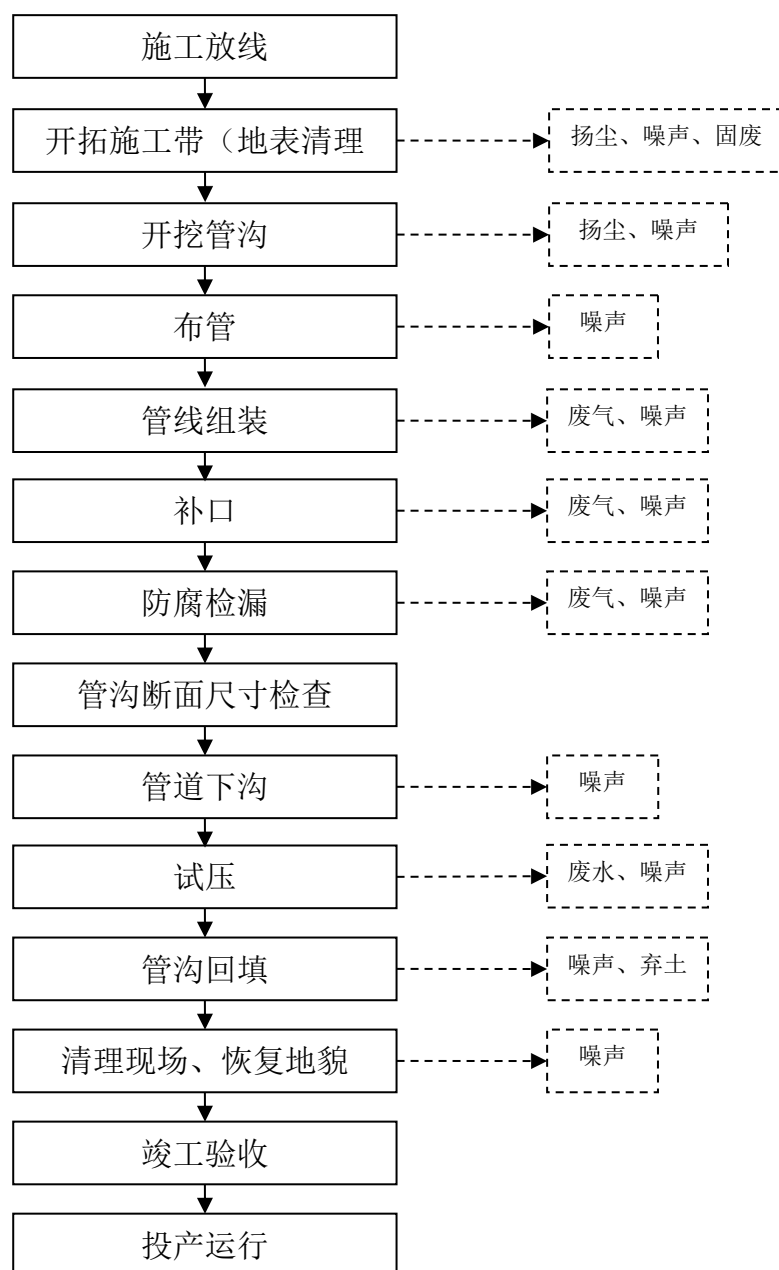


图 3.3-1 管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

（1）施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢矩及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占

用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

（2）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 6m，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

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。

（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。

3.3.1.3 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，塔河 12 区选择采油方式为：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。

3.3.1.4 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河油田四号联合站。单井采出液就近进入已建计转站，通过计转站最终输往联合站进行处理。

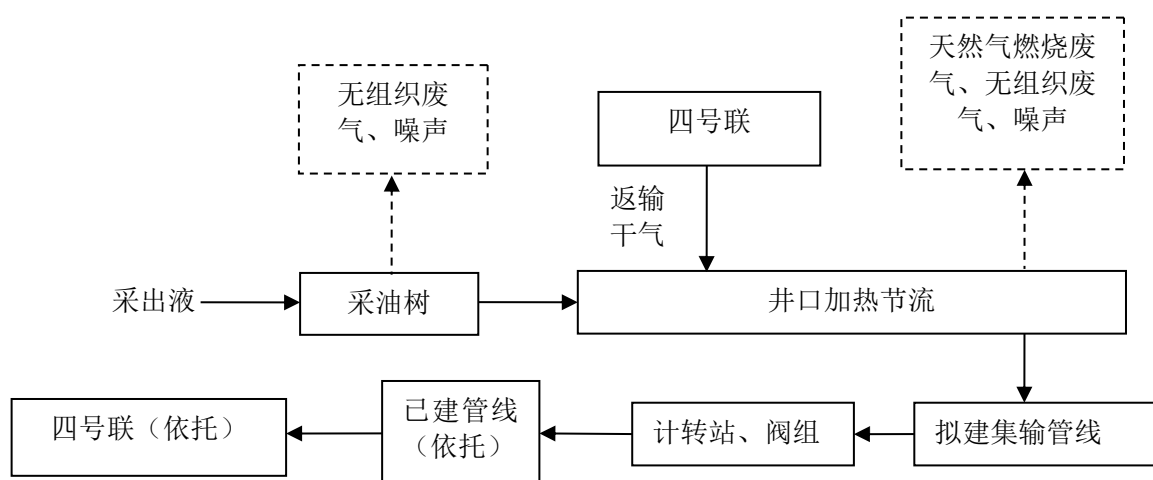


图 3.3-2 运营期工艺流程示意图

3.3.2 环境影响因素分析

本项目建设可分为施工期、运营期、退役期三个阶段。

施工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。

本项目包括地面工程建设、采油、油品集输等施工作业内容，基本属于施工期和运营期的建设活动。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 3.2-1。

表 3.2-1 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、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	-
		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、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。

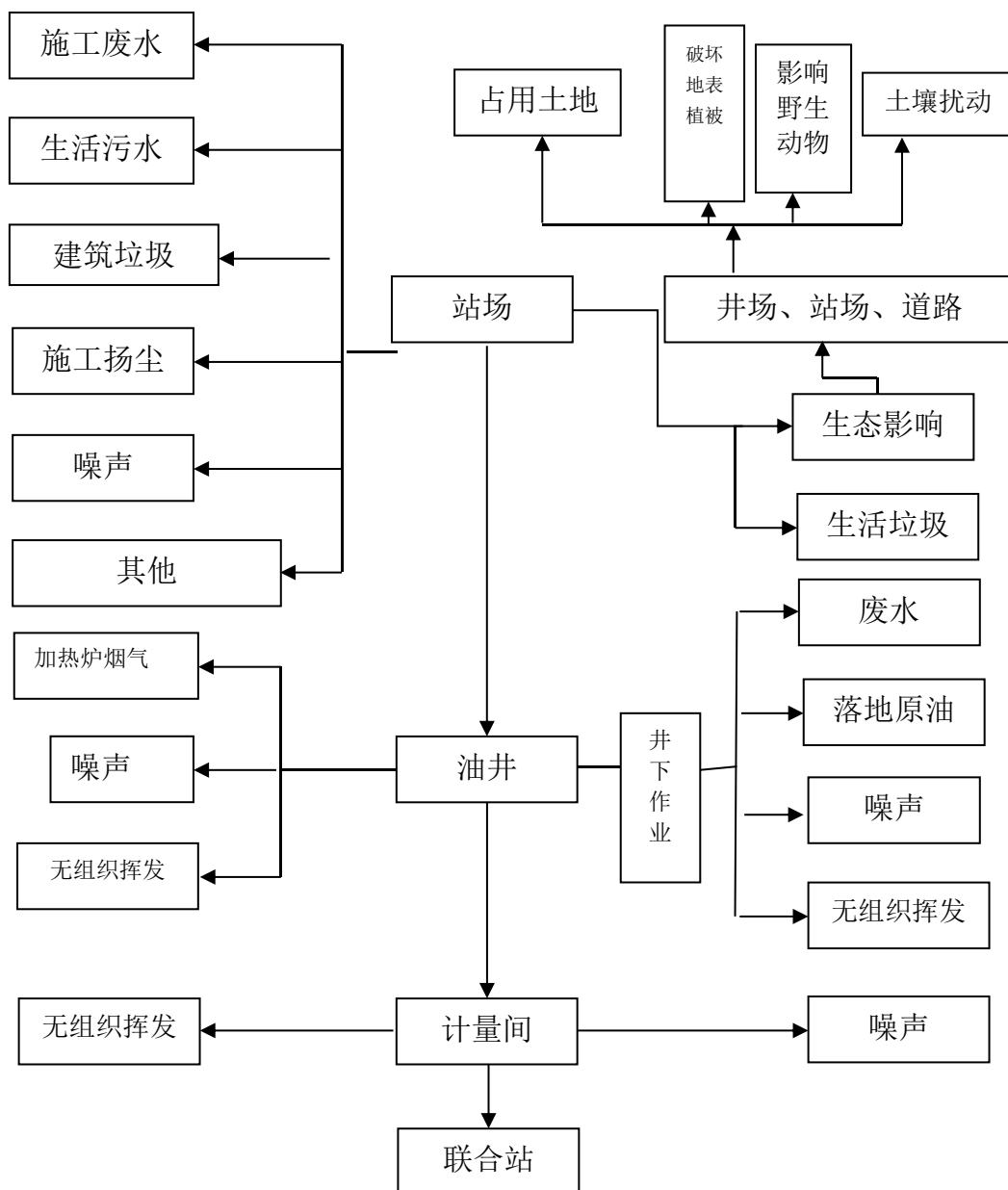


图 3.2-3 油田开发过程污染物排放流程

3.3.3 施工期环境影响因素分析

施工期主要污染来自汽车尾气排放、施工噪声、施工人员生活污水和生活垃圾、设备渗油等，平整场地和堆放设备扰动地表等。

3.3.3.1 生态影响因素

本次项目道路依托井区原有道路，不再新建道路，因此，生态影响主要体现在站场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集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临时占地 8.232hm²，永久占地 3.091hm²，工程占地类型主要为草地、林地，详见表 3.3-2。

表 3.3-2 占地面积统计表

序号	建设项目	面积(hm ²)		备注
		永久占地	临时占地	
1	井场	2.1	0	部署单井井场 5 座，井场规格为 40×50m，根据可研，井场征地范围为 60×70m
2	站场	0.06	0	新建一座阀组站，规格为 30×20m，
3	集油管线	0	6.672	站间管线 3.26km，单井管线 7.86km，合计 11.12km。临时占地宽度 6.0m
4	井场道路	0.9	0	道路长度 5.54km，在原有道路基础上进行改建，根据可研资料，永久征占地面积为 13.5 亩
5	电力线	0.031	1.56	单井部分新建 10kV 架空线路 LGJ-120 线路 3.2km，根据可研资料，征地宽度 4m，永久征占地面积 0.47 亩，临时征占地面积 23.4 亩
合计		3.091	8.232	——

3.3.3.2 施工期污染源分析

(1) 废气污染源

钻井工程均已单独评价，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；二是施工期施工机械及运输车辆尾气。

(2) 废水污染源

施工期依托油田生活基地，不设生活营地。

本项目新部署 5 口单井，单井环评均已批复。

(3) 固体废物污染源

本项目新部署 5 口单井均已单独评价，固废主要为建筑垃圾。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。

(4) 噪声污染源

本项目不涉及钻井期，噪声主要来自施工机械及运输车辆等。

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

本项目油藏采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。采出液在塔河油田四号联合站进行脱水处理。根据开发方案，本项目运行期采出油藏采出水最大为 $1.39 \times 10^4 \text{t/a}$ 。油藏采出废水进入塔河油田四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。根据《未纳入排污许可管理行业试用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（见表 3.2-6），计算井下作

业废水的产生量。

表 3.2-6 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.04	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122.1	回收回注	0

本项目油藏储层为高孔、高渗储层，根据表 3.2-6 计算井下作业废水产生量为 76.04t/井次，化学需氧量产生量为 104525.3g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38.02t、化学需氧量 52262.7g、石油类 8822.5g，则本项目 5 口采油井井下作业工程产生的井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为 190.1t/a、0.26t/a、0.04t/a。井下废水集中收集进入联合站内采出水处理系统，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。

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，基本不含硫），烟囱高度为 8m。根据现场调查，各类加热炉最大用气量情况见表 3.3-8（参照采油二厂加热炉（锅炉）废气排放口管理及监测统计台账），年用气天数按 330d（7920h），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）产排污系数表（燃气工业锅炉），见表 3.3-7。井口加热炉污染物排放情况详见表 3.3-8。

表 3.3-7 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	0.02S ^①	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。燃料中含硫量（S）按 20 毫克/立方米，则 S=20。

表 3.3-8 加热炉耗气量及设置台数一览表

序号	项目	加热炉台数	单台锅炉燃气量（万 m ³ /a）	总燃气量
1	600kw 加热炉	1	56.00	56
2	400kw 加热炉	5	37.33	187
合计		6	/	243

表 3.3-9 加热炉排放的烟气情况一览表

污染物 污染源	燃气量 万 m ³ /a	烟气量 万 m ³ /a	主要污染物排放情况					
			NO _x		SO ₂		烟尘	
			mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a
1*600kw 加热炉	56	763	137.312	1.048	29.356	0.022	17.613	0.134
5*400kw 加热炉	187	2544	137.312	3.493	29.356	0.075	17.613	0.448
合计	243	3307	-	4.541	-	0.097	-	0.582
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 3307 万 m³/a，排放 SO₂ 约 0.097t/a、NO_x 约 4.541t/a、烟尘 0.582t/a，浓度分别为：SO₂：29.4mg/m³，NO_x：137.3mg/m³，烟尘：17.6mg/m³。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/m³，SO₂：50mg/m³，NO_x：200mg/m³。

（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）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，按照本项目原油最大产量计算，此次建产新增烃类挥发总量为 45.63t/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）。根据类比调查，1 口井含油废物产生量约为 0.2t/a，5 口单井含油废物产生量约为 1.0t/a。

对照《国家危险废物名录(2016 年版)》，油泥（砂）危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，本项目产生的油泥（砂）委托塔河油田绿色环保站进行无害化处理。

(2) 生活垃圾

运营期工作人员由塔河油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

3.3.4.4 噪声源

本项目主要噪声源是井场机泵等设备噪声，噪声级为 85~100dB(A)，见表 3.3-7。

表 3.3-7 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

3.3.4.5 合计

本项目运营期三废排放状况见表 3.3-8。

表 3.3-8 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量(t/a)	排放去向
油气集输	加热炉	NO _x	4.541	4.541	经不低于 8m 高的排气筒排放
		SO ₂	0.097	0.097	
		烟尘	0.582	0.582	
	无组织排放	烃类	45.63	45.63	大气
采出水		废水量	1.39×10 ⁴	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	190.1	0	拉运至塔河油田四号联合站，处理后回注油层
		COD	0.26	0	
		石油类	0.04	0	
井场	油泥	-	1.0	0	塔河油田绿色环保站等有资质的单位处置

3.4 清洁生产水平分析

3.4.1 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

依托已建塔河油田四号联合站,采出液串接进入计转站后转输进入四号联合站处理。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,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。

3.4.2 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) 采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

(4) 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,运至塔河油田四号联合站处理。

3.4.3 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。

3.4.4 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) 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。

3.4.5 标准对照

根据《清洁生产技术要求-石油天然气开采业-稠油开采》（HJ/TXX-2002）中的相关标准对本工程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，见表 3.4-1。

表 3.4-1 清洁生产指标对比分析与指标要求

石油天然气开采业——稠油开采清洁生产技术要求内容 清洁生产指标等级	一级	二级	三级	本项目
一、生产工艺与装备要求				
原油集输流程	密闭，并具备轻烃回收设施	密闭	半密闭	二级（密闭）
二、资源能源利用指标				
1.采油耗新鲜水，t/t	≤3.0	≤5.0	≤7.0	一级（1.8）

原油				
2.采油综合能耗, kg 标煤/t 采出液	≤20	≤60	≤130	一级 (6.1)
三、污染物产生指标(末端处理前)				
落地原油, kg/t 原油	≤1.0	≤2.0	≤5.0	一级
四、废物回收利用指标				
采出水回用率, %	≥95	≥70	≥40	一级
五、环境管理要求				
1.生产管理	对能源资源消耗和污染物产生实行严格的定额管理, 考核机制健全	能源资源消耗实行定额管理, 考核机制健全	能源资源消耗实行定额管理	一级
2.环境管理制度	通过建立并运行健全 ISO14001 环境管理体系认证	建立并运行健康、安全和环境 (HSE) 管理体系	环境管理制度完善原始记录统计数据齐全	二级

从表 3.4-1 可以看出, 本项目符合国家清洁生产指标, 其各项工艺技术较先进, 总体水平能够达到国内清洁生产先进水平。

通过以上分析可以看出, 本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性, 还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求, 将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是本项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用, 充分利用了能源和资源, 尽量减少或消除了污染物的产生, 并使废物在生产过程中转化为可用资源, 最大限度的降低了工程对环境造成的污染。清洁生产总体能够达到国内清洁生产先进水平。

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。

本工程油气集输和处理采用密闭集输工艺,储罐装车采用密闭装车工艺,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。

根据本工程开采处理的工艺特点及本工程具体情况,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) 施工期

由于施工期的钻井工程均已单独评价,故不考虑施工期总量控制。

(2) 运营期

① SO_2 、 NO_x

根据废气污染源计算结果,本次评价建议本工程加热炉的总量控制指标为 SO_2 : 0.097t/a, NO_x : 4.541 t/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,本工程油气集输过程中 VOCs(即非甲烷总烃)无组织排放量估算为 45.63t/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。因此，本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。

第二十八条 煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。

本项目位于新疆维吾尔自治区库车市，项目占地主要为灌木林地，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、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，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。项目建设符合《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%；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。

本工程井场采用平台井形式生产，减少占地影响；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。

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、大型水利设施、城镇市政设施等一定范围内，机场、国防设施圈定的地区。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》。

（7）《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》。

（8）《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，又针对本项目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，当事件一时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》。

（11）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》

《新疆维吾尔自治区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。

本项目行政区隶属新疆库车市管辖，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。

（12）《阿克苏生态建设与环境保护规划（2006-2020）》

《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》指出“以石油、化工、纺织等重点行业企业，各类环境风险源、危险废物及危化品为防控重点，完善防护设施、增强处置能力、落实防控制度和加强监管力度，确保避免发生污染事件。”

塔河油田各采油厂及联合站均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《阿克苏生态建设与环境保护规划（2006-2020）》相关要求。

3.8 选线合理性分析

本项目组成包括 5 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、结构、消防等工程。根据现场调查和资料搜集，项目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。项目集油管线选择时已尽量避免穿越植被茂密区域，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，项目集油管线等线性工程路由选择合理。

3.9“三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》（报批稿），本项目区域不在拟定的生态保护红线内。

（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，评价区域环境质量总体满足相应质量标准要求，对环境影响较小，符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少；本项目营运过程中消耗一定量的天然气、电等，均为清洁能源，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《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

塔河油田 12 区位于塔克拉玛干沙漠北缘。塔河油田 12 区所在区域行政区划属阿克苏地区库车市。

库车市地处东经****之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km²。

本项目 AD12-AD22 井区西北距库车市市区约 56km。拟建项目所处位置为塔河油田 12 区，隶属塔河油田采油二厂管辖，具体位于塔河油田四号联合站北部约 2.5km（3 口井）以及南部约 7km（2 口井）。项目区地理位置见图 3.2-1。

4.1.2 地质构造

本项目位于塔里木盆地东北拗陷区阿克库勒凸起南部，阿克库勒凸起位于新疆塔里木盆地沙雅隆起中段南翼，西邻哈拉哈塘凹陷，东靠草湖凹陷，南接满加尔拗陷。

阿克库勒凸起于加里东中—晚期形成凸起雏形，海西早期受区域性挤压抬升形成向西南倾伏的东北向展布的大型鼻凸，在长期的抬升暴露风化剥蚀过程中，使凸起大部分地区普遍缺失志留系—泥盆系及中、上奥陶统。海西晚期运动使凸起再次抬升暴露风化剥蚀，形成了一系列近东西向的褶皱和断裂系统，断块活动特征较为明显，大部分地区仅仅保留石炭系下统（缺失石炭系上统及二叠系），局部地区奥陶系碳酸盐岩暴露，同时造成海西早期运动形成的区域不整合面进一步南倾。这种构造面貌一直持续演化至印支—燕山期。印支—燕山期主压应力为 NE—SW 方向，持续性的稳定挤压，形成盐边三叠、侏罗系中的 NEE 向右行扭动张性断裂组合，同时导致工区东南侧下石炭统盐体的大规模塑性流动形成三叠、侏罗系盐边低幅度背斜构造带。

4.1.3 地形地貌

库车市地形北高南低，自西北向东南倾斜，最高海拔高程为 4550m，最低海拔高程 922m。可概括划分为北部天山山地，冲积扇形砾石戈壁地和南部冲积平原。南部冲积平原，海拔在 930~1225m 之间，地形平坦。

本项目位于天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，该区域为天山山前洪积倾斜戈壁平原与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，自西向东为渭干河冲积洪积平原，库车河洪积平原和东部的洪积扇群带，地势较为平坦，为局部丘地和波状沙丘，海拔高度 900m-1000m。

本项目位于冲积平原，地表沉积物以粉细沙为主，地势平坦，海拔高度在 940m 左右。

4.1.4 水文地质

项目开发区域 5.0km 范围内无地表水体。区域水位地质区块如下：

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

从昆仑山山前至油田区，基底地质构造由两个坳陷和两个隆起组成，直接影响地下水储水介质-第四系松散物质的补偿性沉积厚度和地下水赋存条件。地下水总体自南向北流向，水文地质条件呈现有规律的地带型变化。

区域地下水在北部砾质平原接受大气降水、河渠水的渗漏补给，沿地层倾斜方向向南东运动，径流进入细土平原。根据区内地形、地貌、地质特征分析，自天山山前至塔里木河，含水层颗粒由卵石、圆砾渐变为粉细砂，由单层渐变为多层。粘性土从无到有渐增为多层，从而形成垂向上多层含水层和隔水层交互出现的综合含水组，即形成上部为潜水、下部为承压水的含水层组。下部承压水头随深度增加而增大，致使地下水在水平运动的同时不断向上运动，顶托补给上部潜水，最终以地面蒸发和植物蒸腾的形式(隐蔽蒸发)排泄。下部承压水水质相对优良，。上部潜水在砾质平原由于埋藏深，处于补给径流区，水质优良，至细土平原，由于埋藏浅，垂直蒸发强烈，造成潜水强烈浓缩，水质大多恶劣，不能饮用，其含盐量甚至可达 50g/l 以上，以 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型水为主，不适于人类和牲畜饮用。

4.1.5 气候、气象

项目所在地库车市地处暖温带，油田所处地区气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差均较大，属暖温带大陆性干旱气候。库车市平原区域南北地形地貌不同，地势高差较大，形成了明显的区域性气候差异。其基本特征是：北部山区气候湿润，气温凉爽，光照充足，降水量大，蒸发量小。南部平原气候干燥，气温炎热，光照充足，热量丰富，降水稀少，蒸发强烈，风沙活动频繁。根据库车市气象站近 30 年的气候资料统计，结果见表 4.1-1。

表 4.1-1 评价区域气象资料

气象要素	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	年 均值
气压 (hPa)	901.7	898.5	895.4	892.9	891.1	888.1	886.7	888.9	893.9	898.8	902.2	903.3	893.3
气温 (°C)	-7.1	-1.4	6.9	15.2	20.3	23.5	25.3	24.2	19.4	11.5	2.8	-5	11.4
空气湿度 (%)	64	52	40	31	34	39	41	43	45	48	55	66	47
风速 (m/s)	1.4	1.8	2.2	2.6	2.5	2.5	2.5	2.2	2.0	1.7	1.4	1.2	2.0
降水 (mm)	1.8	2.9	3.4	2.7	8.7	18.1	12.9	11.6	7.0	3.2	1.1	1.2	74.5
最大风速 (m/s) / 风向	7.7 E	10.5 ENE	20.0 NNW	20.0 NNW	27.0 NNW	18.0 WSW	18.0 WNW	15.0 NNW	18.0 NW	16.3 N	17.5 NNW	9.0 N	27.0 NNW
最多风向风频 (%)	N 19	N 21	N 15	N 15	N 16	N 14	N 14	N 16	N 18	N 19	N 14	N 13	N 16
蒸发量 (mm)	25.0	53.8	149.9	264.2	337.0	359.0	370.4	319.5	229.2	143.7	61.9	24.0	2337.6

(1) 日照与气温：每年日照时间 2947h，日照百分率 67%，7 月份最长，日平均 9.1h，12 月份最短，日平均 6.1h。年平均气温 11.4°C，年极端最高气温 41.5°C，极端最低气温 -27.4°C，平均日较差 11.9°C。

(2) 降水与蒸发：年平均降水量 74.5mm，多集中每年 6-8 月份(夏季)。小时最大降水量 30.3mm(1960 年 6 月 4 日)，年最小降水量为 33.6mm，最长无水期 153 天。年平均蒸发量可达 2337.6mm。

(3) 地温与冻土：地表下深度 40cm 的地温变化与气温变化同步，大于 40cm 时，随着深度的增加，温度的滞后性越大，高低温均滞后于气温。地表极端最高地温为 69°C，极端最低地温 -33°C。

(4) 湿度：年平均相对湿度 47%，12 月份相对湿度 66%，3-10 月份相对湿度 50% 以下。

(5) 风速风向：年平均大风日（瞬间风速 $\geq 17\text{m/s}$ ）18 天，多出现在 4-6 月，

占全年大风日 85%，并时常伴有沙暴，风后浮尘有时持续数日，平均风力 9-10 级，历史瞬间最大风速 40m/s。历年最多风向为 N（北风），频率 16%，其中静风为 14%，SW（西南风）和 NNW（北北西风）各为 9%，E（东风）为 7%，年平均风速为 2.0m/s。

4.2 生态环境现状调查与评价

本项目所在的 12 区位于塔里木河冲积平原，地表沉积物以粉细沙为主，地形北高南低，海拔高度在 940m 左右，其上分布有稀疏的灌丛。本项目生态评价范围属于典型荒漠生态系统。

4.2.1 生态功能区划

本项目位于塔里木河北岸，所在区域行政区划隶属阿克苏地区库车市，项目内容分布在中石化塔河油田矿权内。根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区，塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。塔里木河流域的乔灌草及胡杨林植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。生态功能区划见图 4.2-1。

表 4.2-1 项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1）
	生态功能区	塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）
主要生态服务功能		沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产
主要生态环境问题		河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
生态敏感因子敏感程度		生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻
主要保护措施		退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻
适宜发展方向		加大保护力度，建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区

图 4.2-1 生态功能区划图

4.2.2 生态单元划分

本项目部署 5 口井，新建站间及单井管线 11.2km，新建阀组站 1 座，扩建计转站 2 座，修复单井道路 5.54km，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 4.2-2。

表 4.2-2 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	5 口	低覆盖度草地	怪柳群系，建群种为怪柳，伴生有盐穗木。植被盖度约为 15~20%。	漠境盐土
站场	新建 1 座，扩建 2 座	低覆盖度草地	与井场植被特征相同	漠境盐土
井场道路	5.54km	低覆盖度草地	与井场植被特征相同	漠境盐土
站间集输集输管线	11.2km	灌木林地、低覆盖度草地、沙地	与井场植被特征相同	漠境盐土

4.2.3 生态系统结构和特征

项目区位于天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，该区域为天山山前洪积倾斜戈壁平原与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，地势较为平坦，海拔高度 900~1000m。

项目区属暖温带大陆性干旱气候，该区域气候干燥，降水稀少。夏季炎热；冬季干冷；春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气；秋季降温迅速。年温差和日温较差大。光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。全年盛行东北风，其次为北风，年均风速 2.57m/s，风沙、沙尘暴天气较多，平均为 13 天/年。项目区内土壤类型主要为漠境盐土，自然植被主要是怪柳群系和盐穗木群系。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以荒漠生态系统为主。项目区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。因此在项目开发过程中的保护重点为塔河油田项目区施工区及外部道路沿线地表植被及野生动物。

4.2.4 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。本项目土地利用类型为低覆盖度草地、灌木林地、沙地，项目区域土地利用现状见图 4.2-2。

图 4.2-2 项目区域土地利用现状图

4.2.5 土壤环境现状调查与评价

4.2.5.1 土壤类型及分布

根据现场调查及全疆土壤类型图，本项目土壤类型均为漠境盐土，项目区域土壤类型分布见图 4.2-3。

图 4.2-3 项目区域土壤类型分布图

漠境盐土，是漠境地区由于气候干旱，淋洗微弱而形成的积盐土壤。其特点是盐分在剖面不同深度累积，漠境盐土亚类主要分布于洪积扇前部，是山洪将含盐风化物 and 地层中的盐分与洪积物一起带至洪积扇上沉积，随物质沉积与水分蒸发，而使土壤表层与心土层盐分累积而形成盐土。漠境盐土分布地区气候异常干旱，少雨多风蒸发强烈。山地母岩和成土母质含有大量的可溶性盐，并有几乎纯质的盐分结晶，这些盐类，无法被雨水淋洗，往往溶解于天山雪水或山洪中，使流经盐岩的径河和河水矿化度增高，径流流至平原地区，流速减缓，受强烈干燥气候蒸发的影响，大量盐分富积地表。但也有部分径流补充入地下水，因而在高矿化度地下水的影响下，土壤大量积盐，全剖面可见白色的盐结晶，往往形成盐壳，盐盘或盐晶簇。漠境盐土的盐分组成比较复杂，既有以中性盐为主形成的氯化物、硫酸盐氯化物、氯化物硫酸盐、硫酸盐盐土；也有受当地植被影响而形成的硝酸盐盐土。漠境盐土除含大量的可溶性盐外，还含有大量的碱土金属碳酸盐和石膏。漠境盐土由于所处干旱的环境，加之本身含有大量的盐分，因此大面积的开垦农用存在极大困难，应尽可能保持现有植被，骆驼刺等盐生植物，作为放牧用地，但也应加强管理。

4.2.5.2 土壤环境质量现状监测与评价

本次在项目占地范围内布设 3 个柱状样点（S2、S3、S4 点），1 个表层样点（S1 点），在占地范围外，评价范围内布设 2 个表层样点（S5、S6 点），对项目区土壤环境质量现状进行监测。土壤监测采样日期为 2021 年 3 月 4 日，监

测单位为新疆新环监测检测研究院(有限公司)。

(1) 监测点位

占地范围内：3 个柱状样（S2~S4），1 个表层样（S1）；

占地范围外：边界外 200m 范围内共 2 个表层样（S5~S6）。

监测点位信息详见表 4.2-3，监测点位见图 4.2-4。

图 4.2-4 监测点位示意图

表 4.2-3 土壤监测点位信息

监测项目		监测点位			监测时间	监测频率/要求	监测因子
土壤	占地范围内	1	S1：TH123133X 井场	1 个监测点	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	①基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子； ②特征因子：石油烃
		2	S2：井场占地范围内任选一点，GPS 定点截图	3 个监测点	监测 1 次	柱状样： 0-0.5m、 0.5-1.5m、 1.5-3m 分别取样	特征因子：石油烃
		3	S3：井场占地范围内任选一点，GPS 定点截图				
		4	S4：井场占地范围内任选一点，GPS 定点截图				
	占地范围外	1	S5：12-11 计量站外选一点，GPS 定点截图	2 个监测点	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	特征因子：石油烃
		2	S6：12-12 计转站外选一点，GPS 定点截图				

(2) 监测因子

占地范围内表层样测《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 的 45 项、特征因子石油烃。

其余监测点：只测特征因子石油烃。

(3) 评价标准

执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地筛选值要求。

(4) 评价方法

采用标准指数法:

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

式中: C_i —— i 污染物的监测值;

S_i —— i 污染物的评价标准值;

P_i —— i 污染物的污染指数

(5) 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.2-4、4.2-5。

表 4.2-4 S1 监测点监测结果统计表

序号	检测项目	单位	第二类用地筛选值	S1监测点(0-20cm)	标准指数(P_i)	达标情况
1	砷	mg/kg	60			达标
2	镉	mg/kg	65			达标
3	六价铬	mg/kg	5.7			达标
4	铜	mg/kg	18000			达标
5	铅	mg/kg	800			达标
6	汞	mg/kg	38			达标
7	镍	mg/kg	900			达标
8	石油烃	mg/kg	4500			达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8			达标
10	三氯甲烷(氯仿)	mg/kg	0.9			达标
11	氯甲烷	mg/kg	37			达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9			达标
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5			达标
14	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66			达标
15	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596			达标
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54			达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616			达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5			达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10			达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8			达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53			达标

塔河油田 12 区 AD12-AD22 井区奥陶系油藏 2020 年第二期产能项目

序号	检测项目	单位	第二类用地筛选值	S1监测点 (0-20cm)	标准指数 (Pi)	达标情况
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840			达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8			达标
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8			达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5			达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43			达标
27	苯	mg/kg	4			达标
28	氯苯	mg/kg	270			达标
29	1,2-二氯苯	mg/kg	560			达标
30	1,4-二氯苯	mg/kg	20			达标
31	乙苯	mg/kg	28			达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290			达标
33	甲苯	mg/kg	1200			达标
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570			达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640			达标
36	硝基苯	mg/kg	76			达标
37	苯胺	mg/kg	260			达标
38	2-氯酚	mg/kg	2256			达标
39	苯并[a]蒽	mg/kg	15			达标
40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5			达标
41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15			达标
42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151			达标
43	蒽	mg/kg	1293			达标
44	二苯并[a, h]蒽	mg/kg	1.5			达标
45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15			达标
46	萘	mg/kg	70			达标

表 4.2-5 其他监测点石油烃监测结果统计表 单位: mg/kg

占地范围内		监测层位	标准限值	监测结果 (mg/kg)	标准指数	评价结果
柱状样监测点位						
S2	T2-1-1	0~0.5m	4500			达标
	T2-1-2	0.5~1.5m				达标
	T2-1-3	1.5~3.0m				达标
S3	T3-1-1	0~0.5m				达标
	T3-1-2	0.5~1.5m				达标
	T3-1-3	1.5~3.0m				达标
S4	T4-1-1	0~0.5m				达标
	T4-1-2	0.5~1.5m				达标

	T4-1-3	1.5~3.0m				达标
	占地范围外	监测层位				评价结果
	表层样监测点位					
	S5	0~0.2m				达标
	S6	0~0.2m				达标

由上表可知：项目区内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。

4.2.6 植被现状调查与评价

4.2.6.1 区域植被区系

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准，拟建项目所在的植被区划属新疆荒漠区。具体内容见表 4.2-6。

表 4.2-6 评价区植被地理区划

植被区	植被亚区	植被省	植被亚省	植被州
（二）新疆荒漠区（亚非荒漠区的一部分）	B.东疆-南疆荒漠亚区（亚中荒漠亚区的一部分）	VII.塔里木荒漠省	b.塔克拉玛干荒漠亚省	15.阿克苏-库尔勒洲

按中国植被自然地理区划，项目区属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。区域内生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区域植被组成较为简单，类型较单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型，主要为刚毛柽柳群系、花花柴群系、盐穗木群系和骆驼刺群系。

项目区及其周边的自然植被主要有 2 种植被类型，即荒漠植被和灌丛植被；1 个群系，即多枝柽柳群系。具体内容见表 4.2-7。

表 4.2-7 评价区植被类型

植被型	植被亚型	群系纲	群系	群丛组
灌丛植被	落叶阔叶灌丛	杜加依灌丛	多枝柽柳群系	—

多枝柽柳群系分布于塔里木盆地河漫滩，是向盐化草甸过渡的类型。群落中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2-3m，盖度 30%-50%。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木，盖度 10%左右。其生长的土壤为漠境盐土。

4.2.6.2 评价区植被类型

项目区位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。根据现场勘察和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（假木贼）等。自然植被以柽柳灌丛为主。工程评价区域内占优势的植被为多枝柽柳、盐穗木，项目区植被类型及分布见图 4.2-5。

图 4.2-5 项目区植被类型分布图

（1）主要植被种类及分布

根据实地调查结果统计，项目区主要物种及分布环境见表 4.2-8。

表 4.2-8 评价区常见高等植物种类及分布环境

科 名	中 文 名	学 名	分 布
麻黄科	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>	-
藜科	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>	+
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	++
藜科	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium Schrenkianum</i>	+
	假木贼	<i>Anabasis spp.</i>	+
豆科	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>	++
	胀果甘草	<i>G.indlata Batal</i>	++
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>	++
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganum barmlat</i>	++
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	+
柽柳科	多枝柽柳	<i>Tamarix ranosissima</i>	++
	刚毛柽柳	<i>Thispida</i>	++
	琵琶柴	<i>Reaumuria soongonica</i>	+
茄科	黑刺	<i>Lycium rutheulcum</i>	+
菊科	盐生鸦葱	<i>Scorzonera Salsula</i>	+
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium boratalense</i>	+
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>	++
禾本科	芦苇	<i>Phragmites communis</i>	++
	赖草	<i>Aneurolepidium seealinud</i>	++

注：++为多见；+为少见。

（2）保护植物

根据《国家重点保护野生植物名录（第一批和第二批）》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》，评价区有自治区I级保护植物膜果麻

黄、胀果甘草、肉苁蓉，也是国家Ⅱ级保护植物。

(3) 植被分布特征

按照建群种植物的生活型和群落生态外貌，油田区域植被类型为自然植被。

自然植被主要是多枝怪柳群系和盐穗木群系。

多枝怪柳群系多分布在 12 区中部及东部，土壤类型为盐土，群系内植被株高一般为 1.2m，分布不均匀。其建群种为多枝怪柳，伴生有盐穗木、盐节木、疏叶骆驼刺、花花柴。

盐穗木群系分布在 12 区西北、西南角及东部边缘，土壤为盐土、草甸土和潮土。以盐穗木等灌木为主，伴生怪柳、芦苇、疏叶骆驼刺、花花柴等。

(4) 植物多样性调查

现场调查时分别在拟建项目区的北、中、南部的盐穗木、多枝怪柳等群系进行了样方调查，样方的大小为 10×10m²，共计 6 个样方，现场调查植被样方见表 4.2-9。

表 4.2-9 样地调查

样方数	位置	植物种	数量 (棵/	覆盖度 (%)	平均高度(cm)	平均冠幅(cm)	样方面积 (m ²)
2	12-11 计量站 东南方 向 1km	多枝怪柳					
		花花柴					
		疏叶骆驼刺					
2	四号联 合站东 北方向 1km	盐穗木					
		假木贼					
		多枝怪柳					
		花花柴					
2	12-12 计量站 周围	花花柴					
		多枝怪柳					
		盐穗木					
		疏叶骆驼刺					

根据现场调查的自然植被样方，可以总结出油田开发区内植物分布具有以下特征：

根据现场调查和查阅相关资料，项目区块出现种类较多的是荒漠植被，对油田开发区内的生物多样性贡献较大。盐穗木群系为油田开发区的主要植物类型，优势种为盐穗木，伴生花花柴、多枝怪柳、疏叶骆驼刺等。

4.2.7 重点公益林现状调查

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林；自然保护区的森林和国防林等。

本项目所在区域公益林林种为防风固沙林。根据《阿克苏地区重点公益林区划界定成果报告》，本项目占用阿克苏地区库车市重点公益林林班号为 8 林班，属于防风固沙林，为地方公益林，公益林与本项目位置关系见图 4.2-6。

图 4.2-6 本项目与公益林位置关系图

4.2.8 野生动物现状调查

（1）野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，拟建油田开发所在区域的动物区系属于古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。

（2）野生动物栖息生境类型

项目区域地处塔里木盆地，位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。通过对项目区内动物的实地调查和有关资料的查询，该区域主要栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

（3）野生动物种类及分布

根据现场实地调查，目前油田可发区及其邻近区域内的野生动物数量不多，以荒漠动物为主。项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 17 种，其中两栖类 1 种、爬行类 3 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-6。

表 4.2-6 项目区域主要脊椎动物名录

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
两栖类				
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	/	±

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
爬行类				
2	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	/	+
4	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	/	±
鸟类				
5	雉鸡	<i>Phasianus colchicus</i>	R	±
6	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
7	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+
8	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
9	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	R	+
10	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	B	++
11	寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	+
12	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	++
13	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	++
14	棕尾伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	B	++
兽类				
15	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	/	+
16	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	/	±
17	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	/	±

注：（1）R—留鸟；B—繁殖鸟。

（2）±—偶见种；+—常见种；++—多见种。

其中以鸟类为主，占有所有动物的 63.16%。据统计，该区域有国家二级重点保护动物 1 种，即塔里木兔；雉鸡为自治区级二级重点保护动物；塔里木兔为我国特有种。

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，已难以再见到大中型野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

（4）重点保护动物习性

塔里木兔：分布在新疆南部塔里木盆地，为国家二级保护动物。塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长 35~43cm，尾长 5~10cm，体重不到 2kg。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达 10cm，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以

灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2~5 只。塔里木兔对农作物有一定危害，近几年数量明显减少。

4.2.9 生态环境现状小结

本项目地处天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘。根据现场和资料收集，项目区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，主要生态敏感目标为项目区内的动植物。项目区域主要以荒漠生态系统为主，处于塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区，区域内植被以盐生灌丛植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土壤属于碱性土壤，土壤未受到油田开发的污染。区域土壤现状质量一般。评价区内植被种类单一，郁闭度小，分布不均匀，生物量低，植被多样性单一，种群集群分布，生态系统脆弱，植被群落稳定性差。根据现场和资料收集，项目区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，主要生态敏感目标为库车市一般公益林。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本项目地处阿克苏地区库车市，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，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定。

目前，阿克苏市国控点空气质量水平数据作为国家判定阿克苏地区整体空气指标达标与否的依据。本次评价采用阿克苏市 2019 年的监测数据，作为环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价结果一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m ³	μg/m ³		
SO ₂	年平均	8	60	13	达标
NO ₂	年平均	31	40	78	达标
CO	第 95 百分位数日平均	0.9mg/m ³	4mg/m ³	23	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	91	160	57	达标

PM ₁₀	年平均	165	70	236	超标
PM _{2.5}	年平均	54	35	154	超标

项目所在区域 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM_{2.5}、PM₁₀ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。故本项目所在的阿克苏地区为环境空气质量不达标区。

4.3.2 特征因子补充监测

（1）监测点位

本次环评引用新疆中测测试有限责任公司于 2020 年 10 月 26 日-11 月 1 日在《塔河油田 12 区 AD12-AD22 井区奥陶系油藏 2020 年产能建设项目》中的环境空气现状数据。

监测点位基本信息见表 4.3-2 和图 4.2-4。

表 4.3-2 补充监测点位基本信息 单位：mg/m³

监测点名称	监测点坐标/m		监测因子	监测时段	相对本工程方位	相对本工程距离/km
	X	Y				
大气监测点	****	****	硫化氢、非甲烷总烃	连续 7 天，小时平均值	AD13 井区与 AD15 井区之间	距离 AD13 井区约 3.8km、距离 AD15 井区约 3.6km

（2）监测因子

监测项目：硫化氢、非甲烷总烃。

（3）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³，硫化氢执行《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（0.01mg/m³）的浓度限值要求。

（4）监测结果统计

硫化氢、非甲烷总烃监测结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 硫化氢、非甲烷总烃监测结果统计一览表 单位：mg/m³

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
大气	硫化氢	一次质量浓度					达标

监测点	非甲烷总烃	一次质量浓度					达标
-----	-------	--------	--	--	--	--	----

从上表可以看出，本项目非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，硫化氢满足《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（ $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ ）的浓度限值要求。

4.4 声环境现状

声环境现状委托新疆新环监测检测研究院(有限公司)进行现场监测。

4.4.1 监测点布设

共 4 个噪声监测点位，分别为：12-11 计量站、12-12 计量站、TH12295X 井场四周厂界外 1m 以及拟建 TH123133X 阀组站背景值。监测点位见图 4.2-4。

4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2021 年 3 月 1 日~3 日，连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。

4.4.3 监测方法

本次噪声测量采用 AWA5688 多功能声级计，按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 L_{eq} 作为评价量。

4.4.4 评价标准

评价区声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

4.4.5 评价方法

评价方法采用直接对标法

4.4.6 监测结果

监测结果统计见表 4.4-1。

表 4.4-1 声环境现状监测统计结果一览表

监测点	监测时间	昼间			夜间		
		实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
12-11 计量站南侧	2021.3.1~3.3		60	达标		50	达标
12-11 计量站东侧				达标			达标
12-11 计量站北侧				达标			达标
12-11 计量站西侧				达标			达标
12-12 计量站西侧				达标			达标
12-12 计量站南侧				达标			达标
12-12 计量站东侧				达标			达标
12-12 计量站北侧				达标			达标
TH12295X 井场北侧				达标			达标
TH12295X 井场西侧				达标			达标
TH12295X 井场南侧				达标			达标
TH12295X 井场东侧				达标			达标
拟建 TH123133X 阀组站				达标			达标

从表 4.4-1 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。

4.5 水环境现状调查与评价

本项目周边的地表水体主要为库车河岔流萨依艾肯河，为季节性河流，在本次调查期间无水，加之本项目生产用水及排水与地表水无任何水力联系，因此，本评价不进行地表水环境质量现状评价，仅对地下水水质现状进行评价。

4.5.1 水环境现状调查

4.5.1.1 调查方法

项目区地处荒漠，经过现场核实，项目区周边人工开采水井分布数量极少，根据导则要求，从实际出发，本次评价引用塔河油田 12 区范围内的地下水监控井数据，监测对象为潜水和承压水。

4.6.1.2 监测点位

本次地下水环境质量现状调查与评价，主要采用收集资料法。根据本项目分布情况，引用以下监测点进行评价，其中共涉及 5 个潜水监测点，2 个承压水监

测点。具体监测点设置情况见表 4.5-1、图 4.2-4。

表 4.5-1 地下水监测点设置情况一览表

序号	点位	监测对象	功能	监测时间	监测单位
1	T01	潜水	油田的地下水例行监测井	2021年2月	新疆新环监测检测研究院（有限公司）
2	T03	潜水		2021年2月	
3	T04	潜水		2021年2月	
4	T02	潜水		2020年5月	巴州凯米克检测服务有限公司
5	T06	潜水		2020年5月	
6	12-12计转站南侧机井	承压水	农田灌溉	2020年11月	新疆新能源(集团)环境检测有限公司
7	水9井	承压水	油田供水井	2021年2月	新疆新环监测检测研究院（有限公司） 新疆中测测试有限责任公司

4.5.1.3 监测项目及分析方法

监测项目包括水位、pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、氟化物、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 等。

4.5.1.4 监测结果

监测结果见表 4.5-1。

4.5.2 水环境质量现状评价

4.5.2.1 评价标准与评价方法

（1）评价标准

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

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 pH 值)，其标准指数计算公式：

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

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

式中： P_{pH} — pH 的标准指数，无量纲；

pH — pH 监测值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

4.5.2.2 评价结果

项目区地下水监测及评价结果详见表 4.5-2。

由表可以看出，本项目所在区域内潜水由于径流缓慢，蒸发排泄强烈，水质较差，各潜水监测点中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物、铁、锰等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，超标主要是受半干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

2 个承压水监测点水质良好，各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

表 4.5-2 地下水水质监测结果 (1)

检测项目	单位	监测及评价结果						标准限值（Ⅲ类）
		塔河油田 T04 监测井		塔河油田 T03 监测井		塔河油田 T01 监测井		
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
pH 值	无量纲							
总硬度	mg/L							
石油类	mg/L							
溶解性总固体	mg/L							
碳酸盐	mmol/L							
重碳酸盐	mmol/L							
硫酸盐	mg/L							
氯化物	mg/L							
铁	mg/L							
锰	mg/L							
挥发酚	mg/L							
高锰酸盐指数	mg/L							
氨氮	mg/L							
总大肠菌群	MPN/L							
细菌总数	CFU/mL							
亚硝酸盐氮	mg/L							
氰化物	mg/L							
硝酸盐（以氮计）	mg/L							
氟化物	mg/L							
汞	mg/L							
砷	mg/L							
镉	mg/L							

检测项目	单位	监测及评价结果						标准限值（III类）
		塔河油田 T04 监测井		塔河油田 T03 监测井		塔河油田 T01 监测井		
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
六价铬	mg/L							
铅	mg/L							
钾	mg/L							
钙	mg/L							
钠	mg/L							
镁	mg/L							

表 4.5-3 地下水水质监测结果（2）

检测项目	单位	标准限值	塔河油田 T02 监测井		塔河油田 TT06 监测井	
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
pH	/					
六价铬	mg/L					
溶解性总固体	mg/L					
氨氮	mg/L					
氯离子	mg/L					
硫酸根	mg/L					
硝酸盐氮	mg/L					
亚硝酸盐氮	mg/L					
氟化物	mg/L					
石油类	mg/L					
总大肠菌群	MPN/L					
Na	mg/L					
As	μg/L					

检测项目	单位	标准限值	塔河油田 T02 监测井		塔河油田 TT06 监测井	
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
Fe	mg/L					
Hg	μg/L					
Mn	mg/L					
氰化物	mg/L					
总硬度	mg/L					
挥发酚	mg/L					
阴离子表面活性剂	mg/L					
色度	度					
肉眼可见物	/					
嗅和味	/					
浑浊度	度					
高锰酸盐指数	mg/L					

表 4.5-4 地下水水质监测结果 (3)

检测项目	单位	监测及评价结果				标准限值（Ⅲ类）
		水 9 井		12-12 计转站南侧机井		
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	
pH	无量纲					
色度	度					
浑浊度	NTU					
臭和味	/					
肉眼可见物	/					
总硬度	mg/L					
溶解性总固体	mg/L					

检测项目	单位	监测及评价结果				标准限值（Ⅲ类）
		水 9 井		12-12 计转站南侧机井		
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	
耗氧量	mg/L					
氯化物	mg/L					
总大肠菌群	MPN/100mL					
细菌总数	CFU/ML					
硝酸盐氮	mg/L					
挥发酚	mg/L					
阴离子表面活性剂	mg/L					
硫酸盐	mg/L					
氟化物	mg/L					
氰化物	mg/L					
六价铬	mg/L					
汞	mg/L					
砷	mg/L					
硒	mg/L					
铜	mg/L					
锌	mg/L					
铅	mg/L					
镉	mg/L					
铁	mg/L					
锰	mg/L					
石油类	mg/L					

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	施工期(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 5 口,新建站间管线 3.26km,新建单井管线 7.86km,占地类型主要为灌木林、草地。

本项目永久占地 3.1hm²、临时占地 8.2hm²。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。

由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油田所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层盐壳层具有很强的防风沙的生态功能，其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于施工运输车辆及施工人员的活动，可使地表盐壳层受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

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 对土壤环境的影响

本项目对土壤环境的影响主要表现在管线施工对土壤环境的影响。

本项目管线施工作业带宽 6m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

5.1.2.3 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。

塔河油田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

（1）占地影响

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，

施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。

永久占地和临时占地主要影响工程分布区的灌木林地、草地。在站场和道路一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

本项目共占地 11.3hm^2 ，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有 3.1hm^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 8.2hm^2 土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

（2）生物量损失

本项目永久占地面积 3.1hm^2 ，以井场占地为主。以每公顷生物量 750kg 计算，生物量损失约为 2.33t 。

本项目临时占地面积 8.2hm^2 ，以井场、管线施工临时占地为主。以每公顷生物量 750kg 计算，生物量损失约为 6.15t 。

（3）管线修建对植被的影响

本项目新建管线合计 11.12km 。管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

（4）石油类污染对植被的影响

在油田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是落地油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接的受到影响，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 $0\sim 20\text{cm}$ 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右， 50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

（5）人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开

发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少,使项目区域内局部地带沙漠化的可能性增加,从而形成次生沙漠化。

(6) 大气污染物的影响

油田开发初期,大气污染物主要是来自钻机和发电机作用柴油联动机组产生的废气,废气中主要含有 TSP、NO₂、SO₂、CO 等有害成分,而在生产运营期产生的大气污染物主要有无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为 NO₂、SO₂ 及施工期的空气扬尘。

SO₂ 可通过叶片气孔进入植物体,形成亚硫酸离子,当它超过植物自净能力时,将会破坏叶肉组织,使叶片水分减少失绿,严重时细胞发生质壁分离,叶片逐渐枯萎,植物慢慢死亡。

NO_x 对植物的伤害表现在叶肉组织内部的细胞上。植物通过气孔吸收了大气中的氮氧化物,随后污染物由气态变为液态,改变了细胞及其周围的 pH 值,引起细胞结构变化,光合作用降低,植物的生长活性受到影响。

在油田开发建设中的扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔,导致气体交换减少,叶片温度升高,光合作用下降,叶片黄化萎缩。

大气污染物对植物的损害程度还决定于其环境内风、光、温度、土壤和地形特点,油田区夏季白天气温高,气孔易打开,容易吸收有毒物质,因而污染物夏季对植被的危害比冬季大,白天的污染造成的后果比夜间严重。总体来说,多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散,工程中污染源比较分散,因此在正常情况下污染物浓度不会太高,大气污染物对植被的影响不大。

(7) 事故排放对植被的影响

油田开发建设项目中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和原油泄漏,其产生的污染物排放均会对影响范围内的植被造成不同程度的影响,影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多,死亡率就越高,而且草本植被比乔、灌木更敏感,更易受到致命的影响。如果发生火灾,则植被的地上部分会完全被毁,但如果土壤环境未被破坏,第二年会重新发芽生长。

5.1.2.4 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直

接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本项目站场建设的各个过程，塔河油田内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

塔河油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.3 对重点公益林的影响

工程将永久占用灌木林地 0.48hm²，临时占用灌木林地 0.12hm²，工程所在区内分布的重点公益林类型为灌木林地，优势树种为多枝桧柳，主要作用为防风固沙，为地方公益林，林地保护等级为 II 级。本项目占地手续正在办理中。

管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 6m 范围内。

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、填埋各种固废；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土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。但如现状所述,目前由于油田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性,只有很好地控制破坏影响范围,并做好生态恢复和后期管理,才能控制生态环境进一步恶化。

根据项目区域生态系统偏离自然状况的程度,将生态系统完整性划分为 5 个等级,分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次,所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离,而“恶化”则是极度偏离。项目区域生态系统完整性等级见表 5.1-2。

表 5.1-2 工程所在区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构生物量和密度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差

	地下水位/水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	差
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况						
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	差
	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

从表 5.1-2 可以看出项目区生态完整性受本项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于工程占地面积有限，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

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本项目将永久占用灌木林地 0.48hm²，临时占用灌木林地 0.12hm²，该灌木林地地方公益林。目前中石化西北油田分公司正在办理土地占用手续，由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

5.2.1.1 污染源分析

本工程主要为地面工程，不涉及钻井工程，施工期废气主要包括地面设施、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。

5.2.1.2 施工期大气环境影响分析

（1）运输车辆扬尘影响

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，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。施工期要求建设单位合理规划、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、土地平整及地基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料

的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在项目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 、TSP 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。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 有组织排放废气对大气环境影响分析

（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，本项目新建燃气加热炉 6 台，新建加热炉中最大功率为 600kW，位于新建阀组站内，燃气量为 56 万 m^3/a ，因此选取 600kw 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 2.6-2。

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 ($^{\circ}\text{C}$)	流量 (m^3/s)			
600w	*****N	948	8	0.3	120	0.27	7920	SO_2	0.0028

加热炉								NO _x	0.13
								烟尘	0.017

(2) 预测结果

加热炉氮氧化物最大落地浓度 0.0141mg/m³，占标率 5.64%；二氧化硫最大落地浓度 0.0003mg/m³，占标率 0.06%；烟尘最大落地浓度 0.0018mg/m³，占标率 0.41%，最大落地浓度点位下风向 105m，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。

表 5.2-2 估算模式预测污染物扩散结果

距离 (m)	SO ₂		PM ₁₀		NO _x	
	浓度(mg/m ³)	占标率 (%)	浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	浓度(mg/m ³)	占标率 (%)
10	1.49E-04	0.03	9.05E-04	0.2	6.92E-03	2.77
100	3.02E-04	0.06	1.84E-03	0.41	1.40E-02	5.61
105	3.03E-04	0.06	1.84E-03	0.41	1.41E-02	5.64
200	2.47E-04	0.05	1.50E-03	0.33	1.15E-02	4.58
300	2.01E-04	0.04	1.22E-03	0.27	9.32E-03	3.73
400	1.57E-04	0.03	9.52E-04	0.21	7.28E-03	2.91
500	1.49E-04	0.03	9.02E-04	0.2	6.90E-03	2.76
600	1.36E-04	0.03	8.28E-04	0.18	6.33E-03	2.53
700	1.23E-04	0.02	7.49E-04	0.17	5.72E-03	2.29
800	1.16E-04	0.02	7.03E-04	0.16	5.37E-03	2.15
900	1.08E-04	0.02	6.55E-04	0.15	5.01E-03	2
1000	1.00E-04	0.02	6.09E-04	0.14	4.66E-03	1.86
1100	9.35E-05	0.02	5.68E-04	0.13	4.34E-03	1.74
1200	8.77E-05	0.02	5.33E-04	0.12	4.07E-03	1.63
1300	8.25E-05	0.02	5.01E-04	0.11	3.83E-03	1.53
1400	7.75E-05	0.02	4.71E-04	0.1	3.60E-03	1.44
1500	7.31E-05	0.01	4.44E-04	0.1	3.40E-03	1.36
1600	6.92E-05	0.01	4.20E-04	0.09	3.21E-03	1.29
1700	6.56E-05	0.01	3.99E-04	0.09	3.05E-03	1.22
1800	6.31E-05	0.01	3.83E-04	0.09	2.93E-03	1.17
1900	6.12E-05	0.01	3.72E-04	0.08	2.84E-03	1.14
2000	5.93E-05	0.01	3.60E-04	0.08	2.75E-03	1.1
2100	5.75E-05	0.01	3.49E-04	0.08	2.67E-03	1.07
2200	5.57E-05	0.01	3.38E-04	0.08	2.59E-03	1.03
2300	5.39E-05	0.01	3.27E-04	0.07	2.50E-03	1
2400	5.22E-05	0.01	3.17E-04	0.07	2.42E-03	0.97
2500	5.06E-05	0.01	3.07E-04	0.07	2.35E-03	0.94
下风向最大落地浓度	3.03E-04	0.06	1.84E-03	0.41	1.41E-02	5.64
出现距离 (m)	105m					

5.2.2.2 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，本项目采油井单井最大产能为 32t/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 0.13kg/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 5.2-3。

表 5.2-3 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
井场（以 TH123133 X 例）	****	****	939	60	70	8760	0.13

(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，项目区域最大地面浓度点预测浓度 0.119mg/m³，最大占标率 5.93%，最大落地浓度出现距离为 95m。非甲烷总烃无组织排放预测结果见表 5.2-4。

表 5.2-4 本项目无组织废气污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	离源距离(m)	NMHC	
		占标率%	落地浓度mg/m ³
1	10	3.6	7.21E-02
2	95	5.93	1.19E-01
3	100	5.93	1.19E-01
4	200	4.96	9.92E-02
5	300	3.9	7.80E-02
6	400	3.26	6.52E-02
7	500	2.82	5.63E-02
8	600	2.49	4.97E-02
9	700	2.21	4.42E-02
10	800	1.98	3.97E-02
11	900	1.79	3.58E-02
12	1000	1.62	3.25E-02
13	1100	1.48	2.97E-02
14	1200	1.36	2.72E-02
15	1300	1.26	2.51E-02
16	1400	1.16	2.33E-02
17	1500	1.08	2.16E-02
18	1600	1.01	2.02E-02
19	1700	0.95	1.90E-02
20	1800	0.89	1.78E-02
21	1900	0.84	1.68E-02

序号	离源距离(m)	NMHC	
		占标率%	落地浓度mg/m ³
22	2000	0.79	1.59E-02
23	2100	0.75	1.50E-02
24	2200	0.71	1.42E-02
25	2300	0.68	1.35E-02
26	2400	0.64	1.29E-02
27	2500	0.61	1.23E-02
Pmax		5.93	1.19E-01
Dmax (m)		95	

5.2.2.3 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，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，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) 井场硫化氢无组织挥发环境空气影响分析

本次评价收集了 12 区 AD7 井场上、下风向硫化氢的监测数据，进行类比分析，见表 5.2-5。

表 5.2-5 AD7 井井场硫化氢监测结果 单位：mg/m³

监测时间		上风向 50 米	下风向 10 米	下风向 70 米	下风向 200 米
2007.5.26	8 时	<0.001	0.001	<0.001	0.001
	10 时	<0.001	<0.001	<0.001	0.002
	14 时	<0.001	0.003	<0.001	0.001
	17 时	<0.001	0.015	0.004	0.002
2007.5.27	8 时	0.001	0.006	0.004	0.002
	10 时	0.001	0.001	0.001	0.001
	14 时	<0.001	0.009	<0.001	<0.001
	17 时	0.001	0.009	<0.001	<0.001

由上表可知，硫化氢浓度呈现随距井场距离的增加，浓度值递减的趋势。井厂界硫化氢的监测浓度可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）标准限值 $0.06\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。因此，含硫化氢井场向大气挥发的硫化氢对周边环境产生的影响较小。

5.2.2.4 大气污染物核算

本项目共涉及 5 座井场、1 座阀组站，新建燃气加热炉共 6 台，运营期大气污染物排放量见表 5.2-6。

表 5.2-6 大气污染物无组织排放量核算结果

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	0.971
		NO _x			200	4.541
		烟尘			20	0.582
无组织排放						
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	45.63

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-7。

表 5.2-7 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）			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 $\geq 50\text{km}$ ☐		边长 5~50km ☐			边长 $\leq 5\text{km}$ ☐			
	预测因子	预测因子 ()				包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ ☐ 不包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ ☐				
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 100\%$ ☐				$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 100\%$ ☐				
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 10\%$ ☐				$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 10\%$ ☐			
		二类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐				$C_{\text{本项目}}$ 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		$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $\leq 100\%$ ☐			$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $> 100\%$ ☐			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标 ☐				$C_{\text{叠加}}$ 不达标 ☐				
区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐				$k > -20\%$ ☐					
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (PM_{10} 、 SO_2 、 NO_x 、 NMHC 、 H_2S)				有组织废气监测 ☒ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐		
	环境质量监测	监测因子: ()				监测点位数 ()		无监测 ☒		
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐								
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 () m								
	污染源年排放量 (t/a)	SO_2 : 0.097		NO_x : 4.541		颗粒物: 0.582		VOC_s : 45.63		
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。

5.3 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 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)）。项目区 2km 内无居民，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。

5.3.1.2 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抽油机、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抽油机噪声。

5.3.2.2 运营期井场噪声环境影响预测

噪声源主要集中在井场，机械设备噪声级 90~105 dB（A）。

本次环评采用塔河油田正常运行井 TH12173 井场四周的现状监测数据来说明井场噪声水平。本项目采用的抽油机与其相同。TH12173 井井场噪声由新疆新能源（集团）环境检测有限公司于 2020 年 11 月进行监测，昼夜各一次，监测数据见表 5.3-2。

表 5.3-2 TH12173 井井场噪声监测结果 单位：dB(A)

监测点		昼间				夜间			
		第一天	第二天	标准 限值	达标 情况	第一天	第二天	标准 限值	达标 情况
TH12173	1#（东）	47	49	60	达标	43	44	50	达标
	2#（西）	48	48		达标	43	43		达标
	3#（南）	48	47		达标	43	43		达标
	4#（北）	48	47		达标	43	42		达标

监测结果表明，正常运行井井场噪声可以满足《工业企业场界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值要求，并且本项目评价范围内无集中居民区，项目运营期不会产生噪声扰民问题。

5.3.3 退役期声环境影响分析

油井进入退役期时，噪声源主要源自井场设备拆卸，由于区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好，工程开发建设及运营噪声满足标准要求，并且不会产生噪声扰民问题。

5.4 水环境影响分析

5.4.1 水文地质条件

5.4.1.1 地下水赋存条件

本项目所在的塔河油田 12 区属塔里木河中下游冲积平原、渭干河与库车河冲洪积扇的扇缘地带，第四系地层厚度大于 200m，赋存第四系松散岩类孔隙水，含水层为潜水和承压水多层结构。

区域内含水层岩性以细砂、粉细砂为主，隔水层的岩性为粘土、亚粘土。

（1）潜水含水层

区内潜水含水层岩性为上更新统和全新统冲积细砂、粉细砂。根据区域水文地质调查中的地下水位埋深资料，区内潜水埋深主要受补给源和地形控制，区内北部地区的潜水水位埋深在 7m~10.5m 之间，中部的潜水水位埋深在 4~7m 之间，南部地区的潜水埋深在 1~4m 之间。根据区内已有的一眼潜水钻孔及物探、钻探成果资料，潜水含水层的底板埋藏深度一般小于 60m，局部地区在 100m 左右，潜水含水层的厚度在 40m 以内。潜水含水层主要由塔河冲积形成，含水层的岩性颗粒较细，主要为细砂、粉细砂，渗透系数小于 10m/d。从含水层的岩性及厚度变化规律来看，自西南向东北，潜水含水层渗透系数呈现由大到小的变化趋势。

（2）承压水含水层

从地层岩性的角度分析，地层垂直向上分为四层（从上到下）：第一层为第四系粉砂和粉细砂。第二层为第四系粉砂、细砂和粉细砂。第三层为第四系粉砂与粘土互层，第四层为第三系的泥岩、砂岩互层。

物探解译出来的含水层地下水溶解性总固体含量分为两层（从上到下）：

1) 第四系含水层

第一层为咸水含水层（潜水含水层）。

第二层为淡水含水层（承压水含水层）由地层的第二层和第三层组成。

2) 第三系含水层

第三层为裂隙孔隙水含水层（水质不明）。

第四系承压水含水层的顶板埋藏深度的变化规律是：区块东北部，淡水含水层的顶板埋藏深度最大，最大达到 120m。西南部，第四系承压水的顶板埋藏深度较小，最小 55m。区块中部地区，淡水含水层的顶板埋藏深度一般为 60m~80m，这种埋藏深度的分布范围最广。

5.4.1.2 地下水补给、径流与排泄

（1）潜水的补给、径流与排泄

1) 补给条件

区块内潜水的补给来源主要有西北部地下水的侧向流入补给和区内地表的入渗补给。

地下水的侧向流入补给：区块属于渭干河、库车河冲洪积扇扇缘的一部分，接受渭干河、库车河冲洪积扇中上游地区地下水的侧向流入补给，补给强度取决于潜水含水层的厚度、岩性、地下水的径流条件。

地表水的入渗补给：夏季洪水和冬季的冬闲水流入本区，积存在地表低洼处，通过包气带向下渗漏补给潜水，对于不同地段，包气带的岩性和地层结构不同，地表水对潜水的补给强度不同。

2) 径流条件

区内的潜水含水层岩性主要为粉砂，透水性很差，地层岩性变化较大，地形坡度平缓，造成潜水径流缓慢。地下水流向为西北向东南方向。

3) 排泄条件

区块内的潜水以侧向流出，蒸发蒸腾及少量的人工开采等排放泄方式排出区外。

（2）承压水的补给、径流及排泄

1) 补给条件

承压水的补给来源主要是西北方向地下水的侧向流入补给。

2) 径流条件

区块内的含水层岩性主要为粉砂，透水性很差，承压水径流比较缓慢。

3) 排泄条件

承压水的排泄途径主要是从区块东南方向侧向流出。另外，由于承压水的水头比潜水的水位高，在弱隔水层段可能会存在少量的越流排泄。

5.4.1.3 地下水动态特征

根据《塔河油田水文地质普查报告》，区内承压水水位随季节发生变化，低水位期在冬季 12 月，高水位期在夏季 8 月份，最大水位变幅可达到 1m。

5.4.1.4 地下水化学特征

根据《塔河油田水文地质普查报告》，采集了 35 组潜水水化学分析样品，由于区块内无大的地表河流，地下水(潜水)主要接受上游地下水的侧向补给及暂时性洪流的入渗补给，水流滞缓，蒸发浓缩作用强烈，水化学类型复杂，主要以 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ (或 SO_4)— $\text{Na}\cdot\text{Mg}$ (或 $\text{Mg}\cdot\text{Na}$)、 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ (或 $\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 、 $\text{Na}\cdot\text{Mg}\cdot\text{Ca}$)及 Cl-Na (或 $\text{Na}\cdot\text{Mg}$)型水为主。地下水溶解性总固体含量较高，在 0.468—132.1g/L 之间。

5.4.1.5 地下水开发利用现状

根据《塔河油田水文地质普查报告》，区块内具有供水意义的地下水位第四系松散岩类孔隙水。区内潜水的矿化度一般大于 5g/L，部分大于 10g/L，矿化度较高，地下水水质极差，均为不宜饮用的地下水；承压水水质良好，适合于生活饮用。

12 区区域范围内，人类活动程度较低，个别地段开垦荒地引水灌溉。油田区工业用水及生活用水取自深层承压水，井深约 200m，为当地生活饮用水的主要供水层和保护对象。

5.4.2 施工期水环境影响分析

根据工程分析，在施工期，对水环境可能造成影响的污染源主要是施工人员生活污水、管道安装完后清管试压排放的少量废水。

(1) 生活污水

生活污水进入污水罐或防渗污水池，定期拉运至采油二厂生活基地生活污水处理系统处理，对水环境的影响较小。

(2) 管道试压废水

管道末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放，对水环境的影响较小。

综上，本项目施工期产生的废水均可得到适当处置，基本不会对区域水环境造成不利影响。落实施工期各项环保措施的情况下，本项目施工期废水对水环境的影响较小。

5.4.3 运营期水环境影响分析

由于本项目开发建设、运营产生废水不排入地表水体，因此，本项目开发建设及运营对当地区域地表水体不产生影响。本评价仅对项目开发、运行排放废水对项目区域地下水环境的影响进行分析。

5.4.3.1 正常工况下水环境影响分析

运营期，废水污染源主要为采出水、井下作业废水等。

(1) 采出水

本项目最大年产出污水量为 $1.39 \times 10^4 \text{t}$ ；采出水依托已运行的塔河油田四号联合站污水处理系统进行处理，满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注。

塔河四号联合站采用“热化学大罐沉降脱水、负压稳定（脱硫）”工艺，主要对塔河油田 12 区来液进行集中处理后回注。污水处理采用沉降+压力除油+过滤处理工艺，工艺流程为油站来水→除油罐→缓冲罐→提升泵→压力混凝沉降罐→全自动双滤料过滤器→外输缓冲罐→外输泵→12-12 计转泵站附近分水阀组。设计处理规模为 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ 。处理达标后的采出水由油区下辖注水井及注水替油井全部回注。回注层为原石油开采层，经处理达标后的含油污水通过密闭的注水管线输送至回注井和注水替油井，注入地下，不外排，由于回注井井深在 5000m 左右并设有套管，正常情况下对地下水不会造成不利影响。

四号联污水处理区域牌

四号联污水沉降罐

四号联污水缓冲罐

四号联污水外输罐

四号联合站采出水污水处理设施照片

根据企业例行监测及后评价期间的监测结果，各联合站采出水经处理后基本满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）标准要求，并全部回注油层，未回注与油气开采无关的废水。基本满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中相关要求。

联合站采出水处理系统设计能力与实际处理量见下表 5.4-2，剩余处理能力可以满足本次评价新增采出水处理需求。

表 5.4-2 联合站采出水处理系统数据表

污水站名称	设计能力（m ³ /d）	最大处理能力（m ³ /d）	现状处理量（m ³ /d）	剩余处理能力（m ³ /d）	本次新增最大采出水（m ³ /d）	可依托性
四号联合站	4000	4800	2917	1883	38	可以依托

（2）井下作业废水

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水。本项目新产生的井下作业废水均运至一号固废液处理站处置。处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率 >1.5 情况下的有关标准限值后回注，未外排。

塔河油田一号固废液处理站在塔河绿色环保站内。位于塔河油田 S61 井西北侧 1km 处，距轮台县城东北约 55km。该站于 2002 年建成运行，并于 2014 年对站场进行了改扩建。现状塔河油田一号固废液处理站废液处理能力达 65m³/h，实际平均运行为 9.2m³/h，富裕 55.8m³/h，本项目产生的井下作业废水可

以依托其处理。

各井酸化、压裂等作业废液由罐车从各井场拉运至卸液接收池，进行分离后，由泵提升进入沉淀池，然后进行药剂混合、沉降分离，上清液进入过滤器，进入净化水池储存，最后通过注水泵回注到回注井。

塔河油田一号固废液处理站内的废液接收池、加药调节池、废液沉降池、沉降池、石灰搅拌池等均填土面铺 100mm 厚混凝土，下设防水土工膜，防渗系数 $<1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ ，符合《危险废物贮存污染物控制标准》（GB18597-2001）中对危险废物堆放场地的要求。

经塔河油田一号固废液处理站处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）水质指标要求，用于油田油层回注用水，正常运行时，对水环境的影响很小。

反冲洗水池

隔油池

（3）小结

运营期主要水污染物为油田采出水和井下作业废水。运营期本项目采出水依托塔河油田四号联合站的污水处理设施处理；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站。集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本项目的实施对水环境的影响较小。因此，正常状况下，本项目在运营期，建设方严格按照拟定的环保措施进行的情况下，可对废水进行妥善处置，对水环境的影响较小。

5.4.3.2 非正常状况下水环境影响分析

油田工程生产过程中，各种环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在井下作业过程中，自然灾害引起的油田污染事故；输油、输气管线、阀组运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染

途径。

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

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

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。

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。

通常集输管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

本项目非正常状况下，管线与法兰连接处破损泄漏，如不及时修复，原油或稀油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下采油树管线与法兰连接处泄漏情景运用解析模型进行预测，以评价对下水环境的影响。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。由于油品泄漏

为偶然事故，符合自然衰减规律，油溢出的最大浓度按 10mg/L 计，并成为污染地下水的源强浓度。

根据相关研究资料，本次采用解析法，按照一级衰减动力学方程分析石油中有机污染物的衰减规律。

$$e_i = C_0 \cdot e^{-kt}$$

$$t_{1/2} = 0.693/k$$

式中： e_i ——预测浓度（被降解后的浓度），按 0.3mg/L 计（该值取自《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006））；

C_0 ——污染源强（mg/l），按 10mg/L 计；

k ——有机物的降解速率常数（/d），根据相关研究，按 0.015 计；

t ——降解发生的时间（d）；

$t_{1/2}$ ——有机物的半衰期（d）；

图 5.4-1 有机污染物的一级衰减曲线

由计算结果可以看出，石油类污染物的半衰期约为 50d 左右，经过 231 天的自然降解，污染物浓度才可达到地下水中石油类浓度的标准值 0.3mg/L。故油罐和输油管道必须采取必要的防渗和防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.4.4 小结

（1）在正常情况下，本项目产生的废水不外排，不会对当地地表水环境产生影响。

(2) 运营期的采出水依托塔河油田四号联合站污水处理系统处理，达标采出水回注油层，剩余处理能力可满足本项目需求。

(3) 在正常状况下，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在，本项目对地下水环境基本没有影响；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本项目运营对水环境的影响属可接受范围。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

钻井工程均已单独评价,本次油田建设在施工期产生的固体废物主要包括建筑垃圾、生活垃圾。

建筑垃圾分类回收或集中收集后运至当地固废填埋场填埋处理。生活垃圾集中收集后定期送往塔河油田绿色环保站生活垃圾池处置。固体废物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

油田污泥是石油勘探开采、油田建设以及油品加工生产过程中产生的固废,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) 油泥处理的可行性分析

本项目油泥产生量约 1.0t/a。含油污泥属危险废物,统一委托塔河油田绿色环保站进行无害化处理。在加强环境管理的前提下,基本不会对环境产生不利影响。

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河油田内部调剂解决,不新增生活垃圾。

5.5.3 小结

本项目的固体废物包括建筑垃圾、生活垃圾和油泥(砂)。油泥等含油固废委托塔河油田绿色环保站等有含油污泥处置资质的单位进行处理。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力扰动、车辆行驶和机械施工、各种废物污染影响。

(1) 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、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，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地等都存在这种影响。

(2) 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；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。本项目建设内容主要为站场建设、管线敷设等工程的建设。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

本项目采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。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，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

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	(3.1) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（占用灌木林、草地，属国家和地方级公益林，保护等级 II 级和 III 级）、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	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 ☐ ；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					
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	项目区域土壤 pH 值均大于 7.5，说明土壤呈碱性；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				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E ☐ ；附录 F ☐ ；其他 ☒				

测	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	
	信息公开指标				
评价结论		项目区主要土壤类型是漠境盐土。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

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)、硫化氢。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。

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):

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量, t。当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I。当 $Q \geq 1$ 时, 将 Q 值划分为: (1) $1 \leq Q < 10$; (2) $10 \leq Q < 100$; (3) $Q \geq 100$ 。

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单根管线的最大管径和最大长度 7.86km 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(采出液)	—	339.40	2500	0.136
	2	硫化氢	7783-06-4	0.0003	2.5	0.0001
燃料 气管 线	1	天然气(甲烷)	74-82-8	0.02	10	0.002
掺稀 管线	1	稀油	—	23.44	2500	0.009
Q值 Σ						0.15

根据上表计算结果,本项目 $Q=0.15$, $Q<1$, 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 环境风险识别

5.7.2.1 危险物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油、天然气(甲烷)、硫化氢、稀油, 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 5.7-2。

表 5.7-2 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	原油(采出液)	可燃液体	集油管线
4	稀油	可燃液体	掺稀管线

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 5.7-3。

表 5.7-3 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	Crude 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。	

危险性类别	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：长间接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、皸裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。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。
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄露应急处理设备。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。
接触控制/个体防护	工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。

	眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-0.917	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定。 禁配物：氧化剂。 避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。 聚合危害：不聚合。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。			
毒理学资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50：>4300mg/kg(大鼠经口) LC50：无资料			
生态学资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。 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工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。			

②天然气

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

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

大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，连火即发生爆炸。天然气（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 5.7-4。

表 5.7-4 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. 硫化氢

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 5.7-5。

表 5.7-5 硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
% (V)	ppm	mg/m ³	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为 0.0215mg/m ³ (0.13ppm) 时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m ³ (4.6ppm) 时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家协会推荐的阈限值 (8h 加权平均值)。 我国规定几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的最高硫化氢浓度
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家联合会推荐的 15min 短期暴露范围平均值
0.002	20	30	在暴露 1h 或更长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全与健康局的可接受上限值。工作人员在露天安全工作 8h 可接受的硫化氢最高浓度
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和 (或) 摇晃。超过 75mg/m ³ (50ppm) 将会出现肺水肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	150	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。5min~20min 过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。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。
0.03	300	432.4	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度定为立即危害生命或健康 (IDLH)，参见 (美国) 国家职业安全与健康学会 DHHS No 85-114 《化学危险袖珍指南》
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和 (或) 心肺复苏技术
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和 (或) 心肺复苏技术
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必

			须迅速进行营救，应用人工呼吸和（或）心肺复苏
--	--	--	------------------------

注：表中数据来源于《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005）。

根据已掌握的资料，塔河油田 12 区产气量少。正常情况下，井场周围空气中硫化氢浓度低于表 10-3 中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，本工程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 5.7-6。

表 5.7-6 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

5.7.2.2 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。

5.7.2.3 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。

5.7.3 环境风险分析

5.7.3.1 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。

5.7.3.2 井漏事故影响分析

井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，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。

5.7.3.3 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，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过 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。

5.7.3.4 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。

5.7.3.5 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,送塔河油田四号联合站原油处理系统处理,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。

5.7.3.6 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径,一是泄漏石油直接粘附于植物体

阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

5.7.4 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。

5.7.4.1 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。

(3) 井场设置明显的禁止烟火标志；井下作业设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 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。

(7) 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。

5.7.4.2 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生态环境管理, 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。

5.7.4.3 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, 一个季度采样一次, 分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标, 根据监测指标的变化趋势, 对可能产生的隐蔽污染, 做到及时发现, 尽早处理。

(3) 及时展开隐蔽污染源调查, 查明隐蔽污染源之所在, 采取果断措施, 截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.7.4.4 管线安全运行措施

为了避免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原生浅根系植被。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。

5.7.4.5 公益林防火措施

(1) 强化责任,实行森林防火领导负责制。西北油田分公司领导应制定防火操作规程,奖罚分明,提高工作人员森林防火责任意识。

(2) 大力开展宣传教育。西北油田分公司应普遍开展宣传周、宣传月、举办知识竞赛,利用报纸、电视、广播、黑板报、张贴标语等多种形式在各种场合

不厌其烦地进行宣传。

(3) 强化野外火源管理, 制定办法, 严格要求, 加强对工作人员管理, 严禁携带火种进入公益林区。

5.7.4.6 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、生态环境保护意识。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。

5.7.5 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括原油、柴油, 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 5.6-4。

表 5.6-4 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔河油田 12 区 AD12-AD22 井区奥陶系油藏 2020 年第二期产能项目			
建设地点	新疆维吾尔自治区库车市			
地理坐标	经度	****	纬度	****
主要危险物质及分布	主要危险物质: 原油、天然气(甲烷)、硫化氢、稀油, 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，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施工期柴油储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐。
结论：项目可能涉及的危险物质包括：原油、天然气（甲烷）、硫化氢、稀油。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，西北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。本章分别对工程在施工期、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 施工期环境保护措施

本项目施工期对环境的影响主要来自管线敷设、站场建设等方面。

6.1.1 主要生态环境保护措施

针对施工期的环境影响，将实施以下主要生态环境保护措施见表 6.1-1。

表 6.1-1 施工期主要环境保护措施

主要环境影响因素		环境保护措施
生态环境	管线敷设	(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。 (2) 埋地管线敷设，埋设深度为管顶 2.0m。 (3) 按设计标准规定，严格控制施工作业带宽度，井区内单井集输管线为 6m，不得超过作业标准规定。 (4) 施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。 (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渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。 (6) 在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏沿线地区的生态环境。 (7) 通井道路尽量利用现有道路进行设置，井口所在位置在满足勘探目标的基础上做出适当调整，以尽量避开植被盖度高的林地。 (8) 要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 6m 范围内。
生态环境	井场建设	合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少的区域布点。

6.1.2 生态保护和恢复措施

(1) 施工过程中会产生较大的扬尘，施工现场尽量适时洒水，减少扬尘，施工使用的粉状材料，运输、堆放时应有遮盖，防止扬尘落地影响附近植被的生长。

(2) 尽量减少因施工对植被的破坏，施工中大量建筑材料的调运及人员的

流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场在施工过程中，减少对灌木的碾压破坏。尤其对占有灌木的井场，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

(3) 严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线作业带宽度必须控制在 6m 内，减少对地表的碾压。重点保护项目区内的灌木，最大程度减少多枝柎柳、盐节木等原生植被占用，选择植被生长稀疏地段进行作业。

(4) (耐高温) 泡沫黄夹克保温管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。管线敷设过程中，应确定施工作业线，不随意改线，尽量减少占用和破坏植被，把破坏和影响严格控制在征地范围内，管线作业带控制在管线两侧 6m，尽可能缩小施工作业宽度，减少占地，尽量避开多枝柎柳，并在道路树立明显标志牌，禁止工作人员在灌木林地践踏，施工取土应单侧堆土，尽量减少占地面积，减少对地表的碾压破坏。施工结束后对破坏和占用的植被及时恢复。

(5) 施工期道路依托井区现有道路，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。对破坏和占用的植被及时恢复。

(6) 积极开展工程环境监理工作，在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任，定期向当地生态环境主管部门提交工程环境监理报告。重点对集输管道施工期进行环境监理，妥善处理处置施工期产生的各类污染物，防止其对生态环境造成污染，特别是对土壤及地下水环境的影响。做好固井和回注工作，防止污染土壤和地下水环境，进而影响植被和生态环境。

(7) 项目建设完成后，对施工场地的废渣及一切废弃物资、设备应及时清理，对工地、料场、取土等地方，使用后应立即平整，以利于自然恢复。工程建设完成后要求对施工料场、便道等临时用地进行清理、平整，禁止对野生动植物水源地的污染。严格执行《土地复垦规定》，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都给予及时的修整，恢复原貌，被破坏的植被在施工结束后尽快恢复。施工期和

运营期减少项目区地表的扰动，防止水土流失。

6.1.3 大气污染防治措施

(1) 避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

(2) 施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

(3) 合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

(4) 合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

(5) 管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

(6) 加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

(7) 加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

6.1.4 废水污染防治措施

(1) 管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。减少水资源的浪费及废水的产生。试压结束后用作场地降尘。

(2) 生活污水进入污水罐或防渗污水池，定期拉运至采油二厂生活基地生活污水处理系统处理。

(3) 加强施工管理，提高施工人员的环保意识，约束施工人员的行为。

6.1.5 固体废物污染防治措施

本项目所涉及井场的钻井工程均已单独评价。本评价中建设单位在施工期产生的固体废物主要包括建筑垃圾、生活垃圾。

建筑垃圾分类回收或集中收集后运至当地固废填埋场填埋处理。生活垃圾集中收集后定期送往塔河油田绿色环保站生活垃圾池处置。

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。

本项目施工期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

6.1.7 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。

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，西北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

①加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

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，油田采取以下大气污染治理措施：

(1) 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 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) 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达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值。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。在采取上述措施后，井场内非甲烷总烃无组织排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）井场外无组织排放监控限值要求。

（4）站场内均应设有可燃气体检测仪，检测浓度报警后可及时进行维护修理，可有效地控制伴生气的泄漏。

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。

本工程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河油田四号联合站的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绿色环保站集中处理。

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。

6.2.5 固体废物污染防治措施

（1）对产生的油泥砂进行及时回收，并加强监督力度，最大限度控制油泥砂的产生。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。

（2）油泥砂拉运至塔河油田油泥砂处理场统一处理。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

（3）运行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，并交由塔河油田绿色环保站处理。含油污泥依托塔河油田

绿色环保站等具有含油污泥处置资质的单位进行处置。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。

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。

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，将项目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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

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。

（1）地下水监测计划

结合项目区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，本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6.2-1。

表 6.2-1

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
T02、 T01、 T04 等	项目区上游、下游方向、项目区内各布设1个（充分依托采油二厂已有监测井）	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河油田例行监测计划增加。

（2）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。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建立与项目区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

④按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

2) 技术措施：

①定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

②在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每月（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、站场安全管理体系的基础上，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 应急预案的日常协调和指挥机构；

② 各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

- ① 如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。
- ② 一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。
- ③ 查明并切断污染源。
- ④ 探明地下水污染深度、范围和污染程度。
- ⑤ 依据探明的地下水污染情况，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当地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) 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, 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。

通过宣传教育的形式, 使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中, 如遇到保护植物应进行避让, 严禁随意踩踏破坏; 遇到保护动物时, 应主动避让, 不得惊扰、伤害野生动物, 不得破坏保护动物的生息繁衍地, 禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作, 强化保护野生动植物的观念, 让施工人员明确破坏保护植物, 捕猎、杀害保护动物的法律后果, 理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施, 对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用, 可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.3.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)的

相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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 5 座，所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类管线共计 11.12km，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 6m 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。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，灌木林地按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

（5）生态恢复投资

本项目各项生态恢复具体投资见表 6.3-1。

表 6.3-1 生态恢复投资

恢复对象		生态恢复方案			投资 (万元)
		硬化面积 (hm ²)	恢复面积 (hm ²)	主要恢复措施	
永久占地	井场场地恢复	3.1	/	地面硬化	3.5
临时占地	井场临时占地恢复	/	2	土地进行平整，恢复原有地貌，充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场、站场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定	12
	管线占地恢复	/	6.2	施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃	25
合计		3.1	8.2		40.5

7 环境经济损益分析

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 20299.87 万元。当油价 40 美元/桶时本项目税后财务内部收益率 8.3%，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。同时本项目符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业发展战略，可增加我国的石油能源供应量，促进全国的经济的发展。

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，主要占地类型为灌木林地、草地，这些占地均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 3.1hm² 和 8.2hm²。项目将对林地、草地植被造成一定程度的损失。本项目总投资为 20299.87 万元，其中环保投资 832 万元，占总投资 4.10%。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)	/	40
	井场加热炉 烟气		以净化后的天然气为燃料 +8m 高烟囱 (共 5 根)	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 烟气黑度 ≤ 1 级	55
	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 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$; 硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	25
噪声	设备 噪声	采油树 加热炉	选择低噪声设备、加强设备维 护，基础减振	场界： 昼间 $\leq 65\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 55\text{dB}(\text{A})$	7
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	50

生态	临时占地		施工结束后进行恢复；控制施工作业带宽度	施工结束后场地恢复	285
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	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	65
	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	50
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	35
地下水	防渗区	12-4 计转站、12-7 计转站、T759 计转站扩建阀组	等效黏土防渗层 Mb≥6m, K ≤1.0×10-7cm/s；或参照 GB18598 执行	渗透系数小于 1.0×10-7cm/s	80
	简单防渗区	井场永久占地	实施地面硬化	地面硬化	
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		100
			环保培训，演练		40
环保投资合计					832

7.2 环境效益、社会效益分析

7.2.1 环境效益分析

施工期环境效益分析，油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

工程占地主要为站场、井场建设和外输管道占地，输油输气管线系统建设、场站管网建设。

本项目建设对项目区域主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对项目区生态环境和地下水环境产生影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费

用来体现。

7.2.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理体系的建立和运行

本项目油气生产及集输由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司生产运行管理部门主管，专门形成一套班子进行管理。钻井工程均已单独评价，所以工程 HSE 管理体系主要从油气生产方面进行说明。

8.1.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.1-1。

图 8.1-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

施工期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方环保部门，批准后方可开工。

（3）对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

8.1.2 管网、道路建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道、道路沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

8.1.3 油田生产 HSE 管理计划

8.1.3.1 组织机构和职责

（1）组织机构

本项目建设项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会（设在质量安全环保处）的直接领导，下设中国石油化工股份有限公司西北油田分公司承保开发公司 HSE 管理委员会、采油三厂 HSE 管理委员会，各设专职 HSE 管理员一名。

（2）职责

①中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会

——贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。

——作为最高管理部门负责组织制定 HSE 方针、目标和管理实施细则。

——每季召开一次 HSE 例会，全面掌握 HSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 HSE 工作，讨论、处理本单位 HSE 工作中存在的重大问题。

——组织本单位 HSE 工作大检查，每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。

——组织开展本单位清洁文明生产活动。

——组织开展本单位环境宣传、教育工作。

——直接领导开发公司管理委员会。

②开发公司 HSE 管理职责

——负责组织职工完成 HSE 工作任务。

——适时召开会议，研究、分析 HSE 工作动态，及时制止（处罚）、纠正“违规”行为和现象，整改不合格因素，无法解决的问题及时向 HSE 管理委员会汇报。

——如发生环境污染与破坏事故，必须及时采取有效措施进行抢救，及时向上级部门汇报，配合有关组织对事故的调查处理。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——开展清洁文明生产活动，组织推广和实施先进的污染治理技术。

③采油二厂、采油三厂 HSE 管理委员会职责

——负责运行期间 HSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 HSE 管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律、法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的 HSE 方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

④HSE 兼职管理人员和全体人员

——HSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。

——严格执行 HSE 管理规程和标准。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

8.1.3.2 教育培训

职工上岗以前，应进行有关 HSE 方面的综合性培训教育，其内容包括：

（1）学习国家、地方和本部门有关 HSE 方面的政策、法令和法规。

（2）了解西北石油分公司环境保护的目标和指标。

- (3) HSE 管理委员会的规定和实施方案。
- (4) HSE 管理小组实施计划。
- (5) 各种规章制度和操作规程。
- (6) 有关设施的使用、维护方法，处理和处置废水、废气和固体废物的方法。
- (7) 事故的预防和应急程序。

8.1.3.3 HSE 管理体系文件的控制

油气生产过程中的 HSE 管理体系文件的控制与施工队伍 HSE 管理体系文件的控制相同。

8.1.3.4 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，对现行的 HSE 管理体系要进行不定期的检查和定期的环境审核、评审。

8.1.3.5 持续改进

通过审核和评审，把安全专业检查、安全考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

8.2 环境管理机构

8.2.1 环境管理机构设置

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司下设质量安全环保处，负责西北油田分公司的环保工作，各二级单位下设安全环保科，各生产单位设专职环保员，负责本单位的环保工作。

8.2.2 环境管理主要任务

8.2.2.1 施工期的环境管理任务

- (1) 建立和实施施工作业队伍的 HSE 管理体系。
- (2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。
- (3) 实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业队生态环境造成的破坏降到最低限度。

(4) 工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

8.2.2.2 运营期的环境管理任务

(1) 本项目运行期的 HSE 管理体系纳入中石化西北油田分公司 HSE 系统统一管理。

(2) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

(3) 负责原油集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发生事故的应急计划。

(5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(6) 强化基础工作，建立完整、规范、准确地环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

8.2.3 环境管理手段

采用行政、经济、技术、教育等环境管理手段进行本项目的环境管理工作。

(1) 行政手段：制定环境保护目标责任制，将环境保护列入岗位责任制及生产调度当中，不定期检查环境保护状况，以行政手段督促、检查、奖惩，促使生产岗位按要求完成环保任务。

(2) 技术手段：从项目设计、施工到运营全过程采取先进的工艺、设备，同环境保护措施密切结合，积极推广应用新技术，解决环境问题，实现清洁生产。

(3) 经济手段：制定并严格按照《环境保护奖惩办法》开展工作，促进环保工作的定量考核，切实将防治污染和保护环境落实到油田生产管理建设的各个环节，做到奖优罚劣，将环境保护与经济效益结合起来。

(4) 教育手段：气藏开发、生产过程中造成的环境污染部分与人为因素有关，所以要加强教育，通过环境保护宣传和教育提高全体职工的环保意识，做到自觉保护环境。

8.3 污染物排放清单

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 8.3-1。

表 8.3-1 污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	排放量 (t/a)	排放去向
废气	油气集输	加热炉废气	NO _x	4.541	经不低于 8m 高的排气筒排放
			SO ₂	0.097	
			烟尘	0.582	
		无组织排放废气	烃类	45.63	大气
生产废水	采出水		废水量	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	0	采用专用罐拉运至塔河油田绿色环保站,处理后回注油层
			COD	0	
			石油类	0	
固体废物	井场、管线等	油泥	-	0	运至塔河油田绿色环保站妥善处置
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	厂界达标	选用低噪声设备,采取减振、隔声、消声等降噪措施

8.4 环境监测计划

8.4.1 施工期环境监理计划

为减轻国家重点工程对环境的影响,将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理,建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验,实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石化西北油田分公司环保法律、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。因此建议建设单位聘用环保专业人员,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。

(3) 环境监理范围

① 管道工程

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：各类管线作业带宽度 6m。

② 道路工程

本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标，环境监理范围为工程扰动范围，即道路征地范围内。

(4) 环境监理内容

① 施工期环境监理主要内容

钻井工程均已单独评价，本项目的监理针对管道、场站、道路等施工期的生态保护措施及恢复方案进行监理。

② 试运行期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 8.4-1。

表 8-4-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
1	新建井场	①站场布设是否满足环评要求；	环评中环保措施

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
		②井场的环保设施，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废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	落实到位
2	管沟开挖现场	① 集输线路是否满足环评要求； ② 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； ③ 施工作业是否超越了作业带宽度； ④ 挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ⑤ 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑥ 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复原有面貌。	
3	道路建设现场	① 施工作业是否超越了限定范围； ② 临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； ③ 施工人员是否按操作规程及相关规定作业。	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，是否及时采取生态恢复和水土保持措施； ② 施工季节是否合适； ③ 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

8.4.2 运营期环境管理

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
	井场厂界	1 次/年		非甲烷总烃、硫化氢	
噪声	井场边界	1 次/年		等效 A 声级（dB）	
土壤	本项目临近油井农田	3 年 1 次		石油烃	

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。

8.5 环保设施竣工验收管理

8.5.1 环境工程设计

(1) 必须按照本环评文件及批复要求,落实项目环境工程设计,确保“三废”稳定达标排放;按要求制定环境风险事故应急预案。

(2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度,施工期实行环境监理。

(3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”;如需进行试生产,其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

8.5.2 环境设施验收建议

(1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施,包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段,以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收条件

根据国务院《关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》(自 2017 年 10 月 1 日施行),编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后,建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序,对配套建设的环境保护设施进行验收,编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中,应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况,不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外,建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目,其配套建设的环境保护设施经验收合格,方可投入生产或者使用;未经验收或者验收不合格的,不得投入生产或者使用。

(3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则,在项目建设过程中,环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用,拟建项目建成运行时,应对环保设施进行验收。

本项目环境保护验收建议清单见表 8.5-1。

表 8.5-1 环保设施验收清单（建议）

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
废气		井场	设置真空加热炉各 1 台机，排气筒高度不低于 8m，设置规范采样平台及监测孔	每个加热炉配备 1 个排气筒	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要求。
废气	运营期	井场、阀组站厂界	非甲烷总烃、硫化氢	/	无组织非甲烷总烃满足《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，硫化氢满足《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 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。
废水	施工期	井场	采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”	钻井不落地	废水循环利用，不外排。
	运营期	站场	采出水处理装置	/	满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）相关标准后，回注地层
固体废物	施工期	井场	采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”	钻井不落地	满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》综合利用
	运营期	站场	油泥处置	/	依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理
噪声	运营期	井场、阀组站	厂界噪声	配备防噪设施	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准。
环境风险	运营期	井场、管线	详细的井场井喷、井漏事故应急预案；管道断裂、泄露、水体污染风险事故的应急预案。	/	有效应对和排除各种突发事件的不利影响。
生态	施工期	井场管线	临时占地的植被恢复	-	植被恢复，恢复程度不低于开发前。
		保护动物和植被	严禁滥捕和滥挖保护动物和植物行为		保护生境和生物多样性
环境监测与管理	施工期和运营期	井场管线道路	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，环境保护目标处的环境质量达标。

9. 结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

塔河油田 12 区 AD12-AD22 井区奥陶系油藏 2020 年第二期产能项目位于塔河油田 12 区中部，所在区域行政区隶属阿克苏地区库车市。本次计划部署开发井 5 口，其中 AD13 井区部署 2 口井，AD15 复合岩溶区部署 3 口井，5 口单井钻井工程已于 2020 年分别进行了批复，现正处于钻井期。井位采取不规则井网布置，单井方式开发。新增动用储量 320 万吨，评价期末新井累产油 38.34 万吨，采出程度约 12%，采用前期自喷+后期抽油机开发，高峰期年产油为 4.74 万吨。新建阀组站 1 座，设计处理液量：24 万吨/年，站内含 8 井式自动选井阀组、8 井式高压掺稀阀组、600kW 加热炉 1 台；新建站间集油管线、掺稀管线、注水管线、燃料气管线各 3.26km；新建单井集油管线、掺稀管线、掺稀管线、燃料气管线各 7.86km；均与集输管线同沟敷设；对已建站场 12-11 计量掺稀混输泵站扩建 5 井式高压掺稀阀组 1 套，8 井式自动选井计量阀组 1 套，12-12 计转掺稀站扩建双螺杆外输泵 1 台；以及电力、给排水及消防、结构、通信、自控、机制、防腐等配套工程。

由于该区油井较为分散，油气集输系统采用三级布站方式，即：单井——计量阀组间——计转站——联合站。单井原油就近进入已建计转站，通过计转站最终输往已建塔河油田四号联合站进行处理。

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。

本项目为石油开采项目，属于新疆优势矿种、战略性矿产和重点监管对象，本工程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，硫化氢 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

本项目所在区域内潜水由于径流缓慢，蒸发排泄强烈，水质较差，各潜水监测点中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物、铁、锰等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，超标主要超标主要是受半干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

2 个承压水监测点水质良好，各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

（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 2 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，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。

（5）生态环境质量现状

本工程位于阿克苏地区库车市境内，根据《新疆生态功能区划》，项目区属于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区。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，区域水系不发育，地表发育零星植被。主要植被为多枝柽柳、盐节木等植被，土壤以漠境盐土为主。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 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，项目对生态环境的影响主要来自占地影响，工程永久性占地面积为 3.2hm²，临时占地面积 8.2hm²，占地类型主要为灌木林地、草地，地表植被稀疏，项目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

本项目主要为地面工程，不涉及钻井工程，施工期废气主要包括地面设施、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等，施工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井场加热炉烟气以及油气集输处理及外输过程中的烃类挥发，无组织排放量为 45.63t/a。

（3）声环境影响分析

本项目开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和运营期噪声两部分。施工期为井下作业噪声、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

本项目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。采出水经四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河油田绿色环保站处理达到《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。正常情况下，对水环境的影响较小。

（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施工固废。施工人员产生活垃圾统一收集至塔河油田绿色环保站处理的生活垃圾填埋场处置。施工固废弃土、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)和清管废渣委托塔河油田绿色环保站进行无害化处理。

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》（GB18599-2020）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、柴油，可能发生的风险事故为管线泄露事故。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。

9.1.6 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，运至塔河绿色环保站处理。采出水依托塔河油田四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。

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 5 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。

9.1.7 公众意见采纳情况

本项目建设单位严格按照《环境影响评价公众参与办法》的规定，已进行了两次网上公示、报纸公示，公示期间没有收到反馈。

9.1.8 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。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 832 万元，环境保护投资占总投资的 4.10%。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。

9.1.9 环境管理与监测计划

中石化西北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。

9.1.10 总结论

塔河油田 12 区 AD12-AD22 井区奥陶系油藏 2020 年第二期产能项目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 建议

(1) 认真落实废水、固体废物等处置措施，确保项目建设过程产生的废水、固体废物得到妥善处置，将项目建设对生态环境的不利影响降到最低。在各场站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件的应急预案，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) 钻井结束后及时进行验收工作，废水处理、固体处置以及生态恢复作为重要的验收指标，未达到环保要求时不得进行交接。