

1.概述

1.1 项目特点

塔河油田西部白垩系凝析气藏 2021 年 T759-6 井评价项目位于阿克苏地区库车市境内，地处塔河油田 11 区的西南部，塔里木河北岸，东北距轮台县城约 110km，西北距库车市城约 140km，隶属于塔河油田采油三厂 T759 井区管辖。T759-6 井口地理坐标为东经*，北纬*。

本项目位于塔河油田采油三厂 T759 井区，距离就近的 T759 计量间约 2.2km。T759 井区属于塔河油田西南部古近系库姆格列木群滚动产能建设项目一部分，2015 年 3 月 31 日取得原新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环函〔2015〕304 号），2016 年 12 月 27 日通过原自治区环境保护厅验收（新环函〔2016〕2003 号）。

本项目部署新钻井 1 口 T759-6 井，进尺 4120m；新增产能天然气 3 万方/天，油 25 吨/天。新建单井管道 2.2km，燃料气管线 0.4km，井场道路 0.9km，配套电力、防腐、通信工程。油气混输至已建 T759 计量间，站内轮井计量后依托已建 T759 计量间外输管道、统一输至三号联合站集中处理。

1.2 环境影响评价过程

根据《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），本项目地处库车市，属于塔里木流域水土流失重点治理区，涉及环境敏感区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），涉及环境敏感区（含内部集输管线建设）的陆地石油开采、陆地天然气开采行业，需要编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》中有关规定，2021 年 1 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”）编制《塔河油田西部白垩系凝析气藏 2021 年 T759-6 井评价项目环境影响报告书》（见附件）。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展

本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。委托乌鲁木齐京诚检测技术有限公司对本项目区域大气、土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目建设期、运营期的环境保护管理依据。

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

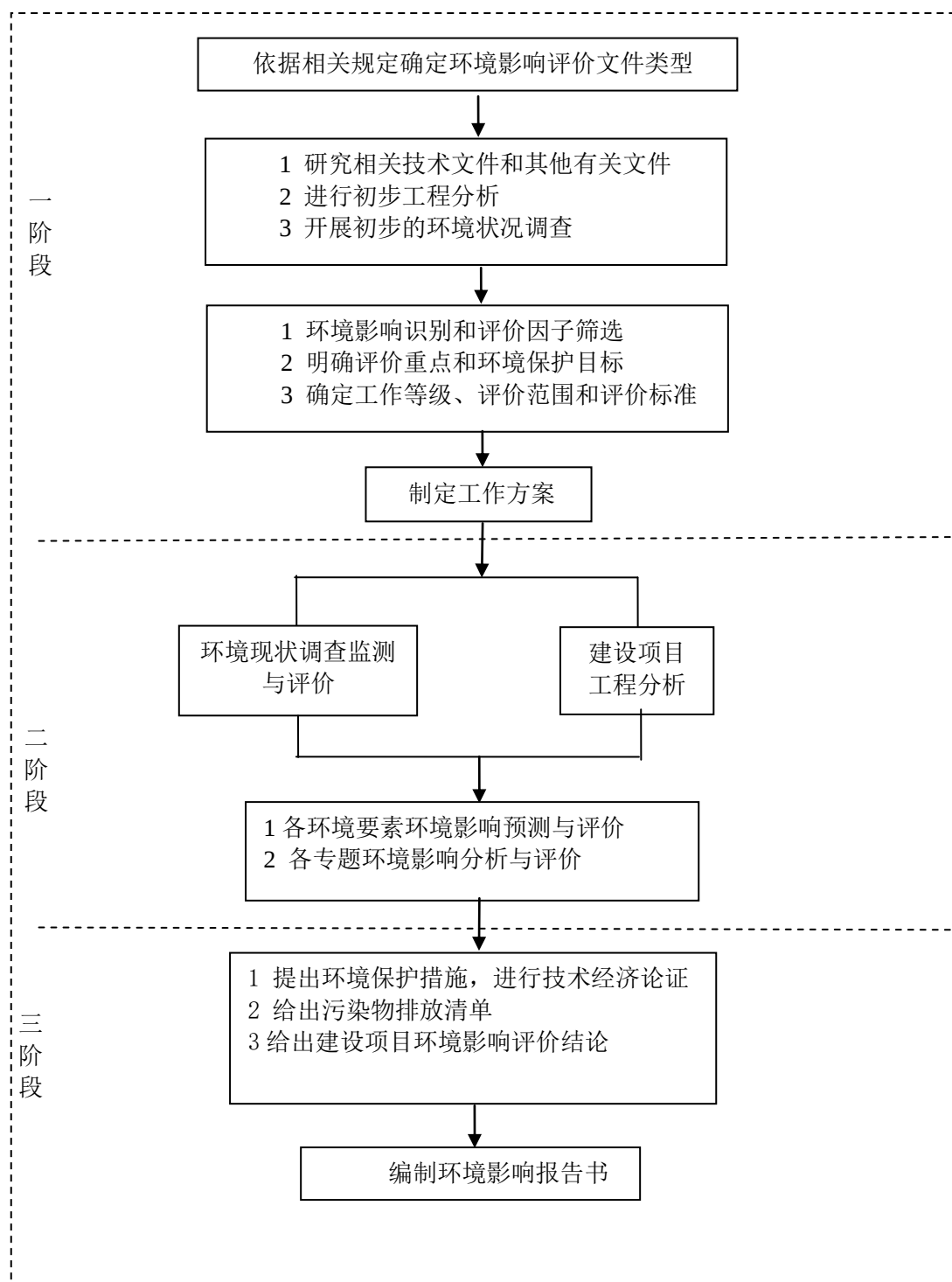


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），本项目属于“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。

本项目属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司油气开采项目，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。

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目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》。

根据《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，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。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。

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及环境影响

本项目为油气开采项目，环境影响主要来源于钻井、采油（气）、井下作业、集输等各工艺过程，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。根据环评单位现场踏勘及调查走访，项目区内不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区，无环境限制性因素。本项目位于阿克苏地区库车市境内，距离塔里木河 10km，距离最近的村庄约 0.75km。重点保护目标是：评价范围内的公益林和农田。

本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、钻井泥浆、岩屑、钻井废水、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期加热炉废气、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 环境影响评价的主要结论

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，本项目属于《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、油气集输、处理等作业的资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE 管理体系）健全。属于清洁生产企业，各工序的生产工艺均达到国内较先进的技术水平。

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

综上所述，本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 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

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

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

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

(4) 评价本工程对国家产业政策、区域总体发展规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物放总量控制的符合性；

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

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

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2020 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国城乡规划法（2019 年修订）	13 届人大第 10 次会议	2019-04-23
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
14	中华人民共和国野生动物保护法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大第 15 次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国河道管理条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
7	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
8	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
9	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
10	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-06-27
11	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令 第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令 第 15 号	2020-11-25
4	产业结构调整指导目录（2019 本）	国家发展和改革委员会令（2019）第 29 号令	2019-08-27
5	国家重点保护野生植物名录(第一批)	国家林业局、农业部第 4 号令	1999-08-04
6	国家重点保护野生动物名录（2021 年版）	国家林业和草原局、农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-01-04
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
8	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
10	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29

塔河油田西部白垩系凝析气藏 2021 年 T759-6 井评价项目环境影响报告书

11	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
12	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
13	关于加强资源开发生态环境保护监管工作的意见	环发〔2004〕24 号	2004-02-12
14	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
15	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
16	关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
17	建设项目环境影响后评价管理办法(试行)	环境保护部令第 37 号	2016-01-01
18	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
19	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1 号	2020-03-19
22	危险废物经营许可证管理办法（2016 修订）	国务院令 第 666 号	2016-02-16
23	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
24	排污许可管理条例	国务院令 第 736 号	2021-03-01
25	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-14
26	关于印发<“十三五”环境影响评价改革实施方案>的通知	环办环评〔2016〕95 号	2016-07-15
27	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环办环评〔2016〕150 号	2016-10-26
28	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办〔2015〕113 号	2015-12-30
29	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
32	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48 号	2015-05-27
33	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
34			
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	12 届人大第 29 次会议	2017-05-27
6	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发〔2007〕175 号	2007-08-01
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新林动植字〔2000〕201 号	2000-02-01
9	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-11-16
10	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
11	新疆维吾尔自治区危险废物污染防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35 号	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发〔2017〕1 号	2017-01-01
16	新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划	新环发〔2017〕124 号	2017-06-22
17	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
18	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
19	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
20	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》的通知	新政发〔2018〕66 号	2018-09-29
21	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
22	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发〔2020〕142 号	2020-07-29
23	新疆维吾尔自治区塔里木河流域水资源管理条例（2014 年修订）	12 届人大第 10 次会议	2014-11-01
24	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-01

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2018	2019-04-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价技术体系指标（试行）		2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-17
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术 技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	建设项目危险废物环境影响评价技术指南		2017-10-01

2.2.3 相关文件和技术资料

（1）委托书，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，2021.1；

（2）《塔河油田西部白垩系凝析气藏 2021 年 T759-6 井评价项目地面工程》，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，2021.01；

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

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

表 2.3-1 影响因素识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场、站场	永久性占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			影响农牧业	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-

			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	-
		施工机械和车辆尾气	NO ₂ 、CO、SO ₂ 、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期 (正常 工况)	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	非甲烷总烃	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、含油污泥	西北油田分公司油田工程 服务中心绿色环保工作站 或有资质单位处置	
		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	—	废弃钻井泥浆、岩屑、油泥、建筑垃圾
环境风险	—	烃类、CO (1)对油田钻井期可能发生的井喷事故进行影响分析 (2)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

本项目所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内,地处塔里木河北岸,按照《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单的规定,该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.2 水环境

项目所在区域无地表水体,距离塔里木河约 10km。根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中地下水分类标准,该区域地下水划分为III类功能区。

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》,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。

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水〔2019〕4 号),项目区属于塔里木流域水土流失重点治理区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点,采用以下评价因子及环境标准。

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO_2 、 NO_2 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 CO 、 O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准。对于无组织非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求, H_2S 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 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	SO_2	60	150	500	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
2	NO_2	50	80	200	
3	$\text{PM}_{2.5}$	35	75		
4	PM_{10}	70	150		
5	CO		4000	10000	
6	O_3		160	200	
7	非甲烷总烃 (mg/m^3)			2.0	《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
8	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

本项目位于新疆维吾尔自治区库车市境内。地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III 类水质标准。石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准, 见表 2.5-2。

表 2.5-2 地下水质量标准值

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色 (铂钴色度单位)	≤ 15	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 (μg/L)	≤60
16	阴离子表面活性剂 (mg/L)	≤0.3	35	四氯化碳 (μg/L)	≤2.0
17	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计) (mg/L)	≤3.0	36	苯 (μg/L)	≤10.0
18	氨氮 (以 N 计) (mg/L)	≤0.50	37	甲苯 (μg/L)	≤700
19	硫化物 (mg/L)	≤0.02	38	石油类 (mg/L)	≤0.05

(3) 声环境

项目区内除油田工作人员外, 没有固定集中的人群活动区, 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

评价范围内地面工程占地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。区域地面工程场站外的农田、荒地、林地、草地等土壤执行《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, 见表 2.5-4。

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	蒎	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

表 2.5-4 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》表 1 筛选值

序号	污染物名称	单位	风险筛选值 (pH>7.5)
1	Cu≤	mg/kg	100
2	Zn≤	mg/kg	300
3	As≤	mg/kg	25
4	Ni≤	mg/kg	190
5	Pb≤	mg/kg	170
6	Cd≤	mg/kg	0.6
7	Cr≤	mg/kg	250
8	Hg≤	mg/kg	3.4

2.5.2 污染物排放因子及标准

(1) 废气

井场加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值。非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准 (GB39728-2020)》中厂界标准；H₂S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.5-5。

表 2.5-5 大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³) (表 2)	最高允许排放浓度 (mg/m ³) (表 1)	标准来源
NO _x	200	400	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)
SO ₂	50	100	
烟尘	20	30	
非甲烷总烃 (厂界外)	4.0		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
H ₂ S	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在三号联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准，标准值见表 2.5-6。工作人员由采油三厂内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

表 2.5-6 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

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

（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。噪声限值见表 2.5-7。

表 2.5-7 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB（A）	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	60	50

（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）及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）要求；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求。

生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》(GB16889-2008); 一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2020); 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)。

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井口加热炉排放的废气和井场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, 选取非甲烷总烃为候选因子核算, 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/°C		43
最低环境温度/°C		-36
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

估算结果详见表 2.6-3。

表 2.6-3 估算模式计算结果表

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{\max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(\text{m})$
1	加热炉烟气	PM_{10}	0.9756	0.22	3.82	77	--
		SO_2	0.1576	0.03			
		NO_x	7.5047	3.0			
2	井场无组织废气	非甲烷总烃	76.413	3.82		94	

表 2.6-3 的计算结果表明，井口加热炉排放的废气和井场非甲烷总烃的无组织排放最大占标率均为 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，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，最终确定将油区边界外扩 2.5km 作为大气环境评价范围。大气评价范围见图 2.6-1。

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:

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

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; 根据区内含水层岩性以粉、细砂为主, 渗透系数取经验参数 10m/d。

I—水力坡度, 无量纲, 2‰;

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 800m。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：向下游（东南方向）外扩 0.8km，向两侧、上游各外扩 0.4km，上游外扩 0.4km，外扩后的评价区面积为 18km²。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。项目所在区域无地表水体，距离塔里木河约 10km。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

评价区内无自然保护区、风景名胜区和水源保护区等特殊和重要生态敏感区，属于一般区域。工程永久占地面积为 0.90hm²，临时占地面积 2.5775hm²，占地面积小于 2km²，集输管线和燃料气管线合计 2.6m，同沟敷设。根据《环境影响评价技术导则—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

油田开发生态影响包括直接影响和间接影响，因此，本项目生态评价范围为：井场占地范围向外围扩展 0.2km，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柴油、原油(特原油),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。本项目主要风险单元为密闭集输单元,通过计算,工程区危险物质数量与临界量比值 $Q=0.00304$ 。本项目 $Q<1$,环境风险潜势为 I。

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

表 2.6-8 环境风险评价等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
A 是相对于详细评价工作内容而言,在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。				

2.6.6 声环境

本项目噪声源主要包括施工期内钻井机械噪声、生产运行期站场机泵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 0.90hm^2 ,属于小型项目,占地类型主要为耕地和低覆盖度草地,土壤敏感程度为“敏感”。油田开发属于 I 类项目,因此评价工作等级划分为一级。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

敏感程度 评价等级	占地规模	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) 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

根据环评单位现场踏勘及调查走访，项目区内不涉及依法划定的自然保护

区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区，无环境限制性因素。本项目位于阿克苏地区库车市境内，距离塔里木河 10km，除油区工作人员外，距离最近的村庄约 0.75km。评价区环境保护目标见图 2.5-1 和表 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	国家级和地方级公益林	井区范围内	避免占用林地茂密区，按规定进行补偿
		垦荒耕地	单井集输管道	一般耕地，非基本农田，优化井位及线路布设，减少占用耕地，按规定进行补偿
		肉苁蓉、膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻等国家 II 级保护植物	井区及周边零星分布	避免占用
2	大气环境	博尔达西村	T759 计量间东北 0.75km	《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准
3	水环境	深层承压水、和浅层地下水	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
6	环境风险	项目区土壤、地下水、公益林、居民区	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

3.工程概况与工程分析

3.1 工程概况

3.1.1 项目基本情况

3.1.1.1 项目名称和性质

项目名称：塔河油田西部白垩系凝析气藏 2021 年 T759-6 井评价项目

项目性质：改扩建。

3.1.1.2 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，地处塔河油田 11 区的西南部，塔里木河北岸，东北距轮台县城约 90km，西北距库车市城约 90km，隶属于塔河油田采油三厂 T759 井区管辖。T759-6 井口地理坐标为东*，北纬*。

构造位置位于塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起西南部，目的层系为白垩系巴什基奇克组。地理位置见图 3.1-1。

3.1.1.3 建设规模

本项目的层系为白垩系巴什基奇克组，气藏埋深 4000~4500m。部署新钻井 1 口，进尺 4120m，新增产能天然气 3 万方/天，油 25 吨/天。

3.1.1.4 工程组成

本项目组成包括钻井工程、采气工程、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钻井 1 口 T759-6，进尺 4120m；新建单井管道 2.2km 油气混输至已建 T759 计量间，站内轮井计量后依托已建 T759 计量间外输管道、统一输至三号联合站集中处理。项目工程组成见表 3.1-1。

表 3.1-1 工程组成一览表

序号	项目名称	内容		单位	总计	备注
1	产能	天然气		万方/年	900	天然气 3 万方/天，300 天计
		原油		万吨/年	0.75	油 25 吨/天，300 天计
2	主 体工程	钻井工程		口	1	新钻气井 1 口 T759-6，进尺 4120m，三开井身结构
		站场工程	井口	座	1	T759-6 井口，采气树节流阀，每座井场需新建 200kW 双盘管加热炉 1 座，新增中频感应加热装置 1 套

		管线工程	单井管线	km	2.2	长度 2.2km, 单井集输、燃气管道同沟敷设, 全途径高阻隔柔性连续复合管, RF-Q(Y)-101×13-6.4 、PN6.4Mpa, 埋地敷设方式, 埋地深度 1.5m
			燃料气管线	Km	0.4	长度 0.4km, 和单井管道同沟敷设, 20# 无缝钢管 $\Phi 48\times 4$, 埋地敷设方式, 埋地深度 1.5m
3	配套工程	10kV 架空线路		km	1.2	井口设油浸式变压器, 电源就近 T 接 T759-1 井 10kV 架空线路, 长度 1.2km, 井场设低压配电箱 1 座。
		道路工程		Km	0.9	总长度 0.9km, 砂石路面
		供热工程		座	1	200kW 双盘管加热炉 1 座
4	依托工程	三号联合站		2005 年投产运行。设计采出液处理规模 $360\times 10^4\text{t/a}$, 天然气处理规模为 $35\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$, 采出水设计处理规模为 $6500\text{m}^3/\text{d}$ 。2019 年实际采出液处理规模 $386\times 10^4\text{t/a}$, 原油处理量 $177\times 10^4\text{t/a}$, 天然气处理量 $9.5\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。采出水处理量 $6800\text{m}^3/\text{d}$ 。		
		T759 计量间		塔河油田 T759 计量间位于 T759 井附近, 担负着周边所辖油气井的计量、气液转输等任务, 于 2007 年 12 月建成投产, 设计规模转输液量 $6\times 10^4\text{t/a}$ 。T759 计量间建有 1 座 8 井式计量撬, 目前正在生产 7 口井。T759 计量间目前外输液量 80.95t/d, 油量 62t/d, 伴生气 1.3 万方/天, 油气混输至三号联集中处理。		
		西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站		本工程产生的生活垃圾、酸化压裂废水以及含油污泥等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。		

3.1.1.5 工程投资

地面工程总投资 358.55 万元, 钻井工程 1500 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。

3.1.2 油气资源概况

3.1.2.1 油藏储量

塔河油田西部白垩系凝析气藏属中深层、小型规模、中产、低丰度的气藏。

3.1.2.2 油气物性

根据油藏预测, 地层压力 41MPa, 参考 T759-2H 井开井初期油压 25MPa, 原油及天然气组分参考周边 T759-2H 井, 详见表 3.1-2 和表 3.1-3

原油物性: 原油密度 0.785g/cm^3 , 属于低含蜡、低含硫的轻质原油。

表 3.1-2 原油组分简表

井号	密度 (g/cm^3)	运动粘度 30℃ (mm^2/s)	凝固点 (℃)	含硫 (%)	含蜡 (%)
T759-2H	0.785	0.84	-20	0.28	2.89

天然气物性: 天然气相对密度 0.77, H_2S 含量 40.5mg/m^3 。

表 3.1-3 天然气组分简表

井号	体积百分数 (%)							
	甲烷	乙烷	丙烷	丁烷	戊烷	己烷	二氧化碳	氮气
T759-2H	70.02	12.32	6.84	2.86	0.7	0.06	0.32	6.8

(3) 油田采出水物性

地层水矿化度高，水型为氯化钙型，属于封闭环境下的高矿化度地层水。

3.1.3 区块开发现状

本项目位于塔河油田采油三厂 T759 井区，距离就近的 T759 计量间约 2.2km。

塔河油田 T759 计量间担负着周边所辖油气井的计量、气液转输等任务，于 2007 年 12 月建成投产，设计规模转输液量 $6 \times 10^4 \text{t/a}$ 。T759 计量间建有 1 座 8 井式计量撬，目前正在生产 7 口井。T759 计量间目前外输液量 80.95t/d，油量 62t/d，伴生气 1.3 万方/天，油气混输至三号联集中处理。T759 计量间包括在塔河油田 11 区开发建设工程中，2007 年 1 月 10 日取得原新疆维吾尔自治区环保局批复：新环自函（2007）3 号；2011 年 2 月 12 日通过原自治区环境保护厅验收：新环评价函（2011）116 号。

T759 井区属于塔河油田西南部古近系库姆格列木群滚动产能建设项目一部分，目前有 11 口井（KZ3、S108-1、S115-1、T726CH1、T759、T759-1X、T759-2H、T759-3H、T759-4H、TK1103CH、TK1130），其中生产井 7 口。2015 年实施塔河油田西南部古近系库姆格列木群滚动产能建设项目（包括 11 区和托甫台区）。2015 年 3 月 31 日取得原新疆维吾尔自治区环保厅批复：新环函（2015）304 号。2016 年 12 月 27 日通过原自治区环境保护厅验收：新环函（2016）2003 号。

表 3.1-4 T759 井区目前开发井

序号	井号	井位坐标 E	井位坐标 N	年度	总液 t	油 m ³	油 t	气 m ³	水 t	汽油比 m ³ /t	含水%	进站情况
1	KZ3			2006	17.03	21.63	16.18	2835.00	0.85	175.23	5.00	采油井
2	S108-1			2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	长停井
3	S115-1			2005	28.66	34.81	28.66	582.00	0.00	20.31	0.00	采油井
4	T759			2004	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	采油井
5	T759-1X			2006	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	长停井
6	T759-2H			2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	采油井
7	T759-3H			2013	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	采油井
8	T759-4H			2014	3.22	3.68	3.22	1536.00	0.00	477.02	0.00	采油井

9	TK1130			2010	21.69	17.30	15.71	1073.00	5.98	68.32	27.59	采油井
10	T726CH			2004								长停井
11	TK1103CH			2012								长停井

3.1.4 总体开发方案

3.1.4.1 开发部署

本项目部署新钻井 1 口 T759-6，进尺 4120m；新增产能天然气 3 万方/天，油 25 吨/天。新建单井管道 2.2km，燃料气管线 0.4km，井场道路 0.9km，配套电力、防腐、通信工程。

油气集输采用三级布站模式，T759-6 井流物先井口节流，并对采气树及井口流程进行中频加热，保证管线不冻堵。之后进行一级、二级节流，加热后进入集输管线。油气混输至已建 T759 计量间，站内轮井计量后依托已建 T759 计量间外输管道、统一输至三号联合站集中处理。

3.1.4.2 开发指标预测

T759-6H 井前四年稳产，随后产量逐渐衰减。单井产油 25t/d，产气 3 万方/天，初期不含水。开发指标见表 3.1-4。

表 3.1-4 分年生产指标预测总表

时间(年)	单井日产气(万方/天)	单井日产油(吨/天)	含水(%)
2021	3.0	25.0	0
2022	2.9	17.1	0
2023	2.6	11.3	1.6
2024	2.3	7.0	2.6
2025	1.9	4.8	5.5
2026	1.4	4.0	8.9
2027	1.0	4.6	14.5
2028	0.6	4.9	22.1
2029	0.4	4.2	41.6
2030	0.3	4.8	58.8

3.1.5 主体工程

主体工程包括钻井工程、油气处理工程、油气集输工程等。

3.1.5.1 钻井工程

工程新钻井 1 口，T759-6 井设计井深 4120m，目的层为白垩系巴什基奇克

组。钻井采用 ZJ70 钻机。

(1) 井身结构

本项目采用二开井身结构。T759-6 井井身结构详见表 3.1-3 及图 3.1-4。

表 3.1-4 T759-6 井井身结构

开钻顺序	钻头直径 mm	井深 m	套管外径 mm	套管下深 m	套管顶深 M	水泥封固段 m	备注
导管	660.4	60	508	60	地面	地面	导管, 从钻台面算起 60m
一开	311.2	800	244.5	799	地面	地面	一级固井
二开	215.9	4120	139.7	4118	地面	地面~4120	

井身结构说明:

T759-6 井设计井型为直井, 采用二开井身结构:

首先采用 660.4mm 钻头钻至 60m, 下入 508mm 套管, 建立井口;

一开采用 311.2mm 钻头钻至 800m, 下 244.5mm 套管, 安装套管头;

二开采用 215.9mm 钻头钻至 4120m, 下入 139.7mm 套管, 采用先期裸眼完井。

(3) 钻井液

钻井液体系: 膨润土浆--聚合物润滑防塌钻井液, 见表 3.1-5。

表 3.1-5 钻井液体系表

井段 (m)	钻井液体系	选择依据
0~60	膨润土-聚合物	地层疏松易垮塌, 采用高粘聚合物体系保持井眼稳定。
60~800	膨润土-聚合物	地层疏松易垮塌, 采用高粘聚合物体系保持井眼稳定。
800~4120	聚合物	聚合物屏蔽暂堵钻井液体系;

(4) 固井设计

一开表层套管采用常规法固井, 要求水泥返至地面。

二开油层套管采用双级固井, 先期裸眼完井。

(5) 井场布置

钻井井场总占地面积为 9775m² (115m×85m), 其中永久占地面积为 3600m² (60m×60m), 临时占地面积为 6175m²。井场将修建应急池 (600m³), 主、副两座放喷池 (2×200m³) 等土建设施; 撬装设施主要为钻井废弃物不落地处理系统等; 设置钻井平台 1 套。钻井期井场平面布置见图 1-3。

3.1.5.2 油气集输工程

井口设置采气数及节流阀，单井集输管线长度 2.2km，选择内径 75mm 管道，燃料气管线 0.4km 选择 $\Phi 48 \times 4$ 。

(1) 井口装置

本次气藏部署 1 口新井：T759-6 井。井流物先井口节流，之后进行一级、二级节流，加热后进入集输管线。井场需新建 200kW 双盘管加热炉 1 座。为保证井口节流不冻堵，建议根据开井初期实际井口温度，控制井口节流压力在 10-16MPa。

(2) 单井管线

T759-6 井新建单井管道 2.2km（全通径高阻隔柔性连续复合管，RF-Q(Y)-101×13-6.4、PN6.4MPa）就近接入 T759 计量间。T759 计量间返输燃料气至 T759-6 井，管道选择 20# 无缝钢管 $\Phi 48 \times 4$ ，长度 0.4km，和单井管道同沟敷设。T759-6 井经计量后通过已建的 T759 计量间外输管道，统一油气混输至三号联合站集中处理。

表 3.1-7 集输管线主要工程内容表

序号	设备名称	单位	数量	备注
1	全通径高阻隔柔性管，RF-Q(Y)-101×13-6.4，6.4MPa	km	2.2	30mm 厚闭孔发泡交联聚乙烯保温
2	20# 无缝钢管 $\Phi 48 \times 4$ 2PE	km	0.4	
3	井口双盘管加热炉 (200kW) PN25MPa	台	1.00	具备自动启停炉、温度控制，安全保护功能
4	单流阀	个	1.00	
5	PN25MPa 角式节流阀及井口安装	套	1.00	
7	中频加热器	台	1.00	

燃料气管道就近接自周边已建管道、长度 0.4km。

3.1.6 配套工程

配套工程包括道路、供配电、自控、通信、防腐等。

(1) 供配电工程

井口设油浸式变压器（杆式），电源就近 T 接 10kV 架空线路，长度 1.2km，井场设低压配电箱 1 座。

(2) 仪表、通信工程

井场参数采集及上传、H₂S 及可燃气体检测、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。

(3) 道路工程

修复 1 口井井场路，总长度 0.9km，砂石路面。

(4) 防腐保温

单井集油管道采用非金属管道，外做 30mm 厚闭孔发泡交联聚乙烯保温。

(5) 给排水

本工程给水主要是钻井时期用水，附近水源地拉运。钻井期各单井生活污水量少，各井场生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜防渗)进行沉降处理，自然蒸发；钻井废水采用西北油田分公司钻井不落地工艺，循环利用不外排。

3.1.7 依托工程

(1) 塔河油田三号联合站

塔河油田三号联合站于 2005 年开工建设，同年 11 月 5 日投产运行。作为“中石化标准化工程”，塔三联主要担负塔河油田 8 区、10 区、11 区、TP 片区及外围新增区块单井采出液的处理任务，集原油破乳，油气分离，脱硫，沉降脱水，污水处理以及回注等多功能于一体。设计采出液处理规模 $360 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理规模为 $35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采出水设计处理规模为 $6500 \text{m}^3/\text{d}$ 。2019 年实际采出液处理规模 $386 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油处理量 $177 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理量 $9.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。采出水处理量 $6800 \text{m}^3/\text{d}$ 。

原油处理工艺流程：稀油由稀油汇管来液加药后，进稀油加热炉加热，然后进三相分离器进行油气水分离。稠油由稠油汇管加药后，进稠油加热炉加热，然后进两相分离器进行气液分离。稠油、稀油在经过分离器初步处理后在分离器出口完成混配，混配后的中质油进入脱硫塔一段进行脱硫后再依次进入一次沉降罐及二次沉降罐沉降脱水，脱水后的原油通过脱水泵提升进入加热炉区再次加热升温至 75°C 后，进入脱硫塔二段再次脱硫并进入净化油罐储存，最后经过脱水、脱硫的净化原油通过外输泵增压、流量计计量后一部分输送至 TK835 装车站用于单井掺稀，剩余部分外输至二号联合站，最后通过输油首站外输。

天然气处理工艺流程：进站原油经过两相、三相分离器分出的伴生气，经伴生气分离器分离，伴生气分离器稳定压力为 0.3MPa ，与三号联负压区伴生气汇合后通过伴生气汇管去轻烃站处理。三号联合站俯视图见图 2.1-3，工艺流程图

见图 2.1-4，平面布置图见图 2.1-5。

三号联合站主要设备统计表见表 3.1-7。

表 3.1-7 三号联合站主要设备统计表

序号	设备名称	数量(台)	规格
主体工程			
1	两相分离器	2	Φ3000×17208
2	掺稀油三相分离器	2	Φ3000×17208
3	天然气分离器	2	Φ3000H=7500
配套工程			
1	进站阀组	3	原油、掺稀油、供气各 1 套
2	燃料气分离器	1	Φ1600H=7500
3	加药装置	1	Q=0-75L/h 台, P=1.6MPa
4	外输泵	3	W7T.3K-48-Z0M1W8, 4Q=220m ³ /h, P=2.5MPa
5	外输泵	3	W7T.3K-70-Z0M1W84, Q=145m ³ /h, P=0.8MPa
6	脱水泵	2	WFDY85-45×A6, Q=80m ³ /h, H=250m
7	循环泵	1	W7T.3K-70-Z0M1W84 Q=145m ³ /h, P=0.8MPaN=75kW
8	底水泵	2	DLY50-25X3AQ=30m ³ /h, H=60m
公用工程			
1	加热炉	5	4000kW
环保工程			
1	净化油罐	2	10000m ³
2	沉降罐	6	5000m ³
3	底水罐	1	Φ2000×8196
4	HTWL-1 污油回收装置	1	Q=2m ³ /h, P=0.6MPaN=2.2kW

表 3.1-10 三号联合站负荷情况表

项目	设计处理能力	2019 年处理量	负荷率
采出液处理	360×10 ⁴ m ³ /a	386×10 ⁴ m ³ /a	107.2%
原油处理	180×10 ⁴ /a	177×10 ⁴ /a	98.3%
天然气处理	35×10 ⁴ m ³ /d	9.5×10 ⁴ m ³ /d	27.1%

(2) T759 计量间

塔河油田 T759 计量间位于 T759 井附近，担负着周边所辖油气井的计量、气液转输等任务，于 2007 年 12 月建成投产，设计规模转输液量 6×10⁴t/a，目前实际外输液量为 83t/d，油气经计量后混输至三号联合站进行处理。T759 计量间建有 1 座 8 井式计量撬，目前正在生产 7 口井。

T759 计量间目前外输液量 80.95t/d，油量 62t/d，伴生气 1.3 万方/天，油气混输至三号联集中处理。三号联原油进站压力 0.44MPa，T759 计量间出站压力 0.6MPa，T759 井区回压 0.69~1.0MPa。

T759 计量间外输至三号联混输管道 DN200、PN4MPa、8km。

T759 计量间主要生产流程：井口来油气经进站阀组进入自动选井计量撬，实现各单井的轮井计量，计量后各单井油气混合自压输至三号联合站。

3.1.7.3 西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站

本区块产生的含油污泥、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。绿色环保工作站平面布置见图 2.1-31，主要设备分布见表 2.1-24。

表 3.1-24 绿色环保工作站现有主要设施分布情况

序号	工程内容	建设时间	规模及运行情况
1	新建生活垃圾池	2016	在用，规模 $5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，填埋场总面积为 31686.24m^2 ，2018 年 11 月投入运营，2020 年 7 月企业自主完成竣工环境保护验收。
2	4 号池	2013	在用，曾贮存受浸土，容积均为 11000m^3 ，目前已清理，正在开展土壤调查与风险评估。
3	7、8、9 号池	2013~2019	在用，尚有受浸土堆存，每个容积均为 11000m^3 ，拟清理后，开展土壤调查
4	5 号池、6 号池	2019	在用，有受浸土堆存，每个容积均为 11000m^3 ，环保手续全，建设较规范
5	污油泥处理装置区	2012、2015	一期（2012 年）：含油污泥处理装置 2 套，每套处理能力为 $50 \text{m}^3/\text{d}$ ，年处理含油污泥的量为 3万 m^3 ；焚烧炉、型煤系统。

序号	工程内容	建设时间	规模及运行情况
			二期扩建（2015 年），对含油污泥处理装置扩建，在现有 2 套含油污泥处置装置的基础上，对油泥处置设施进行扩建，新增 2 套受浸泥土处置设施，每套设计处理能力 50m ³ /d，年处理含油污泥的量为 3 万 m ³ ；焚烧炉、型煤系统 2018 年停用。
6	废液装置区	2004、2014、2015、2020	2014、2015、2020 进过 3 次扩建，手续齐全，废液处置规模 65m ³ /h，含废液接收池，沉淀池等
7	12 万 m ³ 蒸发池	2004	停用，已清理，正在开展土壤调查与风险评估
8	1-3 号池	2013	停用，1 号池 8000 m ³ ，2 号池 12000 m ³ ，3 号池 16000m ³ ，曾贮存含油污泥，目前已清理，正在开展土壤调查与风险评估。

（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%。

根据资料搜集和现场调查, 废液处理系统建于 2004 年, 先后于 2014、2015、2020 年进行了升级改造, 至目前, 废液处置能力为 $65\text{m}^3/\text{h}$, 实际平均运行为 $9.2\text{m}^3/\text{h}$, 富裕 $55.8\text{m}^3/\text{h}$ 。

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。

(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 。

3.2 工程分析

3.2.1 现有工程开发现状及影响回顾分析

3.2.1.1 现有工程开发现状

本项目位于塔河油田采油三厂 T759 井区, 距离就近的 T759 计量间约 2.2km 。

T759 井区属于塔河油田西南部古近系库姆格列木群滚动产能建设项目一部分, 目前有 11 口井 (KZ3、S108-1、S115-1、T726CH1、T759、T759-1X、T759-2H、T759-3H、T759-4H、TK1103CH、TK1130), 其中生产井 7 口。

2015 年实施塔河油田西南部古近系库姆格列木群滚动产能建设项目 (包括 11 区和托甫台区)。2015 年 3 月 31 日取得原新疆维吾尔自治区环保厅批复 (新环函 (2015) 304 号)。2016 年 12 月 27 日通过原自治区环境保护厅验收 (新环

函〔2016〕2003 号)。

3.2.1.2 现有工程环境影响回顾评价

根据《塔河油田西南部古近系库姆格列木群滚动产能建设项目竣工环境保护验收调查报告》及环评组现场调查情况，对现有工程环境影响进行回顾评价。

(1) 生态影响回顾

现场对单井及部分管、道路进行了验收调查，在正常投运的井场没有看到落地油，井场回填平整，见不到泥浆池的痕迹，因此油田运营期在正常生产条件下对土壤没有影响。工程永久占地 $60 \times 60 \text{m}^2$ ，临时占地 $115 \times 85 \text{m}^2$ 。除个别井区水分条件较好的井场植被已恢复，其他井场临时占地扰动范围植被基本没有恢复。

油田施工期间没有发生捕杀野生动物的事件，运营期由于人为活动增加，井区范围植被盖度不高，大型野生动物在井区出现较少。

各井场都将泥浆池回填，用沙土平铺压实，减少井场扬尘，巡井道路铺设砾石，对路两侧的植被没有扰动。输油输气管线同沟铺设，减少了管沟开挖量，开挖土全部回填在管沟上。在一些水分条件好的管线，自然恢复一些草本植物。

支干路永久性过水桥涵，提高油田干道行洪能力。井场路铺设 3.5m 宽的砂砾石，减少对周边植被的扰动和车辆行驶造成的扬尘。

经现场调查，建设单位基本落实了环评及批复提出的生态保护措施。

(2) 大气环境影响回顾

目前 T759 井区有 11 口井，现有加热炉 7 台，统计见表 3.2-2。

表 3.2-2 T759 井区锅炉统计表

使用地点	锅炉名称	设计功率 (t/h 或 MW)	燃料消耗量 (万 m^3/a)
KZ3	加热炉	0.2	2.42
S108-1	加热炉	0.2	0.44
S115-1	加热炉	0.2	7.94
T726CH1	加热炉	0.2	0
T759-3H	加热炉	0.2	7.94
T759-4H	加热炉	0.2	0
TK1103CH	加热炉	0.2	0.74
			19.48

正常生产过程中，井口加热炉废气排放符合《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中新建锅炉大气污染物排放限值要求。三号联合站无组织排放的非甲烷总烃达到《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； H_2S 达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）恶臭污染物厂界标准二级标准。

根据现场调查大气环境保护措施基本落实，集输管道等采用部分封闭式输送，烃类挥发损失很小；不存在烃类气体直接放空的现象，总体对环境影响较小。

（3）水环境影响回顾

塔河油田西南部古近系库姆格列木群滚动产能建设项目在建设期、运营期对地表水没有造成影响，含油废水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求后全部回注地层。

经监测，三号联合站含油污水经处理后石油类、SS 的监测结果达到了《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的标准要求。

（4）噪声影响回顾

正常生产过程中，三号联合站厂界昼间、夜间噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。声环境保护措施落实较好。

（5）固废影响回顾

钻探过程中所产生的岩屑、废弃泥浆均排放在井场开挖的泥浆池中，泥浆池均按照规范要求铺设了防渗膜，完钻清场后岩屑、废弃泥浆统一在井场防渗泥浆池中固化后进行填埋处理。施工单位的生活垃圾统一运至塔河油田 1 号固废、液废垃圾场进行处理。在完钻后，及时清理平整井场及废弃的钻井设备等物料，做到完工料净场地清后，才交付给生产单位进行试生产。

在运营期本项目产生的固体废物主要为含油污泥和生活垃圾。其中含油污泥运至塔河油田污油泥处理厂集中处理。生活垃圾统一运至塔河油田 1 号固废、液废垃圾场进行处理。

建设单位对施工期和运行期产生的固体废物采取了有效措施进行处置，落实了设计、环评及批复中提出的固体废物污染防治措施。

（6）环境风险影响回顾

从现场检查情况来看，本工程规章制度健全，明确了各要害部位、重点岗位的管理责任，建立了一整套的安全生产管理规定、安全生产操作规程和各种设备的运行操作规范，以及应急救援预案。各工作岗位的工作人员都持证上岗，并定期进行安全检查、培训和应急预案演练，发现问题及时整改，消灭事故隐患。

自本工程运营以来，未发生过大的火灾爆炸、油气泄漏等环境风险事故，说

明建设单位采取的上述风险防范措施是较为有效的。

3.2.1.3 现有工程环保措施落实情况

环评单位根据环评报告、验收报告及环保主管部门提出的具有操作性的环保要求，进行落实情况的调查和总结，见表 3.2-1。

表 3.2-1 环保措施落实情况

调查对象	批复提出的措施	措施落实情况
生态环境	合理规划规划油区永久占地，严格控制临时性占地面积，不得随意扩大扰动地表范围，项目用地应取得有关部门许可。	调查期间未发现随意扩大占地、扰动地表现象；用地均取得相关部门许可。
	落实项目生态保护、污染防治措施和生态修复方案，防治土地沙化，及时清理场地、平整土地，防止造成水土流失和生态破坏。	施工结束后进行了迹地平整。
	严禁砍伐胡杨林，落实项目区生态保护和污染防治措施，防止土地沙化，及时清理场地、平整土地，防止造成水土流失和生态破坏。	现场调查，没有发现砍伐胡杨林的情况。
水环境	做好废水污染治理工作，钻井废水和井下作业废水进入三号联合站污水处理系统，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求后，全部回注地层。	钻井废水和井下作业废水进入三号联合站污水处理系统，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求后，全部回注地层。
	钻井废水排入井场内泥浆池。钻井结束后，与排入池内的废泥浆、岩屑一同进行填埋处置。	已落实
	各类生产、生活废水严禁直接外排。	调查过程中，未发现生产、生活用水随意外排情况。
大气环境	项目部分油田区域油气集输采用全密闭流程，非甲烷总烃排放须符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值要求。	油气集输过程采用全密闭流程。厂界周围无组织烃类排放符合标准限值内容要求。
	项目 22 台井口加热炉均采用天然气为燃料，废气排放须符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）中新建锅炉大气污染物排放限值要求。	项目 12 台井口加热炉均采用天然气为燃料，经监测，井口加热炉废气排放符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）中新建锅炉大气污染物排放限值要求。
	硫化氢排放须符合《恶臭污染物排放标准》（GB14554—93）恶臭污染物厂界标准二级标准；	经监测，三号联合站在正常运行过程中，硫化氢排放须符合《恶臭污染物排放标准》（GB14554—93）恶臭污染物厂界标准二级标准；
	在油气集输过程中，不得将烃类气体直接放空。	油气集输过程中未发现烃类气体直接放空现象。
固体废物	做好固体废物综合利用和处置工作，提高泥浆的循环利用率，减少废弃钻井泥浆产生量；	作业过程全部带罐操作，井场铺设了防渗土工膜。
	井下作业时须带罐操作，作业经常铺垫防渗土工膜，确保落地原油全部回收；	泥浆池按要求处理。

	钻井废弃泥浆和岩屑等排入防渗泥浆池后经固化回填处理；	钻井废弃泥浆和岩屑等排入防渗泥浆池后经固化回填处理；
	含油污泥及生活垃圾收集后运往塔河油田一号固废液废处理站分类进行处理	废物处理达到指标要求。
噪声	选择低噪声设备，对高噪声设备采用密闭隔离等措施	选择低噪声设备，对高噪声设备采用密闭隔声措施。
	厂界噪声达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 3 类标准限值。	监测结果显示达标。
环境风险防范和应急措施	制定事故状态下环境风险应急预案和污染防治措施，避免产生事故引发环境污染；	制定《突发环境污染事件应急预案》，并在当地环保局备案。
	配置健全的消防设施并妥善考虑消防水的处理和处置；	消防设施健全。
	加强项目安全生产检查，对事故隐患做到及早发现，及时处理；	定期开展生产安全检查。
	建立与地方政府突发环境事故应急预案对接及联动具体实施方案，确保风险事故得到有效控制，避免发生污染事件。	《塔河油田采油三厂突发环境事件应急预案》
其它	积极开展清洁生产审核，降低油田开发单位产品水耗、能耗，逐步提高企业清洁生产水平，从源头减少污染物产生。	已开展清洁生产审核及验收工作，并取得验收批复。
	按照排污口设置及规范化整治管理的相关规定设置各类排污口，按要求进行标识，并涉及必要的监测采样平台。	本项目依托设施废水排放口设置有环境监测采样点，并已设立标识标牌。
	开展本项目环境监理，在施工招标文件、施工合同中明确环保条款和责任，建立专项档案，定期向当地环境保护行政主管部门提交环境监理报告。	项目实施期间已委托第三方监理公司开展工程监理工作，且 HSE 监理已纳入工程监理范围。

3.2.1.4 现有工程三废排放情况

根据现场调查和资料搜集情况，现有工程污染源排放见表 3.4-7。

表 3.4-7 现有工程污染物排放汇总

项目 类别	单位	产生量	处理量	排放量
一、废气				
燃料烟气	$\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	265.43	0	265.43
NO ₂	t/a	4.966	0	4.966
烟尘	t/a	0.64	0	0.64
SO ₂	t/a	0.05	0	0.05
二、废水				
采出废水	$\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	0.25	0.25	0
石油类	t/a	0.17	0.17	0
COD	t/a	11.25	11.25	0
三、固废				
油泥	t/a	5.06	5.06	0
生活垃圾	t/a	/	/	0

3.2.2 主要生产工艺过程及污染因素分析

3.2.2.1 主要生产工艺过程

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

(1) 钻井

钻井是油田勘探开发的主要工艺过程之一，是确定地层油藏构造、采油的唯一手段。本项目新钻井 1 口 T759-6，进尺 4120m。

工艺包括钻井、固井（下套管、注水泥）和完井等过程。钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。钻前准备：包括平整井场和井场道路、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。井场主要钻井设备有：钻机（包括井架、天车、泥浆泵）、泥浆罐及泥浆固相控制系统、水罐，柴油机、发电机。井场配有控制室（车）和宿营房车。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置泥浆罐（钻井期间存放钻井岩屑、废泥浆和废水）。在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（参见图 3.2-1）。

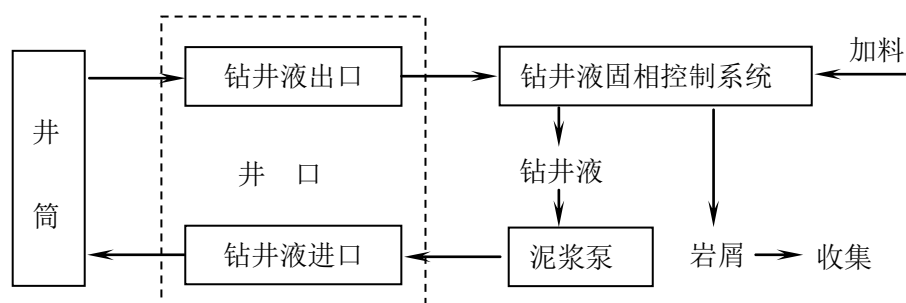


图 3.2-1 钻井液循环示意图

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

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

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

(2) 测井

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

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

（3）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。在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹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。

（4）采油（气）

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。

本项目的层系为白垩系，气藏埋深 4000~4500m。属于低含蜡、低含硫的轻质原油。

（5）油气集输

部署新钻井 1 口 T759-6，新建单井管道 2.2km 油气混输至已建 T759 计量间，站内轮井计量后依托已建 T759 计量间外输管道、统一输至三号联合站集中处理。

3.2.2.2 环境影响因素分析

本项目建设可分为开发建设期、生产运营期、退役期三个阶段。

开发建设期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，在本项目建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。服役期满后，如果封井和井场处

置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本项目包括钻井、地面工程建设、采油、油品集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关钻井、采油、井下作业、原油储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见表 3.2-1。

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	-
2	运营期 (正常 工况)	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	-
		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	-
3	运营期 (事故 工况)	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	++
4	退役期	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。

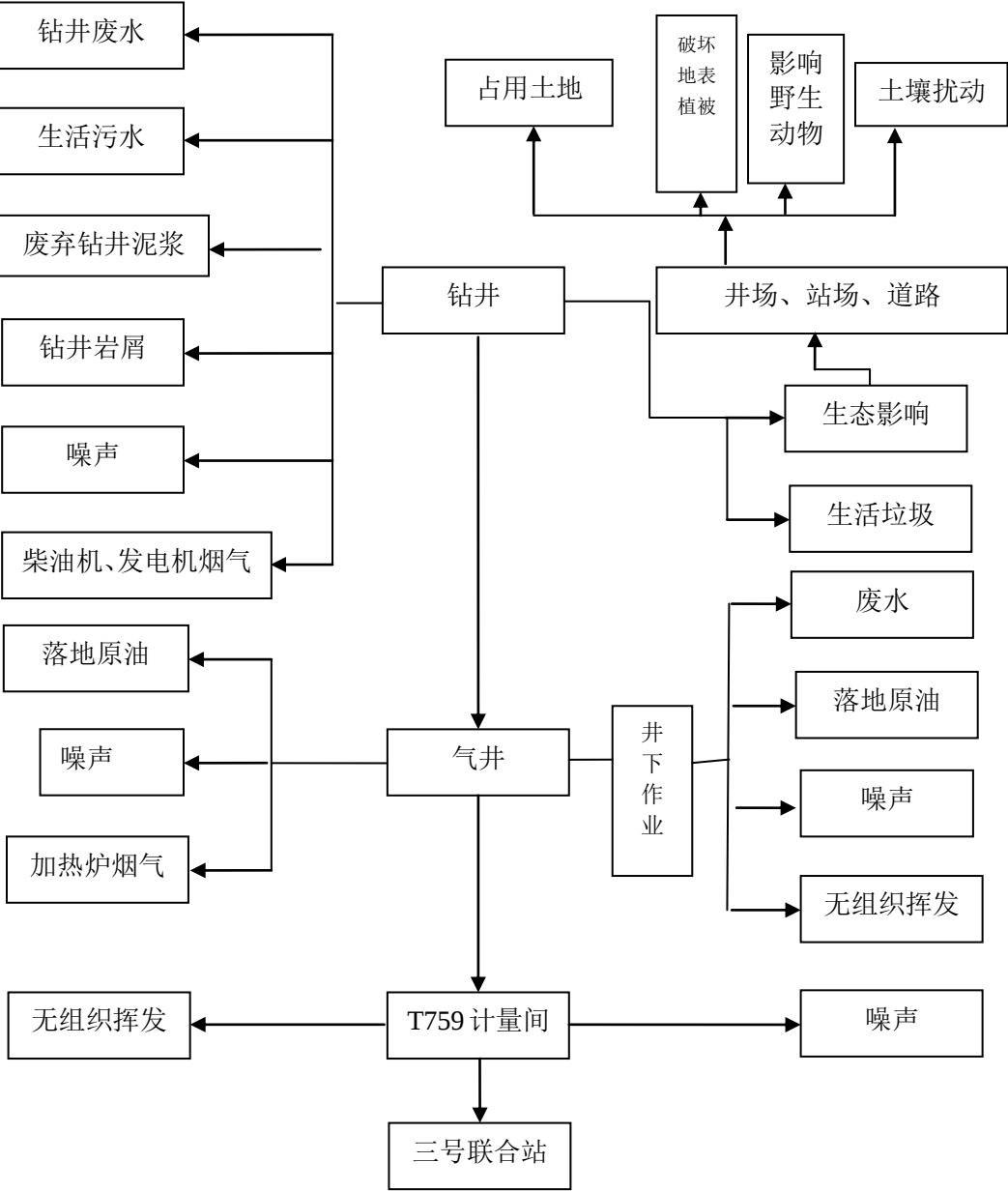


图 3.2-2 油田开发过程污染物排放流程

3.2.3 施工期环境影响因素分析

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

3.2.3.1 生态影响因素

生态影响主要体现在站场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集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。

本项目钻井 1 口，T759-6，新建单井管道 2.2km，燃料气管道 0.4km，井场道路 0.9km。根据估算，各项工程的永久占地面积为 0.90hm²，临时占地面积 2.5775hm²，详见表 3.2-2。

表 3.2-2 占地面积统计表

序号	工程内容	面积(hm ²)		备注
		永久占地	临时占地	
1	钻井井场	0.36	0.8975	部署井台 1 座，井场总占地 115m×85m，其中永久占地面积 3600m ² (60m×60m)，临时占地，井场面积 6275m ² ，临时生活区 40×60m，防喷池 400 m ²
2	管线	0	1.32	单井管线 2.2km，临时占地宽度 6.0m，燃料气管线长度 0.4km，和单井管道同沟敷设，
3	道路	0.54	0.36	总长度 0.9km，砂石路面，路基宽度 6.0m，按永久占地宽度计，道路两侧各 2.0m，按临时占地计。
	合计	0.90	2.5775	

3.2.3.2 开发期污染源分析

(1) 废气污染源

钻进阶段使用的钻机为电钻机，正常钻井作业时动力优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。正常情况没有钻井废气产生。

施工过程中产生的废气包括扬尘和施工机械及车辆尾气，其主要污染物为 TSP、NO₂、SO₂、CO 和烃类等。

(2) 废水污染源

开发期废水主要是钻井废水、井队生活污水

① 钻井废水

根据《工业污染源产排污系数手册（2010 年版）》上册 0790 与天然原油天然气开采有关的服务活动产污系数表，特殊油井（ $\geq 3.5\text{km}$ 进尺）产污系数 $62.33\text{t}/100\text{m}$ 进行估算。T759-6 勘探井进尺 4120m，则钻井废水产生量为 2567.99m^3 。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

②生活污水影响分析

钻井队按 50 人计，每人每天生活用水按 100L 计算，用水天数为 14d，则钻井期间生活用水总量为 70m^3 。生活污水产生量按用水量的 80%计，则钻井期间生活污水总产生量为 56m^3 ，生活污水中主要污染物为 COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L ， $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 60mg/L 、SS 为 240mg/L 。井队生活区应设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油三厂生活基地污水处理系统处理。

（3）固体废物污染源

①钻井废弃泥浆及岩屑

钻井过程中产生的废渣主要为钻井泥浆、岩屑。钻井岩屑随泥浆带出，导管段、一开及二开产生的非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等；本工程产生钻井泥浆 487.46m^3 ，岩屑 436.22m^3 ，具体见表 3.2-2。

表 3.1-2 本工程钻井废弃物产生量

开钻顺序	井段 m	钻头直径 mm	泥浆量 m^3	岩屑量 m^3	钻井液体系
导管	0~60	45.19	92.43	45.19	膨润土-聚合物
一开	60~800	123.77	134.77	123.77	膨润土-聚合物
二开	800~4120	267.26	260.26	267.26	聚合物
合计			487.46	436.22	

备注：采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式估算

②生活垃圾

施工队伍按 50 人计，每人每天产生 0.5kg 生活垃圾，则钻前工程施工期间

共产生生活垃圾 0.25t。生活垃圾集中收集后运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置。

(4) 噪声污染源

钻井期间，噪声产生于钻机、柴油机、发电机、泥浆泵等，声强一般在 90—105dB(A)，见表 3.2-4。

表 3.2-4 钻井设备主要噪声源

序号	设备名称	声源强度, dB(A)
1	柴油机	105
2	钻机	98
3	泥浆泵	90

(5) 开发期污染物排放汇总表

开发期污染物排放汇总见表 3.2-5。

表 3.2-5 开发期污染物排放汇总

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
大气污染物	井场、进场道路	扬尘 机械、车辆尾气 放喷天然气 燃烧废气	CO	阶段性排放	大气
			NO ₂	阶段性排放	
			SO ₂	阶段性排放	
			烃类	阶段性排放	
水污染物	井场	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	2567.99m ³	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。
	井场	生活污水	COD、NH ₃ -N、SS	56 m ³ /d	井队生活区应设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油三厂生活基地污水处理系统处理。
固体废物	井场	钻井岩屑	岩屑	436.22m ³	钻井岩屑随泥浆带出，导管段、一开及二开产生的非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等
		钻井废弃泥浆	钻井废弃泥浆	487.46m ³	
	井场	生活垃圾	/	0.25	集中收集后运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置
噪声	井场	柴油发电机	/	105	声环境
		钻机	/	98	
		泥浆泵	/	90	

3.2.4 运营期环境影响因素分析

3.2.4.1 废水污染源

(1) 采出水

根据开发指标预测，本项目最大年 2030 年，含水率 58.8%，估算采出水量约为 6.85t/d (2055t/a)；根据区块验收报告，采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚、NH₃-N，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L，60mg/L。由此可计算出：本项目 SS、COD、石油类、挥发酚和 NH₃-N 的年产生量分别为 0.09t、9.25t、0.14t、0.003t 和 0.12t。

(2) 生活污水

运营期新增工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

(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

本项目油藏储层为非低渗透储层，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。井下废水集中收集进入西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理，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。

3.2.4.2 废气污染源

本项目，在正常工况下大气污染物的主要来源是井场加热炉天然气燃烧烟气及集输过程无组织排放烃类污染物。

(1) 天然气燃烧排放废气

按照建设单位提供的塔本项目地面工程资料，T759-6 井配备 1 台 200KW 加热炉。燃烧烟气来源为井场和站场加热炉排放烟气。

根据“关于发布计算污染物排放量的排污系数和物料衡算方法的公告”，环保部（公告 2017 年 第 81 号），燃烧天然气产生的废气量为 $136259.17\text{Nm}^3/10^4\text{m}^3$ 天然气，颗粒物： $2.4\text{kg}/10^4\text{m}^3$ 天然气；根据《排污许可证申请与核发技术规范锅炉》（HJ953-2018）表 F.3 燃气工业锅炉的废气排污系数 SO_2 ： $0.025\text{kg}/10^4\text{m}^3$ 天然气（S 取 20）； NO_x ： $18.71\text{kg}/10^4\text{m}^3$ 天然气。

本项目加热炉燃料气为净化脱硫后的净化天然气，天然气用气量约为 $7.8 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ （ $260\text{Nm}^3/\text{d}$ ），烟气产生量 $106.28 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。每年 SO_2 、 NO_x 、烟尘排放量分别 0.003t、0.146t 和 0.019t。

SO_2 、 NO_x 、烟尘排放浓度分别为 $29.7\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $137.3\text{mg}/\text{m}^3$ 和 $17.61\text{mg}/\text{m}^3$ ，均可满足《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（ NO_x $200\text{mg}/\text{m}^3$ 、 SO_2 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 、颗粒物 $20\text{mg}/\text{m}^3$ ）要求。

(2) 油气集输过程中挥发性有机物

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。

本项目采用密闭集输，原油产能 $0.75 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，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 $0.1\text{‰} \sim 0.4\text{‰}$ 。本项目油气集输全程密闭，可有效减少 VOCs 的产生，故产污系数取 0.1‰ ，则 VOCs 排放量为 $0.75\text{t}/\text{a}$ 。

3.2.4.3 固体废物污染源

(1) 油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其他有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属危险废物。根据类比调查，油田开采的油泥（砂）产生量为 $1.5\text{--}2.2\text{t}/\text{万 t}$ 采出液，以最

大采出液计算，本项目油泥（砂）最大产生量为 1.65t。本项目产生的油泥（砂）经集中收集后拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理

（2）生活垃圾

运营期工作人员由采油三厂内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

3.2.4.4 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 3.2-7。

表 3.2-7 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

3.2.4.5 运营期污染源汇总

本项目运营期三废排放状况见表 3.2-8。

表 3.2-8 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	加热炉烟气	废气	106.28×10 ⁴ m ³ /a	106.28×10 ⁴ m ³ /a	大气
		NO _x	0.146t	0.146t	
		SO ₂	0.003t	0.003t	
		烟尘	0.019t	0.019t	
	油气集输过程中挥发性有机物	VOCs	0.75t/a	0.75t/a	
废水	采出水	采出水	2055t/a（最大量）	0	采出水进入三号联合站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）标准后回注油层
		SS	0.09t	0	
		COD	9.25t	0	
		石油类	0.14t	0	
		挥发酚	0.003t	0	
		NH ₃ -N	0.12t	0	
	井下作业废水	井下作业废水	38.02t	0	集中收集进入西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理，处理后回注油层
		COD	52262.7g	0	
		石油类	8822.5g	0	
固体废物	油泥	-	1.65	0	油泥（砂）经集中收集后拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理

3.2.5 污染物排放“三本账”

本项目建成后运行期污染物排放变化情况见表 3.4-21。

表 3.4-21 主要污染物排放变化情况表

项 目 类别	单位	现有工程		本项目		总体工程		
		产生 量	排放 量	产生 量	排放 量	“以新带老”消减 量	排放 量	增减 量
一、废气								
燃料烟 气	×10 ⁴ m ³ /a	265.43	265.43	106.28	106.28	0	371.71	106.28
NO ₂	t/a	0.364	0.364	0.146	0.146	0	0.51	0.146
烟尘	t/a	0.046	0.046	0.019	0.019	0	0.065	0.019
SO ₂	t/a	0.007	0.007	0.003	0.003	0	0.010	0.003
二、废水	×10 ⁴ m ³ /a							
采出废 水	万 t/a	0.25	0	0.21	0	0	0	0
石油类	t/a	0.17	0	0.14	0	0	0	0
COD	t/a	11.25	0	9.25	0	0	0	0
三、固废								
油泥	t/a	5.06	0	1.65	0	0	0	0
生活垃 圾	t/a	/	0	/	0	0	0	0

3.3 清洁生产分析

3.3.1 清洁生产评价指标

因我国目前尚未颁布石油天然气开发的清洁生产标准，因此本环评从工艺技术与装备、资源能源利用、产品、污染物产生、废物回收利用、环境管理 6 个方面进行评述。

3.3.1.1 工艺技术与装备

(1) 钻井工艺与装备

①塔河油田定向钻井技术已基本成熟，能力不断提高，钻井技术基本上能满足各种采油、采气方式的需要。同时形成了以下几方面的配套技术：井眼防碰及绕障井身轨迹控制技术，待钻目标预测技术、导向钻井技术、油层保护技术，以适应塔河油田的钻井需求，已成功完钻 5000m 以上的深定向井，并采用二层套管完井，为油田低投入、高产出生产奠定了基础。

②钻井过程中，选用无铬的无毒、无害、无污染或少污染的原材料和化学处理剂，井场采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，最大限度减少污染物排放量。

③完井后，井场废物进行全部清理、回收处理，恢复原地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④优化水泥浆设计和注水泥浆工艺，以保证良好的水泥胶结和水层的隔离，防止固井中水泥浆的漏失，有效地防止对地下水的污染。

（2）采油、集输工艺技术与装备

①机泵均采用高效、节能的新产品，提高了电能的利用率。

②对输送或储存热介质的管线和设备保温，减少了热能损失。

③采用先进可靠的自动控制系统技术，提高生产运行参数的准确性。

④工艺过程为全密闭式，除站场加热炉和无组织排放外，各区块基本没有大气污染物排放。

⑤采用高效节能设备、材料和密封性好的阀门，采气管道采用内防腐层和阴极保护技术，提高设备利用率和安全性，充分减少天然气在管线中的损失。

⑥采用已在国内外油气田得到广泛应用的 SCADA 监控与数据采集系统，完成塔河油田于奇西区块项目整个作业区生产数据采集、管理、分析处理等工作。

⑦计量站控制系统采用远程终端测控单元（RTU）；计量转油站控制系统采用可编程控制器（PLC）；集中处理站控制系统采用分散控制系统（DCS）。作业区信息中心完成油田生产数据采集、数据管理、数据分析处理等工作。

3.3.1.2 资源能源利用

本项目设计在以下几个方面采取节能措施：

(1)机泵均采用高效、节能的新产品，提高了电能的利用率。

(2)对输送或储存热介质的管线和设备保温，减少了热能损失。

(3)采用先进可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的准确性。

(4)工艺过程为全密闭式，没有油气排出。

(5)选用低损耗变压器，以降低电能损失。

(6)利用油田自产的天然气作为生产、生活区的燃料，节省其它能源的消耗。

3.3.1.3 产品指标分析

本项目产品主要为天然气和原油，天然气属于清洁能源，在使用过程中污染物产生量少。

3.3.1.4 污染物产生指标分析

（1）废水

钻井过程采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井废水循环利，不外排。

油藏采出水是油田开发过程中的主要废水，本项目区块的采出液集中到塔河油田三号联合站污水处理系统处理后用于回注。

井下作业产生的废液、废水和废油，严格按照中石化西北油田分公司的要求，带罐作业，最终运送至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理，处理后回注油层。

（2）废气

该工程采用密闭集输流程工艺方案，使烃类泄漏控制在较低的水平之内。供热设备选用高效节能的全自动燃气加热炉，使用的燃料为天然气，属清洁燃料，可有效地控制大气污染物排放量。钻井期由于刚打好的井压力过大，为避免喷出有毒有害气体对大气的污染，可通过火炬充分燃烧后排放，减少对周围大气环境的污染。

（3）固体废物

对开发过程中的试油、修井、洗井、压裂及其它作业，通过加强管理可防止和减小井喷事故的发生及污染物泄漏，严格控制落地油的排放量，使落地油产生量为零。

钻井过程采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井泥浆和水做到闭路循环使用。

生产过程中落地原油、油泥（砂）等固体废物运往塔河油田污油泥处理站处理。

（4）噪声

除各种钻机、柴油机、发电机采取消音措施，将噪声较大的发电机等布置在有隔声墙、吸音壁的房间内外，站场机泵选用变频调速装置，避免了无谓的电力消耗，抽油机采用永磁电机配变频调速装置，提高功率因素，减少噪声。

（5）生态保护及水土保持措施

本工程在站场选址、建设和管线的选线、敷设过程中，尽可能地选在植被较为稀少的荒地上，最大限度地避开珍惜保护植被，重点是胡杨林。

严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环

境景观进行恢复，使油田开发与生态环境保护协调发展。

通过以上技术方案及措施的运用，可有效减少生产过程中污染物的排放和对环境的影响，符合清洁生产要求。

3.3.1.5 废物回收利用指标分析

本项目为达到节能增效、综合利用的目的，钻井过程中完善并加强了废液的循环利用系统，加强作业废液的处理和综合利用。

（1）钻井过程采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，对于废弃物尽可能回收利用。

（2）废机油、洗件油及其它油品全部回收利用。

（3）钻井完井后，井筒替出泥浆排入泥浆池统一回收处理。

（4）井场用水实行管制冲洗砂样在容器中进行，机泵冷却水循环利用，且冲洗设备不用清水。

（5）选用操作灵活、密封性能好的阀门，减少天然的漏损量。

（6）采用节能型电气设备，如节能型变压器和高效节能灯具等。

（7）备用发电机组选用先进、节能的发电机组，减少能耗。

（8）合理提高用电设备功率因数，合理选择电动机、变压器容量，降低电能损耗。

3.3.1.6 环境管理要求

在油气开发的生产管理过程中，建立健全各项规章制度，以法规、行政、经济等手段，规范油田生产行为，对钻井生产、井下作业、施工方案、作业工序等方面提出明确的污染防治措施和规定，使钻井队、作业队实施清洁生产有法可依、有章可循，规范企业及职工的生产行为。

（1）把环保工作纳入企业生产管理之中，建立健全塔河油田开发生产、防治污染的一系列环保规章制度，层层落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产，重视环保宣传教育和培训，依靠广大职工搞好污染防治，清洁生产工作。

（2）在治理方法上从提高对原材料和资源的利用率入手，采用清洁生产工艺，在生产过程中控制污染物的产生，达到控制与削减污染物排放总量的目的。

（3）钻井生产施工过程当中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸中发生失散及时

清理回收。

(4) 在雨季和汛期，加强对井场泥浆池的容量和围堤高度的设计与施工，使其在雨季和汛期防止外溢有足够的保证。

(5) 井下作业积极推行无污染作业法，采油过程中加强生产管理，对输油管线、输气管线及井口装置定期进行检查和维修，减少或杜绝生产过程中跑、冒、滴、漏现象的发生。

本项目将与清洁生产同步规划、同步实施、同步发展，达到污染控制、节约能源、降低能耗与生产技术相结合，采用国内外最先进技术，推行清洁生产综合利用，尽可能充分利用资源、能源、减少或消除污染物的产生，使废弃物在生产过程中转化为可利用资源，消除污染。同时在污染治理上水污染防治以节水和污水资源化为核心；大气污染防治以节能为核心；防治固体废物污染以减量化和资源化为核心。

另外，本项目在污染防治战略上，从侧重污染末端治理逐步转化为生产全过程控制；在污染物排放控制上，由重浓度控制转变为浓度控制与总量控制相结合；在污染治理上，由重分散的点源治理专变为分散治理与集中控制相结合。

3.3.2 清洁生产水平分析

本次评价参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）中的石油天然气开采业有关的清洁生产水平技术指标进行对比分析，以此来说明本项目的清洁生产水平。

(1) 评价指标体系

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

① 评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表了行业清洁生产的平均先进水平。

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

② 权重分值

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

③ 评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

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

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.5-1。

表 3-5-1 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标									
一级指标	权重值	二级指标		单位	权重值	评价基准值	清洁生产审核		
							实际值	得分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗		kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65	16.4	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率		%	10	≥60	0	0	
		油井伴生气回收利用率		%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率		%	10	≥90	60	6.7	
(3) 污染物产生指标	40	石油类		mg/L	5	≤10	30	1.7	
		COD		mg/L	5	乙类区：≤150	150	5	
		落地原油回收率		%	7.5	100	100	7.5	
		采油废水回用率		%	7.5	≥60	60	7.5	
		油井伴生气外排率		%	7.5	≤20	0	7.5	
		采出废水达标排放率		%	7.5	≥80	100	7.5	
定性指标									
一级指标	指标 分值	二级指标				指标分值	清洁生产审核		
							得分		
(1) 生产工艺及设备要求	45	采 气	井筒质量		采 油	井筒设施完好		5	5
			采气过程醇回收设施	10		套管气回收装置		10	10
				天然气净化设施先进、净化效率高		10	防止落地原油产生措施		10
		采油方式			采油方式经过综合评价确定			10	10
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置			10	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	10		
		开展清洁生产审核，并通过验收				20	20		
		制定节能减排工作计划				5	5		
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5		
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5		
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况				5	5		

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中：

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

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

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

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数；

P_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 3.3-2。

表 3.3-2 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3-5-1 计算得出：本项目进行清洁生产审核前分数：定量指标得分 83.4 分，定性指标得分 90 分，综合评价指数得分 86.04 分，与表 3-5-2 中相比较， $75 \leq P < 90$ ，属于清洁生产企业。

3.4 污染物排放总量控制分析

3.4.1 总量控制原则

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

3.4.2 总量控制因子

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

本项目采用加热密闭集输工艺，用产品气作为燃料，燃料燃烧产生 SO_2 、烟尘、氮氧化物等废气。

运营期产生的采出水由塔河油田三号联合站处理达标后回注，不外排；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站进行处理，达标净化水用于回注。

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

3.4.3 工程污染物排放量的确定

本项目井口配备 1 台 200KW 真空加热炉，工程燃气消耗量约为 $7.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ($260 \text{Nm}^3/\text{d}$)，燃料为处理后的干气，油气集输过程中加热炉烟气排放 SO_2 ：0.003t/a，烟尘：0.019t/a， NO_x ：0.146t/a。

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，无组织排放量估算为 0.75t/a。由建设单位报请阿克苏地区生态

环境局确认本项目污染物允许排放总量，将其纳入阿克苏地区总量控制指标内。

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。

3.5 与相关规划、法律法规符合性分析

3.5.1 与国家产业政策协调性分析

本项目位于国土资源部批准的新疆塔里木盆地塔河油田开采区域内，属中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂管辖。开采证号 0200001320002，矿区面积 4426.237km²，有效期限 2013 年 3 月至 2063 年 3 月。

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。

3.5.2 与国家相关规划协调性分析

本项目涉及国家层面的相关规划主要有《能源发展“十三五”规划》、《全国矿产资源规划》、《全国主体功能区规划》等。

本项目与上述国家相关规划的协调性分析结果详见表 2.9-1。

表 2.9-1 本项目与国家相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本项目	协调性
能源发展“十三五”规划	“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”。	新疆塔里木盆地天然气储量十分丰富，近年来，中石化西北油田分公司不断加大塔河油田油气资源的开发力度。	协调

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。”	本项目属于塔里木盆地塔河油田的油气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。	协调
全国主体功能区规划	新疆适度加大石油、天然气和煤炭资源的勘探开发；……在不损害生态功能前提下，在重点生态功能区内资源环境承载能力相对较强的特定区域，支持其因地制宜适度发展能源和矿产资源开发利用相关产业。资源环境承载能力弱的矿区，要在区外进行矿产资源的加工利用。	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	协调

从表中可见，本项目与上述国家相关规划是协调一致的。

3.5.3 与地方相关规划协调性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于库车市，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展“十三五”规划纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》等。

本项目与上述相关规划的协调性分析结果参见表2.9-2。

表 2.9-2 本项目与地方相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本项目	协调性
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	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。	本项目属于塔河油田油气勘探开发项目	协调
新疆维吾尔自治区土地利用总体规划（2006—2020年）	进一步坚定实施优势资源转换战略，依托丰富的石油、天然气、煤炭、有色金属等资源优势，为做大做强优势支柱产业提供用地保障。	本项目为石油天然气开发，符合用地规划要求	协调

塔河油田西部白垩系凝析气藏 2021 年 T759-6 井评价项目环境影响报告书

新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2016-2020年)、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等4类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；	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。	协调
新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划	“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”。	本项目年建产能 0.75×10 ⁴ t，符合《新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划》。	符合
新疆维吾尔自治区主体功能区规划	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。	本项目不在禁止开发区和限制开发区，本项目位于天山南坡产业带，天山南坡的国家级农产品主产区县市，由于借助良好的交通与区位条件，经济发展基础较好，石油天然气加工业、煤化工、纺织业等已形成一定规模，因此将这些国家农产品主产区县（市）内的城关镇和重点工业园区作为自治区级重点开发区域	协调
新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划	到2020年，大气、水、土壤等重点领域的污染防治和生态环境保护任务得到有效落实，环境质量整体好转；突出环境问题得到逐步解决，生态环境恶化的趋势得到基本遏制，重点污染物排放总量得到下降，污染治理能力和水平显著提升，环境风险得到有效控制，环境安全得到有效保障，群众环境权益得到切实维护。	本项目勘探活动、钻井作业均根据环境保护法律、法规及规章政策的要求制定了相应的环境保护措施和污染防治措施，勘探及钻井过程各类污染物按照环境管理部门的要求及集团公司的要求进行处理，做到污染物达标排放，避免重大环境污染事故，严格执行中石油环境保护及生态保护管理制度，完成国家及自治区要求的节能减排考核指标。	协调

新疆维吾尔自治区生态功能区划	新疆共划分了76个不同的生态功能区，本项目属于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区	本区域是西气东输的气源地，是我国重要的天然气能源基地，主要生态服务功能为防风固沙，防治水土流失，主要生态环境问题为水土流失、过度放牧造成的植被破坏，在项目建设的应大力保护地表植被，减少水土流失。据此，拟建项目在保证评价区生态服务功能不发生改变的情况下，与上述的生态功能区划相一致。	协调
阿克苏地区国民经济和社会发展规划纲要	充分发挥油气资源优势，积极争取油气资源就地加工转化利用量和价格优惠，强化要素资源配置，扩大原油加工能力，推动炼化一体化、规模化、园区化发展，重点在库车、拜城、沙雅、新和四县和温宿县形成集油气开采、炼化及其下游产品精深加工为一体的完整产业链，打造产业结构完善、规模经济突出、集群优势明显的现代石化产业体系。力争“十三五”末炼油产能超千万吨、乙烯产能超百万吨，努力把阿克苏地区打造成为全疆乃至西部大型石油天然气生产基地、国家重要的原油战略储备基地和重要的石油化工基地。	塔河油田是塔里木盆地天然气勘探开发的主力区块之一，位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内。	协调

根据表2.9-2的分析，本项目与新疆的相关规划协调一致。

3.5.4 与相关法律法规符合性分析

本项目与相关法律法规符合性分析见表 3.5-4。

表 3.5-1 本项目与相关法律法规符合性分析一览表

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告2012 年第18 号)	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目位于塔河油田，整体布局进行了优化，区域内设置三号联合站和轻烃站，对油气进行集中处理。	符合
	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	本项目钻井期不涉及国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	本项目井下作业配备相关设备，落地原油回收率可达 100%	符合

	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用	本项目钻井过程中使用的钻井液体系循环率可达 95%以上，钻井废水回用于泥浆配置。	符合
	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目酸化压裂废液收集在回收罐后加碱中和后拉运至指定的地点进行处理；酸化、压裂作业和试油（气）过程已采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本项目采油气主要采取管道集输，原油储罐全部按照环保规范进行建设，油气集输损耗率低于 0.5%。	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	本项目区井下作业过程中产生的污水送绿色环保工作站进行处理。	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	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	本项目不涉及水源涵养区、自然保护区、风景名胜区、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本项目积极推进清洁生产，未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	符合
	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	本项目气藏含硫化氢，三号联轻烃站主要进行天然气脱硫，采用 MDEA 脱硫工艺。	符合
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。	项目钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑必须满足《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/T7300-2016)和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，	符合
	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。		符合

		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。	
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）	在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染	项目运营期产生的采出水在三号联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准	符合
	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率	钻井岩屑随泥浆带出，导管段、一开及二开产生的非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本项目气藏含硫化氢，三号联轻烃站主要进行天然气脱硫，采用 MDEA 脱硫工艺。本项目加热炉燃料气为净化脱硫后的净化天然气，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，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。	符合

3.5.5 “三线一单” 符合性分析

"三线一单"，是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。

（1）生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功

能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

目前新疆生态保护红线未最终划定，自治区自然资源厅正在进行生态保护红线评估调整。根据 2018 年编制《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本项目区域不在拟定的生态保护红线内。

（2）环境质量底线

油气田开发产生的污染物主要包括 SO₂、NO_x、非甲烷总烃，生产废水、固体废物、噪声，针对各类污染物已采取了相应的治理和处置措施，污染物能达标排放，在采取相应措施后各类污染物排放均能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击。

（3）资源利用上线

油气田开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。用电接自区域附近电网，天然气为处理后的伴生气，能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。油气田开发用地性质主要是未利用地（沙地和盐碱地），土地资源消耗符合要求。总之，油气田开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 本），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本区块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）文规定，本项目不在负面清单范围内。根据《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，本项目开发建设符合“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

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，地处东经 $82^{\circ}35' \sim 84^{\circ}17'$ ，北纬 $40^{\circ}46' \sim 42^{\circ}35'$ 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 15379km^2 。

本次项目行政隶属于阿克苏地区库车市境内，位于塔河油田 11 区西南部，塔里木河北岸，东北距轮台县城约 90km，西北距库车市城约 90km，隶属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂 T759 井区管辖。地理坐标为东经*，北纬*。

4.1.2 地质构造

塔河油田构造位于塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起西南部，阿克苏凸起西部为哈拉哈塘凹陷，北部为雅克拉凸起，南部为顺托果勒隆起，东南部为满家尔拗陷，东部为草湖凹陷。

根据国家质量技术监督局 2001 年 2 月 2 日发布的《中国地震动参数区划图》（GB18306-2001），动反应谱特征周期值、地震动峰值加速度值及相应地震基本烈度详见表 4.1-1。

表 4.1-1 库车县地震参数

参数地区	地震动反应谱特征周期值 (s)	地震动峰值加速度值 (g)	地震基本烈度 (度)
库车南部塔里木河北岸	0.35	<0.05	$<VI$
库车中部 (项目区)	0.40~0.45	0.05~0.10	VII
库车南部山区	0.45	0.10~0.15	VIII

4.1.3 地形地貌

塔河油田位于天山南麓，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，自西向东依次为渭干河冲积

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。

该项目区域为塔里木河冲积平原，地势较为平坦，局部丘地和波状沙丘，海拔高度 940m 左右。地表风积粉细砂层多呈现松散状态，植被以胡杨林和荒漠植被为主。

4.1.4 水文地质

4.1.4.1 地表水

项目区地处塔里木河北岸，距离塔里木河 10km。

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河，自身不产流，水资源全部来自其源流补给，为纯耗散性内陆河。塔里木河干流从肖夹克至台特马湖全长 1321km，流域面积 1.76 万 km^2 ，其中阿拉尔至英巴扎为上游段，河长 495km；英巴扎至卡拉为中游段，河长 398km，卡拉至台特玛湖为下游段，河长 428km。根据塔里木河流域管理局提供的资料，近期塔里木河干流平均水资源量为 $45.11 \times 10^8 \text{m}^3$ 。塔里木河干流枯水期为 3-6 月，丰水期为 7-9 月，平水期为 10 月至次年 2 月。

塔里木河是我国最长的内陆河，从 1976 年起孔雀河通过泵站从博斯腾湖扬水经库塔干渠向塔里木河下游灌区输水，形成现在塔里木河流域“四源一干”的格局。由于人类活动和气候变化原因，加之水资源的无效开发和低效利用，自上世纪 50 年代以来，源流向干流输送的水量逐年减少，致使塔河下游近 400 公里河道断流，地下水位下降，地下水矿化度持续上升，尾间台特玛湖干涸，大片胡杨林死亡，218 国道多处路段经常被流沙掩埋，“绿色走廊”岌岌可危，极度恶化的生态环境成为制约流域经济社会发展的主要因素。从 2000 年起，经过塔里木河向下游 20 次生态输水，累计输送生态水量 81.6 亿立方米，结束了塔里木河干流下游河道连续断流 30 年的历史，让尾间台特玛湖形成了 500 余平方公里的湖面和滨湖湿地，下游植被恢复和改善面积达 2285 平方公里。

4.1.4.2 地下水

项目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。

塔河油田区域潜水含水层岩性为上更新统和全新统冲洪积细砂、粉细砂，潜水含水层的底板埋藏深度一般小于 60m，潜水含水层的厚度在 40m 以内；承压含水层的顶板埋藏深度一般为 60m~80m。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。

4.1.5 气候、气象

T759-6 井项目区所处地区属温暖带大陆性干燥气候，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差较大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈，风沙活动频繁。主要气象资料如下表 4.1-1。

表 4.1-3 项目区附近主要气象气象资料

名称	库车市
年平均气温 (°C)	11.5
夏季最高气温 (°C)	42.2
冬季最低气温 (°C)	-27.4
最热月平均气温 (°C)	27
最冷月平均气温 (°C)	-13.7
年平均降水量 (mm)	55(多集中在 6-8 月)
年平均总蒸发量 (mm)	197
年均相对湿度 (%)	48
年最多沙暴天数 (d)	13
年最多雷暴天数 (d)	42
全年平均大风日数 (d)	15.3
主导风向	N
年平均风速 (m/s)	2.0
年最大风速 (m/s)	27
瞬间最大风速 m/s)	40
一般冻土深度 (m)	0.8
最大冻土深度 (m)	1.2

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 生态功能区划

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，地处塔河油田 11 区的西南部，塔里木河北岸，东北距轮台县城约 90km，西北距库车市城约 90km，隶属于塔河油田采油三厂 T759 井区管辖。主要工程包括钻井 1 口 T759-6 井，新建单

井管道 2.2km 油气混输至已建 T759 计量间，燃料气管线 0.4km，同沟敷设。油气外输及处理全部依托已建地面设施。

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），后评价区域属于塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部和北部荒漠、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。项目区生态功能区划见图 4.2-1 和表 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（IV ₁ ）
	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

塔河流域的乔灌木植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，流域的油气资源丰富，油田勘探开发工作开展多年。本区域在生态环境敏感性综合评价中，主要敏感因子为生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀和土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化轻度敏感。主要生态服务功能是：沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产。主要的生态问题是：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、毁林开荒。

4.2.2 土地利用现状

评价区地处天山南麓，塔里木河以北冲积平原，远离城镇，在已开发的塔河油田 T759 井区范围内。参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和 TM 影像数据的解读分类，通过 ArcGIS 地理信息系统软件处理得到项目区域及周边地区的土地利用类型。项目区土地利用现状见图 4.2-2。

拟建项目区域内土地利用类型主要为耕地和灌木林地。T759-6 井四周分布有耕地，均为垦荒地，主要农作物为棉花。拟建单井集输管线 1.2km 穿越耕地，1.0km 穿越高覆盖度草地。整个区域的自然生态环境质量较好，局部地区的人类干扰未超过生态系统的承载力。

4.2.3 植被现状调查与评价

按中国植被自然地理区划划分，评价区属暖温带灌木，半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。本区域生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点。

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。项目区域植被类型包括自然植被和人工植被。项目区域植被类型详见图 4.2-3。

（1）自然植被

项目区分布的自然植被主要是多枝怪柳群系，灌木层高度 2-3 米，盖度 30%-50%，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺、胀果甘草、盐爪爪、碱蓬、鹿角草等。

（2）人工植被

T759-6 井四周分布有耕地，单井集输管线 1.2km 穿越耕地，均为垦荒地，主要农作物为棉花。

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级保护植物胀果甘草，也是国家Ⅱ级保护植物。胀果甘草是多年生草本豆科植物，高 30-80cm，叶面绿色，光亮。边缘起伏。总状花序腋生，较松散，花紫色。荚果紫红色，长椭圆形，饱满。在项目区的分布集中于盐渍化沙地区，胀果甘草是适口性较高的牧草之一，各种家畜均采食，羊、骆驼喜食。

4.2.4 野生动物资源现状调查与评价

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，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。通过查阅有关资料，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。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，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。

由于该区域气候干旱、生存环境恶劣，加上频繁的人类活动等原因，已少有保护动物在该区域出现，偶尔可见到国家二级重点保护动物塔里木兔的踪迹。

4.2.5 小结

根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区。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。项目区域内土地利用类型主要为耕地和灌木林地。T759-6 井四周分布有耕地，单井集输管线 1.2km 穿越耕地，均为垦荒地，主要农作物为棉花。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，已难见大中型的野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

4.3 土壤环境现状调查与评价

4.3.1 土壤类型及分布

评价区域属地处塔里木河以北冲积平原，土壤发育较差，类型较为简单，成土母质由沙、粉沙和粘粒组成。评价区内分布的土壤类型主要有草甸土和潮土。见图 4.4-3：项目区域土壤类型分布图。

（1）草甸土

草甸土的分布与生物气候、水文地质、地貌部位、河系、中小地形的关系很大，主要分布在河流的河滩阶地、冲击平原、洪积扇和湖滨地带。盐化草甸土是由地下水直接参与，在其上发育草甸植被并产生了一定生物积累过程的半水成土壤。主要母质为河流冲击物，也有少量洪积物、湖积物。地下水埋藏深度一般在 1-3m，矿化度 1-3g/L，土壤受地下水浸润，草甸植被发育良好，但类型比较简单，多为芦苇、甘草等。草甸盐土有多个沉积层次，其地质、结构和厚度各不相同。一般分为腐殖质层和氧化-还原层。

（2）潮土

潮土是发育于富含碳酸盐或不含碳酸盐的河流冲积物土，受地下潜水作用，经过耕作熟化而形成的一种半水成土壤。土壤腐殖积累过程较弱。具有腐殖质层(耕作层)、氧化还原层及母质层等剖面层次，沉积层理明显。

4.3.2 土壤环境质量现状监测与评价

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托乌鲁木齐京诚检测技术有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2021 年 3 月。监测布点图 4.4-1。

① 建设用地

监测布点：在拟建的 T759-6 井场布设 3 个柱状样、T759 计量间、T759-6 井场道路分别布设 1 个柱状样，采样深度 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m，T759-6 井场内、T759-6 单井管线各布设 1 个表层样（0-0.2m）。

检测项目：其中 T759-6 井场、T759-6 井场道路内柱状样（0-0.5m）监测点测砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，蒽，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃等共计 46 项因子；

评价标准：占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) (GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准。

评价方法：对污染物的评价，采用标准指数法。

表 4.3-1 建设用地土壤环境质量评价（石油烃）

监测点位	监测层位	石油烃		标准限值 (mg/kg)
		监测值 (mg/kg)	Pi	
T759-6 井占地范围内 1#	0~0.5m	*	*	4500
	0.5~1.5m	*	*	4500
	1.5~3.0m	*	*	4500
T759-6 井占地范围内 2#	0~0.5m	*	*	4500
	0.5~1.5m	*	*	4500

塔河油田西部白垩系凝析气藏 2021 年 T759-6 井评价项目环境影响报告书

	1.5~3.0m	*	*	4500
T759-6 井占地范围 3#	0~0.5m	*	*	4500
	0.5~1.5m	*	*	4500
	1.5~3.0m	*	*	4500
	1.5~3.0m	*	*	4500
T759-6 井场道路范围 4#	0~0.5m	*	*	4500
	0.5~1.5m	*	*	4500
	1.5~3.0m	*	*	4500
T759 计量间 5#	0~0.5m	*	*	4500
	0.5~1.5m	*	*	4500
	1.5~3.0m	*	*	4500
T759-6 占地范围内 6#	0.~0.2m	*	*	4500
T759-6 单井管线范围内 7#	0.~0.2m	*	*	4500

表 4.3-2 建设用地土壤环境质量评价 (46 项)

序号	监测项目	监测单位	T759-6 井占地范围内 1# (0~0.5m)		T759-6 井场道路范围 4# (0~0.5m)		标准限值 (mg/kg)
			监测值	Pi	监测值	Pi	
	石油烃	mg/kg	*	*	*	*	4500
1	砷	mg/kg	*	*	*	*	60
2	镉	mg/kg	*	*	*	*	65
3	六价铬	mg/kg	*	*	*	*	5.7
4	铜	mg/kg	*	*	*	*	18000
5	铅	mg/kg	*	*	*	*	800
6	汞	mg/kg	*	*	*	*	38
7	镍	mg/kg	*	*	*	*	900
8	四氯化碳	μg/kg	*	*	*	*	2.8
9	三氯甲烷 (氯仿)	μg/kg	*	*	*	*	0.9
10	氯甲烷	μg/kg	*	*	*	*	37
11	1,1-二氯乙烷	μg/kg	*	*	*	*	9
12	1,2-二氯乙烷	μg/kg	*	*	*	*	5
13	1,1-二氯乙烯	μg/kg	*	*	*	*	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	*	*	*	*	596
15	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	*	*	*	*	54
16	二氯甲烷	μg/kg	*	*	*	*	616
17	1,2-二氯丙烷	μg/kg	*	*	*	*	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	*	*	*	*	10
19	1,1,2,2-四氯	μg/kg	*	*	*	*	6.8

塔河油田西部白垩系凝析气藏 2021 年 T759-6 井评价项目环境影响报告书

	乙烷						
20	四氯乙烯	μg/kg	*	*	*	*	53
21	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	*	*	*	*	840
22	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	*	*	*	*	2.8
23	三氯乙烯	μg/kg	*	*	*	*	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	*	*	*	*	0.5
25	氯乙烯	μg/kg	*	*	*	*	0.43
26	苯	μg/kg	*	*	*	*	4
27	氯苯	μg/kg	*	*	*	*	270
28	1,2-二氯苯	μg/kg	*	*	*	*	560
29	1,4-二氯苯	μg/kg	*	*	*	*	20
30	乙苯	μg/kg	*	*	*	*	28
31	苯乙烯	μg/kg	*	*	*	*	1290
32	甲苯	μg/kg	*	*	*	*	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	μg/kg	*	*	*	*	570
34	邻二甲苯	μg/kg	*	*	*	*	640
35	硝基苯	mg/kg	*	*	*	*	76
36	苯胺	mg/kg	*	*	*	*	260
37	2-氯酚	mg/kg	*	*	*	*	2256
38	苯并(a)蒽	mg/kg	*	*	*	*	15
39	苯并(a)芘	mg/kg	*	*	*	*	1.5
40	苯并(b)荧蒽	mg/kg	*	*	*	*	15
41	苯并(k)荧蒽	mg/kg	*	*	*	*	151
42	蒽	mg/kg	*	*	*	*	1293
43	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	*	*	*	*	1.5
44	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	*	*	*	*	15
45	萘	mg/kg	*	*	*	*	70

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

对较低，场站内土壤满足《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

②农用地

监测布点：T759-6井、单井道路、管线、T759计量间站外各布设1个表层点位。

检测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌共计9项因子。

监测单位：监测单位为乌鲁木齐京诚检测技术有限公司监测时间2021年3月。

评价标准：土壤基本项目执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5所列标准；石油烃参考《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。

评价方法：对污染物的评价，采用标准指数法。

土壤环境质量评价结果见表4.3-3。

表 4.3-3 土壤环境质量评价结果

监测项目	单位	T759-6 单井道路 占地范围外 8#		T759-6 占地范 围外 9#		T759-6 单井管 线范围外 10#		T759 计量间站外 11#		标准值
		监测值	Pi	监测 值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	pH>7.5
pH 值	无量纲	*	*	*	*	*	*	*	*	/
镉	mg/kg	*	*	*	*	*	*	*	*	0.6
总汞	mg/kg	*	*	*	*	*	*	*	*	3.4
总砷	mg/kg	*	*	*	*	*	*	*	*	25
铅	mg/kg	*	*	*	*	*	*	*	*	170
铬	mg/kg	*	*	*	*	*	*	*	*	250
铜	mg/kg	*	*	*	*	*	*	*	*	100
锌	mg/kg	*	*	*	*	*	*	*	*	300
镍	mg/kg	*	*	*	*	*	*	*	*	190
石油烃	mg/kg	*	*	*	*	*	*	*	*	4500

从评价结果可以看出，区内土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，

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

4.4 环境空气质量现状调查与评价

4.4.1 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。本次后评价采用阿克苏市 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 4.4-1。

表 4.4-1 阿克苏地区环境空气质量达标判定结果

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	7	60	12	达标
NO ₂	年平均质量浓度	31	40	78	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.9mg/m ³	4mg/m ³	47.5	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均值的 第 90 百分位数	130	160	81.3	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	101	70	144	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	39	35	111	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。故阿克苏地区为环境空气质量不达标区。

4.4.2 特征因子补充监测

（1）监测点位

本次环评在项目区和项目区下风向各布设 2 个大气监测点，委托乌鲁木齐京诚检测技术有限公司进行现场监测。

监测点位基本信息见表 4.4-2 和图 4.4-1。

表 4.4-2

补充监测点位基本信息

单位: mg/m^3

监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段
T759-6 井	*	非甲烷总烃 H_2S	连续监测 7 天、每天采样 4 次。
T759 计量间	*		

(2) 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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ H_2S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值 ($0.01\text{mg}/\text{m}^3$) 的浓度限值要求。

(3) 评价方法

采用质量浓度占标率法, 计算公式为:

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

式中:

P_i ——第 i 个污染物的最大占标百分比, %;

C_i ——第 i 个污染物监测浓度, $\mu\text{g}/\text{m}^3$;

C_{oi} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(4) 评价结果

监测及评价结果见表 4.4-3 和表 4.2-4。

表 4.4-3

H_2S 、NMHC 监测评价结果表

监测点	/	非甲烷总烃	H_2S
T759-6 井	浓度范围(mg/m^3)	0.32~1.5	<0.003
	评价标准(mg/m^3)	2.0	0.01
	最大占标率 (%)	0.75	0.3
	超标率(%)	0%	0%
	达标情况	达标	达标
T759 计量间	浓度范围(mg/m^3)	0.32~1.34	<0.003
	评价标准(mg/m^3)	2.0	0.01
	最大占标率 (%)	0.67	0.3
	超标率(%)	0%	0%
	达标情况	达标	达标

从上表可以看出, 本项目区域特征污染物 H_2S 小时平均值满足《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；非甲烷总烃小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 确定一次浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求；各监测点与油田开发活动相关的特征污染物 H_2S 、非甲烷总烃均达标。

4.5 声环境现状调查与评价

本项目位于塔河油田采油三厂 T759 井区，行政区划隶属于库车市，井场和管线周围 200m 无人居住，无声环境敏感目标。

(1) 监测布点：

本环评委托乌鲁木齐京诚检测技术有限公司对 T759 计量间厂界噪声进行了监测，并引用《西北油田分公司 T759-6 勘探井工程》中 T759-6 井背景噪声监测数据进行评价，监测点位见图 4.4-1。

(2) 监测项目：连续等效 A 声级 $\text{Leq}[\text{dB}(\text{A})]$ 。

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

(4) 监测时间：本次现状监测时间为 2021 年 2 月 28 日-3 月 01 日。

(5) 评价标准

执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准。

(6) 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

(7) 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.5-1

表 4.5-1 声环境现状监测及评价结果

监测点位	监测日期	昼间			夜间		
		实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
T759-6 井	2021.1.30	*	60	达标	*	50	达标
	2021.1.31	*		达标	*		达标
T759 计量间东	2021.2.27	*		达标	*		达标
	2021.2.28	*		达标	*		达标
T759 计量间南	2021.2.27	*		达标	*		达标
	2021.2.28	*		达标	*		达标

T759 计量 间西	2021.2.27	*		达标	*		达标
	2021.2.28	*		达标	*		达标
T759 计量 间北	2021.2.27	*		达标	*		达标
	2021.2.28	*		达标	*		达标

从表 4.5-1 可以看出，T759 井背景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；已建 T759 计量间厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

4.6 水环境现状调查与评价

本项目位于塔河油田采油三厂 T759 井区，塔里木河北岸，南侧距离塔里木河约 10km。项目开发区域 5.0km 范围内无地表水体，加之工程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评价，仅对地下水进行评价。

项目区地处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。本次评价主要引用《塔河油田水文地质普查报告》（2004 年），对区内水文地质条件进行概述。

4.6.1 水文地质

（1）包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

在塔里木河以北，从北部-中部的英达里亚、奥依库都克-南部的塔里木农场、塔里木一线，包气带普遍存在于地表以下，包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，其结构总体来说比较松散，包气带厚度约 5.12-6.0m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22-0.79m/d，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15-1.93m/d。

（2）地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

在塔里木河以北，地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水。区内广泛分布的第四系砂类地层，为第四系松散岩类孔隙水的赋存、分布提供了一定的储水空间。

地下水的埋藏深度变化复杂多样，无规律性，表现为从北部的 5.12m 左右向中部变为 3-5m、1-3m，向南部又变为 >5m，再向南部又变为 1-3m 和 3-5m。

(3) 含水层的富水性

第四系松散岩类孔隙水广泛分布于区内。将钻孔的单井出水量，统一换算为降深 5m、井径 12 吋 ($\Phi=325\text{mm}$) 时的涌水量 (即换算涌水量)，然后进行富水性级别的划分。第四系松散岩类孔隙水含水层的富水性级别划分标准见表 4.1-2。

表 4.1-2 含水层富水性级别划分 单位: m^3/d

富水性等级	水量极丰富	水量丰富	水量中等	水量贫乏	水量极贫乏
单井涌水量	>5000	1000-5000	100-1000	10-100	<10

塔里木河以北区域的地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，其富水性可划分为两个级别：潜水水量中等、承压水水量丰富；潜水水量中等、承压水水量中等。

——潜水水量中等、承压水水量丰富

近似呈半圆状分布在塔里木河以北区域的西北角地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深 3-6m 左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度 17-50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 $363.0-810.0\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.82-4.01\text{m/d}$ ，影响半径为 $198.77-310.29\text{m}$ 。该区的承压水水头，为 $-1.38\text{m} \sim +2.03\text{m}$ ，承压含水层的顶板埋深 $<50\text{m}$ ；钻孔揭露的承压含水层厚度 $<50\text{m}$ ，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为 $1000-1308\text{m}^3/\text{d}$ ，水量丰富；渗透系数为 $4.19-5.37\text{m/d}$ ，影响半径为 $134.27-186.97\text{m}$ 。

——潜水水量中等、承压水水量中等

根据承压含水层的顶板埋藏深度，又可分为承压含水层的顶板埋深 50-100m 区和 $<50\text{m}$ 区，分别叙述如下：

a、承压含水层的顶板埋深 50-100m 区

该区呈片状分布在塔里木河以北区域的中部地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深从 1-3m 到 $>5\text{m}$ 不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度 $<20\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 $107.3-1000.0\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.05-3.82\text{m/d}$ ，影响半径为 $180.07-350.45\text{m}$ 。该区的承压水水头，为 $1.75 \sim 2.39\text{m}$ ，承压含水层的顶板埋深为 50-100m；钻孔揭露的承压含水层厚度 $<150\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为 $197-991\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $0.98-4.19\text{m/d}$ ，影响半径为 $182.27-315.97\text{m}$ 。

b、承压含水层的顶板埋深<50m 区

该区呈片状分布在塔里木河以北区域的南部地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深从 1-3m 到 >5m 不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度<50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 100-614m³/d，水量中等；渗透系数为 0.89-2.59m/d，影响半径为 221.09-350.45m。该区的承压水水头，为 2.05~3.96m，承压含水层的顶板埋深<50m；钻孔揭露的承压含水层厚度为 54.91m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为 233.0-801m³/d，水量中等；渗透系数为 1.57-3.99m/d，影响半径为 192.37-325.97m。

(4) 地下水的补、径、排条件

①补给：

在塔里木河以北区域，地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给和地表水的入渗补给。由于气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。

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：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。地下水的总体流向是从西北向东南方向径流；在塔河北岸沿河地段，地下水是从西向东径流。

③排泄：地下水一部分通过侧向流出、潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则排泄至塔里木河中。⑤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) 地下水的水化学特征

下面对潜水和承压水的水化学类型分别进行论述。

——潜水的水化学类型

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。在塔里木河以北区域，潜水的水化学类型主要分为三种：SO₄ Cl 型、Cl SO₄ 型和 Cl 型。区块内潜水矿化度的变化极其复杂，从<1g/l、1-3 g/l、>10 g/l 不等，无明显的变化规律。

——承压水的水化学类型

在塔里木河以北区域，承压水的水化学类型分为三种：HCO₃ SO₄ Cl 型、SO₄ Cl 型和 Cl SO₄ 型。

4.6.2 地下水环境现状调查与评价

本项目位于塔河油田采油三厂 T759 井区，本次评价地下水环境质量现状引用《塔河油田 8、11 区环境影响后评价报告书》地下水数据，来说明区域地下水环境质量现状。

(1) 监测布点

本次后评价地下环境监测情况，见表 4.6-2。

表 4.6-2 地下水监测点位及监测因子一览表

序号	监测点名称	监测与调查项目			点位说明	与 T759-6 位置关系
		监测层位	监测因子	监测时间		
1	阿扎施提塔木村水井	承压水	色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共计 37 项	2020.11	后评价监测点位	东南 10km
2	昆阿勒恰克村水井	承压水				西北 4.0km
3	TK825	潜水	pH、六价铬、溶解性总固体、氨氮、氯离子、硫酸根离子、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氟化物、石油类、总大肠菌群、Na、Fe、Hg、Mn、氰化物、总硬度、挥发酚、阴离子表面活性剂、色度、化学需氧量、肉眼可见物、嗅和味、硫化物、浑浊度、高锰酸盐指数等 26 项	2020.7	采油三厂例行监测井	东北 21.5km
4	S115-3	潜水				东 3.7km
5	TK835CH	潜水				东北 5.6km

(2) 分析方法及评价标准

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

评价标准：结合已有的环评及批复，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。

(3) 评价方法

评价方法采用标准指数法对监测结果进行评价。

(4) 评价结果

地下水监测及评价结果见表 4.6-3~4.6-4。

根据监测结果可知，项目区域内潜水由于径流缓慢，蒸发排泄强烈，水质较差，氯化物、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、钠、氟化物、硫化物、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，除此之外的各项目均符合《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。

区内承压水水质相对较好，各项监测指标中除溶解性总固体超过《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 的 III 类标准，与该区域的水文地质条件相一致，与地层岩性有关，其它监测指标均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 的 III 类标准限值，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准。

表 4.6-3 地下水水质现状监测及评价结果（潜水）

检测项目	标准 限值 (III 类)	TK825 井		S115-3 井		TK835CH 井	
		监测 结果	标准 指数	监测 结果	标准 指数	监测 结果	标准 指数
pH	6.5-8.5	*	*	*	*	*	*
六价铬 (mg/L)	0.05	*	*	*	*	*	*
溶解性总固体 (mg/L)	1000	*	*	*	*	*	*

塔河油田西部白垩系凝析气藏 2021 年 T759-6 井评价项目环境影响报告书

检测项目	标准 限值 (III 类)	TK825 井		S115-3 井		TK835CH 井	
		监测 结果	标准 指数	监测 结果	标准 指数	监测 结果	标准 指数
氨氮 (mg/L)	0.5	*	*	*	*	*	*
氯离子 (mg/L)	250	*	*	*	*	*	*
硫酸根离子 (mg/L)	250	*	*	*	*	*	*
硝酸盐氮 (mg/L)	20	*	*	*	*	*	*
亚硝酸盐氮 (mg/L)	1	*	*	*	*	*	*
氟化物 (mg/L)	1	*	*	*	*	*	*
石油类 (mg/L)	0.05	*	*	*	*	*	*
总大肠菌群	3	*	*	*	*	*	*
Na (mg/L)	200	*	*	*	*	*	*
Fe (mg/L)	0.3	*	*	*	*	*	*
Hg (μg/L)	1	*	*	*	*	*	*
Mn (mg/L)	0.1	*	*	*	*	*	*
氰化物 (mg/L)	0.05	*	*	*	*	*	*
总硬度	450	*	*	*	*	*	*
挥发酚 (mg/L)	0.002	*	*	*	*	*	*
阴离子表面活性剂	0.3	*	*	*	*	*	*
色度 (度)	15	*	*	*	*	*	*
肉眼可见物	无	*	*	*	*	*	*
嗅和味	无	*	*	*	*	*	*
硫化物 (mg/L)	0.02	*	*	*	*	*	*
浑浊度	3	*	*	*	*	*	*
高锰酸盐指数	3	*	*	*	*	*	*

表 4.6-4 地下水环境质量监测结果 (承压水)

序号	项目名称	单位	标准	阿扎施提塔木村水井		昆阿勒恰克村水井	
1	嗅和味	/	无	*	*	*	*
2	色度	度	≤15	*	*	*	*
3	浊度	NTU	≤3	*	*	*	*
4	肉眼可见物	/	无	*	*	*	*
5	pH	/	6.5<pH≤8.5	*	*	*	*
6	硝酸盐	mg/L	≤20	*	*	*	*
7	亚硝酸盐	mg/L	≤1.0	*	*	*	*
8	氯化物	mg/L	≤250	*	*	*	*
9	硫酸盐	mg/L	≤250	*	*	*	*
10	总硬度	mg/L	≤450	*	*	*	*
11	溶解性总固体	mg/L	≤1000	*	*	*	*
12	六价铬	mg/L	≤0.05	*	*	*	*

塔河油田西部白垩系凝析气藏 2021 年 T759-6 井评价项目环境影响报告书

序号	项目名称	单位	标准	阿扎施提塔木村水井		昆阿勒恰克村水井	
13	耗氧量	mg/L	≤3.0	*	*	*	*
14	氨氮	mg/L	≤0.50	*	*	*	*
15	挥发酚	mg/L	≤0.002	*	*	*	*
16	阴离子表面活性剂	mg/L	≤0.30	*	*	*	*
17	氰化物	mg/L	≤0.05	*	*	*	*
18	碘化物	μg/L	≤0.08	*	*	*	*
19	钠	mg/L	≤200	*	*	*	*
20	铁	mg/L	≤0.3	*	*	*	*
21	锰	mg/L	≤0.10	*	*	*	*
22	铜	mg/L	≤1.00	*	*	*	*
23	锌	mg/L	≤1.00	*	*	*	*
24	砷	mg/L	≤0.01	*	*	*	*
25	汞	mg/L	≤0.001	*	*	*	*
26	硒	mg/L	≤0.01	*	*	*	*
27	铅	mg/L	≤0.01	*	*	*	*
28	镉	mg/L	≤0.01	*	*	*	*
29	铝	mg/L	≤0.20	*	*	*	*
30	氟化物	mg/L	≤1.0	*	*	*	*
31	石油类	mg/L	≤0.05	*	*	*	*
32	总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0	*	*	*	*
33	菌落总数	CFU/mL	≤100	*	*	*	*
34	苯	μg/L	≤10.0	*	*	*	*
35	甲苯	μg/L	≤700	*	*	*	*
36	三氯甲烷	μg/L	≤60	*	*	*	*
37	四氯化碳	μg/L	≤2.0	*	*	*	*

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

本项目地处天山南麓，塔里木河以北冲积平原，远离城镇，在已开发的塔河油田 T759 井区范围内。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，本项目在已有塔河油田采矿权范围开发，局限在不大的范围内，人烟稀少。

(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（如集输管线和道路等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

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

表5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

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

5.1.2 施工期生态环境影响分析

5.1.2.1 占地影响分析

本项目隶属塔河油田采油三厂 T759 井区管辖，主要工程包括钻井 1 口 T759-6 井，新建单井管道 2.2km 油气混输至已建 T759 计量间，燃料气管线 0.4km，同沟敷设。油气外输及处理全部依托已建地面设施。

根据估算，本项目永久占地 0.90hm^2 、临时占地 2.5775hm^2 。项目区占地统计见表 5.1-2。永久占地主要是井场、道路占地，临时占地主要为管线和道路。主要占地类型为耕地和灌木林地，永久占用耕地面积 0.48hm^2 ，临时占用耕地面积 1.6975hm^2 ，主要是管线和道路，为垦荒耕地，非基本农田。永久占用灌木林地 0.42hm^2 ，临时占用灌木林地面积 0.88hm^2 ，占地面积小，为国家和地方二级公益林，不涉及一级公益林。

综合以上分析，开发区域布局无环境限制性因素，布局合理。工程新增占地占评价区范围总面积的比例很低，对当地的土地利用影响是微乎其微的。

表 5.1-2 工程占地面积表

序号	建设项目	合计	永久占地面积 (hm^2)		临时占地面积 (hm^2)		备注
			耕地	灌木林地	耕地	灌木林地	
1	钻井井场	1.2575	0.36	0	0.8975	0	部署井台 1 座，井场总占地 $115\text{m}\times 85\text{m}$ ，其中永久占地面积 3600m^2 ($60\text{m}\times 60\text{m}$)，临时占地，井场面积 6275m^2 ，临时生活区 $40\times 60\text{m}$ ，防喷池 400m^2
2	管线	1.32	0	0	0.72	0.6	单井管线 2.2km ，临时占地宽度 6.0m ，燃料气管线长度 0.4km ，和单井管道同沟敷设， 1.2km 穿越耕地， 1.0km 穿越灌木林地
3	道路	0.9	0.12	0.42	0.08	0.28	总长度 0.9km ，砂石路面，路基宽度 6.0m ，按永久占地宽度计，道路两侧各 2.0m ，按临时占地计。 0.2km 穿越耕地， 0.7km 穿越灌木林地
	合计	3.4775	0.48	0.42	1.6975	0.88	

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。

5.1.2.2 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。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 3.4775hm^2 ，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有 0.90hm^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 2.5775hm^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

本项目占用耕地面积 2.1775hm^2 ，永久占用耕地面积 0.48hm^2 ，临时占用耕地面积 1.6975hm^2 ，主要是管线和道路，为垦荒耕地，非基本农田，主要种植棉花，产量每亩 200kg 计，年生物量损失约为 0.65t 。

本项目占用灌木林地 1.30hm^2 ，永久占用灌木林地 0.42hm^2 ，临时占用灌木林地面积 0.88hm^2 ，占地面积小，为国家和地方二级公益林，不涉及一级公益林，主要是柽柳灌丛。以每公顷蓄积为 24m^3 ，生物量损失约为 31.2m^3 。

（3）管线修建对植被的影响

工程新建集输管线和燃料气管线 2.6km ，同沟敷设。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；二是钻井及生产过程中不慎将原油溅落在植物体上，影响其生理功能，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 0~20cm 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，使工程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 及建设期的空气扬尘。

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。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

地面工程多呈点状分布，占地面积相对较小，就整个区域而言施工对野生动物的影响不很大。施工机械噪声和人员活动将影响野生动物的正常生活。施工活动可能影响到野生动物生息繁衍的区域，迫使一些对人类活动影响敏感的动物逃离或迁移。对区域野生动物影响不大。

5.1.2.4 管线和道路建设对生态环境的影响

根据设计资料，本项目建设单井管线 2.2km，燃料气管线 0.4km，井场道路 0.9km。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。在管线施工期间，管线两侧 6m 范围的土体将被扰动、植被遭到破坏，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。集输管线占地约 1.32hm^2 ，占地面积少，由于管道埋设复原后，绝大部分植被还可以恢复，因此生物量的损失整体看是较小的，并可恢复。

井场道路 0.9km，沿线土地利用类型主要是耕地和灌木林地，在道路施工过程中，沿线两侧 4m 范围的植被和土体不可避免地遭到破坏和扰动，增大该区域

的土壤侵蚀模数和侵蚀量。项目公路永久占地 0.20hm^2 ，临时占地 0.40hm^2 ，占地面积小，生物量损失少，总体来看，对生态环境影响是可以接受的。

5.1.3 运营期生态环境影响分析

5.1.3.1 对植被的影响

运营期由于占地活动的结束，项目基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 3-5 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如井喷、管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

5.1.3.2 对野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，人为捕杀野生动物的风险也随之降低。

运营期道路行车主要是气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

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

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.5 小结

本项目建设区域没有特殊生态敏感区和重要生态敏感区，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，项目永久占地面积 10.90hm^2 ，临时占地面积 2.5775hm^2 。油气田开发的大部分区域地表植被稀疏，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。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，项目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

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

生产运营期的大气污染源主要是井场加热炉烟气和油气集输过程中的烃类挥发。

5.2.1 开发期环境空气影响分析

(1) 运输车辆扬尘的影响分析

建设期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，钻井废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在油田区块开发前期，由于主要进行钻井，地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

(2) 地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；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，产生量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

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

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

(1) 常规气象资料分析

库车市地处欧亚大陆腹地，天山中段南麓，塔里木盆地北缘，由于深入大陆腹地，距离水汽源地较远，气候干旱，环境水分的时空分布极少且不均匀，为北温带典型大陆性沙漠干旱气候区。日照时间长，热量丰富，降水稀少，蒸发强烈，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，春季多风沙。光热、风能气候资源丰富。多年平均风速为 2.03m/s，最大风速为 27m/s，全年盛行北风。年平均气温为 10.6℃，夏季最高气温 40.5℃，冬季最低气温-25.5℃。

(2) 风向、风速

① 全年及四季风向频率分布和平均风速

风向和风速决定了大气污染物的输送方向及速度，对污染物地面浓度影响作用重大。

本次环评采用库车市气象站 2019 年 12 月 31 日至 2020 年 12 月 31 日逐日逐次的气象观测数据。地面风速资料进行统计分析，全年及四季风向频率分布和风速变化情况分析结果见表 5.2-1，图 5.2-1 是库车市全年及四季的风向玫瑰图。

全年主导风向为北风，年平均风速为 1.79m/s，多年最大风速为 16.0m/s，年平均静风频率为 1.38%。一年中各季的主导风向均为 N，相应的平均风速分别为春季 2.06m/s、夏季 2.04m/s、秋季 1.07m/s、冬季 1.50m/s。其中春、夏季平均风速大于年平均风速，对大气污染物的输送比较有利。

② 月平均温度及风速

I 月平均温度统计

月平均温度统计见表 5.2-2 及图 5.2-2。

表 5.2-2	2020 年平均温度月变化统计表										单位：℃	
月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
温度	-6.60	0.85	8.09	16.80	19.04	23.85	24.66	24.00	18.36	12.23	0.97	-4.67

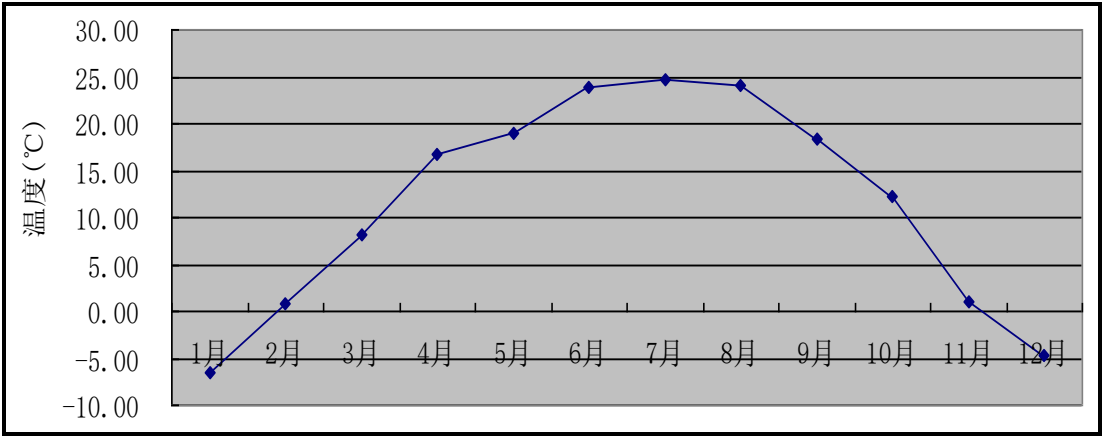


图 5.2-1 2020 年平均温度月变化统计图

由表 5.2-2 和图 5.2-1 可见，库车市 2020 年气温变化明显，四季分明，其中冬季 12 月、1 月平均气温在冰点以下，以 1 月气温最低，为-6.6℃；夏季（6、7、8 月）气温为全年最高，以 7 月温度最高，平均气温为 24.66℃。

表 5.2-1

库车市 2020 年全年及四季风向频率 (%) 分布、风速变化统计表

风向		N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
风频 (%)	春	18.39	11.29	4.38	4.32	5.68	4.75	3.28	3.01	3.45	3.98	7.44	5.11	3.05	3.04	5.83	11.61	1.38
	夏	17.66	10.55	4.35	5.25	7.56	5.53	3.31	2.36	4.17	5.12	8.97	4.66	2.72	1.90	4.12	10.69	1.09
	秋	14.58	9.33	4.48	3.76	4.26	4.66	3.35	4.08	4.94	5.39	8.83	2.99	2.58	3.71	8.29	13.86	0.91
	冬	21.20	12.87	4.21	3.75	5.04	4.85	3.57	2.70	2.24	3.16	5.49	4.81	2.79	3.11	6.68	12.04	1.47
	全年	20.19	12.45	4.49	4.49	5.88	3.94	2.87	2.92	2.41	2.22	6.44	8.06	4.12	3.43	4.21	9.81	2.08
风速 m/s	春	1.73	1.25	1.19	1.57	2.54	2.43	1.91	1.77	1.61	1.84	2.23	2.03	1.51	1.39	1.88	2.08	1.79
	夏	2.14	1.34	1.21	1.62	2.89	2.68	2.00	1.75	1.66	2.00	2.48	2.15	1.43	1.57	2.35	2.53	2.06
	秋	1.88	1.27	1.36	1.62	2.46	2.77	2.26	2.22	1.84	2.20	2.36	1.93	1.74	1.75	2.19	2.56	2.04
	冬	1.48	1.23	1.12	1.50	2.43	2.39	1.88	1.57	1.36	1.33	1.87	1.86	1.52	1.18	1.63	1.63	1.57
	全年	1.52	1.16	1.06	1.54	2.25	1.71	1.45	1.35	1.28	1.30	1.99	2.10	1.42	1.09	1.19	1.47	1.50

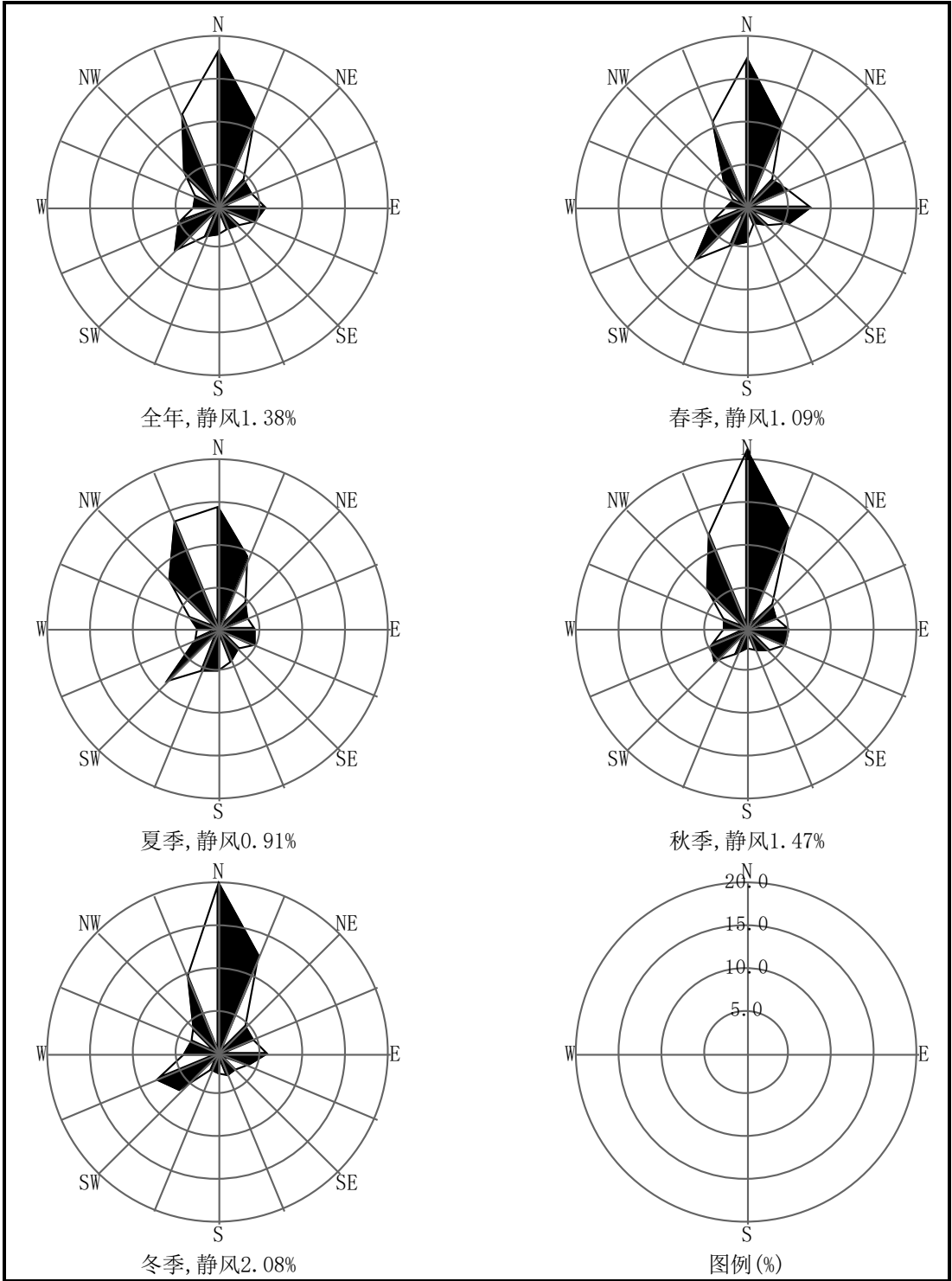


图 5.2-1 库车市 2020 年全年及各季度风向玫瑰图

II 月平均风速统计

2020 年月平均风速统计见表 5.2-3 及图 5.2-3。

表 5.2-3	2020 年平均风速的月变化统计表											单位: m/s
月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
风速	1.36	1.74	2.09	1.96	2.13	2.22	2.01	1.89	1.70	1.51	1.51	1.42

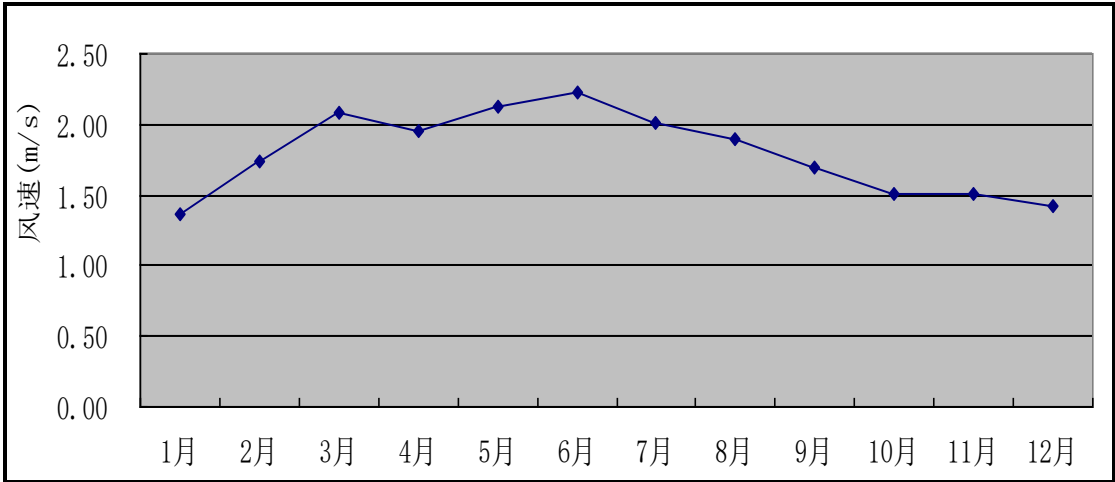


图 5.2-3 2020 年平均风速的月变化统计图

由表 5.2-3 及图 5.2-3 可见，库车市 2020 年月平均风速变化不大，在 1.42~2.22m/s 之间，3~8 月风速较大，均大于年平均风速，有利于大气污染物扩散，也同时容易引起风沙。9 月到次年 2 月份风速均低于年平均风速，不利于大气污染物的扩散。

III 季小时平均风速的日变化

2020 年季小时平均风速的日变化统计见表 5.2-4。

表 5.2-4	2020 年季小时平均风速的日变化统计表											
小时 (h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	1.67	1.61	1.75	1.76	1.82	1.81	1.92	1.87	1.73	1.86	2.15	2.44
夏季	1.92	1.75	1.98	1.76	1.73	1.54	1.64	1.60	1.52	1.65	1.88	2.24
秋季	1.48	1.58	1.43	1.41	1.38	1.34	1.40	1.49	1.53	1.49	1.45	1.77
冬季	1.26	1.36	1.43	1.37	1.34	1.37	1.30	1.39	1.24	1.37	1.36	1.41
小时 (h)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
春季	2.44	2.48	2.45	2.70	2.87	2.78	2.66	2.29	1.70	1.56	1.53	1.61
夏季	2.33	2.51	2.46	2.52	2.61	2.48	2.38	2.28	2.05	1.83	2.03	2.18
秋季	1.90	2.08	2.06	2.15	2.19	1.99	1.67	1.21	1.06	1.13	1.20	1.35
冬季	1.67	1.84	1.93	2.09	2.10	1.96	1.73	1.41	1.19	1.23	1.25	1.32

由表 5.2-4 可见,库车市 2020 年各季度平均风速以中午 12 时至夜间 21 时风速较大,其中,下午 17 时风速最大,早、晚风速相对较小。由此可见,中午及下午一定时段内有利于污染物的扩散。

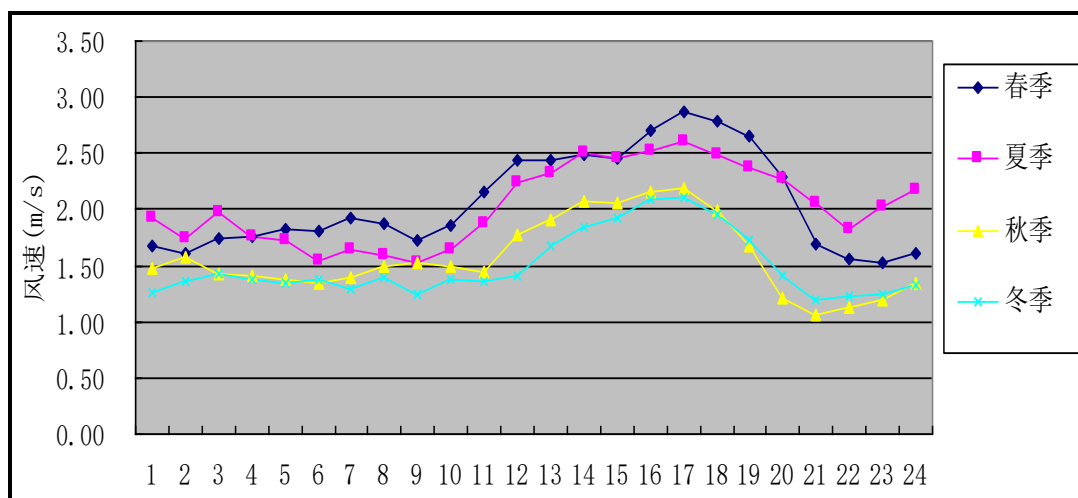


图 5.2-4 2020 年季小时平均风速的日变化图

5.2.2.2 有组织排放废气对大气环境影响分析

(1) 污染源参数

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》，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。

表 5.2-5 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	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)			
单台加热炉	944	8	0.3	100	0.041	7200	SO_2	0.00042
							NO_x	0.020
							烟尘	0.0026

(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,本项目加热炉二氧化硫最大落地浓度 $0.1576\mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率 0.03%;烟尘最大落地浓度 $0.9756\mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率 0.22%,氮氧化物最大落地浓度 $7.5047\mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率 3.0%;最大落地浓度点位下方向 77m,满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准要求。

表 5.2-6 估算模式预测污染物扩散结果

序号	离源距离	加热炉废气污染物		
		SO_2	烟尘	NO_x

	(m)	落地浓度 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	占标率 %	落地浓度 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	占标率 %	落地浓度 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	占标率 %
1	10	0.1015	0.02	0.628333	0.14	4.833333	1.93
2	25	0.11445	0.02	0.7085	0.16	5.45	2.18
3	50	0.14766	0.03	0.914086	0.2	7.031428	2.81
4	75	0.15742	0.03	0.974505	0.22	7.49619	3
5	77	0.1576	0.03	0.975619	0.22	7.504763	3
6	100	0.14796	0.03	0.915943	0.2	7.045714	2.82
7	200	0.093982	0.02	0.581793	0.13	4.475333	1.79
8	300	0.076403	0.02	0.472971	0.11	3.638238	1.46
9	400	0.065397	0.01	0.404839	0.09	3.114143	1.25
10	500	0.055756	0.01	0.345156	0.08	2.655047	1.06
11	600	0.048118	0.01	0.297873	0.07	2.291333	0.92
12	700	0.046489	0.01	0.287789	0.06	2.213762	0.89
13	800	0.044096	0.01	0.272975	0.06	2.099809	0.84
14	900	0.041457	0.01	0.256639	0.06	1.974143	0.79
15	1000	0.038817	0.01	0.240296	0.05	1.848428	0.74
16	1100	0.036361	0.01	0.225092	0.05	1.731476	0.69
17	1200	0.03418	0.01	0.211591	0.05	1.627619	0.65
18	1300	0.032185	0.01	0.199241	0.04	1.532619	0.61
19	1400	0.030355	0.01	0.187912	0.04	1.445476	0.58
20	1500	0.028673	0.01	0.1775	0.04	1.365381	0.55
21	1600	0.027375	0.01	0.169464	0.04	1.303571	0.52
22	1700	0.030169	0.01	0.186761	0.04	1.436619	0.57
23	1800	0.034548	0.01	0.213869	0.05	1.645143	0.66
24	1900	0.024863	0	0.153914	0.03	1.183952	0.47
25	2000	0.023817	0	0.147439	0.03	1.134143	0.45
26	2100	0.023047	0	0.142672	0.03	1.097476	0.44
27	2200	0.022326	0	0.138209	0.03	1.063143	0.43
28	2300	0.021681	0	0.134216	0.03	1.032429	0.41
29	2400	0.020975	0	0.129845	0.03	0.99881	0.4
30	2500	0.020469	0	0.126713	0.03	0.974714	0.39
$P_{\max}$		0.1576	0.03	0.975619	0.22	7.504763	3
$D_{\max}$ (m)		77					

5.2.2.3 无组织排放烃类影响分析

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。

表5.2-7 单井井场面源参数表

名称	井场无组织
面源海拔高度/m	944
面源长度/m	60
面源宽度/m	60
与正北方向夹角/°	0
面源有效排放高度/m	6
年排放小时数/h	7200

排放工况		正常
污染物排放量(t/a)	非甲烷总烃	0.75

表5.2-8 本项目单井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	
		落地浓度 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	占标率%
1	10	49.855	2.49
2	25	62.337	3.12
3	50	75.837	3.79
4	75	75.505	3.78
5	94	76.413	3.82
6	100	76.38301	3.82
7	200	65.914	3.3
8	300	53.014	2.65
9	400	48.484	2.42
10	500	44.264	2.21
11	600	40.51101	2.03
12	700	37.195	1.86
13	800	34.288	1.71
14	900	31.75	1.59
15	1000	29.514	1.48
16	1100	27.524	1.38
17	1200	25.757	1.29
$P_{\max}$		76.413	3.82
$D_{\max}$ (m)		94	

根据大气环境影响估算计算结果，预测因子均未超标，故本项目无组织废气污染物对区域环境空气质量影响较小。经估算，无组织废气污染物最大落地浓度出现在井场 94m 处，最大浓度占标率为 3.82%，对大气环境影响较小。

正常运行情况下，井场区域场外非甲烷总烃浓度可达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）要求，说明正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

表 5.2-7 大气污染物无组织排放量核算结果

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量(t/a)
			标准名称	浓度限值(mg/m^3)	
井场	非甲烷总烃	日常维护，做	《陆上石油天然气开采工	井场外 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$	0.75

		好密闭措施	业大气污染物排放标准 (GB39728—2020)》		
--	--	-------	-------------------------------	--	--

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-8。

表 5.2-8 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级 与范围	评价等级	一级□		二级☑			三级□		
	评价范围	边长=50km□		边长5~50km□			边长=5km☑		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a□		500~2000t/a□			<500t/a☑		
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物(H ₂ S、非甲烷总烃)				包括二次PM _{2.5} □ 不含二次PM _{2.5} ☑			
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□			附录D ☑	其他标准 □	
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑			一类区和二类区□		
	评价基准年	(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	AERMO D□	ADMS □	AUSTAL200 0□	EDMS/AED T□	CALPU FF□	网格模型□	其他 ☑	
	预测范围	边长≥50km□		边长5~50km □			边长=5km ☑		
	预测因子	预测因子(PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃)					包括二次PM _{2.5} □ 不包括二次PM _{2.5} ☑		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100%☑					C _{本项目} 最大占标率>100% □		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10%□			C _{本项目} 最大占标率>10% □			
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30%□			C _{本项目} 最大占标率>30% □			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 (0.17) h	C _{本项目} 占标率≤100% □			C _{非正常} 占标率>100%□			
大气环境影响预测与评价	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 □			C _{叠加} 不达标 □				
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% □			k>-20% □				
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO _x 、NMHC)			有组织废气监测 ☑ 无组织废气监测☑				
	环境质量监测	监测因子：(PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO _x 、NMHC、H ₂ S)			监测点位数 (1)				
评价结论	环境影响	可以接受√不可以接受□							

	大气环境保护距离	距 () 厂界最远 () m			
	污染源年排放量	SO ₂ (0.003) t/a	NO _x : (0.146) t/a	颗粒物: (0.019) t/a	VOC _s : (0.75) t/a
注: “□”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项					

5.2.3 退役期大气环境影响分析

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

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 开发期声环境影响分析

5.3.1.1 钻井过程声环境影响分析

(1) 噪声源分析

勘探开发期的噪声主要为钻井过程中钻机、发电机、泥浆泵等发出的噪声, 声压级一般在 90~105dB (A)。

(2) 敏感点分析

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

(3) 声影响分析

施工噪声不会产生噪声扰民现象, 施工期影响对象主要是施工人员, 影响范围小, 噪声影响随着施工活动结束而消失。

5.3.1.2 地面工程声环境影响分析

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

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

表 5.3-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

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

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

5.3.1.3 井下作业噪声环境影响分析

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

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

本项目运营期噪声源主要为井场抽油机、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

噪声源主要集中在钻井井场, 机械设备噪声级 90~105 dB (A)。

本次环评采用类比法说明项目运行后的噪声水平, 类比塔河油田正常运行的 TH12173 井场四周的现状监测数据。本项目井场设施及规模与 TH12173 井基本一致, 具有类比可行性。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,本次环评类比的 TH12173 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噪声环境敏感目标,项目运营期噪声对区域声环境影响较小。

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

由于工程区附近无地表水体,工程开发建设、运营产生废水也不排入地表水体,因此,本项目在开发建设、运营对当地区域地表水体不产生影响。本环评仅对工程开发、运行排放废水对工程区域地下水环境的影响进行分析。

5.4.1 开发期水环境影响分析

根据工程分析,在建设期,对水环境可能造成影响的污染源主要是采油井场,主要污染物为钻井废水(包括机械冷却废水、冲洗废水、钻井液流失废水和其他废水等)和钻井队生活污水、施工作业中产生的管道安装完后清管试压排放的少量废水。本项目整个钻井期间,钻井期间产生的废水都是以油井(井场)为中心,呈点状分布。

(1) 钻井废水

本项目钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，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，对水环境的影响很小。

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

根据《工业污染源产排污系数手册（2010 年版）》上册 0790 与天然原油天然气开采有关的服务活动产污系数表，特殊油井（ $\geq 3.5\text{km}$ 进尺）产污系数 62.33t/100m 进行估算。T759-6 勘探井进尺 4120m，则钻井废水产生量为 2567.99m³。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。本项目钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，一般情况下不会对地下水环境产生影响。

（2）生活污水

生活污水进入污水罐或防渗污水池，定期拉运至采油三厂生活基地生活污水处理系统处理，对水环境的影响很小。

（3）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，对水环境的影响很小。

5.4.2 运营期水环境影响分析

5.4.2.1 正常状况下水环境影响分析

（1）地下水污染源类型

运营期，废水污染源主要为回注的采出水和井下作业废水，污染物主要为石油类。

（2）废水处置措施及可行性分析

①采出水

本项目最大年产出污水量为 6.85t/d（2055t/a），采出水依托已运行的塔河油田三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。

塔河油田三号联设计最大采出水处理规模为 7800m³/d，实际处理水量 6058m³/d。采出水处理采用“一次除油+压力除油+核桃壳过滤”工艺。塔河油田已实施四期注水工程，实现一号联合站、二号联合站、三号联合站注水系统互相连通，采出水实现全部回注。本项目采出水产生量小，可依托塔河油田三号联合站对本项目的采出水进行处理后，通过回注系统回注油层。



根据调查三号联合站采出水处理站的实际回注情况，回注于油藏层奥陶系，回注层均为地下干层或油层，回注地层深度在 4500m 以下。而项目区所在区域第四系含水层主要赋存孔隙潜水和承压水，第四系含水层底板埋藏深度绝大多数地区在 500m 以内。故回注层深度远远深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位，回注地层与区域地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度。回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的承压水所在的第四系地层进行了水泥固井，水泥返至地面，基本可以确保井壁不会发生侧漏，

有效隔离含水层与井内回注水的交换，固井质量合格的情况下，可有效保护地下水层。

根据企业例行监测及后评价期间的监测结果，三号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。

塔河油田三号联设计最大采出水处理规模为 $7800\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理水量 $6508\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力 $1592\text{m}^3/\text{d}$ ，本次新增最大采出水 $35.28\text{m}^3/\text{d}$ ，三号联剩余处理能力可以满足本次评价新增采出水处理需求。

②井下作业废水

本项目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 38.02t/a 、 0.05t/a 、 0.008t/a 。井下作业废水集中收集集中收集进入西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理，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，根据上述分析，处置措施可行。

综上，正常情况下，本项目采出水经处理后回注油层，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内潜水含水层及承压水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵；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，本项目的实施对地下水的影响较小。

5.4.2 非正常状况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水串层、井喷、集输管线的采出液和井下作业废水的泄露，污染物主要为石油类。

包括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，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；输油、输气管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏；油水串层、井喷、集输管道采出液的泄露。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。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。

（1）油水窜层对地下水的污染影响

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

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

根据区域水文地质条件，本项目潜水位埋藏深度大于 10m，含水层厚度小于 10m。项目区的潜水和承压水水质均较差，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化多大于 10g/L，地下水类型多为 Cl-SO₄-Na 型咸水。本项目钻井目的层岩性为白

垩系巴什基奇克组，地层岩性为泥晶灰岩，油气藏埋深 4000-4200m，区域上比较稳定，厚度为 23m，为相对隔水层。根据井身结构，本项目水平井均采用二开井身结构。油井在钻井过程中采用双极固井，在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离潜水层和承压水层与开采层的交换，有效保护地下水层。

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。

（2）井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 1-2d 才能得以控制。据类比资料显示，井喷在污染最大范围在半径 200m 左右时，井喷持续时间 2d，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。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

（3）泄漏事故对地下水的污染影响

集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的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。

a、地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。本项目输油管线一旦发生泄漏，建设单位及当地环境保护部门会组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质。将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入地下水，其历时时间与包气带的厚度成正比，与土壤的渗透系数成反比，即： $t=h/k$ 。

式中： t —污染物渗透穿过包气带的时间（d）；

h —包气带厚度（m）；

k —垂直渗透系数（m/d）。

由区域地质资料可知，该区域内包气带土壤厚度为大于 10m；土壤垂向饱和平均渗透系数为 0.4-0.99m/d，则由此推算当事故发生，评价区域内污染物达到饱水状态后渗透至潜水含水层的时间大于 25d。

b、集输管道采出液的泄漏对地下水的影响分析

当污染物连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，污染物可到达地下水潜水含水层大于 25d。如果考虑以上作用，污染物穿过包气带到达地下水所需时间会更长一些。

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）；

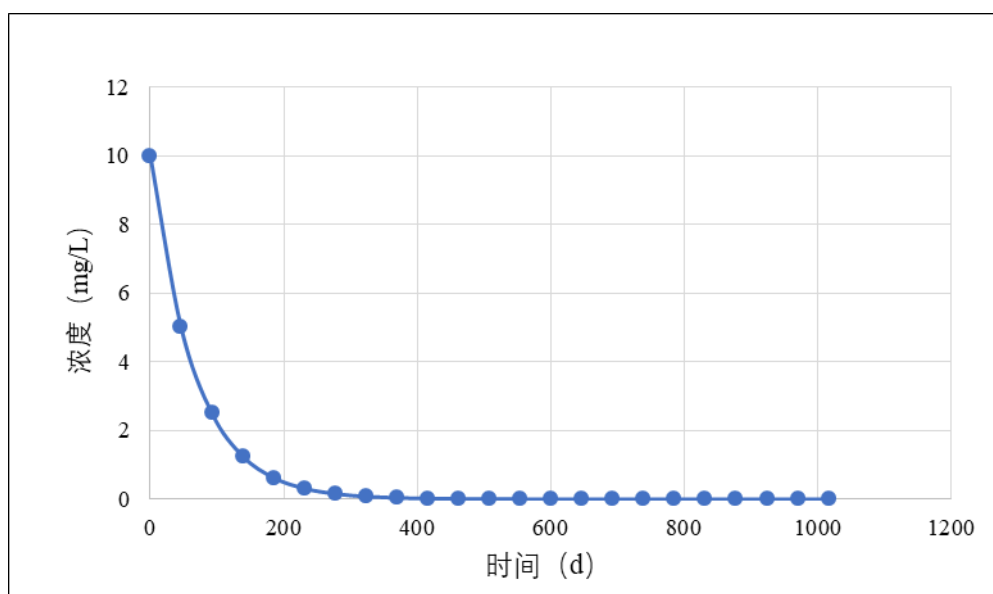


图 5.4-4 有机污染物的一级衰减曲线

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。项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状

态，为密闭型地下水，因此，集输管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。

非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.4.3 小结

(1) 本项目钻井已经采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水。本项目的生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油三厂生活基地污水处理系统处理，处理达标后用于周边荒漠绿化，不会对当地地表水环境产生影响。

(2) 本项目评价范围内无天然地表水体，在正常情况下，本项目产生的废水不会对当地地表水环境产生影响。

(3) 运营期的采出水依托塔河油田三号联合站污水处理系统处理，井下作业废水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，均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准中指标后，回注油层。

(4) 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，在及时采取地下水污染应急控制措施后，本项目运营对地下水的影响属可接受范围。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 钻井期固体废物影响

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

(1) 钻井泥浆及岩屑

本项目产生钻井泥浆 487.46m^3 ，岩屑 436.22m^3 ，钻井岩屑随泥浆带出，导管段、一开及二开产生的非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。

（2）生活垃圾

钻井工程施工期间共产生生活垃圾 0.25t，生活垃圾集中收集后定期送往西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站的生活垃圾池处置。

（3）机械设备废油

钻井期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油等，类比调查一个钻井周期产生量约 1t，拉运至塔河油田绿色环保工作站进行处理和资源化回收。

按照《国家危险废物名录》，本工程产生的废油属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08（其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及含矿物油废物）。考虑到运输成本及转运期间的时间间隔，钻井场地内应设置危险废物临时贮存间，危险废物临时贮存间须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单等的相关要求设计建设，在此基础上，可确保工程产生的危险废物在过程控制阶段对环境的影响最小。

钻井期固体废物在处置和运行管理中严格落实《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）、《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）等的相关要求，对环境所造成的影响可以接受。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 油泥(砂)的处置及对环境的影响分析

（1）油泥(砂)对环境的影响

油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废弃物，特别是在油井开采和井下作业施工过程中，会不可避免地有部分原油放喷或被油管、抽油杆、泵及其他井下工具携带至井场，这些原油渗入地面土壤就会形成油田污泥。油田污泥不仅含水率高、含油量大，而且还含有其他有害物质。对照《国家危险废物名录（2021 年版）》，油泥（砂）危险废物

类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中的 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥。

（2）油泥处理的可行性分析

本项目油泥产生量约 1.65t/a。含油污泥属危险废物（HW08-071-001-08），统一委托塔河油田绿色环保工作站进行无害化处理。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

运营期工作人员由采油三厂内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.5.3 小结

本项目的固体废物包括废弃钻井泥浆和岩屑、油泥砂和及生活垃圾。其中钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，岩屑、废弃泥浆处置应符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》（DB65/T3999-2017）要求。导管段、一开及二开产生的非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。

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

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

（1）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、临时施工营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。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，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钻井工程、站场建设、道路等工程的建设等。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

（1）土壤影响分析

本工程土壤影响类型于途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

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

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

(2) 正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

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

(3) 非正常状况下对土壤环境的影响分析

①项目污废水产生情况

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

②土壤污染途径

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

主要评价因子：

本次预测评价因子为石油类。

类比分析：

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 5.6-3。

表 5.6-3 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

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

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

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

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

综上，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，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-4。

表 5.6-4 土壤环境影响评价自查表

	工作内容	完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型√；生态影响型□；两种兼有 □	
	土地利用类型	建设用地√；农用地√；未利用地□	土地利用类型图
	占地规模	(3.4775) hm ²	
	敏感目标信息	敏感目标（占用灌木林，属国家和地方级公益林，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	钻井废弃物、石油类	
	特征因子	石油烃	

	所属土壤环境影响评价项目类别	I类√; II类 □; III类 □; IV类 □				
	敏感程度	敏感√; 较敏感□; 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	2	4	20cm	
		柱状样点数	5		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	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)筛选值标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E□; 附录 F□; 其他(√)				
	预测分析内容	影响范围() 影响程度(√)				
	预测结论	达标结论: a) √; b) □; c) □ 不达标结论: a) □; b) □				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 √; 源头控制√; 过程防控 √; 其他()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		临近农田区域的油井	石油烃	1 次/3 年		
	信息公开指标					
	评价结论	项目区主要土壤类型是耕地和灌木林地。油田开发对土壤影响,呈点块状(如井场等)和线状(如集输管线)分布,影响范围明确。本项目在施工期对土壤环境影响较大,运行期一般影响较小。				
注 1: “□”为勾选项,可 √; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的,分别填写自查表。						

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B, 本项目运

营期风险单元主要为密闭集输管网，涉及的风险物质为天然气、凝析油、硫化氢。

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） $Q \geq 100$ 。

本工程不涉及危险物质的存储，工程新建单井集输管道 2.2km，选择全途径高阻隔柔性连续复合管（内径 75）。新建单井燃料气管线 0.4km，与输油管道同沟敷设，采用 20#无缝钢管 $\Phi 48 \times 4$ 。原油密度按照 0.785 t/m^3 、天然气密度 0.77 kg/m^3 ，天然气中硫化氢含量 40.5 mg/m^3 。根据计算，管线中危险物质最大存在量：凝析油、天然气、硫化氢。

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

风险单元	危险物质最大存在量(t)		危险物质临界量 (t)	Q 值	风险潜势等级
集油管线	凝析油	7.63	2500	0.003	/
	天然气	0.0004	10	0.00004	/
	硫化氢	/	2.5	/	/
合计				0.00304	I

注：硫化氢的存在量特别小，Q 值可以忽略不计。

根据上表计算结果，本项目 $Q=0.00304$ ， $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.7.2 环境敏感目标概况

项目区地处塔克拉玛干沙漠北部边缘，现场踏勘结果表明，区域主要保护目标包括国家和地方公益林、垦荒耕地、项目区土壤和地下水、居民区等。主要环境敏感目标见表 2.8-1。

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 危险物质风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169—2018)附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)、《职业性接触毒物危害程度分级》(GB50844-85)中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别,按照物质危险性,结合受影响的环境因素,筛选本工程环境风险评价因子主要为原油、天然气、硫化氢。

(1) 天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体,对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外,还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-2。

表 5.7-2

天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	危险性类别: 第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径: 吸入。 健康危害: 空气中甲烷浓度过高, 能使人窒息。当空气中甲烷达 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、共济失调。若不及时脱离, 可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害: 对环境有害。 燃爆危险: 易燃, 与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触: 如果发生冻伤, 将患部浸泡于保持在 38~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感, 就医。 吸入: 迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难, 给输氧。呼吸、心跳停止, 立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	危险特性: 易燃, 与空气混合能形成爆炸性混合物, 遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 有害燃烧产物: 一氧化碳。 灭火方法: 用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源, 则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服,			

	在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体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。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。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。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，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，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）； 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC ₅₀ ：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	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：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规			

	定场所掩埋。
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。

(2) 凝析油

凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-3。

表 5.7-3 凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	凝析油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C₅ 至 C₁₁₊ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃ 之间，挥发性好。 【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	【操作安全】 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。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。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、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。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及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 【储存安全】 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、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有<u>泄漏应急处理</u>设备和合适的收容材料。 【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、<u>热源</u>、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在<u>居民区</u>和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输
应急处置原则	【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医 【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

(2) 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。

硫化氢的危险、有害特性详见表 5.7-4。

表 5.7-3 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 或更长长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全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

5.7.3.2 井下作业危险性识别

（1）井喷事故风险

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

（2）井漏事故风险

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

5.7.3.3 输油管道危险性识别

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

5.7.3.4 风险类型识别

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

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

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 井喷事故影响分析

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

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随

地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

5.7.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

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

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

5.7.4.3 对大气环境的影响分析

凝析油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，其中挥发的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.7.4.4 对地下水的环境影响分析

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

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

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~

10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.7.4.5 对土壤环境的影响分析

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

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

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送顺北油气田五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。

5.7.4.6 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。本工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，基本不会对周围植被产生明显影响。

5.7.5 环境风险防范措施及应急要求

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。

5.7.5.1 井下作业事故风险预防措施

(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) 井场设置风向标, 以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(3) 井场严格按防火规范进行平面布置, 井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

(4) 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

(5) 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。

(6) 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。

5.7.5.2 集输事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

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

(3) 按规定进行设备维修、保养, 及时更换易损及老化部件, 防止油气泄漏事故的发生。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制, 严格控制压力平衡。

(5) 完善各站场的环境保护工程, 及时清除、处理各种污染物, 保持安全设施的完好, 杜绝火灾的发生。

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

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(8) 严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(10) 建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.7.5.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

——硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》(SY6277-2005)和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐作法》(SY/T6137-2005)要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪(第 1 级预警阈值应设置为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm)，第 2 级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm)，进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm)时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm)时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (或 100ppm)时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

——预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

①为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

②应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m³(100ppm)]的大气环境中执行任务时,应有接受过救护技术培训的值班救护人员,同时应备有必要的救护设备,包括适用的呼吸器具。

5.7.5.4 窜层污染事故的防范措施

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

(2) 利用已有的或者新开发的水井,对各层地下水分别设置监测井位,定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析,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。

5.7.5.5 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一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中,应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理,以确保管道的安全运行。

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

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

(6) 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训,制定安全生产操作规程。

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

当有风险事故发生时, 立即启动应急预案, 使事故带来的损失降低到最小。

5.7.5.6 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外, 还应通过提高人员素质, 加强责任心教育, 完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗, 使其了解工艺过程, 熟悉操作规程, 对各种情况能进行正确判断。

(2) 加强各级干部、职工风险意识和环境意识教育, 增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程, 使制度落实到实处, 严格遵守, 杜绝违章作业。

(3) 经常对职工进行爱岗教育, 使职工安心本职工作, 遵守劳动纪律, 避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

5.7.5 风险评价结论

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

本项目环境风险简单分析内容表见表 5.7-4。

表 5.7-4 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔河油田西部白垩系凝析气藏 2021 年 T759-6 井评价项目
建设地点	新疆阿克苏地区库车市境内

塔河油田西部白垩系凝析气藏 2021 年 T759-6 井评价项目环境影响报告书

地理坐标	经度	*	纬度	*
主要危险物质及分布	主要危险物质：天然气、凝析油、硫化氢；分布：井场、集输管线			
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。			

6.环境保护措施及可行性论证

6.1 建设期环境保护措施

6.1.1 主要生态环境保护措施

6.1.1.1 管线工程生态保护措施

(1) 本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

(2) 合理调整管线走向，应尽可能绕避植被覆盖度较高的区域。管线施工作业宽度应控制在 6m 以内，在植被覆盖度较高的地段，应尽可能缩小施工作业带宽。

(3) 合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(5) 管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

(6) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(7) 施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

(8) 加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

(9) 结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

(10) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(11) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域

进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.1.1.2 对荒漠植物的生态保护措施

(1) 设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。

(2) 施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。

确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的荒漠植被。

6.1.1.3 野生动植物生态保护措施

(1) 合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

(2) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(3) 管线施工范围应严格限制在 6m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

(4) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(5) 注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

(6) 井场建设选址尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。施工过程不得将荒漠植被尤其是保护植物随意作为薪柴使用。

6.1.1.4 农田区生态保护措施

本项目占用农田均为一般农田。

①严格按照有关规定办理建设用地审批手续，其中涉及占用耕地的必须做到占补平衡。经批准占用的耕地，按照“占多少、垦多少”的原则，在当地政府指定的区域，执行耕地复垦补偿。

②在下阶段的设计中应进一步优化设计方案，减少占用耕地。

③严格限定施工范围，管道施工带范围严格控制在 6m 之内，严禁自行扩大施工用地范围。

④保持原有排灌系统整体性，减少对农田水利设施、农机道路和农田的切割。在选线设计中，尽量沿灌渠和农机路平行建设道路、管线

⑤对占用的农田的表土进行单独收集，用于复垦和新垦农田的土壤改造。

⑥在农作物生长季节施工时，应做好洒水降尘工作，减少扬尘对农作物的影响。

⑦临时占用的农田区域，使用后（完钻或管线道路工程完成后）立即实施复垦措施；可与当地农民进行协商，由农民自行复垦。

⑧提高施工效率，缩短施工时间，以保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

⑨按照国家和地方补偿标准进行补偿，补偿费由油田公司支付给当地政府，当地政府、村委会发放给个人。

6.1.1.5 其他生态保护措施要求

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

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

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

6.1.2 土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

6.1.3 大气污染防治措施

(1) 钻井过程大气污染防治措施

① 钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

② 钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

③ 若钻遇硫化氢，硫化氢安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

④ 井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

⑤ 井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

⑥ 针对油藏含硫化氢特征，钻井过程中目的层钻进安装剪切闸板，完井期间三开安装钻采一体化四通，以减少硫化氢的无组织挥发。

⑦ 钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故，致使硫化氢泄漏。

(2) 地面施工大气污染防治措施

① 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（速度小于 20km/h），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

本项目施工期废水主要为钻井废水，将采取以下防治措施：

钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。

6.1.5 固体废物污染防治措施

（1）钻井废弃物处理

钻井岩屑进入不落地处理系统处理，处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场。

（2）控制钻井废弃物产生量的措施

保护环境的首要工作是控制污染源，因此，要从源头上控制钻井废弃物的产生量。

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

②加强油料的管理，避免外泄，钻井期间产生的废油采用废油罐收集后暂存于危险废物临时贮存间，工程结束后及时运至塔河油田绿色环保站处理。

③含油固废必须与水基固废分开存放，不得混放。

④采用固液分离装置进行固液分离，并分类存放在各自收集系统内。

⑤药品、物料及废物不乱排乱放；严禁各种油料落地，禁止焚烧废油品，工程产生的废油采用废油罐收集，施工结束后及时拉运至塔河油田绿色环保站处理。

⑥推广使用清洁无害泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆。所有钻井液、化学药剂和材料，由专人负责管理，防止破损和流失，在任何情况下，不将泥浆排出井场。

⑦西北油田分公司对乙方单位要求原油、废油不落地，乙方施工单位采取相应措施，如储罐等设备下方安装接油的托盘，试油放喷过程中采用原油回收罐，施工车带罐作业，且在作业井场地面铺设防渗膜，实现落地油 100%回收。

（3）危险废物临时贮存间的运行与管理

考虑到运输成本及转运期间的时间间隔，钻井场地内应设置危险废物临时贮存间（可设置在钻井井场平面布置图中的备用地范围内），井场危险废物临时贮存间应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单等的相关要求进行设计建设，做好防渗、防风、防雨、防晒措施。

另外还应做好以下方面：

①防止雨水径流进入贮存、处置场内。

②按 GB15562.2 的规定设置警示标志。

③建立档案制度，详细记录入场的固体废物的种类和数量等信息，长期保存，供随时查阅。

④应加强危险废物的联单跟踪监测评估，防止产生二次污染。

（4）危险固废转移控制措施

本工程产生的危险废物送至危险废物临时贮存间内进行暂存，最终交由危险废物处置单位处置。

对于本工程产生的危废，环评要求在运输中采取以下防治措施：①运输时应采取密闭措施；②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用；③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物；④转移危险废物时，必须按照规定填写危险废物转移联单，并向危险废物移出地和

接受地的县级以上地方人民政府生态环境主管部门报告；⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；⑥运输危险废物的车辆应尽可能避开城市、城镇等人群居住区、闹市区等；⑦运输危险废物的人员，应当接受专业培训，经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作；⑧应制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施；⑨若发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府生态环境主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

6.1.6 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

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

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

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

本项目建设期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，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 运营期废气污染防治措施

(1) 加热炉采用高效的燃烧设施。排气筒高度应不低于 8m。定期监测废气主要污染物的排放浓度。

(2) 加热炉采用脱硫净化后的天然气为燃料，产生的大气污染物得到了较大幅度的减少，可最大限度地降低对区域大气环境的污染。

(3) 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。

(4) 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 NMHC 的厂界无组织排放可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中周界外浓度最高点浓度限值要求，井场内 NMHC 无组织排放满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂区内 VOCS 无组织排放监控限值要求。

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

6.2.3 废水污染防治措施

6.2.3.1 采出水和井下作业废水

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

采出水经塔河油田三号联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

井下作业废水用罐车拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理达到《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。

为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

6.2.3.2 管道的防护措施

（1）集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

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

（3）加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

（4）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

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) 对照《国家危险废物名录（2021 年版）》，油泥（砂）危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中的 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥。本项目油泥产生量约 1.65t/a。统一委托塔河油田绿色环保工作站进行无害化处理。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。

6.2.6 土壤环境保护措施

(1) 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。

(2) 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。

6.1.6 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

(1) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项

目在施工期造成的噪声污染降到最低。

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

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

本项目建设期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

(1) 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。

(2) 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城市建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2)《参照废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72 号)对完成采油的废弃井应封堵,拆除井口装置,最后清理场地,清除各种固体废弃物,自然植被区域自然恢复。

(3)运输过程中,运输车辆均加盖篷布,以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长,其储量将逐年降低,最终进入退役期。当开发接近尾声时,各种机械设备将停止使用,站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移,原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

井场经过清理后,永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理,然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复,使井场恢复到相对自然的一种状态。

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 1 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 2.6km，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。

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 1858.55 万元，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、管线、道路等地面工程构成，主要占地类型为耕地及低覆盖度草地，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 0.90hm^2 和 2.5775hm^2 。工程将对耕地及草地造成一定程度的损失。本项目总投资为 1858.55 万元，其中环保投资 65 万元，占总投资 3.5%。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)	/	1
	井场加热炉烟气		以净化后的天然气为燃料+8m 高烟囱 (共 1 台)	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	1
	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 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$; $\text{H}_2\text{S} \leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	1
噪声	设备噪声	采油树	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界： 昼间 $\leq 65\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 55\text{dB}(\text{A})$	1
		加热炉			

固体废物	地面工程施工		废弃施工材料以及生活垃圾清运	妥善处理	10
	钻井		钻井废弃物不落地系统及经常作业落地油回收	妥善处理	
	含油废物		桶装收集后拉运至塔河油田绿色环保站进行处理	妥善处理	
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	5
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	1
	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	8
废水处理	钻井废液		与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理	妥善处理	5
	生活污水		生活污水收集罐定期清运	生活污水不外排	
	采出水		进入联合站污水处理系统处理	妥善处理	
地下水	防渗区	井场永久占地	实施地面硬化	地面硬化	2
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		28
			环保培训，演练		2
环保投资合计					65

7.2 环境效益、社会效益分析

7.2.1 环境效益分析

开发建设期环境效益分析，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。

工程占地主要体现在井场、管线、道路建设阶段。

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.环境管理和监测计划

8.1 环境管理体系的建立和运行

本工程可分为两个部分，钻井由各钻井公司投标招揽，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。所以，工程 HSE 管理体系从钻井及油气生产两个方面进行说明。

8.1.1 钻井 HSE 管理体系

8.1.1.1 组织机构与职责

（1）组织机构

①钻井承包开发商设立 HSE 管理委员会，由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）领导、主任委员由钻井承包商经理担任，委员由健康、安全与环境部门负责人组成。

②钻井队设立 HSE 管理小组，组长由平台经理担任，成员由健康、安全与环境管理员、营地服务管理员、井队医师和班组兼职监督员组成。

③其他施工队伍也应设立 HSE 管理小组。

组织机构如图 8.1-1 所示。

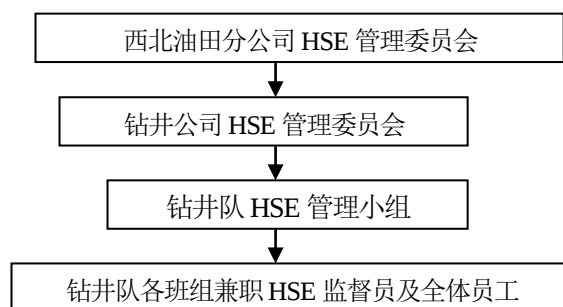


图 8.1-1 钻井 HSE 管理机构

（2）职责

①HSE 管理委员会

——宣传贯彻国家和当地政府有关安全、健康、环保方面的法律、法规和

上级与作业者的方针、规定。

——制定本单位 HSE 管理的方针、规定和实施方案。

——监督检查下级单位 HSE 管理的执行情况。

——组织对员工进行健康、安全与环境教育和培训。

——组织对员工定期体检，并建立健康档案。

——定期组织召开 HSE 管理会议，审议工作报告，评估工作完成情况，表彰和奖励有功人员，审查事故处理事宜。对员工定期体检，并建立健康档案。

②HSE 管理小组

——贯彻执行管理委员会和作业者有关 HSE 管理的方针、规定和实施方案。

——定期召开会议，研究确定本队 HSE 的执行计划和措施。

——监督落实 HSE 计划和措施的执行情况。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——对员工进行 HSE 教育培训。

——负责事故调查、分析和统计上报工作。

③HSE 兼职监督员和全体人员

——HSE 兼职监督员和全体人员应清楚地认识 HSE 的重要性。

——执行 HSE 管理规程。

——严格执行岗位安全生产标准、规定和操作规程。

——精心维护保养本岗位的生产设备、工具及防护装置，保证性能良好、有效、安全可靠。

——积极参加队、班组开展的安全活动和培训教育，努力提高生产技能和安全防护能力。积极向领导提出搞好 HSE 工作的措施建议。

——有权拒绝一切违章指挥命令。发现 HSE 问题应积极排除，无法解决的，要立即报告领导予以处理。

8.1.1.2 教育培训

钻井队进入工区前，应进行有关 HSE 方面的综合性培训教育，其内容包括：

(1) 国家、地方和本部门有关 HSE 方面的政策、法令和法规。

(2) 作业者的 HSE 方针、规定和要求。

(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) 人员急救、自救和人身保护。
- (6) 设备、工具和仪器操作使用。
- (7) 水、电、信设备、设施安全使用规定。
- (8) 油料、化学药品及其它有害物质安全处理方法。
- (9) 井控知识。
- (10) 应急程序及演练。
- (11) HSE 预防措施及记录和汇报程序。
- (12) 其它需要培训的内容。

8.1.1.3HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

- (1) 所有文件都必须报 HSE 管理委员会审批。
- (2) 经批准的文件及时下发给各有关单位，要求他们按照文件执行。
- (3) 所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找。
- (4) 根据当地政府和上级主管单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性。
- (5) 凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；
- (6) 文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行；
- (7) 所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；
- (8) 所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，具体如下：
 - ①现场考察报告；
 - ②政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及上级主管部门的有关规定；
 - ③HSE 方针；
 - ④环境危害及有关影响；
 - ⑤会议、培训、检查记录；

⑥发现问题的纠正和预防措施；

⑦事故报告；

⑧环境审核结果。

8.1.1.4 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。审核程序包括：

（1）健康、安全与环境程序审核。

（2）设备及设施技术检查、整改后的复查（包括第三方对关键设备、设施或部件的检查）。

（3）开工前健康、安全与环境全面检查和审核。

（4）项目执行中 HSE 情况检查和考核。

（5）项目完工后 HSE 执行情况检查和评估。

（6）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。

8.1.2 油田生产 HSE 管理计划

8.1.2.1 组织机构和职责

（1）组织机构

本工程项目的 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。

——严格按照规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

8.1.2.2 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。

8.1.2.3 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钻井队伍 HSE 管理体系文件的控制相同。

8.1.2.4 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。

8.1.2.5 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 环境监测计划

8.3.1 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 8m。

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，即道路施工的作业带 2m 的范围内。

(4) 环境监理内容

① 施工期环境监理主要内容

针对施工期钻井废水、生活污水的环境保护处理措施，钻井柴油机燃料燃烧烟气、汽车尾气、施工扬沙的大气环境影响控制措施，钻井柴油机、钻机、机泵及运输车辆的声环境控制措施，废弃泥浆及岩屑、施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道、场站、公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 8.3-1。

表 8-3-1 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 井位站场布设是否满足环评要求； ② 各井场的环保设施，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。	环评中环保措施落实到位
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

8.3.2 运营期环境监测计划

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 8.3-2。

表 8.3-2 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、H ₂ S	
噪声	井场边界	1次/年		等效 A 声级 (dB)	

项目事故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。

8.4 环保设施竣工验收管理

8.4.1 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。

8.4.2 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 日起施行)，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

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 8.4-1。

表 8.4-1 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	井场厂界	非甲烷烃、H ₂ S	/	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,H ₂ S 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 10μg/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	三号联合站	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》(DB65/T 3997-2017)综合利用
	运营期	三号联合站	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	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。

塔河油田西部白垩系凝析气藏 2021 年 T759-6 井评价项目环境影响报告书

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
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故的不利影响。
生态	施工期	耕地	井场和管线临时占用耕地，表土保留，完工后复垦		保护耕地，尽可能减少了对土壤和生态环境的破坏。
		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

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，地处塔河油田 11 区的西南部，塔里木河北岸，东北距轮台县城约 90km，西北距库车市城约 90km，隶属于塔河油田采油三厂 T759 井区管辖。T759-6 井口地理坐标为东经*，北纬*。

本项目组成包括钻井工程，采气工程、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钻井 1 口 T759-6，进尺 4120m；新建单井管道 2.2km 油气混输至已建 T759 计量间，站内轮井计量后依托已建 T759 计量间外输管道、统一输至三号联合站集中处理。新增产能天然气 3 万方/天，油 25 吨/天。

9.1.2 与相关规划、法律法规符合性分析

根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），本项目属于“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。

本项目属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司油气开采项目，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。

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目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》。

根据《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，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。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。

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。

9.1.3

9.1.3 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

本项目所在区域为非达标区，监测期间非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值， H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

本项目位于塔河油田采油三厂 T759 井区，塔里木河北岸，南侧距离塔里木河约 10km。项目开发区域 5.0km 范围内无地表水体，加之工程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评价，仅对地下水进行评价。

项目区域内潜水由于径流缓慢，蒸发排泄强烈，水质较差，氯化物、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、钠、氟化物、硫化物、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，除此之外的各项目均符合《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。区内承压水水质相对较好，各项监测指标中除溶解性总固体超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准，与该区域的水文地质条件相一致，与地层岩性有关，其它监测指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，石油类满足《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

根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区。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。项目区域内土地利用类型主要为耕地和灌木林地。T759-6 井四周分布有耕地，单井集输管线 1.2km 穿越耕地，均为垦荒地，主要农作物为棉花。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，已难见大中型的野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

9.1.4 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特殊生态敏感区和重要生态敏感区，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，项目永久占地面积 10.90hm^2 ，临时占地面积 2.5775hm^2 。油气田开发的大部分区域地表植被稀疏，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。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，项目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。

（2）大气环境影响分析

根据工程分析，本项目建设期废气排放主要是钻井作业柴油机烟气，建设期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

生产运营期，在正常工况下大气污染物的主要来源是井场加热炉天然气燃烧烟气及集输过程无组织排放烃类污染物。

加热炉燃烧天然气排放废气量为 106.28 万 m^3/a ，排放 SO_2 0.003t/a、

NO_x0.146t/a、烟尘 0.019t/a，浓度分别为：SO₂：29.4mg/m³，NO_x：137.3mg/m³，烟尘：17.61mg/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 SO₂：50mg/m³，NO_x：200mg/m³，烟尘：20mg/m³。

油气集输处理及外输过程中的烃类挥发，无组织排放量为 0.75t/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建设期噪声和生产运营期噪声两部分。建设期为钻井施工过程，主要是钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、井下作业噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是短暂的；生产运营期即油田的生产过程的噪声主要以井场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本油田开发建设区域声环境质量现状较好，油田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

（4）水环境影响分析

钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。

本项目进入采油期产生的废水主要有油田开发过程中的采出水和井下作业废水。采出水和井下作业废水经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。

（5）固体废物影响分析

钻井过程中产生的废渣主要为钻井泥浆、岩屑。钻井岩屑随泥浆带出，导管段、一开及二开产生的非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，处理后的岩屑必须满足《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/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场。本项目所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。

（6）环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括原油（特原油）、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。总体来说，本项目环境风险可防可控。

9.1.5 环境保护措施

本项目的的主要环境保护措施如下：

（1）生态保护措施

①合理优化油气集输管线和进场道路选线，避免选在植被茂密区域，尽可能依托现有油田道路进行管沟开挖，减少对原生地表植被的破坏。

②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。

③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。

④钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定，钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑必须满足《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/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。

⑤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。

⑥工程施工占用公益林前，应向林草主管部门办理相关手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复；建设项目临时占用灌丛植被区域的期满后，用地单位要在一年内恢复被使用林地的林业生产条件，同时按照“异地补种，占一补一”林地恢复补偿要求，切实保护灌丛植被区域的生态完整性，确保三年内不低于原有的生态环境质量。施工过程中，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐公益林作燃料，做好森林火灾的防范工作。

⑦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。

⑧严格按照有关规定办理建设用地审批手续，执行耕地复垦补偿。优化设计方案，减少占用耕地。对占用的农田的表土进行单独收集，用于复垦和新垦农田的土壤改造。临时占用的农田区域，使用后立即实施复垦措施；可与当地农民进行协商，由农民自行复垦。

（2）大气环境保护措施

①钻井期间定期对柴油机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

②避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

③施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

④合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶（速度小于 20km/h），减少车辆行驶动力起尘。

⑤加热炉采用高效的燃烧设施。排气筒高度应不低于 8m。定期监测废气主要污染物的排放浓度。

⑥加热炉采用脱硫净化后的天然气为燃料，产生的大气污染物得到了较大幅度的减少，可最大限度地降低对区域大气环境的污染。

⑦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。

（3）水环境保护措施

①钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。钻井期生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油三厂生活基地污水处理系统处理。

②钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、原油泄露以及油水地层窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理，避免对地下水产生影响。

③采出水经塔河油田三号联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

④井下作业废水用罐车拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理达到《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。

（4）固体废物污染防治措施

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

②加强油料的管理，避免外泄，钻井期间产生的废油采用废油罐收集后暂存于危险废物临时贮存间，工程结束后及时运至塔河油田绿色环保站处理。

③钻井岩屑进入不落地处理系统处理，处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场。

④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），确保油污

不落地。

⑤油泥统一委托塔河油田绿色环保工作站进行无害化处理。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。

（5）噪声污染防治措施

①施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本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。

④对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（6）土壤污染防治措施

①施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

②施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

③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。

（7）环境风险防范措施

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井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

③井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

④在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

⑤严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

⑥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。

⑦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。

⑧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。

⑨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。

⑩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。

9.1.6 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，本项目总投资为 1858.55 万元，其中环保投资 65 万元，占总投资 3.5%。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。

9.1.7 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。

9.1.8 总结论

塔河油田西部白垩系凝析气藏 2021 年 T759-6 井评价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) 编制塔河油田整体开发规划和规划环评，指导油田开发建设；
- (2) 在各场站储罐、阀门等设备以及原油集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。