

火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏加密调整 2020
年建设工程

环境影响报告书

（征求意见稿）

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

评价单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二〇年三月

目 录

1 概述.....	1
1.1 建设项目的特点.....	1
1.2 环境影响评价的工作过程.....	1
1.3 分析判定相关情况.....	3
1.4 关注的主要环境问题.....	3
1.5 环境影响报告的主要结论.....	3
2 总则.....	5
2.1 编制依据.....	5
2.2 评价工作原则.....	9
2.3 环境影响识别与评价因子筛选.....	10
2.4 环境功能区划和评价标准.....	11
2.5 评价等级和评价范围.....	16
2.6 评价内容及评价重点.....	22
2.7 控制污染与环境保护目标.....	23
2.8 与相关法规、规划的相符性分析.....	25
3 建设工程项目工程分析.....	30
3.1 工程开发现状与环境影响回顾.....	30
3.2 建设工程项目概况.....	34
3.3 工程分析.....	51
4 环境现状调查与评价.....	73
4.1 自然环境概况.....	73
4.2 环境空气现状调查与评价.....	80
4.3 水环境现状调查与评价.....	82
4.4 声环境现状调查与评价.....	84
4.5 生态环境现状调查与评价.....	85
5 环境影响预测与评价.....	100
5.1 大气环境影响分析.....	100
5.2 水环境影响分析与评价.....	104

5.3 声环境影响分析与评价.....	113
5.4 固体废物环境影响分析与评价.....	115
5.5 生态环境影响分析.....	117
5.6 环境风险评价.....	127
6 环境保护措施及其可行性论证.....	142
6.1 大气污染防治措施.....	142
6.2 水环境保护措施.....	143
6.3 噪声污染防治措施.....	143
6.4 固废污染防治措施.....	144
6.5 生态环境保护措施.....	146
6.6 生态恢复方案.....	149
7 环境影响经济损益分析.....	152
7.1 经济效益分析.....	152
7.2 社会效益分析.....	152
7.3 环境经济损益分析.....	153
7.4 环境经济损益分析结论.....	154
8 环境管理与监测计划.....	155
8.1 环境管理.....	155
8.2 环境监测计划.....	163
8.3 环境影响后评价.....	165
8.4 污染物排放清单.....	166
9 环境影响评价结论与建议.....	168
9.1 结论.....	168
9.2 要求与建议.....	174

1 概述

1.1 建设项目的特点

火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏位于准噶尔盆地的东部，距 216 国道 8km，东南距吉木萨尔县 150km，西北距彩南油田 52km，西南距阜康 170km。区块行政隶属新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县。油区内地势平坦，道路纵横，水、电、交通运输便利，具有良好的地面开发条件，由新疆油田公司准东采油厂运营管理。

火烧山油田 H₃ 油藏 1987 年开展开发试验，1988 年采用 350m 井距反九点注采井网全面投入开发。1990 年建设初期由于油藏水淹水窜严重出现了快速减产，后于 1995 年~2008 年针对油藏水淹水窜问题开展了多期综合治理工程，促使油藏开发效果得到明显改善。2009 年开始进入精细治理挖潜阶段。

新疆油田分公司拟在火烧山油田 H₃ 油藏新建加密井 53 口（采油井 49 口、注水井 4 口）、采转注井 13 口、注转采井 5 口，配套建设井口装置、原油集输管线 30.2km、注水管线 9.86km、供配电及物联网等地面工程。本次分 3 批实施，单井设计产能 3.5t/d，新建产能 5.15×10^4 t/a。

根据新疆环保厅发布的《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），要求对油田开发区域情况划分一张图（即：老区块范围），按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》及修改单，本项目部分钻井不在“火烧山油田 H₂ 油藏南部 2015 年开发建设工程”和“火烧山油田平地泉组 H₄ 油藏 2016 年加密调整工程”一张图范围（见图 1.1-1）内，故按照新区块进行环境影响评价。

1.2 环境影响评价的工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》等有关法律、法规的规定与要求，应当编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司开发公司于 2020 年 3 月委托南京国环科技股份有限公司开展《火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程环境影响报告书》的编制工作。本单位接受环评委托后，在开发公司和准东采油厂的大力协助

下，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、自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展该项目的环境影响评价工作。对本项目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。识别本项目的环境影响因素，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。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。

具体评价工程程序图如下：

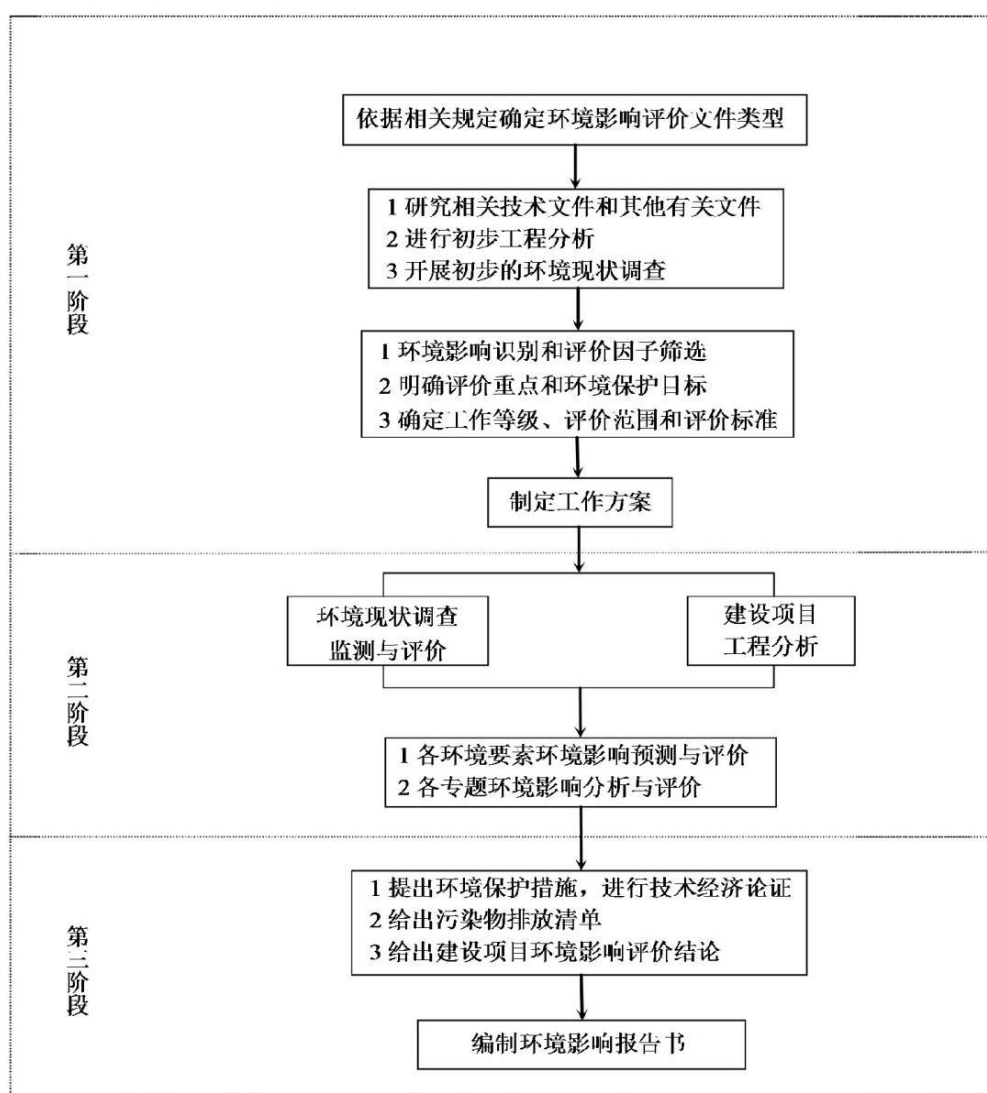


图1.2-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

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 年），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

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

根据现场调查，项目区以北约 1.75km 处为新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区实验区，本项目距离保护区实验区较近但不在自然保护区范围内。项目建设符合《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》、《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区总体规划（2017-2026）》相关要求。

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

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声、固体废物的达标排放情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。

关注的主要环境问题有：施工期废气、废水、钻井泥浆、岩屑以及施工临时占地造成的生态影响；运营期油气集输过程中的环境影响及风险和油气处理过程中产生的无组织挥发烃类、采出水、井下作业废水、落地原油、含油污泥、井场永久占地等环境影响。此外，重点关注项目建设对新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区的影响，重点保护区域周边野生动植物。

1.5 环境影响报告的主要结论

本报告书的主要结论为：本项目的建设符合相关国家产业政策及规划。

钻井期间采用符合国家标准的柴油，加强车辆的管理可减少了对大气环境的影

响；钻井采用泥浆不落地工艺，钻井废循环使用不外排；井场生活污水排入防渗收集池；产噪设备合理布局，对周边环境影响甚微；产生的岩屑、废弃泥浆、生活垃圾、施工土方均能得到有效的处置，对环境的影响较小；运营期油气集输及处理采用全密闭流程，可减少非甲烷总烃的无组织排放；采出水经处理后回注油藏，不外排进入环境；落地原油 100%回收，回收后和含油污泥委托有资质的单位进行无害化处置；产噪设备合理布局，采用降噪控制。本项目施工和运营期重点保护项目区及周边野生动物及其栖息地。

综上所述，项目采用的各项污染防治措施切实可行，项目建成后，在落实各项污染防治措施及确保达标排放的前提下，项目污染物能够达标排放，区域环境质量基本保持现状，对区域环境影响较小；环境风险水平可以接受；清洁生产水平较高，项目社会效益较好。从环境保护角度考虑，该项目可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家法律法规与条例

(1) 《中华人民共和国环境保护法》(全国人大常委会, 2015 年 1 月 1 日施行);

(2) 《中华人民共和国环境影响评价法》(13 届人大第 7 次会议, 2018 年 12 月 29 日施行);

(3) 《中华人民共和国大气污染防治法》(13 届人大第 6 次会议, 2018 年 10 月 26 日实施);

(4) 《中华人民共和国水污染防治法》(2017 年第二次修正, 2018 年 1 月 1 日起施行);

(5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(13 届人大第 7 次会议, 2018 年 12 月 29 日施行);

(6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(全国人民代表大会常务委员会, 2016 年 11 月 07 日修订);

(7) 《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》(国令第 682 号, 2017 年 10 月 1 日起施行);

(8) 《中华人民共和国水土保持法》(中华人民共和国主席第三十九号令, 2011 年 3 月 1 日施行);

(9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(全国人大常委会, 2012 年 7 月 1 日施行);

(10) 《中华人民共和国节约能源法》(2018 年 10 月 26 日修正);

(11)《中华人民共和国野生植物保护条例》(国务院令第 687 号, 2017.10.7);

(12) 《中华人民共和国野生动物保护法》(2016 年 7 月 2 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议修订, 2017 年 1 月 1 日实施);

(13) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》(生态环境部令第 1 号, 2018 年 4 月 28 日);

(14) 《国家危险废物名录》(环境保护部第 39 号令, 2016 年 8 月 1 日施行)

(15) 《危险废物污染防治技术政策》(环境保护部 2001 年第 199 号公告, 2001 年 12 月 17 日施行);

(16) 《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会第 29 号令, 2020 年 1 月 1 日施行);

(17) 《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, 2012.7.3);

(18) 《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, 2012.8.7);

(19) 《突发环境事件应急预案管理暂行办法》(环发[2010]113 号, 2010.9.28);

(20) 《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部令第 4 号, 2019.1.1);

(21) 《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》(2013 年第 31 号, 2013.5.24);

(22) 《中华人民共和国矿产资源法》(中华人民共和国主席令第七十四号, 1997 年 1 月 1 日起施行);

(23) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(中华人民共和国主席令(第三十号), 2010 年 10 月 1 日);

(24) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号, 2012 年 03 月 07 实施);

(25) 关于公开征求《关于规范建设单位自主开展建设项目竣工环境保护验收的通知(征求意见稿)》意见的通知, 环境保护部办公厅(环办环评函[2017]1235 号);

(26) 《能源发展“十三五”规划》(国家能源局, 2017.1.5)。

2.1.2 地方法律、法规及文件

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》(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 35 号), 2017 年 1 月 1 日实施);

(2) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》(新政发[2016]21 号);

(3)《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》(新政发[2014]35 号)；

(4)《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅转发贯彻落实<全国生态环境保护纲要>实施意见的通知》(自治区人民政府办公厅，新政办[2001]147 号，2001.9.30)；

(5)《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》(新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会，2006.9.29)；

(6)《关于修改〈自治区实施中华人民共和国野生动物保护法办法〉的决定》(新疆维吾尔自治区人大常委会，1997.1.22)；

(7)《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国土地管理法>办法》(新疆维吾尔自治区人大常委会，1999.10.1)；

(8)《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》(新疆维吾尔自治区人民政府办公厅，2017 年 3 月 7 日印发)；

(9)《关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》(新疆维吾尔自治区人民政府，2000.10.31)；

(10)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

(11)关于印发《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五规划”》的通知(新环发[2017]124 号)；

(12)《新疆生态功能区划》(新疆维吾尔自治区人民政府、新疆维吾尔自治区环保局，2012)；

(13)《新疆水环境功能区划》(新疆维吾尔自治区人民政府、新疆维吾尔自治区环保局，2005.11)；

(14)《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价公众参与管理规定(试行)》(新环评价发[2013]488 号)；

(15)《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)；

(16)《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》(2013 年 11 月 28 日新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第五次会议通过)；

(17) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》(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40号), 自2017年7月1日起施行);

(18) 《新疆污染环维吾尔自治区危险废物环境防治办法》(新疆维吾尔自治区人民政府令第163号公布, 自2010年5月1日起施行);

(19) 《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》(新疆维吾尔自治区人民政府令第50号, 1995年3月1日实施);

(20) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2014年7月25日新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第九次会议通过, 2015年3月1日起施行);

(21) 《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》(新环发[2016]360号, 2016.11.15);

(22) 《新疆"十三五"能源发展规划》;

(23) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发[2018]20号, 2018-12-20)。

2.1.3 技术标准及规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016);

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018);

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ/T2.3-2018);

(4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009);

(5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016);

(6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011);

(7) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ612-2011);

(8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018);

(9) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告2017年第43号, 2017年10月1日起施行);

(10) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)。

2.1.4 委托书及相关技术资料

(1) 《火烧山油田 H₃ 油藏西南部加密调整 2020 年钻井工程方案》(中国石油新疆油田分公司工程技术研究院, 2019 年 10 月);

(2) 《火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏加密调整 2020 年地面工程》(中油(新疆)石油工程有限公司, 2019 年 12 月)

(3) 《中国石油新疆油田分公司火烧山油田平地泉组 H₄¹ 油藏 2016 年加密调整工程环境影响报告书》及其环评批复(新环函[2016]1162 号);

(4) 《火烧山油田 H₂ 油藏南部 2015 年开发建设工程环境影响报告书》及其环评批复(新环函[2015]812 号)。

2.2 评价工作原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过实地调查和现状监测, 了解火烧山油田井区的自然环境、自然资源及土地利用情况, 掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

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

(3) 论述拟采取的环境保护措施的技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性, 并针对存在的问题, 提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

(4) 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, 为环境保护主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

(1) 结合当地发展规划展开评价工作，评价工作坚持政策性、针对性、科学性和实用性原则，实事求是和客观公正地开展评价工作。

(2) 严格执行国家和地方的有关环保法律、法规、标准和规范。

(3) 贯彻“清洁生产”、“循环经济”、“节约用水”的原则；针对拟建项目存在的环境问题提出污染防治和生态保护补救措施及建议。

(4) 尽量利用现有有效资料，避免重复工作，结合类比调查和现状监测进行评价。

2.3 环境影响识别与评价因子筛选

本项目分为施工期、运营期、退役期三个时段。施工期以钻井、管线敷设、设备安装过程中造成的生态破坏影响为主，运营期污染源以油气集输和处理过程中的污染为主。建设项目环境影响因素识别见表2.3-1。

表2.3-1 环境影响因素识别一览表

影响 因素	施工期					运营期					退役期	
	占 地	废气	废水	固体废物	噪声 震动	废气	废水	固体 废物	噪声	风险 事故	废气	固体 废物
		车辆废气 施工扬尘	生活 污水	弃土弃方 建筑垃圾	施工 车辆	无组织挥 发烃类	采出水、 井下作业 废水	油泥	设备 运转	管线泄 漏	构筑物 拆卸扬 尘	拆卸后 的建筑 垃圾
环境空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地下水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	+	0	0
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	0	0
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+
动物	+	+	○	+	+	+	○	+	○	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据上表，筛选出本项目环境影响评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 环境影响评价因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NMHC、H ₂ S	NMHC、SO ₂ 、NO _x
地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、总硬	石油类

	度、砷、六价铬、汞、铅、镉、铁、锰、石油类、溶解性总固体等	
噪声	Leq[dB (A)]	Leq[dB (A)]
土壤	砷、镉、铬、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、聚乙烯、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、pH
固体废物	/	落地原油、含油污泥
生态环境	调查评价区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观	(1) 分析油田开发建设对土地利用结构的影响； (2) 分析油田开发建设可能造成的植被破坏影响； (3) 分析油田开发建设对评价区域野生动物的影响； (4) 分析油田开发建设对生态景观的影响； (5) 分析油田开发建设对土壤环境质量的影响。
环境风险	/	(1) 对油田钻井期可能发生的风险事故进行分析； (2) 结合当地的气象条件，对运营期间油气管道、井壁破裂可能发生的油气泄漏事故进行预测分析。

2.4 环境功能区划和评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本项目油田所在地位于准噶尔盆地的东部荒漠区，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

本次开发区域内无天然地表水体。

项目所在区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III

类标准，石油类因子参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准值。

2.4.1.3 声环境

本项目开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源相对较少，主要集中在井场、场站，且噪声影响范围内无固定人群居住，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的有关要求，执行 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 土壤环境

土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，本工程场地土壤特征污染物为石油烃。

2.4.1.5 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ₄准噶尔盆地东部荒漠、野生动物保护生态亚区—24 将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区。

项目建设所在区域为《新疆维吾尔自治区人民政府关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》中的重点治理区。

2.4.2 评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项指标指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级浓度限值；非甲烷总烃参照《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 2.0mg/m³ 执行，标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准 （单位：μg/Nm³）

污染物	取值时间	二级浓度限值	标准出处
PM ₁₀	年平均	70	
	24 小时平均	150	

PM _{2.5}	24 小时平均	75	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)二级标准
SO ₂	年平均	60	
	24 小时平均	150	
	1 小时平均	500	
NO ₂	年平均	40	
	24 小时平均	80	
	1 小时平均	200	
非甲烷总烃	24 小时平均	2.0mg/Nm ³	参考《大气污染物综合排放标准详解》(GB16297-1996)

(2) 水环境评价标准

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的Ⅲ类标准,石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准,具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准 (单位:除 pH 外, mg/L)

序号	监测项目	标准值 (Ⅲ类)	标准来源
1	pH	6.5-8.5	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)
2	总硬度	≤450	
3	溶解性总固体	≤1000	
4	铁	≤0.3	
5	锰	≤0.1	
6	氰化物	≤0.05	
7	挥发酚	≤0.002	
8	硝酸盐氮	≤20	
9	亚硝酸盐氮	≤1	
10	氨氮	≤0.5	
11	汞	≤0.001	
12	砷	≤0.01	
13	镉	≤0.005	
14	六价铬	≤0.05	
15	铅	≤0.01	
16	石油类	≤0.5	GB3838-2002 Ⅲ类

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值标准,具体标准值见表 2.4-3,本工程场地土壤特征污染物为石油烃。

表 2.4-3 土壤环境质量标准 (单位: pH 无量纲, 其他 mg/kg 干土)

火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程环境影响报告书

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
基本项目 (重金属和无机物)		
1	砷	60
2	镉	65
3	铬 (六价)	5.7
4	铜	18000
5	铅	800
6	汞	38
7	镍	900
基本项目 (挥发性有机物)		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
基本项目 (半挥发性有机物)		
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并 (a) 蒽	15
39	苯并 (a) 芘	1.5

40	苯并 (b) 荧蒽	15
41	苯并 (k) 荧蒽	151
42	蒽	1293
43	二苯并 (a, h) 蒽	1.5
44	茚并 (1,2,3-cd) 芘	15
45	蔡	70
其他项目		
46	石油烃(C10~C40)	4500

2.4.2.2 污染物排放标准

(1) 废气

本项目运营期无燃气锅炉。大气污染源为项目采油及集输过程中无组织排放的非甲烷总烃，执行《大气污染物排放标准》(GB16297-1996) 中的无组织排放监控浓度限值。具体标准值如 2.4-4。

表 2.4-4 大气污染物排放标准 (单位: mg/m³)

污染物	最高允许排放浓度	标准来源
非甲烷总烃	4.0	《大气污染物排放标准》周界外浓度最高点

(2) 废水

本项目采出水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中的相关标准后全部回注油藏，不向外环境排放，标准值见表 2.4-5。

工作人员依托准东采油厂火烧山作业区工作人员，不新增员工，运营期无生活污水外排。

表 2.4-5 碎屑岩油藏注水水质推荐指标

注入层平均空气渗透率, μm^2		≤ 0.01	$> 0.01 \sim \leq 0.05$	$> 0.05 \sim \leq 0.5$	$> 0.5 \sim \leq 1.5$	> 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				
	硫酸盐还原菌 (SRB), 个/ML	≤ 10	≤ 10	≤ 25	≤ 25	≤ 25
	铁细菌 (IB), 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
	腐生菌 (TGB), 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$

注: ① $1 < n < 10$; ② 清水水质指标中去掉含油量;

(3) 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），见表 2.4-6；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，见表 2.4-7。

表 2.4-6 建筑施工场界环境噪声排放标准

标准来源	主要噪声源	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)	推土机、挖掘机、装载机等	70	55

表 2.4-7 工业企业厂界环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间
《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

固体废物处置执行：

- ①《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001 及 2013 年修改单）；
- ②《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001 及 2013 年修改单）；
- ③《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）；
- ④《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）；
- ⑤《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；
- ⑥《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》（新环发[2016]360 号，2016.11.15）；
- ⑦《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（新疆维吾尔自治区人民政府办公厅，2017 年 3 月 7 日印发）；

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，评价工作等级按表 2.5-1 的分级判据进行划分。

表 2.5-1 评价工作等级

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

根据项目工程分析污染物参数，选取《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的 AERSCREEN 估算模式来计算污染物的最大落地浓度和最大落地浓度占标率（结果见表 2.5-2）。计算公式如下：

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

式中：

P_i ——第 i 种污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

（2）评价因子和评价标准

本项目评价因子和评价标准见表 2.5-2。

表 2.5-2

评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值/（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	标准来源
非甲烷总烃	1h 平均浓度	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”环境浓度选用值，确定环境空气中非甲烷总烃浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$

（3）预测结果

预测结果见表 2.5-3。

表 2.5-3 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

参数名称	单位	非甲烷总烃
下风向最大质量浓度	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	26.951
最大浓度出现距离	m	2815
$P_{\max}$	%	1.34
$D_{10\%}$	m	0

从表 2.5-3 估算的结果可以看出，污染源所排放的污染物最大地面浓度均不

超过其环境质量标准，油气集输无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度占标率 P_i 为 1.34%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价工作等级确定方法，最大占标率 $P_{\max} < 1\%$ ，因此确定本次大气环境影响评价工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），本项目评价范围以油田开发区为中心，边长为 5km 的矩形。本项目评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ/T19—2011）中的规定，本项目永久占地面积 22.32hm²，单井管线 30.2km、单井注水管线 9.86km。且影响区域生态敏感性属于一般戈壁区域。因此，本项目的生态环境评价工作等级定为三级。生态环境影响评价等级判定依据见表 2.5-4。

表 2.5-4 生态环境影响评价工程等级划分

影响区域 生态敏感性	工程占地范围		
	面积≥20km ² 或长度≥100km	面积 2—20km ² 或长度 50—100km	面积≤2km ² 或长度 ≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

（2）评价范围

本项目油田开发工程分部面积较为集中，对环境影响仅限于井场及内部集输管线较近的范围，故本次生态环境评价范围为油田开发区域。

2.5.3 水环境评价等级和评价范围

2.5.3.1 地表水评价等级和评价范围

火烧山油田井区内无地表水体，输油管道沿线无穿越任何地表水体。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不直接向外环境排放，不与周边地表水体发生水力联系，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ/T2.3-2018）相关要求，故不对地表水环境进行评价。

2.5.3.2 地下水评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 分级标准，本项目属于 F 类“石油、天然气”中的石油开采项目，属于 I 类建设项目。

表 2.5-5 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；为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（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

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

表 2.5-6 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

根据表 2.5-5、表 2.5-6 可知，由于项目区内无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目属于 I 类建设项目，地下水环境敏感特征为不敏感，由此判定本项目地下水评价等级为二级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水调查范围的确定的方法，本环评采用查表法确定地下水环境现状调查的评价范围，具体见表 2.5-7。

表 2.5-7 地下水环境现状评价范围参照表

评价等级	调查评价面积（km ² ）	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水保护目标，必要时适当扩大范围
二级	6-20	

三级	≤6	
----	----	--

由上述分析可知，本项目地下水环境影响评价工作等级为二级，项目地下水环境现状调查评价范围周边区域的6-20km²；由于本项目地下水环境不敏感，评价范围确定为以本次开发区块中心为中心，南-北方向边长5km，东-西方向边长4km的矩形，评价范围面积20km²。

2.5.4 声环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）的规定，项目区属于 2 类功能区，开发建设的噪声影响仅在建设施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在井场，且噪声影响范围内无固定人群居住。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）的有关要求，确定本项目声环境影响评价等级为二级。

（2）评价范围

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类别及敏感目标等实际情况适当缩小”。根据项目特征，本次噪声评价以井场边界向外 200m 作为噪声评价范围。

2.5.5 环境风险评价等级和评价范围

（1）评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018），建设项目环境风险评价工作级别按表 2.5-8 进行划分。

表 2.5-8 环境风险评价工作级别划分

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说明。				

本项目输油管线内原油最大存在量为 189t，天然气最大存在量 6t。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 B 知油类物质的临界量为 2500t 天然气临界量 10t，根据导则附录 C 中计算物质的 Q 值为 $0.67 < 1$ ，根据附

录 C 中规定“当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I”可知: 本项目的环境风险潜势为 I。本次评价只对环境风险进行简单分析, 本次环境风险评价范围为油田开发区域。

2.5.6 土壤环境评价等级和评价范围

(1) 建设项目土壤环境影响类型与影响途径

表2.5-9 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

注: 在可能产生的土壤影响类型处打“√”, 列表未涵盖的可自行设计。

项目对土壤环境可能产生的影响主要为原油泄漏入渗造成的土壤污染和石油开采过程中。故将本次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入渗。

(2) 评价等级

本项目属于污染影响型项目, 按照《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中附录 A 土壤环境影响评价项目类别, 项目属于“采矿业”中“金属矿、石油、页岩油开采”项目, 属于 I 类项目。

本项目总占地规模为 22.32hm², 属于中型(5~50hm²), 项目周边均为戈壁, 不存在耕地、园地等土壤环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标, 敏感程度为“不敏感”, 因此按照《环境影响评价技术导则·土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中污染影响型评价工作等级划分表, 本项目土壤环境影响评价等级为二级。

表2.5-10 污染影响型敏感程度分级表

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

表2.5-11 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小

敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作									

(3) 现场调查范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018），本项目评价工作等级为二级，为污染影响型项目，调查范围为占地范围内和占地范围外 0.2km 范围内。

表 2.5-12 现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围 ^①	
		占地范围内 ^②	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5 km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内

①涉及大气沉降途径影响的，可根据主导风向下风向的最大落地浓度点适当调整。

②矿山类项目只开采区与各场地的占地；改、扩建的指现有工程与拟建工程的占地。

2.6 评价内容及评价重点

2.6.1 评价工作内容

本次评价的主要内容包括工程分析、环境概况调查、环境质量现状与影响分析，环境影响预测与评价、环境保护措施及可行性分析、总量控制、环境风险评价、环境经济损益分析，环境管理与监控计划，结论及建议。

2.6.2 评价重点

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

- （1）建设项目工程分析；
- （2）生态环境影响评价；
- （3）大气、地下水环境影响评价；

- (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。

2.6.3 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括勘探建设期、生产运营期和退役期三个时段，以勘探建设期和生产运营期两个时段为评价重点。

2.6.4 评价对象

根据工程内容和环境现状调查，本次评价的对象包括本项目开发建设所涉及到的井区和集输管线。

2.7 控制污染与环境保护目标

2.7.1 控制污染目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象目标如下：

- (1) 控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对生态环境的破坏，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。
- (2) 保证项目建成后，废气达标排放、废水达标回注，场界噪声达标，固废得到合理利用及无害化处置。
- (3) 进一步控制各种污染物排放量，在总体上符合区域环境污染物质量控制目标以及清洁生产的要求。
- (4) 保证评价区域空气质量、地下水质量维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响程度降低到最小程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.7.2 环境保护目标

据现场调查，除油区工作人员外，没有固定人群居住，项目区以北约 1.75km 为新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区实验区（以下简称“卡山保护区”），本项目生态系统脆弱，可恢复性差，自然荒漠生态系统和卡拉麦里自然保护区为重点保护目标。本项目与卡山保护区位置关系见图 2.7-1。

(1) 大气环境

评价区内环境空气保护目标为油田工作生活区及油区的工作人员。

在钻井和采油过程中，采取各种工程措施，将各种大气污染物排放控制在最低程度，确保区域内大气环境质量符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准。

（2）水环境

根据现场调查可知，评价区域内无地表水域、无地下水井。本项目采出水经火烧山联合站污水处理系统达标处理后，回注油藏不外排。

在钻井和采油过程中控制开采量，保护区域地下水资源和水质，确保项目区水环境质量不因本项目的建设而产生不利影响，保证地下水质量维持现有水平。

（3）声环境

评价区内声环境保护目标主要为油区的工作人员。保护油田区域噪声符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

（4）生态环境

根据现场调查可知，评价区域内只有零星植被分布（覆盖度小于 5%），以荒漠植物为主，植被以梭梭为主，属于新疆地方一级保护植物。项目区以北约 1.75km 为卡山保护区实验区，卡山保护区内分布有数量较多的蒙古野驴、鹅喉羚等珍稀有蹄类野生动物。评价范围内需要保护的野生动物主要是保护普氏野马、蒙古野驴、鹅喉羚等多种珍稀濒危有蹄类野生动物，其中蒙古野驴、普氏野马为国家一级保护动物，鹅喉羚为国家二级保护动物。

为防止评价区生态破坏和土壤污染，建设项目的开发及运行将采取生态保护措施，保护油田区内的野生动、植物及其生境不受破坏。最大限度地减少地表土壤扰动和植被破坏，重点保护野生动物，抑制荒漠化的发展。

生态敏感点为评价范围内的自然植被和野生动物，见表 2.7-1。

表 2.7-1 环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	与项目区相对位置 (方位, 距离)	保护要求
空气环境	油区工作人员	油区内部	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准
	油区工作生活区	项目区西南侧约 1.32km	
地下水环境	评价区域内地下水	—	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准
声环境	油区工作人员	—	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准
生态环境	荒漠植被（梭梭）	评价区域内	自治区一级保护植物

环境要素	环境敏感目标	与项目区相对位置 (方位, 距离)	保护要求
	珍稀有蹄类野生动物 (普氏野马、蒙古野驴、鹅喉羚等国家级保护动物)	评价区域内	国家级保护动物
	土壤	评价区域内	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》 (GB36600-2018)
	卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区	项目区边界以北约 1.75km	保护野生动物的种群规模及栖息生境

表 2.7-2 风险环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
	厂址周边 5km 范围内					
环境空气	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数/人
	1	油区工作人员	油区内部	——	工作人员	100
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					100
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					100
	大气环境敏感程度 E					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	/	/		/	
	内陆水体排放点下游 10km 范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征		水质目标	与排放点距离/m
	1	/	/		/	/
	地表水环境敏感程度 E					E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	/	/	/	/	/
	地下水环境敏感程度 E					E2

2.8 与相关法规、规划的相符性分析

2.8.1 与区域发展规划相符性分析

《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》提出：按照“稳步推进、重点突破、互利共赢、惠及民生”的原则，全面推进新疆油气资源开发利用。在资源勘探开发利用转化过程中提高地方参与程度，加大石油天然气

资源在新疆加工转化力度。推进中央驻疆油气开发企业的就地注册，加快与新疆本地企业合资合作，支持在新疆注册成立公司的企业参与新疆油气区块竞争出让，鼓励和支持各类企业参与石油和非常规油气资源勘探开发。围绕塔里木、准噶尔和吐哈三大油气资源，重点建设独山子、乌鲁木齐、克拉玛依、南疆塔河石化等千万吨级大型炼化一体化基地。本工程的建设符合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中的全面推进新疆油气资源开发利用的要求。

2.8.2 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》：主体功能区按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，吉木萨尔县（吉木萨尔镇）属于国家层面重点开发区域。其功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。

新疆国家层面和自治区层面禁止开发区域分别为 44 处和 63 处。其中卡拉麦里山自然保护区、吉木萨尔县青松森林公园属于自治区级禁止开发区域。

本项目不在卡拉麦里山自然保护区范围内，不属于主体功能区划中确定的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。本项目所在区域不在国家级和自治区级禁止开发区域内。

相符性分析：

本项目为石油开采项目，位于天山北坡吉木萨尔县属于国家层面重点开发区域，且不在新疆重点生态功能区范围内。项目所在区域不在生态红线区内，所占土地类型均为戈壁荒漠，不占用天然草地、林地、水库水域、河流水面、湖泊水面等。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰；在项目实施过程中需重点保护野生动物，维护自然生态环境，落实本次环评提出的各项生态环境保护措施，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》。

2.8.3 与《新疆生态环境功能区划》协调性分析

根据《新疆生态环境功能区划》，项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ₄准噶尔盆地东部荒漠、野生动物保护生态亚区—24 将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区。适宜发展方向为加强保护区管理，促进自然遗产与生物多样性的保护。

火烧山油区内地势平坦，道路纵横，水、电、交通运输便利，具有良好的地面开发条件，由准东采油厂运营管理。本项目不在卡拉麦里有蹄类动物保护区范围内，本次环评针对野生动物保护、砾幕、荒漠植被等方面提出了相应的保护措施。总体来看，相对整个功能区划范围而言，本项目的实施占地相对较小，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，项目建设与《新疆生态环境功能区划》对本项目建设区域的生态功能定位不冲突。

2.8.4 与《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》相符性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》指出，石油、天然气属于新疆优势矿种，油气资源储量大，具有较大的勘探开发潜力。该规划提出，要提高战略性矿产安全供应能力，加强战略性矿产安全供应能力。石油、天然气是战略性矿产，属于重点监管对象，自治区在资源配置、财政投入、重大项目、矿业用地等方面予以重点保障，提高资源安全供应能力和开发利用水平。

相符性分析：本工程为石油开采项目，属于新疆优势矿种、战略性矿产和重点监管对象，本工程的建设有利于提高油气资源的安全供应能力和开发利用水平，与《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》要求相符。

2.8.5 与《中华人民共和国自然保护区条例》（2017 年修订）的符合性分析

依据《中华人民共和国自然保护区条例》（2017 年修订）：在自然保护区的核心区和缓冲区内，不得建设任何生产设施。在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。在自然保护区的实验区内已经建成的

设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须采取补救措施。

本项目距离卡山保护区实验区约 1.75km，不在保护区范围内，因此基本符合《中华人民共和国自然保护区条例》（2017 年修订）的要求

2.8.6 与《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》的协调性分析

《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》（2018 年 12 月 29 日期修订）中规定：（1）卡山自然保护区外围五公里范围为外围保护地带。在卡山自然保护区外围保护地带依法进行矿产资源开发、产业园区经营以及其他项目建设的，建设单位应当采取建立生态恢复区，建设生态迁徙走廊，设置围栏、围网等措施，避免或者减少对野生动物及其栖息地造成不利影响。（2）在保护区外围地带进行有关活动对野生动物及其栖息地造成不利影响的，卡山自然保护区管理机构应当向有关人民政府提出治理建议。有关人民政府应当及时予以处理。

本项目不在卡山保护区范围内，位于卡山保护区外围地带。建设单位在保护区周边建有牲畜饮水槽、禁止工作人员和车辆进入保护区等保护措施，不会对周边野生动物及其栖息地造成不利影响。

2.8.7 与《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区总体规划（2017-2026）》的协调性分析

根据《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区总体规划（2017-2026）》，实验区面积为 5778.29km²，占保护区面积的 38.9%，位于缓冲区的外围，实验区范围内在自然环境与自然资源有效保护的前提下，探索合理利用自然资源途径和方法，可以适度集中建设和安排生产、生活和管理项目与设施，从事科学试验、教学实习、参观考察、生态旅游以及救护珍稀濒危野生动植物等活动。

火烧山 H₃ 油藏距离卡山保护区实验区约 1.75km，不在实验区范围内。本项目建设采取保护野生动植物等一系列措施，不会对保护区内的自然环境与自然资源造成不利影响，因此基本符合《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区总体规划（2017-2026）》的要求。

2.8.8 “三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

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

（2）环境质量底线

本项目为石油天然气开采项目，运营期项目采出水依托火烧山联合站处理达标后回注油藏，不会对周围地下水环境造成影响。

项目所在区域的声环境、地下水、土壤的环境质量均较好，均可达到相应的环境功能区划要求。项目所在评价区域环境空气为不达标区，环境空气质量较差。

（3）资源利用上线

项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，项目用地不占用耕地、园地等。项目运营过程中不消耗水资源，用电量也较小，符合资源利用上限的要求。

（4）环境准入负面清单

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]891 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）的规定，本项目不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

综上，本项目建设符合“三线一单”要求。

3 建设项目工程分析

3.1 工程开发现状与环境影响回顾

3.1.1 工程开发历程

3.1.1.1 火烧山湖油田概况

火烧山油田隶属新疆油田公司准东采油厂管理。油田位于准噶尔盆地的东部，距 216 国道 8km，东南距吉木萨尔县 150km，西北距彩南油田 52km，西南距阜康 170km。油区内地势平坦，道路纵横，水、电、交通运输便利，具有良好的地面开发条件。

火烧山油田构造上位于准噶尔盆地东部帐北隆起带北端，为长轴近南北向的背斜，背斜东西两翼不对称、东翼较陡，西翼较缓，东翼地层倾角 20°左右，西翼地层倾角 6°左右。含油层系为二叠系中统平地泉组平一段和平二段中下部，自上而下划分为 H₁、H₂、H₃、H₄¹、H₄² 五套开发层系。H₃ 油藏位于平地泉组一段，是主力开发层系之一，自上而下划分为 H₃¹、H₃²、H₃³ 三个砂层组，细分为 H₃¹⁻¹、H₃¹⁻²、H₃¹⁻³、H₃²⁻¹、H₃²⁻²、H₃³ 六个小层，探明含油面积 27.5km²，石油地质储量 1820×10⁴t。

3.1.1.2 火烧山 H₃ 油藏概况

火烧山 H₃ 油藏沉积体系为小型入湖河流三角洲，物源方向主要为东北方向，小层沉积复杂，微相变化大，主要发育水下分流河道、水道间、三角洲前缘席状砂、间湾、滨湖滩沉积等微相。

储层岩性主要是细砂岩，其次是粉砂岩和中砂岩，含砾砂岩少见。岩心分析基质孔隙度 9.5%~16.9%，平均 13.0%，基质渗透率 0.57mD~6.06mD，平均 1.8mD。基质储层为低孔特低渗透储层，储层中裂缝较发育，以 60°~90°的高角度直劈缝为主，油藏东北部、西南局部为显裂缝相对发育区，裂缝孔隙度为 0.2%~0.7%，裂缝渗透率界于 252.5mD~77901mD 之间。H₃ 油藏砂体呈透镜状分布，连通性较差，非均质性较强，水敏性、体敏性偏弱，无速敏。油层厚度多在 3m~25m 范围内，个别井油层厚度超过 40m，存在两个有效厚度高值区，分

别位于油藏的北部和西南部。

H₃ 的油藏类型，从储层特征来讲是有裂缝发育的层状砂岩油藏，从圈闭条件看为岩性构造油藏。具有统一的油水界面和温度压力系统。油水界面平均海拔 -1042m，平均地层温度 55.2℃，原始地层压力 15.17MPa，压力系数 0.954，饱和压力 13.14 MPa。

地层原油密度 0.811g/cm³，地层原油粘度 8.4 mPa·s，原油体积系数 1.136，原始气油比 51m³/t。溶解气以甲烷为主（88%），相对密度平均为 0.6225。油田水为 NaHCO₃ 型，矿化度 11000mg/L，氯离子含量 5000mg/L。

3.1.1.3 火烧山 H₃ 油藏开采简况

火烧山油田 H₃ 油藏 1987 年开展开发试验，1988 年采用 350m 井距反九点注采井网全面投入开发。根据生产特征将油田开发历程划分为四个阶段：产能建设阶段、初期快速递减阶段、综合治理稳产阶段、精细治理挖潜阶段。

3.1.2 井区开发现状

（1）火烧山油田油气集输现状

火烧山油田集输工艺采用二级布站的方式，即采油井口→计量站→火烧山联合站。采油井口通过电加热器或水浴加热炉进行加热，计量站通过水浴加热炉集中加热后进行集输。火烧山油区共有四条集油干线，规格均为 D273×7/20 无缝钢管，集油支线和单井出油管线均采用无缝钢管。

（2）火烧山油田注水现状

火烧山油田注水工艺采用单干管多井配水流程，即注水站来水经注水干、支线输至配水间，通过分水器将水量分配至各注水井，在配水间进行单井配水和计量。火烧山油区共有四条注水干线，规格均为 D168×12/20 无缝钢管，注水支线采用 D114×9/20 无缝钢管，单井注水管线采用 DN50 无缝钢管和玻璃钢管。

（3）供配电现状

火烧山油田 110kV 火烧山变电站主变容量为 2×8MVA 110/35/10kV，电源进线 2 回，主供电源（火彩线）引自地方五彩湾 220kV 变电站，备用电源引自三台变电站。该站于 1991 年 4 月投运，最大供电能力约 14.7MW。

油区内已建有 3 条 10kV 供电线路，目前油一线负荷约为 630 kW，油二线负荷约为 1122kW，油三线负荷约为 638kW。

(4) 自动化现状

火烧山油田是准东采油厂第一个油田。目前采油井安装了载荷位移传感器，数据采用 Lora+4G 上传作业区功图计量系统，其它油水井、站生产设施均未建设仪表自动化系统；联合站建有站控系统，可实现简单的数据采集与控制。

3.1.3 区块现状开发环境影响回顾分析

经统计，火烧山油田 H₂ 油藏和 H₄¹ 油藏开展了环境影响评价，火烧山油田现有环评手续和验收情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 现有项目环保手续履行情况统计表

序号	建设项目名称	环评批复单位	环评批复文号	自主验收情况
1	《火烧山油田 H ₂ 油藏南部 2015 年开发建设工程环境影响报告书》	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2015]812 号	2018 年 5 月 31 日，《火烧山油田 H ₂ 油藏南部 2015 年开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》完成自主验收
2	《火烧山油田平地泉组 H ₄ ¹ 油藏 2016 年加密调整工程环境影响报告书》	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]1162 号	2019 年 3 月 18 日，《火烧山油田平地泉组 H ₄ ¹ 油藏 2016 年加密调整工程（第一批）》完成自主验收 2019 年 11 月 24 日，《火烧山油田平地泉组 H ₄ ¹ 油藏 2016 年加密调整工程（第二批）》完成自主验收

3.1.3.1 生态环境影响回顾

项目区生态影响主要为占地对生态的影响和对植被的破坏。占地分为临时占地和永久占地。在井场、站场、探临道路、管线施工结束后，对临时占地进行了清理、平整，使其恢复至相对自然的状态；管沟及时回填，基本恢复到原有紧实度。

根据现场调查结果可知，计量站已完成地面硬化，现有井场均已平整，由砾石铺垫。2015、2016 年建设的防渗泥浆池已经覆土填埋，2017 年建设的岩屑临时堆场已平整。根据完井时间不同，各井场恢复程度不同。

3.1.3.2 大气环境影响回顾

经现场调查，井口采用电加热，油气集输采用全密闭流程。现有工程运营期间的废气污染源为油气集输处理过程中无组织挥发的烃类。

根据井区特征污染因子现状监测，无组织非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃 2.0mg/m³”限值的要求，说明火烧山井区现有工程对环境空气质量影响较小，在环境可接受范围内。

根据调查，火烧山 H₃ 油藏目前日产油 176t，年产油 64240t，采用密闭集输工艺，其原油损耗可控制在 0.044% 以下，则现有烃类挥发量计算为 28.27t/a。

3.1.3.3 水环境影响回顾

（1）施工期水环境影响回顾

现有工程施工期的废水主要有生活污水和钻井废水，生活污水排入防渗蒸发池中蒸发处理，完井后覆土填埋。2015 年、2016 年实施的井，钻井废水及岩屑进入防渗泥浆池固化后覆土填埋，2017 年后实施根据新疆维吾尔自治区环境保护厅下发《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃污染防治工作的通知》新环发【2016】360 号中“三、严格处置标准，推进废弃物的无害化和资源化”和“四、实行分区管理，逐步实现废弃物不落地处置”的规定，2017 年后钻井均采用泥浆不落地装置进行处理，钻井废水循环使用不外排，无法利用的废弃钻井泥浆由专业泥浆技术服务单位进行回收利用。钻井井场未发现遗留水环境问题。

（2）运营期水环境影响回顾

运营期的生产废水主要有采出水和井下作业废水等。目前火烧山油田①采出水密闭集输至火烧山联合站污水处理系统处理；②井下作业带罐作业，产生的作业废水进入井口方罐，拉运至火烧山联合站污水处理系统处理。

火烧山联合站处理后的回注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012），无废水外排。

3.1.3.4 声环境影响回顾

油田开发建设项目总体开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和运营期噪声两部分。施工期为钻井施工过程，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，对环境的影响是暂时的，影响时间短；运营期主要以站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，虽然这些噪声对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期，但主要噪声设备通过集中放置在泵房及采取消音降噪措施后，对周围环境的影响不大。

根据本次声环境质量监测数据，各监测点均未出现超标现象，区域监测值均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，说明油田开发未对周围环境噪声产生影响。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾

2015 年、2016 年实施的井，钻井泥浆及岩屑进入防渗泥浆池固化后覆土填埋，2017 年后钻井均采用泥浆不落地装置进行处理，钻井泥浆经监测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准后综合利用。

运营期，①在油田开发建设过程中，建设单位严格遵守国家及地方的各项环保管理规定，对落地油进行了严格的控制与回收处理，落地油 100%回收，回收后拉运至火烧山联合站原油处理系统处理。②火烧山联合站污水处理系统产生的含油污泥交由有危险废物处置资质的单位回收处置，符合无害化处置原则。③生活垃圾拉运至火烧山当地生活垃圾填埋场填埋处理。项目区产生的固废均得到妥善处理，无乱堆放及随意排放的现象。

3.1.4 环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场调查，未发现环境问题。

3.2 建设项目概况

3.2.1 工程基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程；

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司；

项目性质：改扩建；

3.2.1.2 建设地点

火烧山油田位于准噶尔盆地的东部，距 216 国道 8km，东南距吉木萨尔县 150km，西北距彩南油田 52km，西南距阜康 170km。区块行政隶属新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县，中心坐标：东经 89° 1'16.18"，北纬 44°56'34.31"。

火烧山油田 H₃ 油藏区域地理位置见图 3.2-1。 外环境关系见图 3.2-2。

3.2.1.3 建设规模及组成

本工程主要建设内容有：

（1）本工程计划在火烧山油田 H₃ 油藏的西南部范围内部署加密调整采油井 49 口，注水井 4 口，采转注井 13 口，注转采井 5 口，分 3 批实施，井型为直

井，单井设计产能 3.5t/d，新建产能 5.15×10⁴t，设计钻井井深 1600m，新钻井总进尺 8.48×10⁴m。

(2) 配套建设单井采油管线 30.2km、单井注水管线 9.86km 及供配电、仪表工程等。

具体工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 火烧山 H₃ 区块产能建设主要工程组成

类别		名称	工程量	建设内容	备注	
钻井工程		采油井	49 口	井型为直井，井深 1600m，单井产能 3.5t/d，新建产能 5.15×10 ⁴ t；	新建	
		注水井	4 口	井型为直井，单井配注量为 15~50m ³ /d；		
		老井利用	18 口	采转注 13 口，注转采 5 口；	改建	
油气集输	采油井	采油井口装置	54 座	8 型节能抽油机，配套 10kW 电加热器；	新建	
	集输工程	单井管线	30.2km	D60×3.5/20 无缝钢管管，保温埋地敷设，管底埋深 -1.70m；	新建	
注水工程		注水井口	17 座	新建 16MPa 注水井场（DN50 25MPa 采油树）；	新建	
		单井注水管线	9.86km	新建单井注水管道选用 DN50 16MPa 玻璃钢管，不保温埋地敷设，管底埋深-1.80m；	新建	
油区配套辅助工程		供配电	拟建杆架式变电站电源就近接入油区油一线、油二线、油三线的 10kV 架空线路；		依托	
			新建 10kV 架空线路 18km，50kVA 杆架式变电站 54 座等配电设施；		新建	
		仪表	火烧山作业区新建生产监控中心 1 座，油区井站自动化数据传输网络采用“5.8G 网桥+LoRa”传输，LoRa 基站作为油区井站无线仪表数据汇聚点，5.8G 网桥作为油区无线传输骨干网，无线网桥汇聚各 LoRa 基站数据后接入火烧山作业区基地生产监控中心；			新建
		道路	依托油区现有道路；			依托
环保工程		废气	施工期材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖；运营期油田开发采用密闭集输流程；		-	
		废水	施工期钻井废水经“泥浆不落地工艺”处理后循环利用不外排；		新建	
			施工期井场设置移动旱厕，生活营地设施防渗污水蒸发池；		新建	
			运营期井下作业废水采用井口收集罐收集；		依托	
		噪声	①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置；④切合实际地提高工艺过程自动化水平；⑤定时保养设备；			新建
	固废	钻井岩屑进入泥浆不落地装置处理，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）要求后，用于铺垫井场；			-	

类别	名称	工程量	建设内容	备注
		施工生活垃圾收集后拉运至火烧山固废堆存场进行处理；		依托
		落地原油和含油污泥交由有资质的单位进行无害化处置；		依托
	生态恢复	①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施；		-
依托工程	原油处理	依托火烧山联合站原油处理系统处理，处理规模 35×10 ⁴ t/a；		-
	天然气处理	依托火烧山联合处理站天然气处理系统处理，处理规模 6×10 ⁴ m ³ /d；		
	注水	依托火烧山联合处理站注水系统和水源井，注水规模 8400m ³ /d；		
	污水处理	依托火烧山联合站污水处理系统进行处理，处理规模 3000m ³ /d；		
	含油污泥	委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置；		
	生活垃圾	依托火烧山固废堆存场进行处理。		

2.2.1.4 投资估算

项目总投资 27748.36 万元，其中钻井投资 21200 万元，地面工程投资 6548.36 万元。环保投资 1430 万元，占总投资的 5.17%。

3.2.1.5 劳动组织及定员

火烧山油田隶属准东采油厂，本工程建成后由该厂负责运行管理。

本次集油区需新增员工 26 人，新增人员从准东采油厂已有人员进行调配。

3.2.1.6 能耗物耗

本项目新增主要耗能设备为抽油机和电加热器等，主要能源消耗为电力，新建采油井新增用电负荷有功功率为 635.32kW，新增年有功耗电量为 362.28×10⁴kW·h，合计消耗能源折标煤 445.24tce，单位产品综合能耗为 8.645kgce/t。

能耗详细分析见表 3.2-2。

表 3.2-2 新增设施能耗表

序号	项目	消耗量		折标系数		能耗	
		单位	数量	单位	换算值	单位	数量
1	电	10 ⁴ kW·h/a	362.28	kgce/kWh	0.1229	tce	445.24
新建产能		5.15×10 ⁴ t/a					
单位产品能耗		8.645kgce/t					

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 油藏特征

火烧山油田构造上位于准噶尔盆地东部帐北隆起带北端，为长轴近南北向的背斜，背斜东西两翼不对称、东翼较陡，西翼较缓，东翼地层倾角 20°左右，西翼地层倾角 6°左右。含油层系为二叠系中统平地泉组平一段和平二段中下部，自上而下划分为 H₁、H₂、H₃、H₄¹、H₄² 五套开发层系。H₃ 油藏位于平地泉组一段，是主力开发层系之一，自上而下划分为 H₃¹、H₃²、H₃³ 三个砂层组，细分为 H₃¹⁻¹、H₃¹⁻²、H₃¹⁻³、H₃²⁻¹、H₃²⁻²、H₃³ 六个小层，探明含油面积 27.5km²，石油地质储量 1820×10⁴t。

3.2.2.2 储层岩性、物性特征

储层岩性主要是细砂岩，其次是粉砂岩和中砂岩，含砾砂岩少见。岩心分析基质孔隙度 9.5%~16.9%，平均 13.0%，基质渗透率 0.57mD~6.06mD，平均 1.8mD。基质储层为低孔特低渗透储层，储层中裂缝较发育，以 60°~90°的高角度直劈缝为主，油藏东北部、西南局部为显裂缝相对发育区，裂缝孔隙度为 0.2%~0.7%，裂缝渗透率界于 252.5mD~77901mD 之间。H₃ 油藏砂体呈透镜状分布，连通性较差，非均质性较强，水敏性、体敏性偏弱，无速敏。油层厚度多在 3m~25m 范围内，个别井油层厚度超过 40m，存在两个有效厚度高值区，分别位于油藏的北部和西南部。

3.2.2.3 原油性质

火烧山油田地层原油密度 0.811g/cm³，地层原油粘度 8.4 mPa·s，原油体积系数 1.136，原始气油比 51m³/t。溶解气以甲烷为主(88%)，相对密度平均为 0.6225。油田水为 NaHCO₃ 型，矿化度 11000mg/L，氯离子含量 5000mg/L。

火烧山油田 H₃ 油藏地面原油参数详见表 3.2-3。

表 3.2-3 火烧山油田 H₃ 油藏地面原油性质参数表

层位	密度 (g/cm ³)	40℃黏度 (mPa.s)	50℃黏度 (mPa.s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	初馏点 (℃)
H ₃	0.884	74	46	11	12.5	132

3.2.2.4 天然气性质

火烧山油田 H₃ 油藏天然气性质详见表 3.2-4。

表 3.2-4 火烧山油田 H₃ 油藏天然气性质表

层位	相对密度	组分含量 (%)			
		甲烷	乙烷	丙烷	其他
H ₃	0.6225	88	4	3	5

3.2.2.5 地层水性质

火烧山油田 H₃ 油藏地层水为 NaHCO₃ 型，矿化度 11000mg/L，氯离子含量 5000mg/L。

3.2.3 开发方案

在 H₃ 油藏的西南部范围内部署加密调整采油井 49 口，注水井 4 口，采转注井 13 口，注转采井 5 口，分 3 批实施，单井设计产能 3.5t/d，新建产能 5.15×10⁴t，钻井进尺 8.48×10⁴m，产能进尺比 0.61。部署情况详见表 3.2-5

表 3.2-5 火烧山油田 H₃ 油藏部署井位一览表

总井数 (口)	井型	新钻采油井数(口)	新钻注水井数 (口)	采转注井数 (口)	注转采井数 (口)	新钻井数 (口)	井深 (m)	钻井进尺 (10 ⁴ m)	单井产能 (t/d)	新建产能 (10 ⁴ t)	产能进尺比
71	直井	49	4	13	5	53	1600	8.48	3.5	5.15	0.61

以油层厚度从大到小、剩余油丰度从高到低、参考邻井生产效果从好到差为实施原则，共分三批实施。

表 3.2-6 火烧山油田 H₃ 油藏部署井实施顺序表

实施顺序	新钻采油井	新钻注水井	老井采转注	老井注转采
第一批 (2020 年)	H2747、H2714、H2711、H2707、H2741、 H2754、H2718、H2719、H2720、H2713、	H2737 H2751 H2740	H1284、H1302、 H1306、H1308、 H2312	H1283 H2306 H2316 H2320
第二批 (2021 年)	H2744、H2717、H2728、H2706、H2748、 H2723、H2727、H2742、H2710、H2750、 H2739、H2715、H2716、H2703、H2336、 H2335、H2708、H2724、H2709、H2730	/	H1269、H1330、 H2315、	/
第三批 (2022 年)	H2746、H2346、H2345、H2705、H2704、 H2736、H2725、H2729、H2743、H2726、 H2761、H2762、H2749、H2753、H2328、 H2347、H2357、H2355、H2356	H2745	H1241、H1271、 H1273、H1328、 H1355	H1212

火烧山油田 H₃ 油藏加密调整部署分批实施见图 3.2-3。

3.2.4 主体工程

本项目主体工程包括钻井工程、采油工程、集输工程、注水工程。

3.2.4.1 钻井工程

(1) 井身结构

直井采用三开井身结构。

该区二叠系平地泉组油藏经过多年的注水开发，地层压力系统复杂，P_{2p3} 段地层压力系数较高。地质方案提供 H₁~H₃ 压力分布图中压力系数 0.51~1.6 之间，且 P_{2p} 井漏、垮塌、井喷风险较高，因此在该区采用三开井身结构。

一开采用Φ444.5mm 钻头钻至井深 200m，下入Φ339.7mm 表层套管，采用内管注水泥固井，水泥浆返至地面，为井口控制和二开安全钻井创造条件。地层压力系数小于 1.20 的井，二开采用Φ311.2mm 钻头钻至 P_{2p3} 段地层底部；地层压力系数大于或等于 1.20 的井，二开采用Φ311.2mm 钻头钻穿 H₁ 低压层 5m 左右，下入Φ244.5mm 技套，固井水泥浆返至井深 650m 左右；三开：采用Φ215.9mm 钻头钻至设计完钻井深 1600m，下入Φ139.7mm 油层套管至完钻井深，采用微珠超低密度水泥单级有控固井，水泥浆预返至技套内 200m。

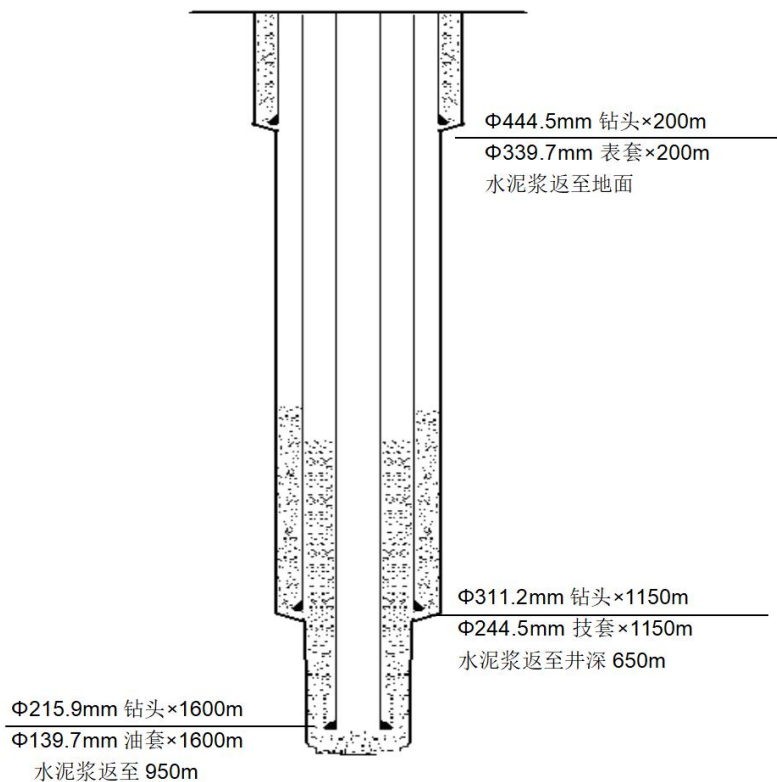


图 3.2-4 火烧山油田直井井身结构图

(2) 钻头选择

表 3.2-7 钻头选型表

序号	尺寸 mm	型号	数量	钻进井段 m	进尺 m	纯钻时间 h	预测机械钻 速 m/h
1	444.5	MP2G	1	0~200	200	20	10
2	311.2	HJ437G	1	~600	400	57	7
3	311.2	FR1935S	1	~1150	550	92	6
4	215.9	FR1634S	1	~1600	450	90	5

(3) 钻具选择

表 3.2-8 钻具组合设计表

开钻 次序	井眼 尺寸 (mm)	钻进井段 (m)	钻具组合
一开	444.5	0~200	Φ444.5mm 钻头+Φ228.6mm 钻铤 2 根+Φ203.2mm 钻铤 6 根 +Φ177.8mm 钻铤 8 根+Φ127mm 钻杆
二开	311.2	~1150	Φ311.2mm 钻头+Φ203.2mm 钻铤 3 根+Φ177.8mm 钻铤 6 根 +Φ158.8mm 钻铤 12 根+Φ158.8mm 随钻震击器+ Φ158.8mm 钻铤 3 根+Φ127mm 钻杆
			Φ311.2mm 钻头+Φ203.2mm 钻铤 2 根+Φ310mm 稳定器 +Φ203.2mm 钻铤 1 根+Φ177.8mm 钻铤 6 根+Φ158.8mm 钻铤 12 根+Φ158.8mm 随钻震击器+ Φ158.8mm 钻铤 3 根+Φ127mm 钻杆
三开	215.9	~1600	Φ215.9mm 钻头+Φ158.8mm 钻铤 21 根+Φ158.8mm 随钻震击器+ Φ158.8mm 钻铤 3 根+Φ127mm 钻杆

(4) 钻井设备

火烧山井区 H₃ 油藏部署设计钻井井深 1600m, 根据井区钻井施工特点和现有技术装备状况, 选用 ZJ30 型号钻机及配套设备, 要求配备四级固控净化设备。安装 2FZ35-35MPa 双闸板防喷器、35MPa 节流/压井管汇、FKQ3204 控制装置。钻井主要设备详见表 3.2-9。

表 3.2-9 ZJ30 钻机主要设备表

序 号	名 称		型 号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备 注
一	钻 机		ZJ30/1700	1700		
二	井 架		JJ170/32-KS	1700		
三	提 升 系 统	绞 车	JC30		450	
		天 车	TC-170	1700		
		游动滑车	YC-170	1700		
		大 钩	DG-170	1700		
		水龙头	XSL-170	1700		
四	转 盘		ZP520			

火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程环境影响报告书

五	循环系统配置	钻井泵 1#	F-1300		969	
		钻井泵 2#	F-1300		969	
		钻井液罐	13000×3000×2500			总容量: 196m ³
		搅拌器	NJ-7.5			6 个
六	动力系统	柴油机 1#	CAT3406C		>1200	
		柴油机 2#	CAT3406C		>1200	
七	发电机组	发电机 1#	Vovol		300	
		发电机 2#	Vovol		300	
八	固控系统	振动筛 1#	J1/A-2/E48-90F-3TA			1 套
		振动筛 2#				
		除砂器	RCZ200		2.2	210m ³ /h
		除泥器	RCZ200			200~250 m ³ /h
		离心机	LW450×842-N			40m ³ /h
九	加重装置	加重漏斗				1 套
		电动加重泵				1 套
十	井控系统	双闸板防喷器	2FZ35-35			1 套
		节流管汇	JG-35			1 套
		压井管汇	YG-35			1 套
		控制装置	FKQ3204			1 套
		除气器	ZCQ ₂ -4			1 套
十一	仪器仪表	钻井参数仪表	八参数仪			1 套
		测斜仪	自浮式单点测斜仪			1 套
		硫化氢监测仪	固定式			1 套
		硫化氢检测仪	便携式			≥5 套
		防爆风机				4 台
十二		液压大钳				1 套

(5) 钻井液体系

一开：坂土-CMC 钻井液体系；

配方提示：8%坂土+0.4%Na₂CO₃+0.4%CMC；

二开：钾盐聚合物钻井液体系；

配方提示：4%坂土+0.2%Na₂CO₃+0.5%KOH+0.3%~0.5%MAN101+5%KCl
+0.4%~0.6%MAN104+0.4%~0.6%NPAN+0.3%~0.5%CMC-LV+1%~2%HY-2
+0.2%XY-27+3%阳离子乳化沥青+1%~2%随钻堵漏剂；

三开：聚合物钻井完井液体系；

配方提示：4%坂土+0.2%Na₂CO₃ +0.5%KOH+0.5%~0.7%MAN101+0.5%~0.7% MAN104+0.4%~0.6%复配铵盐+0.3%~0.5%CMC-LV+1%~2%HY-2+0.2%XY-27+0.5%润滑剂+3%阳离子乳化沥青+2%QCX-1+1%WC-1+ 2%~3%随钻堵漏剂+1%胶凝剂；

钻井液材料用量详见表 3.2-10。

表 3.2-10 钻井液材料用量

开钻次序		一开	二开	三开	备注
钻头尺寸 mm		444.5	311.2	215.9	
井段 m		0~200	~1150	~1600	
井筒容积 m ³		31	88	60	
钻井液用量 m ³		116	221	87	
材料名称		用量 t (m ³)			合计 t (m ³)
坂土		9.3	8.8	3.5	21.6
CMC(中)		0.5			0.5
Na ₂ CO ₃		0.5	0.4	0.2	1.1
KOH			1.1	0.4	1.5
MAN101			0.9	0.5	1.4
MAN104			1.1	0.5	1.6
KCl			11.1	0.0	11.1
复配铵盐			1.1	0.4	1.5
CMC-LV			0.9	0.3	1.2
HY-2			3.3	1.3	4.6
XY-27			0.4	0.2	0.6
阳离子乳化沥青			6.6	2.6	9.2
随钻堵漏剂			3.3	2.2	5.5
润滑剂				0.8	0.8
胶凝剂				1.7	1.7
QCX-1				3.3	3.3
WC-1				1.7	1.7
重晶石	密度 1.20g/cm ³	5.0	69.0	18.0	92.0
	密度 1.30g/cm ³	5.0	69.0	41.0	115.0
	密度 1.50g/cm ³	5.0	69.0	87.0	161.0
	密度 1.58g/cm ³	5.0	69.0	95.0	169.0
	密度 1.65g/cm ³	5.0	69.0	115.0	189.0
备用材料名称		用量 t (m ³)			合计 t (m ³)
重晶石					30.0
堵漏剂					10.0
碱式碳酸锌					1.0

(6) 固井工艺设计

一开：Φ339.7mm 表层套管下入深度 200m，采用内管注水泥固井，水泥浆返至地面。

二开：Φ244.5mm 技术套管下至中完井深 1150m，采用微珠低密度水泥双胶塞固井，水泥浆返至井深 650m 左右。

三开：Φ139.7mm 油层套管下至完钻井深 1600m，采用微珠低密度水泥单级有控固井，水泥浆预返至技套内 200m（井深 950m）。

(7) 钻井进度设计

本工程钻井进度详见表 3.2-11。

表 3.2-11 钻井工期预测表

开钻次数	钻头尺寸 (mm)	井段 (m)	施 工 项 目		累计时间 (d)
			内 容	时间 (d)	
一开	φ444.5	0~200	钻进、辅助	1.0	1.0
			下套管、固井、装井口等	2.0	3.0
二开	φ311.2	~1150	钻进、辅助	7.0	10.0
			测井、通井、下套管、固井、候凝、测声幅等	5.0	15.0
三开	φ215.9	~1600	钻进、辅助	4.0	19.0
完井阶段			通井、电测、下套管、固井、碰压	2.0	21.0
			候凝、测声幅、下油管、装采油树	3.0	24.0

2.2.4.2 采油工程

(1) 采油井口：新建采油井均采用 DN50 25MPa 采油井口。

(2) 举升方式：新建采油井采用 8 型节能抽油机生产，配套选用功率为 18.5kW 的电机。

(3) 清蜡方式：现场在自喷期采用机械清蜡方式，转抽后采用周期热洗工艺，热洗周期根据油井生产情况制清蜡周期根据实际结蜡情况，以不影响油井正常生产为原则。

(4) 注水指标：注水井口最高压力为 12.82MPa 左右，单井配注量为 15~50m³/d，注水井口选择 DN50 25MPa 采油树。

2.2.4.3 油气集输工程

(1) 集输工艺

火烧山油田新建采油井沿用目前的二级布站集输工艺流程,即采油井口→计量站→火烧山联合站的集输工艺。本次新建采油井为加密调整井,新建采油井均采用功图法计量,油气集输依托已建计量站。

本次在火烧山油田 H₃ 油藏的西南部范围内部署加密调整采油井 49 口、注转采井 5 口,实施采油井优先考虑就近接入已建计量站,当已建计量站空头不足时,新建采油井就近搭接至已建低产井的单井出油管线。新建采油井进站情况详见表 3.2-12。

表 3.2-12 新建采油井进站情况表

已建计量站号	油空头数(个)	接入油井数(口)	接入的油井井号	备注
火 1	3	2	H2742、H2739	
火 4	9	3	H2347、H2346、H2336	
火 5	2	2	H2717、H2357	
火 7	1	1	H2724	
火 9	4	5	H2715、H2355、H2714、H2723、H2716	H2716 搭接至已建采油井 H1415
火 11	2	4	H2356、H2709、H2705、H2345	H2356 搭接至已建采油井 H1409, H2709 搭接至已建采油井 H1407
火 12	1	3	H2762、H2335、H2328	H2762 搭接至已建采油井 H251, H2328 搭接至已建采油井 H1177
火 27	1	1	H2320	
火 28	3	3	H2747、H2316、H2750	
火 31	7	4	H1212、H2753、H2749、H2746	
火 32	1	4	H2725、H2729、H2736、H2730	H2725 搭接至已建采油井火 9, H2736 搭接至已建采油井 H2480, H2730 搭接至已建采油井 H2477
火 33	0	2	H2306、H2741	H2306 搭接至已建采油井 HHW2013, H2741 搭接至已建采油井 H2481
火 34	4	8	H2711、H1283、H2710、H2718、H2719、H2726、H2727、H2720	H2710 搭接至已建采油井 H1301, H2726 搭接至已建采油井 H2491, H2727 搭接至已建采油井 H1428A, H2720 搭接至已建采油井 H1420
火 35	4	1	H2728	
火 36	1	1	H2713	
火 37	6	6	H2708、H2704、H2761、H2703、H2706、H2707	

火 38	7	1	H2743	
火 42	7	2	H2748、H2744	
火 43	2	1	H2754	

(2) 采油井口

本次实施注转采井需重新考虑采油井口安装，新建采油井口装置采用 DN50 25MPa 采油井口，井口采用 8 型抽油机，电机功率为 18.5kW，井口设 1 座 10kW 电加热器。新建采油井口采用保温盒保温，井口保温盒内设 150W 防爆电加热杯，压力表置于保温盒内，设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。

(3) 管道选取及敷设

因注转采井已建注水管线无保温层，单井集输温降较大导致集输困难，热量损失较大，故本次考虑为 5 口注转采井新建单井出油管线。火烧山油田新建单井出油管道选用 D60×3.5/20 无缝钢管，保温埋地敷设，管底埋深-1.70m。

(4) 主要工程量汇总

油气集输主要工程量见表 3.2-13。

表 3.2-13 新建集输工程主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
1	DN50 25MPa 采油井口	座	54	
2	DN50 不保温油嘴加热采油井场	座	54	
3	10kW 电加热器	台	54	
4	8 型抽油机	座	54	配抽油杆、抽油泵
5	D60×3.5/20 无缝钢管	km	30.2	
6	动火连头 DN50	处	14	
7	平板闸阀 Z43wF-2.5 DN50 2.5MPa	个	28	

3.2.4.4 注水工程

(1) 注水工艺

注水工艺仍采用单干管多井配水流程，注水站来水经注水干、支线输至配水间，通过分水器将水量分配至各注水井，在配水间进行单井配水和计量。本次新建注水井为加密调整井，单井注水依托已建计量配水站。新建注水井进站情况详见表 3.2-14。

表 3.2-14 新建注水井进站情况表

已建计量站号	水空数 (个)	接入注水井数 (口)	接入的注水井井号
火 4	2	1	H1273
火 7	2	1	H1308
火 9	2	1	H1306

火 11	3	1	H1271
火 12	4	1	H1241
火 27	1	1	H2751
火 28	2	2	H2315、H2312
火 31	1	1	H2745
火 32	3	1	H1330
火 33	2	2	H2737、H2740
火 34	4	1	H1302
火 37	4	2	H1269、H1284
火 38	2	2	H1328、H1355

(2) 注水井场

本次实施采转注井需重新考虑注水井口安装，采转注井已建抽油机另作它用。新建 16MPa 注水井场（DN50 25MPa 采油树）17 座，井口配套保温盒及就地显示压力表。

(3) 注水管网

因采转注井已建采油管道壁厚较薄（3.5mm）、压力等级不够，故本次考虑为 13 口采转注井新建单井注水管线。火烧山油田新建单井注水管道选用 DN50 16MPa 玻璃钢管，不保温埋地敷设，管底埋深-1.80m。

(4) 主要工作量

本工程注水部分主要工程量详见表 3.2-15。

表 3.2-15 注水工程主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
1	16MPa 注水井口（DN50 25MPa 采油树）	座	17	
2	DN50 16MPa 玻璃钢管（耐温 70℃）	km	9.86	

3.2.5 辅助工程

3.2.5.1 管线防腐及保温

单井注水玻璃钢管道钢接头外壁防腐层：弹性聚氨酯防腐漆底漆-面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆，防腐层干膜厚度≥0.6mm。

单井出油管道外壁防腐保温结构：防腐层采用熔结环氧粉末一次成膜结构，防腐层厚度≥300μm；保温层采用聚氨酯泡沫塑料，保温厚度 30mm，保温管轴向偏心量为±3mm；防护层采用高密度聚乙烯，防护层厚度≥1.4mm。采用“一步法”成型工艺，单管预制合格后两端加防水帽。管道补口：防腐层采用无溶剂环氧涂料和辐射交联聚乙烯热收缩带，保温层同管体，防护层采用辐射交联聚乙烯热收缩套。

钢质管道采用喷砂除锈，除锈等级不低于 Sa2.5 级。钢接头外壁采用机械除锈，除锈等级不低于 St3 级。

3.2.5.2 供配电工程

杆架式变电站电源 T 接于就近的油区油一线、油二线、油三线 10kV 架空线路，支干线与干线连接处设架空线路用单相接地短路故障指示器。T 接处电杆上装设真空断路器及避雷器各 1 组。

本工程新建 10kV 架空线路导线采用 JL/G1A-70/10，线路档距为 45~55m。10kV 线路电杆主导杆型采用梢径 170mm、长 10m 的锥形非预应力砼电杆，跨越杆采用梢径 190mm、长 12m 的锥形非预应力砼电杆。线路采用复合绝缘子，每基电杆下均设底盘。杆架式变电站高压侧设跌落式熔断器及避雷器组保护。

本工程采用单变带单井的配电方式，杆架式变电站设计如下：每座采油井附近设 10/0.4kV 50kVA 杆架式变电站 1 座，杆架式变电站设电容补偿箱 1 只（补偿容量 40kvar），杆架式变电站下设动力配电箱负责为采油井场用电设备配电。

低压配电方式采用放射式为主，树干式为辅的配电形式。

本工程电气部分主要工程量详见表 3.2-16。

表 3.2-16 电气部分主要工程量一览表

序号	名称	单位	数量
1	10kV 架空线路 JL/G1A-70/10	km	18
2	50kVA 杆架式变电站	座	54
3	10kV 柱上真空断路器 ZW32A-12（G）/T630-20	台	10
4	10kV 避雷器 HY5WS2-17/50 TL（带脱离器）	组	10
5	10kV 单相接地短路故障指示器（SFI-3A）	套	10

3.2.5.3 仪表工程

（1）生产监控中心

通过对火烧山油田现状和需求分析，本次火烧山作业区新建生产监控中心 1 座，负责完成火烧山油田所有采油井、注水井、计量配水站、配水间及联合站等数据采集、处理及转发等功能。

本次新建云平台系统 1 套，系统采用 B/S 架构。在火烧山作业区基地生产监控中心部署 2 台数据采集、监控服务器，2 台实时数据库服务器（互为主备），2 台关系型数据库服务器（互为主备），2 台 Web 应用及数据负载均衡服务器，2 台 opc 服务器用以部署平台和数据库，监控客户端 4 套，作为现场生产监控，

实现油井和处理站数据监控。

(2) 采油井场

本工程在火烧山油田共部署加密调整采油井 49 口、注转采井 5 口，井口数据上传至火烧山作业区生产监控中心数据采集服务器，经数据转换将井口数据传至云平台系统，实现远程集中监视、采油井启停控制功能。其中井口计量数据上传至火烧山作业区功图计量系统。

设备技术参数：

采油井场压力级制：25MPa；

井场仪表选型：LoRa 无线型仪表；

油区组网方式：LoRa 通讯方式。

(3) 通讯链路

油区井站自动化数据传输网络采用“5.8G 网桥+LoRa”传输，LoRa 基站作为油区井站无线仪表数据汇聚点，5.8G 网桥作为油区无线传输骨干网，无线网桥汇聚各 LoRa 基站数据后接入火烧山作业区基地生产监控中心。

井站数据传输流向为：

井口仪表（LoRa WAN）↔LoRa 基站（LoRa 网关+5.8G 网桥）↔火烧山作业区基地生产监控中心 5.8G 网桥主站。

仪表部分主要工程量表见表 3.2-17。

表 3.2-17 仪表自控系统主要工程量表

序号	内容	单位	数量
A	采油井场		
1	火烧山作业区生产监控中心云平台扩容	套	1
	完成 54 座采油井数据接入工作		
B	油区传输部分		
1	LoRa 基站网关	套	2
2	5.8G 网桥主站，120°扇区	套	3
3	5.8G 定向网桥	套	1
4	10m 通信杆	个	1
5	通信机箱	个	1
6	8 口工业交换机	台	1
C	火烧山作业区生产监控中心		
一	云平台系统		
1	数据采集、监控服务器	台	2
2	实时数据库服务器	台	2
3	关系型数据库服务器	台	2
4	Web 应用及数据负载均衡服务器	台	2
5	opc 服务器	台	2

6	24 口千兆以太网交换机	台	2
7	服务器机柜配 KVM	面	3
8	服务器操作系统	套	10
二	客户端及应用软件		
1	生产监控操作站	台	4
2	报表分析工作站	台	2
3	客户端监控软件	套	1
4	A3 幅面网络打印机	台	2
5	数据接入及系统集成、调试	套	1

3.2.6 依托工程

本项目原油处理、天然气处理、采出水处理及注水工艺均依托火烧山联合站。

3.2.6.1 火烧山联合站基本情况

火烧山联合处理站又名新疆油田分公司准东采油厂李晓华站，于 1988 年底建成投产，占地面积达 40000m²。担负着火烧山油田各区块油气集输任务，是一座集原油处理、油田污水处理、天然气处理、油田注水、系统保温为一体的综合性站库。全站共管理着原油集输、维修、油田注水、污水处理、夜巡、后勤六个班组。设计原油处理能力为 35×10⁴t/a，污水处理能力 3000m³/d，注水规模 8400m³/d，天然气处理规模 6×10⁴m³/d。

(1) 原油处理工艺

原油处理采用热电化学脱水工艺，主要流程为：火烧山油区密闭集输系统来油气，直接进多功能处理器，在多功能处理器内完成油气分离、一段沉降脱水及原油加热、二段电化学沉降脱水，分离出的净化油进火筒炉加热后进入净化油罐储存；脱出的含油污水进入采出水处理装置；分出的天然气进新建的天然气除油器除油后进入站内天然气处理装置，事故状态时进放空火炬放空。另一路为未进入集输系统的边缘井，由汽车拉运至站区卸油台，卸入站内卸油罐，经卸油泵增压后卸油缓冲罐，再由掺油泵输至多功能处理器进口，净化油罐的合格油通过外输泵外输至三台油库；净化油罐沉降出的底水，用回掺水泵提升进多功能处理器；净化油罐的原油还可以用回掺水泵提升经加热炉循环加热。原油处理工艺流程见图 3.2-5。

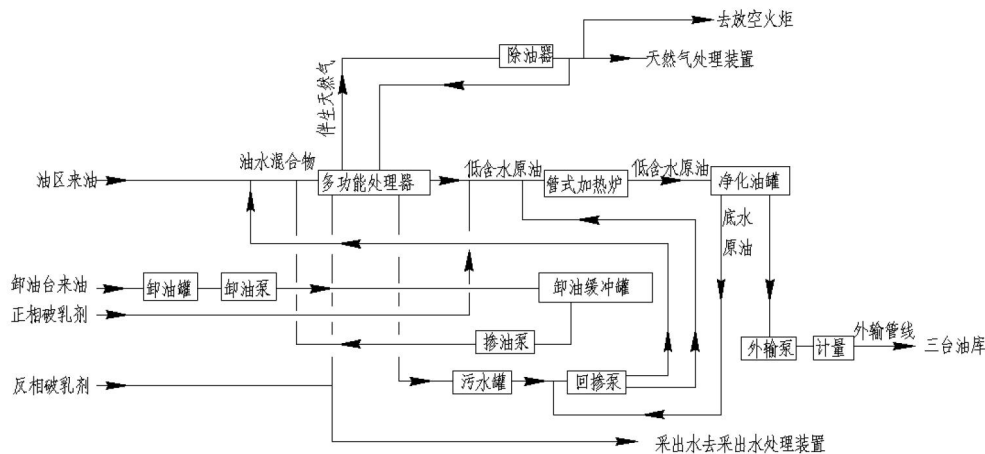


图 3.2-5 火烧山联合处理站原油处理工艺

(2) 天然气处理工艺

天然气处理工艺：火烧山联合处理站天然气采用冷凝+分离+加热工艺，详细工艺流程见图 3.2-6。

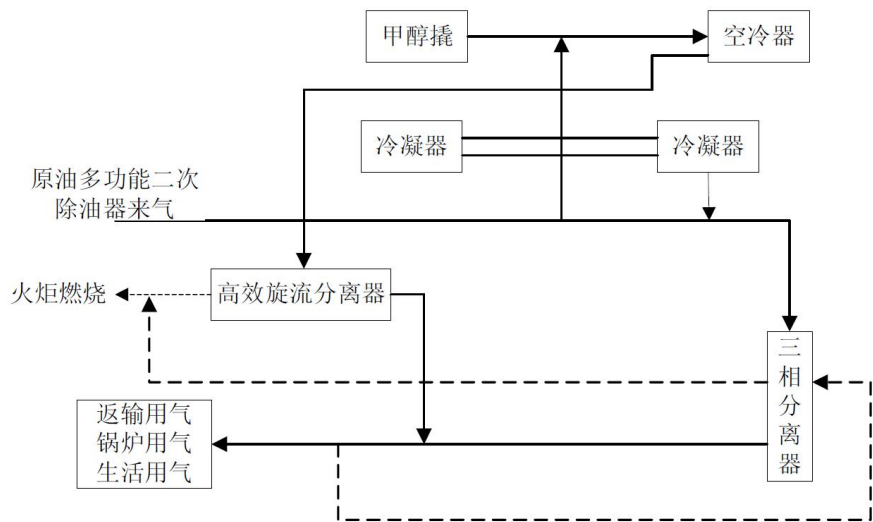


图 3.2-6 火烧山联合处理站天然气处理工艺

(3) 污水处理工艺

原油处理系统来水（ $P \geq 0.15\text{MPa}$ ， $T = 30^\circ\text{C}$ ，油 $\leq 1000\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 300\text{mg/L}$ ）先进入 1 座 1000m^3 预处理罐，出水进入 1 座 1000m^3 重力除油罐，除去水中大部分浮油、分散油，重力除油罐出水进入 2 座 500m^3 缓冲罐，经提升泵提升进入 2 座 120m^3 反应罐，同时投加油田污水净化剂、pH 调整剂（石灰乳）、净化絮凝剂（助凝剂），pH 值调至 8.0 以上，经重力作用进入 2 座 1000m^3 斜板沉降罐，去除污水中的悬浮固体杂质和油珠，在斜板罐出口、注水罐进口采用紫外线杀菌

技术进行杀菌，出水进入 2 座 3000m³ 注水罐用于回注。

(4) 注水工艺

火烧山联合站注水系统目前采用清污混注的方式，清水来自准东采油厂供水公司，污水来自站内采出水处理系统。目前站内已建 2 座注水泵房，注水规模为 8400m³/d，注水系统压力为 16MPa，实际注水出站压力为 15MPa。目前实际总注水量为 4200m³/d，其中污水量为 2800m³/d，清水量为 1400m³/d。

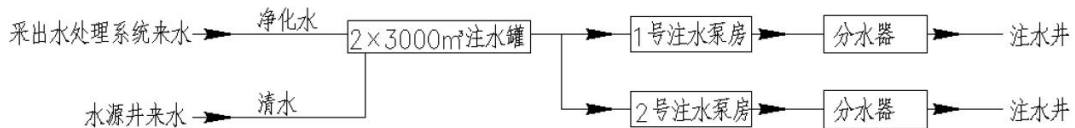


图 3.2-7 火烧山联合站注水系统流程框架图

(4) 依托可行性

烧山联合站各系统能力平衡结果详见表 3.2-18。

表 3.2-18 火烧山联合站各系统能力平衡表

项目	单位	设计能力	运行现状	本次新增量	投产后情况	备注
原油处理	10 ⁴ t/a	35	21.8	5.15	26.95	均在设计能力范围内
原油外输	10 ⁴ t/a	35	21.8	5.15	26.95	
污水处理	m ³ /d	3000	2800	141	2941	
天然气处理	10 ⁴ m ³ /d	6	2.86	0.72	3.58	
注水系统	m ³ /d	8400	4200	595	4795	

从表 3.2-18 可以看出，火烧山联合站各系统均可以满足新增液量和气量的处理和外输需求，依托可行。

3.2.6.2 火烧山固废堆存场

火烧山固废堆存场于 2006 年 9 月建设，2006 年 12 月进行了环境保护验收。该堆存场是火烧山作业区生活、建筑垃圾的集中堆放储存场地，距火烧山作业区约 8km，该堆存场的尺寸为 200m×100m×2m，占地面积为 20000m²，储存容积为 40000m³，本项目施工期产生的生活垃圾相对于火烧山固废堆存场的处理能力所占比例很小。因此，可以满足本项目的要求。

3.3 工程分析

3.3.1 环境影响因素分析

本项目建设可分为施工期、生产运营期和服役期满三个阶段。

开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，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、油气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的钻井、采油、井下作业、油气集输等各工艺过程，主要包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见表 3.3-1。

油田开发过程污染物排放流程见图 3.3-1。

表 3.3-1 环境影响因素识别表

建设活动	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	备注
钻井	钻井泥浆、岩屑	土壤	施工期
	生活污水	土壤、地下水	
	设备、车辆产生噪声	声环境	
	柴油发电机产生的烟气、扬尘	环境空气	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故
管线敷设	油田建设施工、车辆碾压等	土壤、植被	施工期
	排放设备、车辆尾气	环境空气	
	设备、车辆产生噪声	声环境	
	施工固体废物	土壤	
道路建设	占用土地	土壤、植被	施工期
油气集输	排放含油废水	地下水	非正常
	排放废气	环境空气	生产期
	产生设备噪声	声环境	
	油气泄漏、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故
井下作业	产生作业废水	土壤、地表水	施工期 生产期
	产生作业废气	环境空气	
	产生设备噪声	声环境	

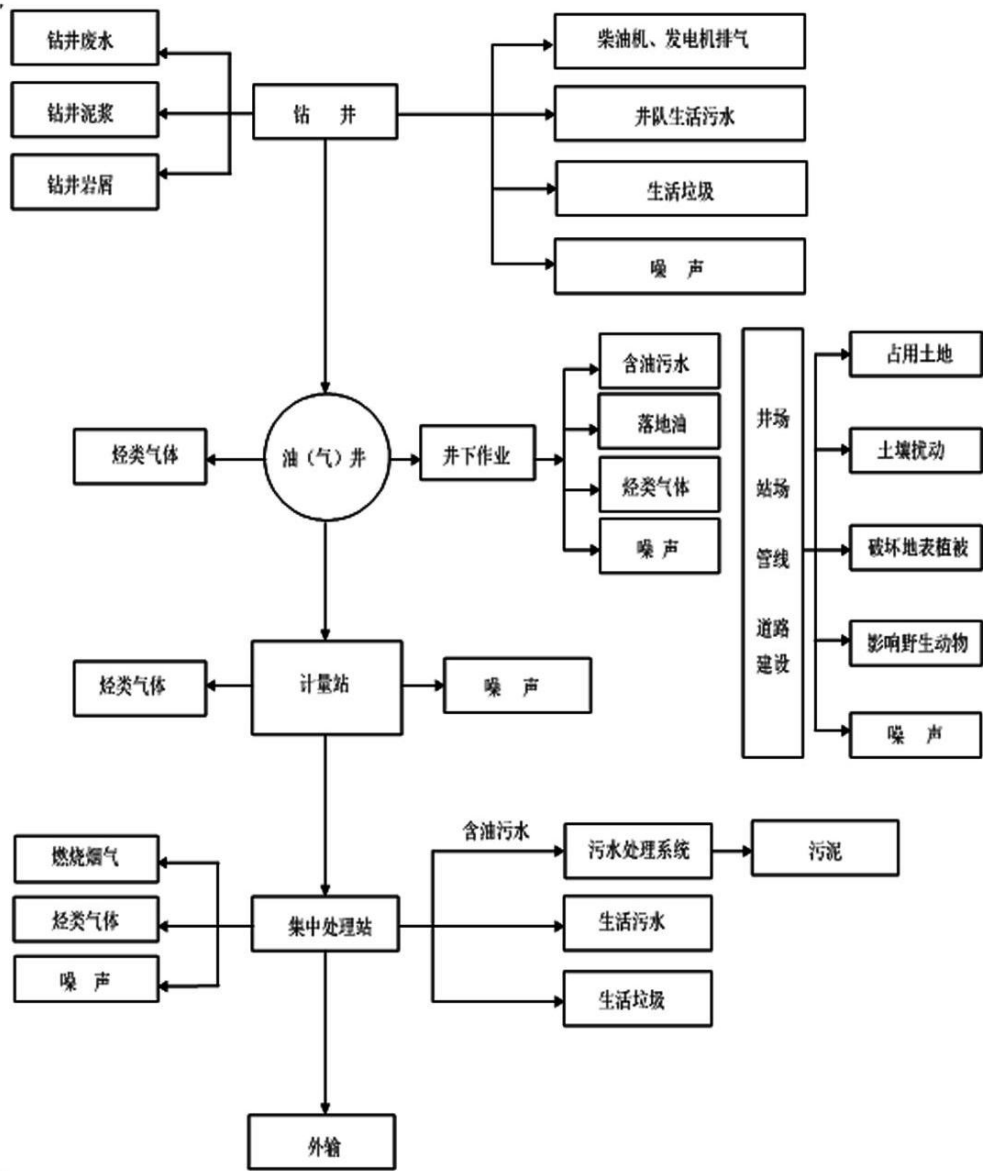


图 2.3-1 油田开发过程污染物排放流程

3.3.2 工程污染源分析

3.3.2.1 施工期污染源分析及污染物排放

（1）钻井部分

钻井阶段排放的主要污染物为：柴油发电机产生的烟气、钻井岩屑、废弃钻井泥浆、施工土方、钻井废水、钻井噪声、井队钻井人员的生活污水和生活垃圾等。

1) 大气污染物排放量分析

施工期钻井过程中使用柴油发电机，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其

中主要的污染物为烃类、CO、NO_x、SO₂ 等。

每个井队配备钻井钻机（电钻）2 台，柴油发电机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d，直井钻井周期为 24d，拟钻 53 口井，钻井期 1272d，总消耗柴油 2544t。

根据《油田开发环境影响评价文集》，柴油机每马力小时耗柴油 175g，产生 CO₂4g、NO_x10.99g、烃类 4.08g。据此，柴油机运转过程中排入大气中的 CO、NO_x 和总烃量可用下式计算：

$$Q_{CO} = 2.40 \times \frac{m}{175} \quad Q_{CnHm} = 4.08 \times \frac{m}{175} \quad Q_{NO_2} = 10.99 \times \frac{m}{175}$$

式中：m—柴油机消耗柴油量 t。

根据《普通柴油》（GB252-2015）规定，自 2018 年 1 月 1 日起柴油中硫的含量≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为 10mg/kg 估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO₂ 为 0.02kg。

钻井期大气污染物排放情况详见表 3.3-2。

表 3.3-2 钻井期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放（t）			
	烃类	CO	NO _x	SO ₂
柴油机燃料烟气	59.31	34.89	159.76	0.05

钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

2) 水污染物排放量分析

① 钻井废水

钻井废水主要是下钻时泥浆流失物、泥浆循环系统渗透物组成。

根据《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》中“0790 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表”（详见表 3.3-3）可知：火烧山 H₃ 组油藏新钻油井 49 口，井深 1600m，每百米进尺排放生产废水 11.28m³，新钻井总进尺 78400m，则钻井废水产生量约 8844m³。钻井井场配套泥浆不落地系统，钻井废水经处理后循环使用，不外排。

表 3.3-3 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表

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
钻井作业	钻井液	普通油井	≥3.5 千米进尺	工业固体废物（废弃钻井液）	吨/百米—产品 ^①	16.05	—	—
			2.5~3.5 千米进尺		吨/百米—产品	13.98		
			≤2.5 千米进尺		吨/百米—产品	11.28		

注：①对于钻井作业，产品为钻井进尺。

②生活污水

单井钻井施工人数为 30 人，每人每天用水量约 20L，钻井期 1272d，则整个钻井期间生活用水为 763.2m³，按排污系数 0.85 计算，则整个钻井期间施工生活污水产生量为 648.72t。其水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物浓度为化学需氧量 350mg/L、悬浮物 200mg/L、氨氮 30mg/L，产生量分别为：0.23t、0.13t、0.02t；钻井井场设置生活营地，营地内设置防渗蒸发池，生活污水在池内蒸发，待钻井工程结束后防渗蒸发池覆土填埋，防渗膜由井队回收利用。

③管道试压废水

管道铺设完毕后，对管道进压力实验，产生的废水用于荒漠绿化或道路降尘。本项目共新建管道总长 40.06km，水密测试用水预计约 1358t，主要污染物为 SS，浓度在 40~60mg/L。

3) 噪声

钻井过程中的噪声源主要是发电机、钻机和各类泵的噪声。噪声排放情况见表 3.3-4。

表 3.3-4 钻井期噪声排放情况

位置	噪声源	声源强 (dB(A))
井场	柴油发电机	80~90
	钻机 (电钻)	80~90
	泥浆泵	95~100

4) 固体废物排放量分析

本项目在钻井期产生的固体废物为废弃钻井泥浆、岩屑。

①废弃钻井泥浆

钻井泥浆的排放量依井的深度而增加，其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式：

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

式中：V—排到地面上的泥浆量 (m³)

D—井眼的平均直径 (m) (取 0.324m)；

h—井深 (m) (取 1600m)。

计算得知：本工程单井钻井泥浆量约为 203.56m³，53 口井共计钻井泥浆量

为 10788.68m³，根据钻井液配方分析，钻井泥浆为水基泥浆，全部进入泥浆不落地系统循环使用，完井后剩余泥浆回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用。

②钻井岩屑

钻井岩屑产生、排放量与井身结构等因素有关，岩屑产生量可按下式计算：

$$W=1/4\times\pi\times D^2\times h\times d\times\alpha$$

式中：W—钻井岩屑排放量，t；

D—井的直径，m；

h—井深，m；

d—所钻岩石的密度（g/cm³），取 2.5g/cm³；

α —岩石膨胀系数，取 2.2。

表 3.3-5 直井单井钻井岩屑估算表

类型	结构	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 岩屑量 (t)
新钻直井 53 口	一开	0.445	200	171.08
	二开	0.311	950	396.91
	三开	0.216	450	90.69
合计		/	/	658.68

计算得知：本项目单井产生钻井岩屑约 658.68t，53 口井共产生钻井岩屑 34910.04t，岩屑暂存于井场防渗临时堆放点，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）中的综合利用污染物限值，用于铺垫井场等综合利用。

③施工土方

管线施工土方主要来自于埋地敷设管线开挖造成的土方。本项目新建集油（30.2km）及注水（9.86km）管线 40.2km，经类比计算，本项目共产生施工土方量为 10475m³。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施。本项目不产生集中弃土。

④钻井队生活垃圾

井场开发建设阶段，将有一部分人驻留在钻井、生产及建筑营地，常住井场人员按 20 人计算，平均每口井的钻井周期为 24 天，每人每天产生生活垃圾 1.0kg，平均单井产生生活垃圾 0.5t，则整个油田施工期间产生的生活垃圾为 26.5t。

（2）地面工程

每个井区的开发建设，需要在开发区域进行必要的道路施工、管道施工等建

设,这样势必会造成建设地地面扰动,施工破坏了植被生长,客观上加剧水土流失,从而可能导致开发区域生态环境劣化。

(3) 施工期污染物排放情况汇总

综上所述,本项目施工期各种污染物汇总见表 3.3-6。

表 3.3-6 施工期污染物产生情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	井场	施工期 钻井废气	烃类	59.31t	59.31t	环境空气
			CO	34.89t	34.89t	
			NO _x	159.76t	159.76t	
			SO ₂	0.05t	0.05t	
废水	井场	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	8844m ³	0	循环使用不外排
		管道试压废水	SS	1358t	1358t	回用于荒漠绿化或道路降尘
		生活污水	SS、COD、BOD ₅	648.72t	0	生活污水排入防渗蒸发池，待钻井结束后覆土填埋，防渗膜由井队回收利用。
固体废物	井场	钻井岩屑	/	34910.04t	0	岩屑暂存于井场防渗临时堆放点，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）中的综合利用污染物限值，用于铺垫井场等综合利用。
		钻井泥浆	/	10788.68m ³	0	钻井泥浆进入泥浆不落地系统循环使用，完井后剩余泥浆回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用。
		施工土方	/	10475m ³	0	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施
		生活垃圾	/	26.5t	26.5t	集中收集，统一拉运至火烧山生活垃圾填埋场进行填埋处理。
噪声	井场	柴油发电机	/	80~90		声环境
		钻机	/	80~90		
		泥浆泵	/	95~100		
	管道	施工机械	/	80~105		声环境

3.3.2.2 运营期污染源分析及污染物排放

(1) 运营期废气污染物

生产运营期间,单井加热采用电加热,无废气污染物排放,仅在油气集输过程中产生一定量的烃类挥发。

本项目油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，由国内外有关计算和油田实测数据看，采用密闭集输工艺，其原油损耗可控制在 0.044% 以下。本项目 54 口采油井设计产能为 $5.15 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则新增烃类挥发量为 22.66t/a。

(2) 运营期废水排放情况

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水和生活污水。

1) 井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的。主要是通过压裂、洗井等工序，产生大量的压裂和洗井作业废水。

根据《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》中“0790 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表”（详见表 3.3-7）可知：压裂返排液产生量为 $50.1 \text{m}^3/\text{井次}$ ，洗井工业废水产生量为 $27.13 \text{m}^3/\text{井次}$ 。本项目共部署油井 54 口井，每 2 年进行 1 次井下作业（包括压裂、洗井），则本项目废压裂液产生量为 $2705.4 \text{m}^3/\text{a}$ ，洗井废水产生量为 $1465.02 \text{m}^3/\text{a}$ ，统计井下作业废水量为 $4170.42 \text{m}^3/\text{a}$ （54 口井）。井下作业废水水质见表 3.3-8。

表 3.3-7 石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表

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	压裂液	低渗透油井加砂压裂	所有规模	废压裂液	立方米/井次—产品	50.1	—	—
	洗井液（水）	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 ^①	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

注：①洗井废水全部回注油层，故排污系数为 0。

表 3.3-8 井下作业废水水质

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度（mg/L）	1000~2000	160~2600	<200	0.1~0.2	0.2~0.3

井下作业废水严禁直接外排，油田公司开发公司要求井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至火烧山联合处理站污水处理系统处理。

2) 采出水

油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的,主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水,根据产能预测,工程运营期采出水产生量平均约 $5.15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。单井不设油水分离设施,单井采出液(油、水)经密闭集输至火烧山联合站原油处理系统处理,分离出的采出水进入火烧山联合站污水处理系统处理,处理达标后回注油藏。

3) 生活污水

本项目集油区新增管理人员从准东采油厂已有人员进行调配,故不新增生活污水。

(3) 运营期固体废物排放情况

1) 油泥(砂)

油泥(砂)是被原油及其它有机物污染了的泥、砂、水的混合物,属于危险废物(HW08)。根据类比调查,油田开采的油泥(砂)产生量为 $1.5 \sim 2.2 \text{t}/\text{万 t}$ 采出液,本项目按新增产能 5.15万 t 计算,油泥(砂)最大产生量为 11.33t/a 。

本项目产生的油泥(砂)交由有危险废物处置资质的单位回收、处置。

2) 落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算,本项目运行后共 54 口油井,落地油总产生量约 5.4t/a 。

本项目井下作业时带罐作业,作业区域铺设防渗膜,落地油 100%回收,回收后的落地原油拉运至火烧山联合站原油处理系统进行处理。

表 3.3-9 工程分析中危险废物汇总样表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(吨/年)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性
1	油泥(砂)	HW08	071-001-08 251-003-08	11.33	石油开采和炼制产生的油泥和油脚;石油炼制过程中隔油池产生的含油污泥,以及汽油提炼工艺废水和冷却废水处理污泥(不包括废水生化处理污泥)	半固态	烃类	烃类	每天	毒性 T 易燃性 I
2	落地原油	HW08	251-001-08	5.4	输送设施过程中产生的油/水和烃/水混合物	液态	烃类	烃类	每天	毒性 T

3) 生活垃圾

本项目新增管理人员从准东采油厂已有人员进行调配，故不新增生活垃圾。

(4) 运营期噪声排放情况

运营期噪声污染源主要包括：单井和计量站中各类机泵等。噪声排放情况见表 3.3-9。

表 3.3-10 运营期噪声排放情况

位置	噪声源	源强 dB(A)
井场	机泵	80~90
	井下作业（压裂、修井等）	80~120

(5) 运营期污染物排放“三本帐”

综上所述，本项目运营期污染物产排情况汇总见表 3.3-11。

表 3.3-11 运营期产排污情况汇总（单位：t/a）

项目	工程	污染源	污染物	现有 排放量	本项目 产生量	本项目 排放量	建成后 总排放量	排放 增减量	主要处理措施 及排放去向
采油	采油及 集输	无组织 挥发	烃类	28.27	22.66	22.66	50.93	+22.66	大气环境
废水	井场	井下 作业 废水	SS COD 石油类 挥发酚 硫化物	0	4170.42	0	0	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至火烧山联合站处理
		采出水		0	51500	0	0	0	经火烧山联合站污水处理系统处理后回注藏
固体废物	污水处理 系统	油泥（砂）		0	11.33	0	0	0	交由有危废处置资质的单位回收、处置
	井场	落地油		0	5.4	0	0	0	井下带罐作业，作业区域铺设防渗膜，落地油 100% 回收，回收后的落地原油拉运至火烧山联合站原油处理系统进行处理

3.3.2.3 服役期满环境影响分析

服役期满后，对完成采油的废弃井，进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。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。

3.3.2.4 生态影响

生态影响主要体现在井场、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。

针对本项目建设内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算。见表 3.3-12。经核算，新增永久占地面积 22.32hm²，临时占地面积 65.5hm²。

表 3.3-12 本项目占地面积表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	采油井 (49 口)	5.88	23.52	29.4	单井永久占地 30m×40m，临时占地 80m×60m
2	注转采 (5 口)	0.6	0	0.6	单井永久占地 30m×40m
3	注水井 (4 口)	0.24	1.92	2.16	单井永久占地 30m×20m，施工总占地 80m×60m
4	采转注 (13 口)	15.6	0	15.6	单井永久占地 30m×40m
5	单井管线 (30.2km)	/	30.2	30.2	作业带宽度 10m
6	注水管线 (9.86km)	/	9.86	9.86	作业带宽度 10m
合计		22.32	65.5	87.82	/

3.3.3 清洁生产与循环经济

本节对本项目钻井过程、运营期、原油集输及处理过程、管理等方面进行清洁生产分析。

3.3.3.1 清洁生产技术措施分析

(1) 钻井过程的清洁生产工艺

①钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。工程采用水平井的定向钻井方式，使用先进的钻井工艺及设备，钻井效率高，钻井废物产生量少，对地表扰动轻。井身结构设计能够满足油田开发和钻井作业的要求，科学

的进行了钻井参数的设计，钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

②采用非磺化水基钻井液，同时兼顾了钻井特性和经济性，生物降解性好，环境可接受性强。

③设置井控装置（防喷器等），并采取了防止井喷和井漏的技术措施，以防止井喷事故对环境造成污染事故。

⑤井下作业过程选用性能优良的压裂液、修井液。作业过程配备泄油器、刮油器，作业全程铺设防渗膜。

（2）原油集输及处理清洁生产工艺

1）系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。全密闭混合输送工艺能够减少投资，避免含油污水分散处理。

2）优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，避免切割沙漠，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。为减少风季产生的风蚀作用，在集油支线、注水支线、电力设施底部地面敷设的地表可采用草方格固沙屏障等措施。

（3）运营期井下作业清洁生产工艺

1）在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发；管汇撬阀门、油泵等设备采用密闭性能可靠的装置，杜绝跑、冒、滴、漏现象发生。

2）原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

3）采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

4）在井下作业过程中，对产生的原油和废液拟采用循环作业罐（车）收集，运至火烧山联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注油层，节约了新鲜水的同时减少的外排；底泥暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置；井下作业过程中铺膜防止原油落地，对作业过程中散落的落地油，及时收集清运，拉运至火烧山联合站原油处理系统进行处理。

（4）节能及其它清洁生产措施分析

1）采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

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

降低生产成本。

3) 采用先进、可靠的自动控制技术,提高生产运行参数的安全性、准确性。集油区采用自动化管理,实现无人值守,提高了管理水平。

(5) 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入新疆油田分公司安全环保部门负责,采用 HSE 管理模式,注重对员工进行培训,使员工自觉遵守 HSE 管理要求,保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生,建立、健全管理规章制度,制订了详细的污染控制计划和实施方案,责任到人,指标到岗,实施监督;实行公平的奖惩制度,大力弘扬保护环境的行为。

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

3.3.3.2 清洁水平分析

(1) 评价指标体系

《石油和天然气开采行业 清洁生产评价指标体系》(试行)中规定的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。

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(如常用纤维原料消耗量、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、碱回收率、固体废物综合利用率等指标)。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。

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 3.3-13~表 3.3-15。

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

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。

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

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。

表 3.3-13 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm²	15	符合行业标准要求	87.82	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	20	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	98	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000-3000m； 3000m 以上	10	≥40%； ≥50%； ≥60%	本工程井深 1600m： 钻井液循环率 95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区： ≤30； 乙类区： ≤35	11.28	10
		废弃钻井液产生量	m³/100m 标准进尺	10	≤10	0	10
		柴油机烟气排放浓度	——	5	符合排放标准要求	符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织排放监控点浓度限值	5
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区： ≤100； 乙类区： ≤150	项目废水不外排	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标		指标分值		本工程指标	得分
(1) 资源与能源消耗指标	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	10		本项目钻井液为环保水基泥浆，未添加碘化物	10
		柴油消耗	具有节油措施	5		具有节油措施	5
(2) 生产技术特	30	钻井设备	国内领先	5		国内领先	5

征指标		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术	5
		钻井液收集设施	配有收集设施, 且使钻井液不落地	5	井下作业时带罐作业	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	开发公司建立有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核, 并通过验收		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		定制节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	采用泥浆不落地工艺, 泥浆循环使用, 完井后剩余泥浆回收入罐, 用于后续钻井配液等环节使用。	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 3.3-14 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10

火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程环境影响报告书

用指标		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液排放量	m³/井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥排放量	m³/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m³/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程指标	得分
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施		具备	5	具备	5
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压	5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）		具备	5	具备	5
		防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处	5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施		集中回收处理	10	井下作业时带罐作业	10
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施	10	井下作业时带罐作业，落地原油运至火烧山联合站原油处理系统进行处理	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	新疆油田公司开发公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核			20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划			5	制定有节能减排工作计划	5
（3）贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求			20	满足其他法律法规要求	20

表 3.3-15 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标											
一级指标	权重值	二级指标			单位	权重值	评价基准值	本工程			
								本工程指标	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	8.645	30		
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率			%	10	≥60	——	0		
		油井伴生气回收利用率			%	10	≥80	100	10		
		含油污泥资源化利用率			%	10	≥90	100	10		
(3) 污染物产生指标	40	石油类			mg/L	5	≤10	0	5		
		COD			mg/L	5	乙类区：≤150	0	5		
		落地原油回收率			%	7.5	100	100	7.5		
		采油废水回用率			%	7.5	≥60	100	7.5		
		油井伴生气外排率			%	7.5	≤20	0	7.5		
		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	本工程			
								本工程指标	得分		
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好			5	井筒设施完好	5	
		采气	采气过程醇回收设施		10	采油	套管气回收装置		10	有套管气回收装置	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	井下作业时带罐作业	10
		采油方式				采油方式经过综合评价确定		10	注水采油	10	
		集输流程				全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	全密闭流程，未设置轻烃回收装置	5	

火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程环境影响报告书

(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	建立了 HSE 管理体系并通过 认证	10
		开展清洁生产审核，并通过验收	20	所属油田作业区已完成清洁生 产审核	20
		制定节能减排工作计划	5	制定有节能减排工作计划	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	按要求执行	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	按要求执行	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	已完成	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染和排放满足总量控制和 减排要求	5

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.3-16。

表 3.3-16 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.3-14、表 3.3-15、表 3.3-16 计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 95 分，综合评价指数得分 92 分；综合评价指数平均得分 97.3 分，该分值与表 3.3-16 中相比，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。但清洁生产指标中余热余能利用率未得分。

3.3.2.3 清洁生产结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

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

3.3.4 污染物排放总量控制

3.3.4.1 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。

3.3.4.2 污染物总量控制因子

根据国家环境保护总量控制要求，结合本项目污染物排放的具体特点，参考《国家环境保护“十三五”规划基本思路》，本项目污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：SO₂、NO_x；

废水污染物：COD、氨氮；

固体废物：工业固体废物；

3.3.4.3 本项目污染物排放总量

（1）大气污染物

施工期废气污染物随施工期的结束而消失，故不考虑对施工期废气污染物进行总量控制；运营期废气为无组织挥发性有机物（VOCs）。

（2）水污染物

本项目开发建设期间，钻井废水循环利用不外排；管道试压废水用于荒漠绿化或道路降尘。

运营期产生的废水主要包括采出水、井下作业废水。采出水进入火烧山联合站污水处理系统处理达标后，全部用于回注油藏；井下作业废水进入井口方罐拉运至火烧山联合站污水处理系统处理达标后，回注油藏，因此不对废水污染物进行总量控制。

（3）固体废物

本项目产生的固体废物包括：施工期的钻井废弃泥浆、钻井岩屑；运营期的油泥(砂)及落地原油等。钻井泥浆进入泥浆不落地系统循环使用，完井后剩余泥浆回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用。岩屑暂存于井场防渗临时堆放点，用于铺垫井场等综合利用。油泥作为危险废物交由有资质的单位进行无害化处置；落地原油 100%进行回收，回收后的落地原油运至火烧山联合站原油处理系统进行处理。

综上所述，本项目所有固体废物均综合利用或无害化处置，零排放。

3.3.3.4 总量控制建议指标

（1）施工期

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

（2）运营期

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 VOCs，排放量估算量为 22.66t/a。由建设单位报请昌吉州生态环境局确认本项目污染物允许排放总量，将其纳入地区总量控制指标内。

本次评价提出的为建议值，供生态环境行政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。

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

火烧山油田地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠以东 50km，卡拉麦里山南麓，行政隶属于新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县，南距吉木萨尔县城 100km，西南距乌鲁木齐市 210km，距阜康市 120km。油区内地势平坦，道路纵横，水、电、交通运输便利，具有良好的地面开发条件。

火烧山油田位于准噶尔盆地的东部，距 216 国道 8km，东南距吉木萨尔县 150km，西北距彩南油田 52km，西南距阜康 170km，北距卡山保护区 1.75km。区块行政隶属新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县，中心坐标：东经 89° 1'16.18"，北纬 44°56'34.31"。地理位置见图 3.2-1。

4.1.2 地形地貌

吉木萨尔县地势南高北低。地貌南部为高山雪岭，北部为卡拉麦里山岭的低山残丘，两山之间是山前倾斜平原和低缓起伏的沙丘，最高点是二工河源头的雪峰，海拔 500m。南部山区面积为 436km²，以云杉为主的针叶林，四季常青。中部平原面积为 2828km²，占县城面积的 22%。北部属古尔班通古特沙漠，面积达 6719.9 平方千米，占全县面积的 53%。

火烧山油田位于吉木萨尔县北部，依据区域地质构造，吉木萨尔县北部为残山丘陵区，主要由古生界和中生界组成。古生界为老褶皱山地，山顶被夷平比较开阔平坦，地形并不陡峻，海拔约 500~900m，相对高差不大于 100m。区内季节性沟谷较发育，沟谷多呈宽阔的“U”型谷，发育 I~III 级洪积阶地，多为基座阶地，最高一级阶地高出河床 30~50m。中生界褶皱变动轻微，地层倾斜平缓，受地壳抬升大面积隆起，在水流和风的侵蚀作用下，形成类似于“雅丹”的低山丘陵地貌。南部为洪积、风积、盐渍地平原区，地形平坦，主要由洪积戈壁、风成沙和盐渍土层组成的广阔的平原区，海拔 500~550m，相对高差 < 50m，沟谷不发育。

本项目地表为丘陵荒漠，植被很少，平均地面海拔 590~600m，西南低东北高。有季节性雨水造成的冲沟，宽浅平坦、下切不深，山沟中可见灌木杂草。

4.1.3 气候、气象

项目区地处欧亚大陆腹地，新疆天山北麓准格尔盆地南缘，远离海洋气候属于中温带大陆半荒漠干旱性气候。其特点是：四季分明，夏季炎热干燥，冬季寒冷漫长，春季温度变化剧烈，冷空气活动频繁，秋季多晴朗但降温迅速，降水量年际变化大，年内分配不均匀，光照充足，气候干燥，热量丰富，气温年较差大、日较差大。

春季：通常在 3 月下旬开春持续到 5 月下旬末。升温迅速而不稳，天气多变，平均每月有一到两次强冷空气入侵，使气温变化幅度较大，降水增多。

夏季：6 月上旬到九月初。炎热干燥，空气湿度小，无闷热感，多阵性风雨天气，降水较多。

秋季：9 月上旬到 11 月中旬。秋高气爽，晴天日数最多。平均每月有一到两次强冷空气入侵，使得气温下降迅速。

冬季：11 月下旬到翌年 3 月下旬。严寒而漫长，有稳定积雪，空气湿度明显加大。冬季上空多有逆温形成，平均风速为四季最小，多阴雾天气出现。冻土深厚，冻结时间长达五个月。

多年平均风速为 1.7m/s，年大风日数 13.7 天，多出现在春、夏两季。

吉木萨尔气象站近 30 年主要气象参数见表 4-1：

表 4-1 吉木萨尔县气象资料

序号	名称	数值	单位
1	年平均气温	7.5	°C
2	年极端最高气温	41.6	°C
3	年极端最低气温	-33.8	°C
4	年平均降水量	193.0	mm
5	最大 1 日降水量	58.2	mm
6	年蒸发量	2007.9	mm
7	年平均气压	934.3hpa	hpa
8	年平均相对湿度	57	%
9	最小相对湿度	2	%
10	最大冻土厚度	157	cm

11	年平均风速	1.7	m/s
12	年主导风向	西风-西北偏西风 (NW-NWW)	/
13	十分钟平均最大风速	21.3	m/s
14	年平均雾日数	19.6	d
15	年最多雾日数	39	d
16	年平均沙尘暴日数	3.7	d
17	年最多沙尘暴日数	14	d
18	年平均大风日数	13.7	d
19	年最多大风日数	30	d
20	年最大积雪厚度	35	cm

4.1.4 水文及水文地质

吉木萨尔县位于新疆维吾尔自治区天山北麓东端、准噶尔盆地东南缘，地势南高北低，南部为天山支脉，北部为古尔班通古特沙漠，中部为洪积—冲击平原。区域水资源均为季节性冰川融雪形成，资源量较小，且受来水过程和引水条件限制，保证率较低，区域修建了多座平原水库来满足现状灌溉及其它工业发展需要。

(1) 地表水资源概况

吉木萨尔县主要有大小河流 10 条，自西向东分别为二工河、西大龙口河、小龙口河、新地沟、水溪沟、渭户沟、东大龙口河、吾塘沟、贡开沟、白杨河等。这些河发源于天山北坡，流域独立，河流流向由南向北与山脉走向大体垂直，源头高程多在 3000m~4000m 左右，出山口高程在 1100m 以下，河流长度一般不超过 50km，河川径流主要产生于山区，出山后基本上不产流。吉木萨尔县所属河流均为季节性冰川融雪形成，总径流量较小，且受季节影响，保证率低。

根据《昌吉回族自治州吉木萨尔县地表水资源调查评价》，吉木萨尔县多年平均地表水资源量为 $3.2704 \times 10^8 \text{m}^3$ 。折合年径流深 40.4mm；地表水资源可利用量为 $2.3360 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

① 二工河

发源于博格达峰山海拔 4344.8m、4282m、4150m 和 4090m 等冰峰雪岭，源头有 6 条支流汇集成上游段，流向东北。进入中山带后又有瓦克萨依、大有沟、野锯铝沟、玉石塔沟等 5 条支流汇入，进入低山丘陵后，河谷变宽，支流均为汇集洪水的干沟谷。出山后在洪积扇处均呈敞流，河流全长 71km(其中山区段长

38km), 流经西旱地、西台子、乏马塘、老台、仰坝、西地, 终于十八亩地。汇水面积 201km², 出山口处年均平均径流量 $2866 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

②西大龙口河

发源于博格达峰海拔 4132m、3960m、4219m、4057.6m 等冰峰雪岭, 由大三台沟小三台沟、琼库尔沟; 大东沟等支流汇集而成。大、小三台沟汇合后, 称为西台子沟, 西台子沟与琼库尔沟汇合于潘家台子, 然后于大东河沟汇合于喇嘛昭。全长 72km, 汇水面积 250km²。河流出山口后流经二台镇、西庆阳湖、八家地、东地, 终于老庄子湾一带, 年径流量 $7916 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

③水溪沟河

上游段称新地沟河, 发源于博格达峰山脊 4254m、3971m 和 3733m 等冰封雪岭。在高山带有 4 条主要支流, 低山段有 2 条支流, 其中花儿沟最长, 约 14km, 全河长 61km(其中山区段长 35km), 汇水面积 112km², 山区年径流量 $2385 \times 10^4 \text{m}^3$, 河流南北贯穿泉子盆地, 呈多股散流, 出山口在双分子河子汇合另一股水流向西北流去, 流经双岔河子村、大泉村, 终于下新湖一带。

④小龙口河

上游段成为渭户沟河, 发源于博格达山海拔 4049.6m 的冰封, 流经高叶山带, 进入泉子街衙地后, 呈多股三流, 在小龙口处汇合另一股支流, 经县城西侧、校场湖, 终于六十户一带。河流全长 55km, 汇水面积 64km², 径流量 $1240 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

⑤东大龙口河

发源于博格达山的喀同嘎依达坂、石窑子达坂。支流火南沟最长, 约 10km。河流全长 90km(其中山区段长 40km), 流经泉子街盆地, 可见 2 至 4 级河流阶地。出山口后, 经县城东侧, 流经后堡子、下新湖、四厂湖、五厂湖, 终于青格达附近沙漠。河流汇水面积 165km², 径流量 $6547 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

⑥白杨河

吉木萨尔县与奇台县的界河, 发源于博格达山脊 3882m、4026m 等冰封雪岭。有大小支流 20 条, 最长支流是小河子, 长 11km。河流全长 60km(其中山区段长 32km), 出山刚舌流经上红山子、十八户、头工、底沟、大泉一带。汇水面积 180km²,

径流量 $4995 \times 10^4 \text{m}^3$ ，按 13% 分流给吉木萨尔县，分流径流量为 $575 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

本项目位于准噶尔盆地荒漠戈壁滩上，属于地表水资源匮乏区。

(2) 地下水资源

根据《新疆·昌吉回族自治州平原区地下水资源调查与评价》，吉木萨尔县地下水补给量为 $1.2809 \times 10^8 \text{m}^3$ 。(吉木萨尔县属地下水补给量为 $1.0771 \times 10^8 \text{m}^3$ ，兵团为 $0.2038 \times 10^8 \text{m}^3$)，补给项中降水入渗补给量 $0.1722 \times 10^8 \text{m}^3$ ，山前侧向补给量为 $0.1481 \times 10^8 \text{m}^3$ ，河道入渗、渠道入渗、田间入渗、水库入渗等转化补给量为 $0.9606 \times 10^8 \text{m}^3$ 。扣除地下水回归入渗量约 $0.5 \times 10^8 \text{m}^3$ 。吉木萨尔县地下水资源量为 $1.2309 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中地下水天然资源量 $0.3203 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

吉木萨尔县地下水可开采系数为 0.75，计算得出地下水可开采量为 $0.9607 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中吉木萨尔县属地下水可开采量为 $0.8078 \times 10^8 \text{m}^3$ ，兵团地区可开采量为 $0.1529 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

吉木萨尔县多年平均水资源总量为 $3.5907 \times 10^8 \text{m}^3$ 。其中多年平均地表水资源量为 $3.2704 \times 10^8 \text{m}^3$ ，地下水资源量 $1.2309 \times 10^8 \text{m}^3$ ，重复计算量为 $0.9106 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(3) 水文地质概况

区域水文地质条件:

地下水类型及富水性:准东地区处于天山北麓地下水系统与卡拉麦里山南麓地下水系统交汇处。两大系统的地下水由山区分水岭分别向准噶尔盆地中心汇集。

①天山北麓地下水系统

地下水类型按其赋存条件、物理性质和水力特征可划分为以下三种基本类型:

※基岩裂隙水

分布在博格达中山带，由脆坚硬性的岩石构成，断裂及裂隙十分发育，具备空间贮水条件，以构造裂隙水为主，风化裂隙水次之。位于二工河、三台沟、琼库尔沟、大东沟、新地沟一带的地下水单泉流量一般 10L/s。矿化度由小于 1g/L 增高到 1-2g/L，地下水水化学类型以 $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 型水为主。

※碎屑岩类裂隙孔隙水

分布于泉子街盆地北侧的由中生界沉积岩组成的垅岗状低山丘陵区，地下水水量贫乏，单泉流量一般小于 1L/s。地层中硫酸盐矿物易于溶解，水质较差，下水水化学类型以 HCO₃·SO₄-Ca·Na 型水为主。

※第四系松散岩类孔隙潜水和承压(自流)水

第四系松散岩类孔隙承压(自流)水分布于洪积扇缘以北广大平原内，其含水岩组由卵砾石过渡为砂砾石、相变为粉砂夹亚砂、亚粘、粘土互层，成为承压自流水斜地；北部沙漠边缘一带含水层岩性均是粉细砂层，在 200m 深度内一般有两个含水岩组，表层为潜水，下部为承压(自流)水，承压水单井涌水量 100~1000m³/d，水量中等；沙漠区孔隙潜水含水层为第四系含砾细砂，单井涌水量为 0.27 L/s，水质较差，属 SO₄·Cl-Na·Ca 型水，矿化度 1~3g 几，在沙漠腹地丘垄之间洼地潜水位较浅，一般 5~10m，最浅处 2~3m，年蒸发强度 2000~3000mm 富水性一般小于 100m³/d，下部新近系含水岩组含有丰富的承压自流水，最大自流量 800m³/d，水头高出地表 1.1~14.1m。

②卡拉麦里山南麓地下水系统

地下水形成与分布主要受气候、水文、岩性、构造、地貌等自然条件和地质条件诸因素控制，根据区域水文地质资料，地下水类型主要是基岩裂隙水和碎屑岩类裂隙孔隙水，本工程所处区域地下水即属于卡拉麦里山南麓地下水系统。

※基岩裂隙水

在区域北部卡拉麦里山区广泛分布，富水层岩性多为凝灰岩、凝灰砂岩、地层时代为二叠系、石炭系，基岩裂隙水主要赋存在风化裂隙、构造裂隙之中，主要为山区降水、融雪入渗补给，总体上随地势由北向南径流，地下水埋藏较深，在构造发育或山体受切割强烈地段，以下降泉方式出露，单泉流量小于 0.1L/s，水量贫乏，水质差，矿化度极高，一般大于 10g/L，为盐水，水化学类型为 Cl·SO₄-Na 型。

※碎屑岩类裂隙孔隙水

分布五彩湾一带的由中生界沉积岩组成的垅岗状低山丘陵区，赋存于新近

系、白垩系、侏罗系及三叠系砂岩中，地下水水量贫乏，单泉流量一般小于 1L/s。由于地层中硫酸盐矿物易于溶解，水质较差，地下水水化学类型以 HCO₃·SO₄-Ca·Na 型水为主。地下水的补给主要来源于山区大气降水或冰(雪)融水，大气降水可通过地表风化裂隙直接补给。

4.1.5 土壤

吉木萨尔县土壤主要有高山寒漠土、高中山草甸土、森林灰褐土、黑钙土、栗钙土、灰漠土、灌耕土、潮土、风沙土、草甸土、沼泽土和盐土等 13 个类型。

本项目评价区域土壤类型为灰漠土。灰棕漠土分布在整個评价区域，成土母质以粗骨为主，细土不多，地表常有黑褐色的墨境皮砾墓，总厚度在 0.5m 左右，由于质地较粗，片状--鳞状片层不明显。石膏与易溶岩聚集层一般出现在 10-40cm 处，腐殖质累积及不明显。土壤类型为土层较薄的典型荒漠土壤--灰棕漠土。地面植被多为低矮的耐旱植物。

4.1.6 地震

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015），火烧山油田地震烈度均为Ⅶ度，地震动峰值加速度值均为 0.15g。

4.1.7 水土流失情况

从本项目现场调查来看，项目沿线区域的水土流失类型包含水力侵蚀和风力侵蚀两类。评价区气候干旱，降雨量不大，年均降水量 193mm，年均蒸发量 2007.9mm。因此，降雨引起水蚀的情况在评价区极其微弱，主要为风蚀。项目建设所在区域为《新疆维吾尔自治区人民政府关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》中的重点治理区。

结合评价区现状调查和中华人民共和国水利部《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中土壤侵蚀类型区的范围及特点。本项目评价区属于Ⅱ级风力侵蚀类型区-Ⅱ₁“三北”戈壁沙漠及沙地风沙区。本评价区属于准噶尔绿洲荒漠草原轻度风蚀水蚀区。区域围绕古尔班通古特沙漠，呈向东开口的马蹄形绿洲带，主要土壤为灰漠土。根据风蚀强度分级表的规定，项目评价区域的风蚀强度主要属于风力轻度侵蚀，该区原地貌土壤侵蚀模数为 2500（t/km²·a）。

4.2 环境空气现状调查与评价

4.2.1 区域大气环境质量达标性评价

根据《2018 年吉木萨尔县环境质量公报》数据可知，项目所在区域的 SO₂、NO₂、CO 和 O₃ 的年评价指标均达到《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准要求，PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的年评价指标均未达到《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准要求。项目所在评价区域为不达标区。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价表 (单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$)

项目	平均时段	现状浓度	标准值	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均	3.83	60	6.38	达标
	24 小时平均第 98 百分位数	7.67	150	5.11	达标
NO ₂	年平均	9.3	40	23.25	达标
	24 小时平均第 98 百分位数	18.6	80	23.25	达标
PM ₁₀	年平均	100.34	70	143.34	超标
	24 小时平均第 95 百分位数	200.67	150	133.78	超标
PM _{2.5}	年平均	50.14	35	143.26	超标
	24 小时平均第 95 百分位数	100.28	75	133.71	超标
CO (mg/m^3)	年平均	/	/	/	达标
	24 小时平均第 95 百分位数	0.98	4	24.5	达标
O ₃	年平均	/	/	/	达标
	8 小时平均第 90 百分位数	71.08	160	44.43	达标

由表 4.2-1 可知，区域基本污染物年评价指标的分析结果为本项目所在区域 SO₂、NO₂、CO、O₃ 的年评价指标为达标；颗粒物 PM_{2.5}、PM₁₀ 的年评价指标均为超标。

表 4.2-2 基本污染物环境质量现状 (单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$)

项目	平均时段	现状浓度	标准值	最大占标率 (%)	超标率 (%)	超标倍数	达标情况
SO ₂	年平均	3.83	60	6.38	/	/	达标
	日平均	2~21	150	14	0	/	达标
NO ₂	年平均	9.3	40	23.25	/	/	达标
	日平均	8~53	80	66.25	0	/	达标
PM ₁₀	年平均	100.34	70	143.34	/	0.43	超标
	日平均	31~262	150	174.66	33.33	0.75	超标
PM _{2.5}	年平均	50.14	35	143.26	/	0.43	超标
	日平均	11~259	75	345.33	33.33	2.45	超标
CO (mg/m^3)	年平均	/	/	/	/	/	达标
	日平均	0.98	4	24.5	0	/	达标
O ₃	年平均	/	/	/	/	/	达标
	日平均	71.08	160	44.43	0	/	达标

由表 4.2-2 可知，本项目所在区域不达标的污染物 PM_{2.5}、PM₁₀ 的最大占标率均为 345.33%和 174.66%；PM_{2.5}、PM₁₀ 的年评价指标日均值超标倍数分别 0.43、0.70、0.43 和 2.45。

4.2.2 特征污染物环境质量现状评价

针对其他污染物（非甲烷总烃）环境质量，本项目采用实测方式进行调查。

①监测点位

本次在项目区设 1 个监测点，监测布点见图 4.2-1。

②监测时间及频率

非甲烷总烃监测时间为 2020 年 3 月 16 日至 2020 年 3 月 22 日，连续 7 天，每天 4 次，每次 4 组。

③采样及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保局颁布的《环境监测技术规范（大气部分）》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.2-3。

表 4.2-3 环境空气监测分析方法

污染物	分析方法	方法来源
非甲烷总烃	气相色谱法	HJ604-2011

④监测结果

非甲烷总烃监测结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 监测结果 单位：mg/m³

监测时间（小时均值）	监测频次	非甲烷总烃
2020 年 3 月 16 日	1	0.30-0.66
	2	0.56-0.70
	3	0.64-0.73
	4	0.32-0.41
2020 年 3 月 17 日	1	0.34-0.46
	2	0.93-1.00
	3	0.57-1.02
	4	0.93-0.97
2020 年 3 月 18 日	1	0.52-0.77
	2	0.73-1.81
	3	0.62-0.70

	4	0.66-0.73
2020 年 3 月 19 日	1	0.65-0.95
	2	0.58-0.70
	3	0.63-1.39
	4	0.74-0.78
2020 年 3 月 20 日	1	0.67-0.80
	2	0.46-0.82
	3	0.50-0.55
	4	0.50-0.59
2020 年 3 月 21 日	1	0.58-0.80
	2	0.52-0.76
	3	0.48-0.58
	4	0.48-0.52
2020 年 3 月 22 日	1	0.53-1.16
	2	0.55-1.13
	3	0.60-0.71
	4	0.58-0.64

⑤评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”环境浓度选用值，确定环境空气中非甲烷总烃浓度限值 2.0mg/m³。

⑥评价结果及评价结论

项目所在区域环境空气质量评价结果统计见表 4.2-5。

表 4.2-5 监测因子评价结果统计表

监测项目	监测点位	浓度范围 (mg/Nm ³)	最大值占标率	标准值 (mg/Nm ³)
非甲烷总烃	项目区	0.30~1.81	0.905	2.0

根据表 4.2-5 的监测数据可知，非甲烷总烃小时浓度值在 0.30~1.81mg/m³ 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”2.0mg/m³。

4.3 水环境现状调查与评价

评价区域内无地表水系。因此，本次环评仅对评价区域地下水质量进行现状监测与评价。

4.3.1 现状监测

(1) 监测点位

经调查,项目区评价范围内无地下水井,距离项目区最近的水井为沙南水井,距离项目区西南测约 30km。本次地下水现状监测引用《准东采油厂更新补钻井工程(H2759 井)环境影响评价报告表》中地下水监测数据,该监测点位于沙南水井。

(2) 监测项目

监测项目包括:pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、氰化物、挥发性酚、六价铬、石油类、硫酸盐、亚硝酸盐氮、氟化物、硝酸盐氮等,共 12 项。

(3) 采样时间、监测频次

采样时间:2018 年 6 月 24 日,监测频次:监测 1 天,1 次。

(4) 评价标准

采用《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准,石油类执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准限值对地下水水质进行评价。

(5) 评价方法

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016),地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。标准指数>1,表明该水质因子已超过了规定的水质标准,指数值越大,超标越严重。标准指数计算分为以下两种情况:

1) 对于评价标准为定值的水质因子,其标准指数计算方法如下:

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

式中: P_i —第 i 个水质因子的标准指数,无量纲;

C_i —第 i 个水质因子的监测浓度值 (mg/L);

C_{si} —第 i 个水质因子的标准浓度值 (mg/L)。

2) 对于评价标准为区间值得水质因子(如 pH 值),其标准指数计算方法如下:

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

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—地下水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su}—地下水水质标准中规定的 pH 值上限。

(6) 监测结果及评价

评价区域地下水水质监测统计结果见表 3.3-2。

表 3.3-2 地下水环境质量现状监测结果（单位：mg/l，pH 值无量纲）

序号	指 标	监测值	标准值	标准指数
1	pH	7.6	6.5~8.5	0.40
2	总硬度	188	≤450	0.42
3	溶解性总固体	688	≤1000	0.69
4	氨氮	0.131	≤0.50	0.26
5	氰化物	<0.001	≤0.05	0.02
6	挥发酚	<0.0003	≤0.002	0.15
7	六价铬	<0.004	≤0.05	0.08
8	石油类	<0.01	≤0.05	0.20
9	硫酸盐	188	≤250	0.75
10	亚硝酸盐氮	<0.016	≤1.0	0.02
11	氟化物	<0.006	≤1.0	0.01
12	硝酸盐氮	1.11	≤20.0	0.06

注：水温单位℃

由上表可知，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准，其他各监测因子满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准的要求。

4.4 声环境现状调查与评价

4.4.1 现状监测

(1) 监测布点

本次评价采用实测法，委托新疆天熙环保科技有限公司对区域边界进行监测，在本项目井区边界选取代表性的 6 个噪声监测点。监测点位图见图 4.2-1。

(2) 监测日期、频率

2020 年 3 月 19 日至 20 日进行了现场监测，监测 1 天，昼间、夜间各监测 1 次。

(3) 监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中有关规定执行。

3.4.2 现状质量监测结果及评价

其监测结果见表 3.4-2。

表 3.4-2 声环境质量现状监测及评价结果（单位：dB(A)）

测点序号	测量时段	等效 A 声级 dB(A)	评价标准	超标率
N1	昼间	42.7	60	0
	夜间	36.7	50	0
N2	昼间	40.6	60	0
	夜间	35.1	50	0
N3	昼间	41.2	60	0
	夜间	34.8	50	0
N4	昼间	41.8	60	0
	夜间	34.6	50	0
N5	昼间	44.8	60	0
	夜间	38.5	50	0
N6	昼间	43.5	60	0
	夜间	38.6	50	0

由监测结果可以看出，评价区域各监测点在此次监测期间昼夜噪声值均满足环境功能要求，无超标现象，说明区域声环境质量较好，各功能区环境噪声现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类相应标准要求。

4.5 生态环境现状调查与评价

4.5.1 生态系统调查与评价

4.5.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ₄准噶尔盆地东部荒漠、野生动物保护生态亚区—24 将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区。其生态功能见表 4.5-1，项目与新疆生态功能区划位置关系见图 4.5-1。

表 4.5-1 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
Ⅱ准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区	Ⅱ ₄ 准噶尔盆地东部灌木荒漠野生动物保护生态亚区	24. 将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区	富蕴县、青河县、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	生物多样性和景观多样性维护、煤炭资源	硅化木风化与偷盗破坏、野生动物生境破碎化、风蚀危害、煤炭自燃及开发造成生态破坏与环境污染	生物多样性和生境不敏感、高度敏感，土壤侵蚀极度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感	保护硅化木林、保护野生动物、保护魔鬼城自然景观、保护煤炭资源、保护砾幕	减少人类干扰、加强保护区管理、煤炭灭火、规范开采	加强保护区管理，促进自然遗产与生物多样性的保护。

4.5.1.2 生态系统调查

本项目所在区域的生态系统为将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区，行政区划隶属吉木萨尔县，位于吉木萨尔县最北部油田开采区域，距离与富蕴县南侧行政边界约 5km 左右。项目区以北设有卡拉麦里有蹄类野生动物自然保护区，本项目不在野生动物自然保护区范围内。

该区主要位于绿洲以外广大平原区域，包括流动沙地、固定半固定沙地、砾质戈壁、盐碱地、盐漠、荒漠灌草地和荒漠河岸林地等，总面积 92.7 万 km²，占全疆面积的 55.68%。区域自然环境特征为干旱少雨、水源奇缺；类型多样、沙漠广布；生态环境极其脆弱，生物多样性独特；矿产资源丰富。

区域主要生态环境压力是道路、管线等大型工程建设阻隔地下水，影响局部生态环境稳定。矿产资源开发破坏植被、地表结皮，扰动地表，加剧土地沙化。

区域生态环境目标是荒漠区的人为活动得到规范，地表结皮以及野生动物等得到保护，生态系统趋于稳定，荒漠化得到根本遏制。

禁止车辆乱压等随意破坏地表的活动。规范矿产资源勘探开发、交通运输等活动，不得对地下水造成阻隔、改变天然径流状态，不得阻隔野生动物迁徙。规

范工程施工作业行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用。

4.5.2 植被现状调查与评价

按中国植被自然地理区划划分，开发区域所在区属亚非荒漠区、新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、乌苏—奇台县。地域特征决定了该区域内植被组成简单、类型单一，项目区发育着以小半灌木为建群种所组成的水平地带性荒漠植被，区域主要的植被群系有盐生假木贼群系、梭梭+怪柳群系、盐生假木贼+琵琶柴群系、怪柳+胡杨群系等。植被覆盖度在 5%-20%之间。

根据现场调查及查阅相关资料，本项目所在区域内的主要植被类型如下：

(1) 区域植被类型与分布

项目区域地处天山山脉东段北麓，准噶尔盆地东南。植被类型属东疆-南疆荒漠亚区—东疆荒漠省—东准噶尔荒漠亚省—将军戈壁州。主要生长荒漠植物，区域内植物组成简单，类型单调，分布稀疏。建群植物是由超旱生、旱生的半乔木、灌木、小半灌木以及旱生的一年生草本，多年生草本和中生的短命植物等荒漠植物组成。优势种类依次是蓼科(*Polygonaceae*)、藜科(*Ehenopodium*)、豆科(*Legunohoseu*)、蒺藜科(*Zygophyllaceae*)、麻黄科(*Ephedra*)等。同时，区域内植物群系表现出层片结构较复杂。其中超旱生的小半灌木与灌木种类最为普遍，构成了多样的荒漠植物群系。据现场调查、样地记录以及有关资料分析，区域内植物资源共计 5 科、18 属、27 种，详见表 4.5-2。

表 4.5-2 区域主要植物名录表

序号	种类		保护级别
裸子植物 <i>Gymnospermae</i>			
一	黄麻科	<i>Ephedraceae</i>	
(一)	麻黄属	<i>Ephedra</i>	
1	草麻黄	<i>Ephedre sinicaa</i>	(Ⅹ)Ⅱ
2	木贼麻黄	<i>Ephedre quisetina</i>	(Ⅹ)Ⅱ
被子植物 <i>Angiospermae</i>			
二	蓼科	<i>Polygonaceae</i>	
(二)	木蓼属	<i>A traphaxis</i>	
4	木蓼	<i>A traphaxis pungcns</i>	
5	刺木蓼	<i>A traphaxiS pungcns</i>	

火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程环境影响报告书

(三)	沙拐枣属	<i>Calligonum</i>	
6	沙拐枣	<i>Calligonum mongoticum</i>	
(四)	地肤属	<i>Koohia roth</i>	
7	木地肤	<i>Koohia prostrata</i>	
8	地肤	<i>Kochia prostrata</i>	
三	藜科	<i>Chenopodiaceac</i>	
(五)	角果藜属	<i>Ceratocarpus</i>	
9	角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>	
(六)	刺果藜属	<i>Echinopsilon</i>	
10	刺果藜	<i>Echinopsilon diuarica</i>	
(七)	沙蓬属	<i>Agriophyllum</i>	
11	沙蓬	<i>Agriophyllum avenarium</i>	
(八)	盐爪爪属	<i>Kalidium</i>	
12	盐爪爪	<i>Kalidium foliatum pall</i>	
(九)	盐角草属	<i>Salicornia</i>	
13	盐角草	<i>Salicornia europaea</i>	
(十)	盐蓬属	<i>Halimocnlmis</i>	
14	节节盐木	<i>Halimocnlmis villosa</i>	
(十一)	碱蓬属	<i>Suaeda</i>	
15	碱蓬	<i>Suaeda glauca</i>	
16	角果碱蓬	<i>Suaeda corniculala</i>	
(十二)	梭梭属	<i>Haloxylon</i>	
17	梭梭	<i>Haloxylon apnglum</i>	
18	白梭梭	<i>Haloxylon persicnm</i>	(国) II
(十三)	假木贼属	<i>Anabasis</i>	
19	盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	
20	无叶假木贼	<i>Anabasis aphyiia</i>	
四	豆科	<i>Leguminose</i>	
(十四)	骆驼刺属	<i>Alhagi</i>	
21	骆驼刺	<i>Alhagi pseudalhagi</i>	
22	疏花骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia shap</i>	
(十五)	盐豆木属	<i>Halimodendron</i>	
23	铃铛刺	<i>Halimodendron holodendron</i>	
(十六)	锦鸡儿属	<i>Cargana</i>	

24	刺锦鸡儿	<i>Cargana spinosa</i>	
五	蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>	
(十七)	白刺属	<i>Nilraria</i>	
25	白刺	<i>Nilraria sibirica</i>	
26	大叶白刺	<i>Nilraria roporo skii</i>	
(十八)	骆驼蓬属	<i>Peganum</i>	
27	骆驼蓬	<i>Peganum harmalu</i>	

区域内有保护植物 3 种，白梭梭为自治区一级保护植物，草麻黄、木贼麻黄为自治区二级保护植物。

(2) 项目区植被类型

火烧山油田作业区区域范围内植物群系较为单一，植物群系主要是梭梭群系，伴生植物主要有琵琶柴、猪毛菜、假木贼、叉毛蓬等，盖度约为 5%~10%；项目区周围除了自治区一级保护植物梭梭外，未发现其他需重点保护的珍稀、濒危植物。项目区域植被类型分布见图 5.4-2。

(3) 评价区主要植物群系及其特征

梭梭群系：属于荒漠低地常见乔灌木，分布于评价区地势较平坦且开阔处，群系中梭梭植株一般高约 0.5m~1m，最高可达 1.5m~2m，群系覆盖度一般 5%~10%，局部地段达 15%。伴生种多为一年生多汁盐生类植物，如琵琶柴、猪毛菜、假木贼、叉毛蓬等。

4.5.3 野生动物现状调查与评价

4.5.3.1“卡山保护区”区域野生动物调查

从我国动物地理区划来看，卡山保护区在动物地理区划上属古北界—中亚亚界—蒙新区—准噶尔盆地亚区—准噶尔盆地省，因此保护区野生动物群落结构较为复杂，种类繁多。在野生动物类群中，以适应干旱的种类占优势。根据《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区综合科学考察报告》，卡拉麦里山有蹄类自然保护区内野生脊椎动物共有 4 纲 24 目 55 科 186 种。其中哺乳纲有 7 目 14 科 38 种；鸟纲有 15 目 34 科 124 种；爬行纲有 1 目 6 科 23 种；两栖纲有 1 目 1 科 1 种。从野生动物种类组成来看，保护区陆生脊椎动物以鸟纲占绝对优势，占保护区陆生脊椎动物种类的 66.67%；哺乳纲次之，占 20.43%；爬行纲占 12.36%；两栖纲占 0.54%。

1、兽类

有蹄类动物：卡拉麦里山分布着大量的有蹄类动物，主要种类国家一级重点保护野生动物(野放)普氏野马、蒙古野驴等，二级重点保护野生动物鹅喉羚、盘羊等，其中蒙古野驴和鹅喉羚为优势种类。冬季在保护区南部越冬，夏初移至卡拉麦里山北部繁殖育幼。夏秋季至卡拉麦里山北的草场，初冬时又回到卡山南部。

食肉动物：主要有狼、赤狐、沙狐、猓狍、兔狍。狼常以两头以上或小群随鹅喉羚群活动。沙狐、赤狐主要以啮齿类小型动物为食。

啮齿类动物：在保护区沙漠中主要是沙鼠、跳鼠，是猛禽的主要食物。丘陵河谷中有草兔，常以怪柳灌丛为主要栖息地。

卡山保护区兽类系组成，中亚成分占有明显优势，北方型和中亚型并重，占优势，中亚型次之，并有少量高地型成分侵入，这是由于保护区地处亚洲中部，气候干旱，主要为荒漠植被，同时又受阿尔泰山、天山和青藏高原区系影响所致。

2、鸟类

保护区属干旱荒漠地区，水资源匮乏，鸟类种数较少，共有鸟类 15 目 34 科 124 种。卡山保护区鸟类资源中，雀形目鸟类最多，共计 13 科 52 种，占卡山保护区鸟类种数的 41.9%。非雀形目鸟类共有 72 种，占总数的 58.1%。雀形目鸟类中以鹀科鸟类占绝对优势，计 11 种，占雀形目鸟类的 21.2%。非雀形目鸟类中猛禽为重要类群，包括隼形目鹰科 14 种、隼科 7 种，鸮形目鸱鸃科 4 种，这些猛禽以鼠类、蜥蜴为食，对维持荒漠生态系统平衡起重要作用。

在保护区鸟类的地理分布型当中，古北型鸟类占到了大多数，占到了卡山保护区鸟类总数的 27.4%，为主要的优势种，分布范围比较广泛、分布类型不易归类的鸟类在保护区中也占到了一定的比例，达到了 34.7%

3、爬行类

卡山保护区共有爬行动物 23 种，分别隶属于有鳞目，晰蜴亚目的鬣蜥科 2 属 5 种、壁虎科 2 属 2 种、蜥蜴科 1 属 6 种和蛇亚目的蟒科 1 属 2 种、游蛇科 3 属 5 种、蝰科 2 属 3 种。在卡山保护区中，爬行类均为古北界种类。

4、两栖类

卡山保护区地处准噶尔盆地荒漠区，两栖动物相对稀少，区系简单。在保护区只有 1 目 1 科 1 种，为无尾目、蟾蜍科的塔里木蟾蜍，属于古北种，中亚分布

型。主要分布在一些固定的水源地附近。

4.5.3.2 评价区野生动物调查

本项目区北侧边界距离卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区（简称“卡山保护区”）实验区的边界约 1.75km，项目所在区域不在卡拉麦里自然保护区内。由于准噶尔盆地严酷的气候条件，不仅酷热，而且极为干旱，植被盖度极低，所以野生动物种类分布较少。由于历史的原因，准噶尔盆地荒漠中各种大型动物资源数量显著减少，而且多集中在卡拉麦里自然保护区。本项目所在区域不是有蹄类动物的主要分布区。

根据相关资料和作业区工作人员交流，爬行类的蜥蜴和哺乳类的部分啮齿动物是评价区的主要建群种动物。以耐旱荒漠种为主，主要有子午沙鼠、五趾跳鼠、快步麻蜥、百灵等，偶有大型脊椎动物蒙古野驴（*Equus hemionus*）、鹅喉羚（*Gazella subgutturosa*）活动。

评价区不是保护区大中型兽类的主要分布区域（详见图 4.5-3），野生动物种类不多，以常见荒漠种类为主，共有 38 种，隶属于 12 目 23 科（详见表 4.5-3）。其中，有国家Ⅱ级重点保护野生动物 4 种，分别为鹅喉羚、棕尾鵟、大鵟和纵纹腹小鸢，国家Ⅰ级保护动物为蒙古野驴。

评价区内主要保护动物生物学特性与分布情况见表 4.5-4。

表 4.5-3 区域主要脊椎动物名录表

序号	目名	科名	种名	拉丁学名	保护级别
1	偶蹄目 Artiodactyla	牛科 Bovidae	鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>	Ⅱ
2	奇蹄目	马科	蒙古野驴	<i>Equus hemionus</i>	Ⅰ
3	兔形目 Lagomorpha	兔科 Leporidae	草兔	<i>Lepus capensis</i>	
4	啮齿目 Rodentia	仓鼠科 Cricetidae	桧柳沙鼠	<i>Meriones tamariscinus</i>	
			子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	
			大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	
		鼠科 Muridae	小家鼠	<i>Mus musculus</i>	
			褐家鼠	<i>Rattus norvegicus</i>	
		跳鼠科 Dipodidae	小五趾跳鼠	<i>Allactaga elater</i>	
			三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus Kozlovi</i>	
5	隼形目	鹰科	棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>	Ⅱ

火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程环境影响报告书

序号	目名	科名	种名	拉丁学名	保护级别
	Falconiformes	Accipitridae	大鵟	<i>Buteo hemilasius</i>	II
6	鸡形目 Galliformes	雉科 Tetraonidae	石鸡	<i>Alectoris chukar</i>	
7	鸽形目 Columbiformes	沙鸡科 Pteroclididae	毛腿沙鸡	<i>Syrhaptes paradoxus</i>	
		鸠鸽科 Columbidae	岩鸽	<i>Columba rupestris</i>	
			原鸽	<i>Columba livia</i>	
8	雨燕目 Apodiformes	雨燕科 Apodidae	普通楼燕	<i>Apus apus</i>	
9	戴胜目 Upupiformes	戴胜科 Upupidae	戴胜	<i>Upupa epops</i>	
10	雀形目 Passeriformes	百灵科 Alaudidae	亚洲短趾百灵	<i>Calandrella cheleensis</i>	
			云雀	<i>Alauda arvensis</i>	
			角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	
		燕科 Hirundinidae	家燕	<i>Hirundo rustica</i>	
		鹁鸪科 Motacillidae	灰鹁鸪	<i>Motacilla cinerea</i>	
			白鹁鸪	<i>Motacilla alba</i>	
		伯劳科 Laniidae	荒漠伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	
		鸦科 Corvidae	白尾地鸦	<i>Podoces biddulphi</i>	
			小嘴乌鸦	<i>Gorvus corone</i>	
			喜鹊	<i>Pica pica</i>	
		文鸟科 Ploceidae	家麻雀	<i>Passer domesticus</i>	
		燕雀科 Fringillidae	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	
			黄嘴朱顶雀	<i>Carduelis flavirostris</i>	
			巨嘴沙雀	<i>Rhodopechys obsoleta</i>	
		麻雀科	黑胸麻雀	<i>Passer hispaniolensis</i>	
11	鸮形目 Strigiformes	鸱鸃科 Strigidae	纵纹腹小鸮	<i>Athene noctua</i>	II
12	有鳞目 Squamata	鬣蜥科 Agamidae	旱地沙蜥	<i>Phrynocephalus helioscopus</i>	
			奇台沙蜥	<i>Phrynocephalus grungrizimaloi</i>	
		蜥蜴科 Lacertidae	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	
			密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	

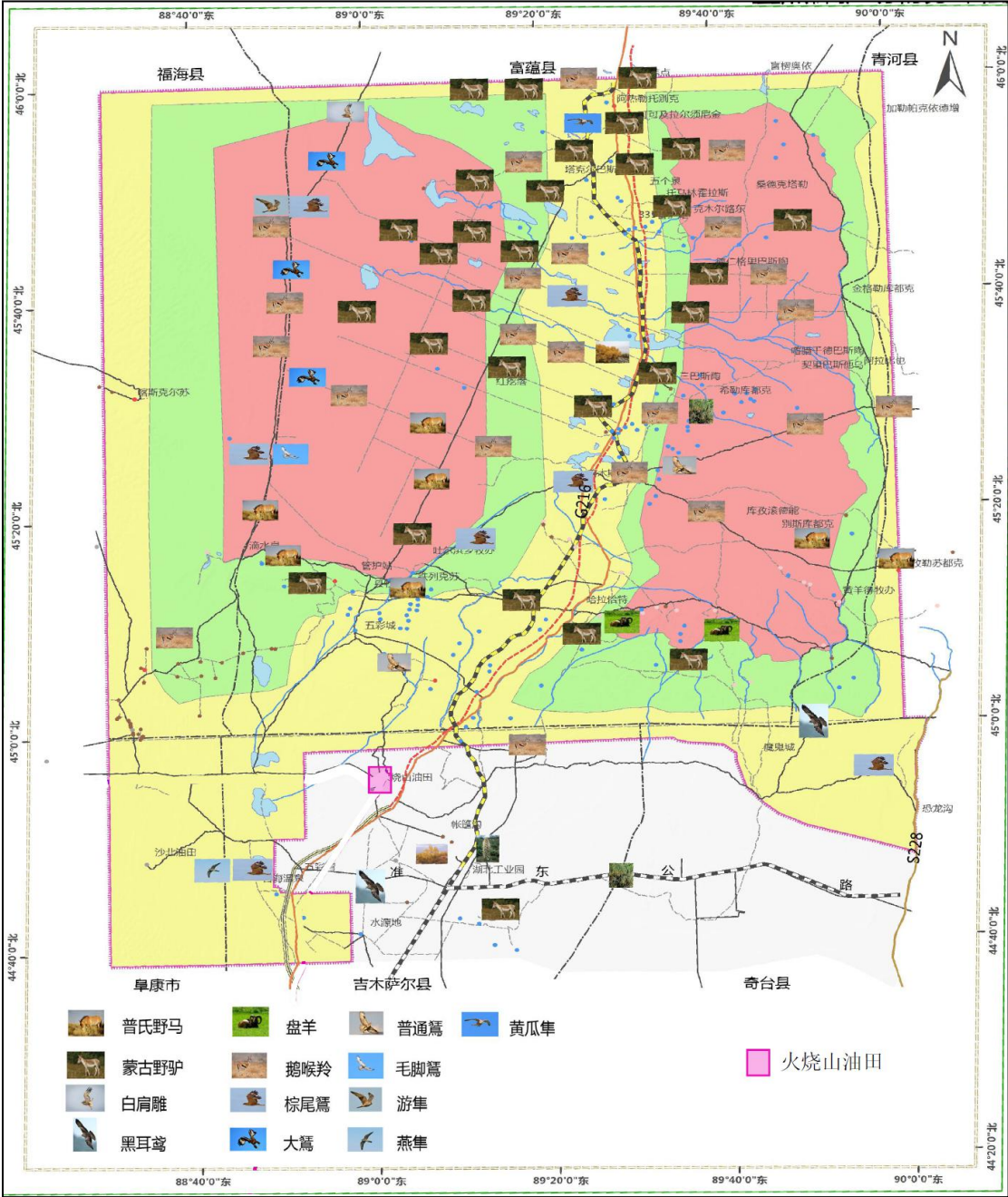


图 4.5-3 工程与卡山保护区重点保护野生动物位置关系图

表 4.5-4 评价区野生动物保护名录

受保护动物名称	生活习性（栖息、繁殖、迁徙、觅食）	保护级别	在项目区出现频次	施工作业对其影响
蒙古野驴	多栖息于海拔 3000~5000 米的高原亚寒带和高寒荒漠地带，营游荡生活，夏季到海拔 5000 多米的高山上生活，冬季到海拔较低的地方。以禾本科、莎草科和百合科草类为食。耐干渴，冬季主要吃积雪解渴。8~9 月份发情交配，怀孕期约 11 个月，每胎 1 仔。	国家一级保护动物	极其罕见	基本无影响
鹅喉羚	卡山保护区分布为准噶尔黄羊北疆亚种；为典型的荒漠、半荒漠栖居种类。跨海拔 500 米-2500 米，地形从沙质和砾石荒漠平原、山麓荒漠平原、丘陵、戈壁滩到山地荒漠草原。保护区内的鹅喉羚种群稍有季节性迁移，喜在空旷地方活动。食物以猪毛菜属、葱属、戈壁羽属、艾蒿及其它禾本科草类为食。2009 年之前调查统计的种群数量为 6638 只-19677 只。	国家二级保护动物	极其罕见	基本无影响
棕尾鵟	属隼形目鹰科，属中型猛禽，体色变化也比较大，有淡色型和暗色型等，但体羽的颜色均比其他类的颜色浅淡。棕尾鵟是一种喜欢干燥环境的荒原猛禽，栖息于荒漠、半荒漠、草原、无树的平原和山地平原，垂直分布的高度可达海拔 2000 米—4000 米的高原地区。主要以野兔、啮齿动物、蛙、蜥蜴、蛇、雉鸡和其他鸟类与鸟卵等为食，有时也吃死鱼和其他动物尸体。		极其罕见	基本无影响
大鵟	属隼形目鹰科，体长 57 厘米—71 厘米，体重 1320 克—2100 克。它的体色变化较大，分暗型、淡型两种色型。主要为留鸟，部分迁徙。春季多于 3 月末 4 月初到达繁殖地，秋季多在 10 月末至 11 月中旬离开繁殖地。在中国的繁殖种群主要为留鸟，部分迁往繁殖地南部越冬。主要以啮齿动物，蛙、蜥蜴、野兔、蛇、黄鼠、鼠兔、旱獭、雉鸡、石鸡、昆虫等动物性食物为食。		极其罕见	基本无影响
纵纹腹小鸢	是鸢科，小鸢属的一种鸟类。上体为沙褐色或灰褐色，并散布有白色的斑点。下体为棕白色而有褐色纵纹，留鸟。广布于中国北方及西部的大多数地区，高可至海拔 4600 米。通常夜晚出来活动，以昆虫和鼠类为食，也吃小鸟、蜥蜴、蛙类等小动物。繁殖期为 5-7 月。通常营巢于悬崖的缝隙、岩洞、废弃建筑物的洞穴等处，有时也在树洞或自		极其罕见	基本无影响

受保护动物名称	生活习性（栖息、繁殖、迁徙、觅食）	保护级别	在项目区出现频次	施工作业对其影响
	已挖掘的洞穴中营巢。每窝产卵 2-8 枚，通常为 3-5 枚。卵的颜色为白色。孵卵由雌鸟承担。孵化期为 28-29 天。雏鸟为晚成性，孵出后双目紧闭，勉强抬头，侧身横躺，全身具有黄白色的绒羽，头大、颈细，嘴峰为肉青色，需要亲鸟喂养 45-50 天才能飞翔。			

4.5.4 土壤现状调查与评价

4.5.4.1 土壤类型及分布

(1) 项目区块土壤类型

根据新疆土壤类型分布图，本项目所在区域土壤类型主要为灰棕漠土，区域土壤类型分布见图 4.5-3。

灰棕漠土主要分布在油田的西部、北部、和南部地区。灰棕漠土是新疆北部地区温带荒漠的地带性土壤，也是本油田所在区域的主要土壤类型之一。灰棕漠土是在新疆温带地区干旱荒漠气候条件和粗骨质（砾质-砂质）成土母质上形成的，它的形成与分布与大风的作用密切相关。灰棕漠土分布区的风速多在 4-6m/s，最大风速可达 20-50m/s，平均大风日数多在 70-160d。在大风的作用下，地表细颗粒物被强大的风力搬运殆尽，存留的砾石和砂粒在风和短暂暴雨的作用下，互相镶嵌形成部分较密实的砾幕，也就是黑褐色的荒漠漆皮。因而其生产性能较差，植物生长极少。仅有的少量植被主要为旱生和超旱生的灌木、半灌木如梭梭、假木贼等，植被盖度一般在 10-15%以下，部分区域甚至为不毛之地。

在灰棕漠土的形成过程中，砾质化作用起了主导性的作用，砾质化过程是土壤矿物质的弱风化作用与大风吹蚀作用相结合的过程。在干旱气候条件下，成土母质的细土物质特别是粉粒和粘粒含量本来就不高，在不断遭受大风吹蚀后，致使砾石和砂粒在土壤表层的比重越来越大，粗骨性越来越强，当地表细颗粒被强大的风力搬运殆尽时，大小砾石和砂粒在风力和短暂暴雨作用下互相镶嵌形成部分较密实的砾幕。在灰棕漠土的形成过程中，生物积累作用小，土壤表层的有机质含量仅为 3-5g/kg，在剖面中无明显聚积层，土壤肥力甚低。

灰棕漠土的剖面特征为：地表具有黑褐色的荒漠漆皮和部分砾幕。由于地下水位较深，降水稀少，土体非常干燥，表层有 2-3cm 孔状结皮，并混生有砾石和碎石。

土壤剖面母质为古老洪积-冲积物，地面生长着极其稀疏的梭梭及假木贼。地势平坦，风蚀强烈，地表砾幕发育良好，砾石大者直径约 5cm，其形态特征如下：

0-2cm 淡灰棕色，壤质粘土，蜂窝状结皮，干，松脆，无植物根系；

2-6cm 灰棕色，壤质粘土，小块状结构，干，稍紧，中量细孔，无植物根；

6-24cm 淡棕色，壤质粘土，若团块状，干，松散，有石膏斑点；

24-35cm 灰白色夹黑褐色，砂质粘土，干，块状，较紧，多量灰白色石膏晶粒与小砾石及细土胶结在一起的石膏聚积层。

35-60cm 砂砾石层，壤质沙土，有含多量石膏的细土粒混杂其间。

4.5.4.2 土壤环境质量现状监测及评价

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A.1，本项目属于“金属矿、石油、页岩油开采”，项目类别为 I 类。本项目永久占地 22.32hm²，占地规模属于“中型（5~50hm²）”，敏感程度为“不敏感”，根据导则表 4 中判定，本项目评价工作等级为二级。

(2) 监测点位于监测时间

本次评价采用现场实测法来评价区域土壤环境质量状况，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）表 6，本项目在占地范围内布置 3 个柱状样点和 1 个表层样点，占地范围外布置 2 个表层样。

本次布点采用均布性与代表性相结合的原则，监测点位见表 4.5-5，监测布点见图 4.2-1。

采样时间为 2020 年 3 月 16 日。

表 4.5-5 土壤现状监测及评价结果 单位：mg/kg

评价工作等级	占地范围内	占地范围外
二级-污染影响型	3 个柱状样点，1 个表层样点	2 个表层样点
监测点位	表层样 T1、柱状样 T2、柱状样 T3、柱状样 T4	表层样 T5、表层样 T6
a 表层样应在 0~0.2 m 取样。 b 柱状样通常在 0~0.5 m、0.5~1.5 m、1.5~3 m 分别取样。		

(3) 监测项目和监测频率

监测项目：表层样 T 和表层样 T5 监测点土壤监测 47 项（《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）表 1 中 45 项因子和 pH、石油烃），其余表层样和柱状样仅监测 pH、石油烃 2 项。

监测频率：监测一天，每天 1 次。

(4) 监测内容和评价结果

采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）

中第二类用地筛选值。监测结果见表 4.5-6 和表 4.5-7。

表 4.5-6 土壤现状监测及评价结果 单位: mg/kg

序号	污染物项目	T1	T5	第二类用地 筛选值	达标情况
1	镉			65	达标
2	铜			18000	达标
3	铅			800	达标
4	砷			60	达标
5	汞			38	达标
6	镍			900	达标
7	铬（六价）			5.7	达标
8	四氯化碳			2.8	达标
9	氯仿			0.9	达标
10	氯甲烷			37	达标
11	1,1-二氯乙烷			9	达标
12	二氯甲烷			616	达标
13	1,2-二氯丙烷			5	达标
14	1,1,1,2-四氯乙烷			10	达标
15	1,1,2,2-四氯乙烷			6.8	达标
16	四氯乙烯			53	达标
17	1,1,2-三氯乙烷			2.8	达标
18	1,2,3-三氯丙烷			0.5	达标
19	苯			4	达标
20	1,2-二氯乙烷			5	达标
21	1,1-二氯乙烯			66	达标
22	顺-1,2-二氯乙烯			596	达标
23	反-1,2-二氯乙烯			54	达标
24	苯乙烯			1290	达标
25	甲苯			1200	达标
26	间二甲苯+对二甲苯			570	达标
27	邻二甲苯			640	达标
28	1,1,1-三氯乙烷			840	达标
29	三氯乙烯			2.8	达标
30	氯乙烯			0.43	达标

序号	污染物项目	T1	T5	第二类用地 筛选值	达标情况
31	氯苯			270	达标
32	1,2-二氯苯			560	达标
33	乙苯			28	达标
34	1,4-二氯苯			20	达标
35	硝基苯			76	达标
36	苯胺			260	达标
37	苯并[a] 芘			1.5	达标
38	苯并[k] 荧蒽			151	达标
39	二苯并[a,h] 蒽			1.5	达标
40	萘			70	达标
41	2-氯酚			2256	达标
42	苯并[a] 蒽			15	达标
43	苯并[b] 荧蒽			15	达标
44	蒽			1293	达标
45	茚并[1,2,3-cd] 芘			15	达标
46	石油烃			4500	达标
47	pH			/	/

表 4.5-7 土壤现状监测及评价结果 单位: mg/kg

序号	污染物 项目	T2			T3			T4			T6	第二类用 地筛选值	达标 情况
		1#	2#	3#	1#	2#	3#	1#	2#	3#			
1	石油烃											4500	达标
2	pH											/	/

注: 1#为 0~0.5m 土样、2#为 0.5~1.5m 土样、3#为 1.5~3m 土样。

由此可以看出,土壤中 45 项基本污染物及特征污染物石油烃的含量低于《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 中第二类用地筛选值,项目区域土壤环境质量现状较好。

4.5.5 土地利用现状

通过现场调研,工程区地处荒漠,根据工程区域土地利用现状见图 4.5-4。土地利用类型主要为“低覆盖度草地”(《土地利用现状分类标准》(GB/T 21010-2007))。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响分析

5.1.1 施工期环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是施工期钻井过程中产生的废气，主要来自于柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为 NO_x、SO₂、烃类等；二是在管线敷设、道路工程等在建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等。

（1）钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油发电机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之评价区范围内地域辽阔扩散条件较好。类比其它相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织排放监控点浓度限值。因此，钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

（2）施工扬尘

本项目在井场地面建设过程中，扬尘主要产生于钻井设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、沙石等材料的装卸、运输、拌合等过程。

据有关研究，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60%以上。扬尘的产生量及扬尘污染程度与车辆运输方式、路面状况、天气条件等因素关系密切，影响可达 150-300m。速度愈快对路面的扰动越大，其扬尘量势必愈大，会对周围环境产生一定的影响。所以应对进入施工区的车辆必须实施限速行驶，一方面是减少扬尘产生量，降低对周边环境的影响，另一方面也是出于施工安全的考虑。

钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

5.1.2 运营期环境影响分析

生产运营期的大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发对大气环境的影响。

（1）预测模式

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

（2）预测因子和预测源强

在石油开采、集输过程中有无组织排放，故将非甲烷总烃作为预测因子。

本项目主要污染源调查参数见表 5.1-1。

表 5.1-1 本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

污染源产生工序	预测因子	面源海拔高度/m	污染物排放速率 (kg/h)	面源参数			年排放小时数 (h)
				长度	宽度	高度	
石油开采、集输过程的烃类挥发	NMHC	600	2.59	4000m	2000m	1m	8760

（3）估算模型参数

本项目估算模型参数见表 5.1-2。

表 5.1-2 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		41.6
最低环境温度/°C		-33.8
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（4）预计评价结果

本项目油气集输无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 5.1-3。

表 5.1-3 非甲烷总烃估算模式计算结果表

距源中心下风向距离 D (m)	非甲烷总烃	
	下风向预测浓度C _i (μg/m ³)	占标率P _i (%)
10	34.038	1.70
25	34.162	1.71
50	34.368	1.72
75	34.572	1.73

火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程环境影响报告书

距源中心下风向距离 D (m)	非甲烷总烃	
	下风向预测浓度C _i (μg/m ³)	占标率P _i (%)
100	34.774	1.74
125	34.975	1.75
150	35.174	1.76
175	35.371	1.77
200	35.568	1.78
300	36.337	1.82
400	37.083	1.85
500	37.808	1.89
600	38.513	1.93
700	39.199	1.96
800	39.867	1.99
900	40.119	2.01
1000	40.774	2.04
1000	40.774	2.04
1100	41.417	2.07
1200	42.048	2.10
1400	43.275	2.16
1600	44.458	2.22
1800	45.599	2.28
2000	46.701	2.34
2200	47.768	2.39
2400	42.954	2.15
2600	38.456	1.92
2800	35.199	1.76
3000	32.343	1.62
3100	31.389	1.57
3300	29.695	1.48
3500	28.232	1.41
3700	26.947	1.35
3900	25.809	1.29
4000	25.286	1.26
4200	24.318	1.22

距源中心下风向距离 D (m)	非甲烷总烃	
	下风向预测浓度C _i (μg/m ³)	占标率P _i (%)
4400	23.441	1.17
4600	22.642	1.13
4800	21.909	1.10
5000	21.234	1.06
最大落地浓度	47.794	2.39
最大浓度落地距离	2205m	
D ₁₀ 距源最远距离	—	

由上表可知，本项目无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度为 0.040m/m³，最大浓度出现的距离为下风向 2285m，对周围环境空气的贡献值较小，占标准值的 2%。

本项目运营期为滚动开发建设，拟建采油井全部采用密闭集输工艺。类比火烧山油田平地泉组 H₄¹ 油藏 2016 年加密调整工程竣工环境保护验收报告，项目区非甲烷总烃浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控点浓度限值（4.0mg/m³），井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。另外，由于项目区域扩散条件良好，因此，油田开发后对大气环境质量影响很小。

5.1.3 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响自查表见表 5.1-4。

表 5.1-4 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（） 其他污染物（非甲烷总烃）				包括二次 PM _{2.5} □ 不包括二次 PM _{2.5} ☑	
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	附录 D□		其他标准□	
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑		一类区和二类区□	
	评价基准年	（2018）年					
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据☑		现状补充监测☑	
	现状评价	达标区□				不达标区☑	

污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☒		拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD D ☐	ADMS ☐	AUSTAL 2000 ☐	EDMS/AE DT ☐	CALPUF F ☐	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（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 () h		c _{非正常} 占标率≤100% ☐		c _{非正常} 占标率>100% ☐		
	保证率日平均浓度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：（非甲烷总烃）			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐	
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃）			监测点位数（2）		无监测 ☐	
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐						
	大气环境防护距离	距（ ）厂界最远（0）m						
	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a		NO _x : (0) t/a		颗粒物: (0) t/a		VOCs: (22.66) t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项								

5.2 水环境影响分析与评价

5.2.1 地表水环境影响分析

项目区域内没有地表水系，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ/T2.3-2018），本次评价不对地表水影响进行分析。

5.2.2 地下水环境影响分析与评价

5.2.2.1 区域水文地质条件

本项目行政属于吉木萨尔县。吉木萨尔县从山区分水岭到平原、沙漠构成一个完整的水文地质单元。按区域地下水运动规律，南侧的博格达高山区是地下水的总发源地和补给区，中山带是地下水补给、径流、排泄交替带，砾质平原及北侧的卡拉麦里山低山丘陵是地下水的补给、径流区，细土平原是地下水径流、排泄区，沙漠地带是以蒸发为主的地下水排泄区。具体见图 5.2-1 和图 5.2-2。

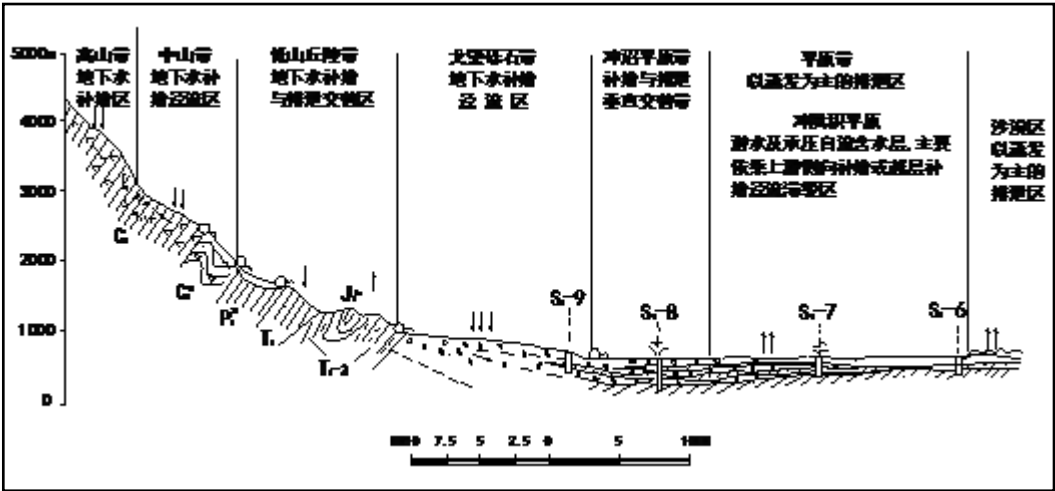


图 5.2-1 吉木萨尔县地下水补给、径流、排泄示意图

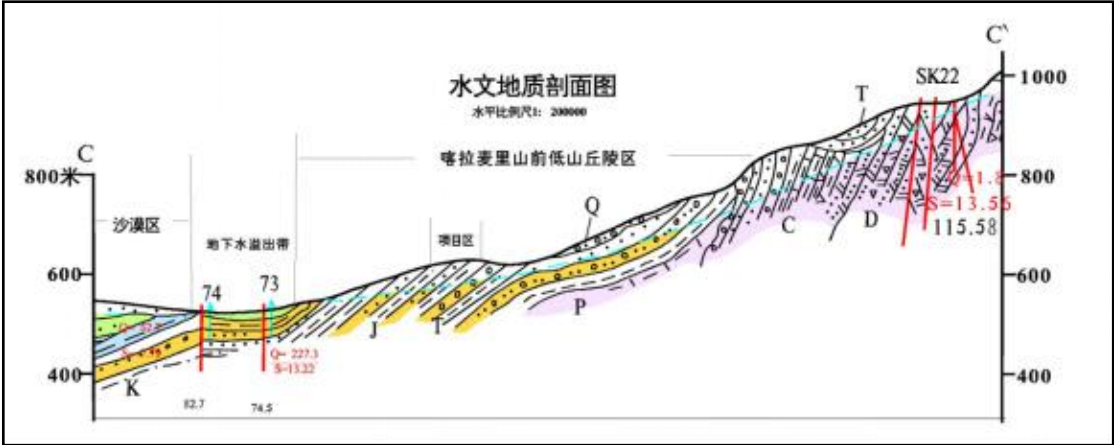


图 5.2-2 五彩湾一带地下水补给、径流、排泄示意图

吉木萨尔县高山区是地下水的总发源地和补给区，中山带是地下水径流、补给区，低山丘陵是地下水补给、径流、排泄的交替带，戈壁砾石带是地下水的补给、径流区，细土平原是地下水径流、排泄区，沙漠地带是以蒸发为主的地下水排泄区，卡拉麦里山前平原区是地下水的补给、径流区。

由于地势、地貌、地层、地质构造的分布从南到北有明显的地带性，所以地

下水的分布也由南向北呈东西向带状分布，并且有不同类型的地下水贮存。高山带以冻结水为主，中山带是构造基岩裂隙水，低山丘陵带为碎屑岩层间裂隙孔隙水，山间盆地及河床砂卵石层主要含潜水，山前戈壁带为孔隙潜水，细土平原和卡拉麦里山前平原为潜水和承压自流水，沙漠区为潜水及承压水。

本工程距五彩湾的距离约为 24km，项目所在区域地下水类型属于碎屑岩类裂隙孔隙承压水，碎屑岩类裂隙孔隙水分布于泉子街盆地北侧以及五彩湾一带的由中生界沉积岩组成的垅岗状低山丘陵区，地下水水量贫乏，单泉流量一般小于 1L/s。地层中硫酸盐矿物易于溶解，水质较差，地下水水化学类型以 HCO₃·SO₄-Ca·Na 型水为主。

项目区地下水水文地质见图 5.2-3。

本项目位于准噶尔盆地东部的火烧山地区，广泛分布有厚度 0~100m 的第四系沉积物，以风积物、冲积物为主，兼有湖型冲积物、残积风积物和化学沉淀物等，岩性主要为松散的细砂层或亚砂土层，不整合地沉积在下覆第三系地层上，由北向南，第四系沉积厚度逐渐增大。

根据区域水文地质资料，本区无潜水层，承压水埋深在 17~45m，含水层上有以泥岩为主的隔水层。

5.2.2.2 施工期地下水环境影响分析

(1) 钻井对地下水影响

本项目采用水基钻井液，钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可有效保护地下水环境不受污染；钻井目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，并且在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井废水循环使用不外排。因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

(2) 生活污水

生活污水中的主要污染物为 COD、SS、氨氮等。由于施工现场分散，生活污水呈面源排放，均散排于施工现场周围。钻井井场设置生活营地，营地内设置防渗蒸发池，生活污水在池内蒸发，待钻井工程结束后防渗蒸发池覆土填埋，防

渗膜由井队回收利用，对周围水环境影响较小。

(3) 管道试压废水

本工程的管道敷设埋深为-1.8m，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成影响的很小。

5.2.2.3 运营期生产废水对下水影响

本项目运营期水污染源为井下作业废水和采出水。

(1) 井下作业废水

井下作业废水主要为洗井废水和压裂返排液。井下作业废水严禁直接外排，采用专用废液收集罐收集后运往火烧山联合站污水处理系统处理，不会对地下水产生不利影响。

(2) 油田采出水

根据开发方案，本项目采出水进入火烧山联合站进行处理，经处理达标后回注油藏，不排入外环境。根据区域水文地质资料，本区无潜水层，承压水埋深在 17~45m，含水层上有以泥岩为主的隔水层。火烧山联合站污水处理系统处理达标后的回注水回注到开采油层，回注油层深度达 1600m，可见，回注油层与地下水处于不同层系，远远超出区域地下水含水层的深度，且回注井在钻井过程中对潜水所在的第四系地层进行了水泥浆固井，一开水泥浆固井深度 200m，水泥浆返至地面，固井深度远远超过了承压水埋深，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，因此，采出水回注对地下水环境基本无影响。

5.2.2.4 事故状态下地下水环境影响分析

(1) 集输管道原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

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。

(2) 井漏事故的泥浆对地下水的影响

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

就钻井液漏失而言, 其径流型污染的范围不大, 发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管(隔离含水体套管)固井后, 继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定, 在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞, 有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用, 使具有多种添加剂的钻井液(特别是混油钻井液)在高压循环的过程中, 从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水, 其风险性是存在的。此外, 钻井时一般使用水基膨润土为主, 并加有碱类添加剂, 在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外, 也使大量的含碱类钻井液进入含水层, 虽然没有毒性, 但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。

因此, 推广使用清洁无害的泥浆, 严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂, 同时严格要求套管下入深度等措施, 可以有效控制钻井液在含水层中的漏失, 减轻对地下水环境的影响。

(3) 油水窜层对地下水的污染影响

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

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象, 在前期不会发生, 待油田开发到中后期时, 废弃的油井、套管被腐蚀破坏, 才可能会对地下水有影响: 废弃油井在长期闲置过程中, 在地下各种复合作用下, 固井水泥被腐蚀, 套管被腐蚀穿孔, 加上只封死井口, 原油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。

(4) 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，井喷污染范围在半径约 300m 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，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

(5) 事故状态下对地下水影响预测

本次评价针对集输管线、油井井壁破裂泄漏对地下水产生的影响进行预测。

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。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。渗漏污染物通过饱水包气带全部进入浅层地下水。

由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，设为石油类在地下水的源强浓度。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017）》III类标准中没有对石油类进行说明，参照《生活饮用水卫生标准（GB5749-2006）》，将石油类污染物浓度标准定为 0.3mg/L。

① 泄漏源强

※ 集输管线

当集输管线发生全管径泄漏，根据伯努利方程进行泄漏量计算，计算公式如下：

$$Q_L = C_d A_r \rho_1 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_0)}{\rho_1} + 2gh}$$

式中： Q_L —— 液体泄漏速率，kg/s；

P —— 容器内介质压力，kPa，设计压力 2500kPa；

P_0 —— 环境压力，kPa，取 101.325kPa；

C_d —— 液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64，取 0.62；

A —— 裂口面积，m²，取 0.01m²；

g —— 重力加速度；

h —— 裂口之上液位高度，m，在此取 0.2m；

ρ —— 泄漏液体密度，kg/m³，在此取 890kg/m³；

根据上述公式计算出该段集输管线发生全管径泄漏时，泄漏速率为 16.84kg/s，事故应急反应时间为 30min，据此计算液体的泄漏量为 30.3t。管线输送为油水混合物，项目区块最低含水率为 50%，集输管线全管径泄漏最大原油泄漏量为 15.15t，按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 1.515t。

※油井井壁破裂发生原油泄漏

本项目单井最大产油量为 3.5t/d，泄漏时间取 1h，其原油的泄漏量为 146kg。

②预测因子

选取油田特征污染物石油类。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级为二级，含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于单井管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：

x 、 y ——计算点处的位置坐标； t ——时间(d)；

$C(x,y,t)$ —— t 时刻点 x,y 处的示踪剂浓度(g/L)；

M ——含水层厚度(m)； m_M ——瞬时注入的质量(kg)；

U—水流速度(m/d)； n_e —孔隙度，无量纲；
 D_L —纵向弥散系数(m²/d)； D_T —横向 y 方向的弥散系数(m²/d)； Π —圆周率；
④参数选取

模型中所需参数及来源见表 5.2-8。

表 5.2-8 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	m_M	瞬时注入的质量	146kg、1515kg
2	t	时间	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	45m
4	u	水流速度	0.29m/d
5	D_L	纵向弥散系数	0.668m ² /d
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	0.0668m ² /d
7	n_e	有效孔隙度	0.12

① 模拟结果

当集输管线发生全管径泄漏、油井井壁破裂发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.2-4、图 5.2-5。

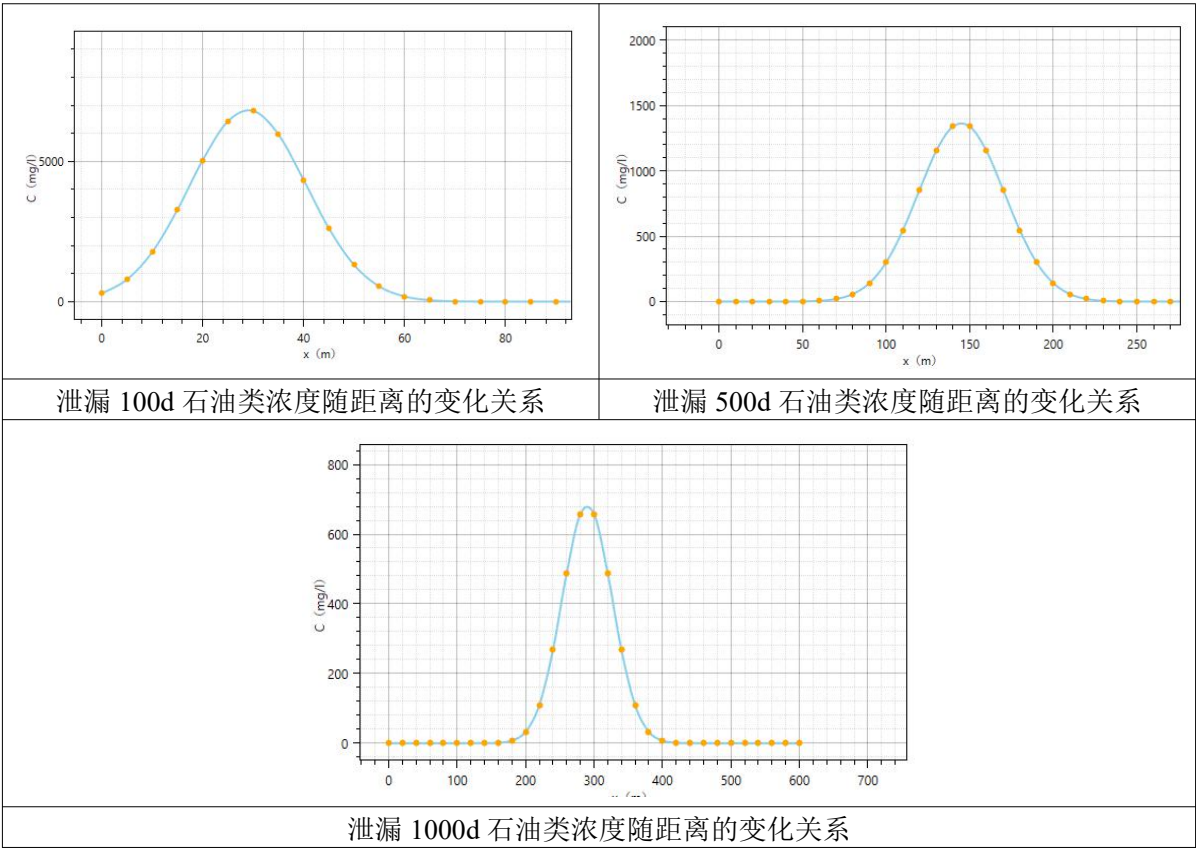


图 5.2-4 集输管线发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

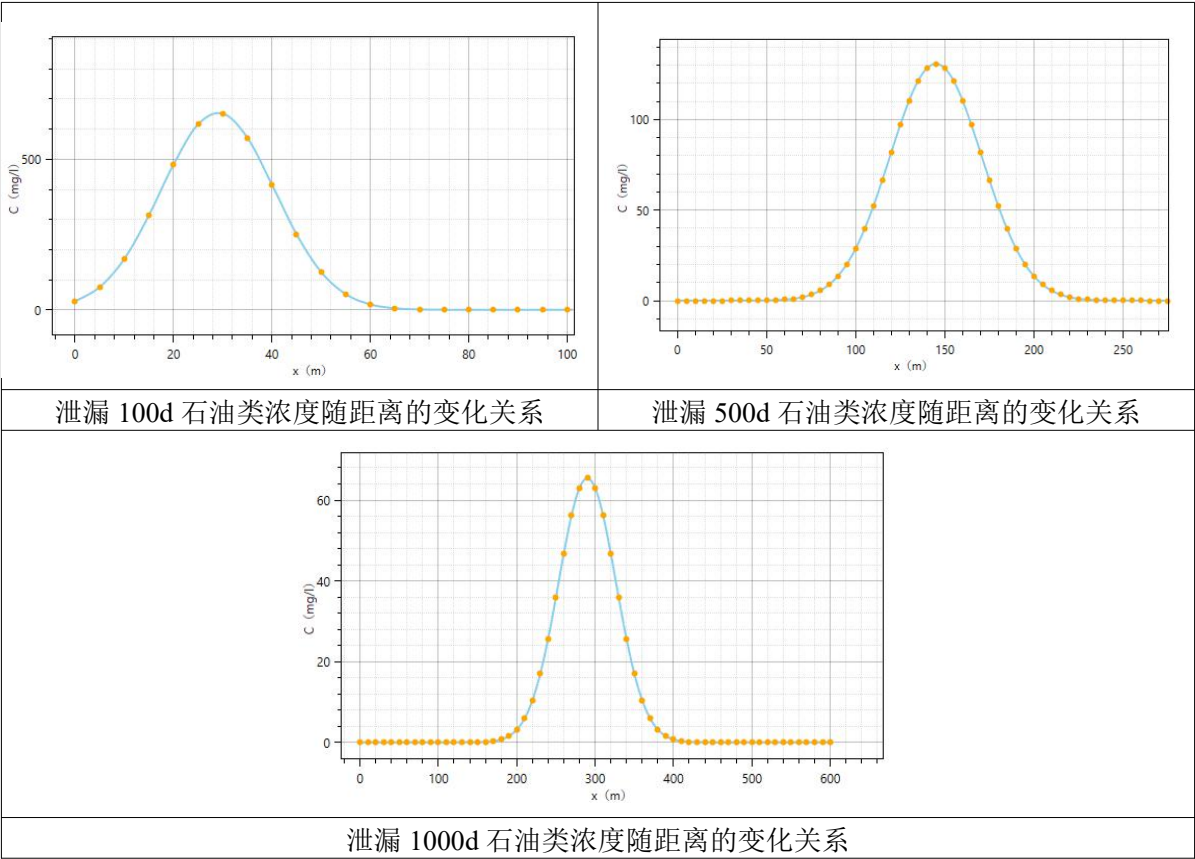


图 5.2-5 油井井壁破裂发生原油泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集输管线、油井井壁破损发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物运移距离分别为 30m、145m 和 290m。对于颗粒较粗，结构较松散、孔隙比较多的风沙土，在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 20cm，项目区地下水埋深约在 17m~45m，泄漏的原油进入地下水的可能性很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.2.2.5 地下水环境影响评价结论

- (1) 本项目施工期钻井废水经“泥浆不落地工艺”处理后循环使用不外排；施工人员生活污水排入防渗蒸发池，待钻井结束后覆土填埋；管道试压废水用于荒漠绿化或道路降尘。施工期对地下水的影响较小。
- (2) 运营期井下作业和采出水经火烧山联合站污水处理系统处理后回注油

藏，对地下水环境很小。

(3) 井喷及输油管道原油泄漏事故对地下水体的影响概率不大，若发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

综上所述，正常生产状况下，施工期和运营期废水均得到了有效的处理处置，不会对地下水环境产生不利影响。

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声，发电机、泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在 80~110dB(A)，地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声，声压级一般在 80~100dB(A)。

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，具体计算公式如下：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中：L_p(r)—距离声源 r 处的倍频带声压级；

L_p(r₀)—参考位置 r₀ 处的倍频带声压级；

r—预测点距离声源的距离 (m)；

r₀—参考位置距离声源的距离 (m)；

预测结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

距场界距离 方位	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
东	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
西	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
南	88.18	68.18	62.16	58.63	54.2	48.18	44.66	42.16
北	75.92	55.92	49.90	46.38	41.94	35.92	32.40	29.90
《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 标准：昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)。								

由预测结果可以看出：

(1) 钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。昼间距离井

场 10m 处，夜间 50m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)的要求。

(2) 昼间施工噪声在 5m 外，夜间施工噪声在 8m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。根据现场调研情况可知，本项目井区周围没有固定人群居住，因此钻井噪声主要对施工人员产生影响，对井场工作人员的生活区（200m 以外）不会产生影响。钻井期噪声随施工结束而消失。

5.3.2 运营期声环境影响分析

本项目运营期噪声源主要为井场中的各类机泵以及井下作业设备噪声。经调查，井场为开放式未设遮挡，计量站设备均在设备间内。故只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009）中所推荐的预测模式，计算式如下：

$$LA(r) = LA(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中：LA(r) —距声源 r 处的 A 声级；

LA(r₀) —参考位置 r₀ 处的 A 声级；

r—预测点距声源距离，m；

r₀—参考位置距离声源距离，m；

(2) 噪声源源强及分布

项目噪声源为各类机泵等，噪声源强在 80dB(A)～90dB(A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按 20dB(A) 计，其运行噪声不高于 70dB(A)。项目工程主要噪声源强距厂界距离见表 5.3-2。

表 5.3-2 项目主要噪声源强至厂界距离

噪声源		各源强叠加后 噪声值	基础减震后噪 声值	厂界方位	噪声源至厂界 距离 (m)
井场	机泵	85	65	东厂界	17
				南厂界	17
				西厂界	17
				北厂界	17

(3) 预测结果

根据以上公式，预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见表 5.3-3。

表 5.3-3 厂界噪声贡献值预测结果 单位：dB(A)

预测点编号	预测点位置	本项目贡献值	评价标准	评价结果
井场	东厂界	40.4	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	40.4		达标
	西厂界	40.4		达标
	北厂界	40.4		达标

生产运营期井场正常生产时噪声很小，运营期噪声主要来自井场抽油机泵等产生的噪声，对背景噪声的贡献较小。且本项目位于戈壁荒漠，周边 200m 范围内无固定居民居住，根据上述预测井场和计量站的厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.3.3 服务期满后声环境影响分析

本项目服务期满后，由于井架拆除过程中会产生一定的施工噪声。施工噪声主要可分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成，如挖土机械、升降机等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆卸模板的撞击声等，多为瞬时噪声。

本项目井区周围没有固定人群居住，因此项目施工对场区周围声环境质量影响不大。

5.4 固体废物环境影响分析与评价

5.4.1 施工期固体废物影响分析

本项目施工期固废主要是钻井废弃泥浆和岩屑、施工弃土和生活垃圾。

5.4.1.1 废弃钻井泥浆和岩屑

经调查，项目钻井期使用的泥浆为坂土-CMC 钻井液+钾盐聚合物钻井液+聚合物钻井完井液体系为环保水基泥浆，未添加碘化物，根据《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》（新环发[2016]360 号），本项目废弃泥浆、岩屑属于非碘化类水基泥浆，为一般工业固体废物。

本项目钻井采用“泥浆不落地技术”，钻井泥浆循环使用，完井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。钻井岩屑堆放在临时堆放场，堆放场地有围堰、防渗措施，岩屑经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T

3997-2017) 中综合利用污染物限值后用于铺垫井场, 对环境影响较小。

5.4.1.2 弃土、生活垃圾

本项目施工期管线施工产生的弃土回填在管堤上, 并实施压实平整水土保持措施, 不产生集中弃土。施工期生活垃圾集中收集后, 定期清运至火烧山固废堆存场卫生填埋, 不会对周围环境产生影响。

5.4.2 运营期固体废物影响分析

油田生产过程中产生的固体废物主要是落地原油和油泥(砂)。

根据《国家危险废物名录》(环境保护部令第 39 号), 油田生产运营过程中产生的落地原油、含油污泥作为废矿物油类, 属于危险废物(废物类别 HW08)。

表 5.4-1 本项目危险废物具体名录

危险废物名称	废物类别	行业来源	废物代码	危险废物	危险特性
油泥(砂)	HW08 废矿物油与 含矿物油废 物	石油开采	071-001-08	石油开采和炼制产生的油泥和油脚	毒性 T 易燃性 I
		精炼石油 产品制造	251-003-08	石油炼制过程中隔油池产生的含油污泥, 以及汽油提炼工艺废水和冷却废水处理污泥(不包括废水生化处理污泥)	毒性 T
落地原油		精炼石油 产品制造	251-001-08	输送设施过程中产生的油/水和烃/水混合物	毒性 T

(1) 落地原油

本项目运营期井下作业、修井作业时会产生落地原油。经调查, 井下带罐作业, 井口排出物全部进罐, 运营期修井作业用防渗膜铺垫井场, 做到原油 100% 不落地, 一旦落地原油收集后拉运至火烧山联合站, 定期委托有资质单位回收处置。

井喷、井漏及管线泄漏等事故状态下产生的落地油, 会破坏周围区域的土壤, 使土壤中石油类的含量超标, 土壤板结, 并使区域内的植被遭到破坏。因项目区处于干旱少雨的荒漠地带, 以及土壤对石油分子的托顶作用, 土壤中石油类污染物大多集中在 0~20cm 的表层, 最大下渗一般不会超过 1m。原油落地后收集的原油和受侵染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》(2016 本) HW08 废矿物油和含矿物油废物, 送至火烧山联合站暂存, 交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置, 不会对区域环境造成不利影响。

(2) 含油污泥

本项目井场不产生含油污泥，运营期采出液依托火烧山联合站处理过程中会生产含油污泥。含油污泥由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司负责转运、接收和无害化处理，

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

5.4.3 退役期固体废物环境影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.5 生态环境影响分析

5.5.1 对生态环境影响的途径

本项目开发过程包括钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输工程及相应的配套设施建设工程。油田开发占地面积大，一般为网状布局，不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的污染和破坏。

5.5.1.1 生态环境影响类型

(1) 占地对地表土壤、植被影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站、道路等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境

中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

（2）污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源弱小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

（3）系统重建

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统，较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

5.5.1.2 生态环境影响因素

环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油田开发工程（钻井、地面基本设施建设、配套设施和道路建设等）、油田内部油气集输管道工程等诸多方面分析环境影响因素。

（1）钻井

本项目新钻井数 53 口，井场的平整会产生土方；钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境带来不利影响。在井场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，场地平整所产生的土方随地势进行处置，尽可能填入低洼地带；井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地洒落，完井后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用，可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

（2）管线修建

管道修建中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土

地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目新建各类管线（均为油田内部集输管网）40.06km，施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

生态环境影响因素见表 5.5-1。

表 5.5-1 生态环境影响因素

工程活动	主要影响
钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀。
道路建设	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、施工过程对道路两侧植被和土壤产生不利影响。
井场建设	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2、施工过程对四周植被和土壤产生不利影响。

5.5.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

（1）永久性占地区域

井场永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

（2）临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保证的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

5.5.2 对植被的影响分析

本项目钻井工程、集输管道工程是造成植被破坏的主要原因，其中以钻井工程和管道建设的影响最为显著。

5.5.2.1 工程占地对植被的影响及生物量损失

油田开发过程中的占地包括井场、管道等占地，对植被的影响主要表现在施

工期,主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

本项目对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响下表 5.5-2。

表 5.5-2 评价区域占地类型及生物量损失

植被类型	占地类型	工程内容	占地面积（hm²）	生物量损失（t/a）	影响时间（a）
荒漠戈壁	永久占地	井场	22.32	16.74	永久
	临时占地	井场	25.44	19.08	3-5
		管线	40.06	30.045	3-5
合计			87.82	65.865	——

在油田开发过程中土地被扰动,地表植被基本被毁。在投入运营后,其中有部分地表土地被永久占用,地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余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变化。地表保护层被破坏后,其稳定性下降,防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油田开发过程中临时占地面积为 65.5hm²,永久占地面积为 22.32hm²。在油田开发初期的 3~5 年中,荒漠植被破坏后不易恢复,因而使得 65.5hm² 荒漠土地基本没有植物初级生产能力,生物损失量约为 49.125t/a,当临时性占地的植被得到初步恢复后,这种损失将会逐渐减少。

5.5.2.2 管线修建对植被的影响

集输管线的建设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道建设中管沟部分的植被被彻底清除,而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的集输管线管径较小,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,植物会逐渐自然恢复。

5.5.2.3 人类活动对植被的影响

项目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形成次生荒漠化。但评价区植被分布不均匀,因此,人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

5.5.2.4 突发性事故对植被的影响

项目开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和含油污水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价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，植物死亡率就越高，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，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

5.5.3 对野生动物影响分析

油田开发建设对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源的减少。

5.5.3.1 施工期对野生动物的影响

井场构筑物建设、管道敷设及道路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和生活基地等人员活动较多的区域。

5.5.3.2 运营期对野生动物的影响

本项目开发区内广泛分布于沙质荒漠，植被盖度低，植物种类多为以梭梭建群种的小半乔木荒漠植被。由于干旱和食物短缺，加上区域内乔灌木植被少，难以给野生动物提供栖息及躲藏之地，大型野生动物分布较少，仅以啮齿类动物的活动痕迹较为多见。再加上区内近年来油气田勘探开发，油田公路修建，人为活动频繁，所以野生动物种类分布较少，大型哺乳动物种类更少，基本上没有区域特有种分布。因此，本项目运营期不会对野生动物产生明显影响。

5.5.3.3 退役期对野生动物的影响

退役期内，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除抽油机械设置，截去地下 1m 管头，清理场地，并立警示标志。

占地范围具备植被恢复条件的，应将井场水泥平台或砂砾石铺垫清理，不具备植被恢复条件的区域，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。同时将井口水泥底座改造成牲畜的饮水槽，既防止沙化，又可以给野生动物提供饮水渠道。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.5.3.4 对受保护野生动物的影响

通过实地调查结合资料收集，评价区可能出现的国家Ⅱ级重点保护野生动物 3 种，分别为鹅喉羚、棕尾鵟、大鵟，可能出现的国家Ⅰ级保护动物为蒙古野驴。

（1）对保护鸟类的影响

棕尾鵟、大鵟均为猛禽。猛禽的活动能力强、活动范围广，常在高空盘旋觅食，能够及时避开工程建设和运营的不利影响。本项目实施区域生境单一，视野开阔，猛禽能及时发现各类威胁，从而有效躲避危害。评价区出现猛禽数量极少，由于这些鸟类的飞行高度较高，并且生性机警，听觉和视觉敏锐，稍有声响，立刻逃遁，工程建设和运营对上述鸟类影响较小。本工程所在区域地势开阔，荒漠连片分布，鸟类有足够的栖息空间，工程对受保护鸟类的影响总体较小。

（2）对保护兽类的影响

工程运营期间对受保护兽类的影响主要是植被破坏造成的兽类现有或潜在栖息地损失。

根据《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区综合科学考察报告》，评价区内有分布的受保护兽类为鹅喉羚，在 2015 年鹅喉羚夏季与秋季的分布情况

(图 5.3-1) 中可以看到, 鹅喉羚种群的调查监测发现位点比较分散, 在卡山保护区内的分布范围也更广。在夏季鹅喉羚种群主要分布在卡山保护区的中部、北部及东部等处, 而在秋季主要种群则向卡山保护区的南侧迁移。部分种群会在评价区附近活动。

根据调查结果, 鹅喉羚在秋季可能出现在评价区周边进行正常栖息活动。建设单位在施工场所醒目处设置“自然保护区, 注意保护”等告示牌, 提醒施工人员依法保护野生动物。由于本项目区周围野生动物活动的频率较高。施工过程中若发现受伤、病残饥饿、受困、迷途珍稀野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所的应及时采取保护, 并联系当地的相关主管部门, 不得随意惊吓、追赶、捕猎、宰杀野生动物。确保设施正常运行, 避免噪声惊扰野生动物。

根据《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区综合科学考察报告》, 在 2015 年夏季及秋季蒙古野驴调查监测数据中(图 5.3-2), 可以发现, 在夏季蒙古野驴主要分布在卡山保护区北部及中部的喀木斯特、齐巴罗伊等处, 这主要是因为夏季气温较高, 蒙古野驴对于水源地的趋向性更为明显。秋季蒙古野驴的主要分布区域, 主要是卡山保护区散巴斯陶以南的区域, 尤其是向卡山保护区南侧的迁移现象十分明显, 这主要是因为随着秋季气温的逐渐降低, 蒙古野驴逐渐向南侧的“越冬地”进行移动。根据以往蒙古野驴种群的调查研究等, 卡山保护区阿勒泰站南侧及昌吉站管辖的区域一直是蒙古野驴最重要的越冬地。

根据调查结果显示, 评价区不是蒙古野驴分布区域, 工程对蒙古野驴迁移及活动基本无影响。

5.5.4 对土壤的影响分析

对土壤质量的影响主要为人扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

5.5.4.1 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, 主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层, 翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下, 土壤形成了层状结构, 表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后, 表层土被破坏, 改变土壤质地。管道开挖和回填过程中, 会对其土壤原有层次产生扰动和破坏, 影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位, 土壤层次

变动最为明显。

根据国内外有关资料,管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放,分层覆土的措施下,土壤的有机质将下降 30%~40%,土壤养分将下降 30%~50%,其中全氮下降 43%左右,磷素下降 40%,钾素下降 43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土,管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

5.5.4.2 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中,车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的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)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实,严重的经过多次碾压后植物很难再生长,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。

5.5.4.3 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、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布,所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间,开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压,使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏,使风蚀荒漠化的过程加剧;在单井管线的敷设过程中,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。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏,下层的粉细物质暴露在地层表面,在风力的作用下,风蚀量会明显加大,这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移,风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式,管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内,管沟边堆起一道临时土垄,在大风状态下易发生风力侵蚀,即使在堆土回填后风蚀量会有所减少,但地表仍为疏松地带,需要一个较长的恢复阶段。

5.5.4.4 事故状态下对土壤环境的影响

(1) 井喷

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

(2) 集输管线泄漏

若本项目集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；等查漏发现后，可能已造成大面积土壤环境的污染。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：输油管道泄漏事故发生后，非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）。

5.5.5 对荒漠生态景观变化的影响分析

本项目开发区的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。项目区内景观的控制性组分是荒漠植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区荒漠景观的稳定性较低。

本项目开发过程中永久性占地面积为 22.32hm²，原地表被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中减少了 22.32hm²。对于整个油田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的

比例极小。

5.5.6 对土地利用变化的影响分析

根据土地利用类型图可以看出：油田区域建筑从开发前的未经建设到开发后的不断建设，占用了部分戈壁、工矿和交通用地。主要是油田地面建设工程占地，包括井场、集输管线等。本项目建成运营后，将有 22.32hm² 的土地被永久占用，油田开发区域内的土地利用类型在油田开发前后有一定的变化，土地利用类型主要由戈壁、工矿和交通用地变为建筑、道路用地，但变化幅度很小。因此油田开发建设不会对该区域内的土地利用类型造成较大影响。

5.5.7 生态系统结构和功能完整性影响分析

本项目开发区的基质为单一荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和抵御干扰的柔韧性较差。在油田开发如井场、管线和道路等的建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

根据项目区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性状况划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。项目区域生态系统完整性等级见表 5.5-4。

表 5.5-4 本项目区域生态环境完整性等级表

标准		生态系统完整性					项目 区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或几乎没有指示植物死亡	一般草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构	没有或几乎没有	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
	生物量和密度						
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	<1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	适度
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差

标准		生态系统完整性					
		高	好	适度	差	恶化	项目区域
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况						
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所替代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	差
	斑块连续性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好

从上表可以看出，项目评价区域生态完整性受本项目的影晌较小。项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；

本项目建设区域占地类型主要为戈壁、工矿和交通用地，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。由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.6 环境风险评价

本项目的环境风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）规定，对环境风险进行简单分析，评价的基本内容主要包括风险调查、环境敏感目标概况、环境风险识别、环境风险分析、环境风险防范措施及应急要求、分析结论等。

5.6.1 风险调查

对照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C.1.1 中，本项目钻井和开采过程中涉及的危险物质主要是石油、天然气和硫化氢气体，硫化氢气体仅在井喷时产生，井场不存在该物质。石油和天然气主要存在于输油管线内，本项目不设储油罐，环境风险源辨识结果见表 5.6-1。

表 5.6-1 危险物质与临界量比值

物质名称	危险单元	临界量	最大存在总量	Q	是否构成重大危险源	备注
油类物质（矿物油，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）	输油管线	2500t	189t	0.0756	否	54口油井，单井产能3.5t/d，计算最大存在量189t/d
天然气（石油气）		10t	6t	0.6	否	气油比51m ³ /t, 密度0.6225
硫化氢	钻井井场	2.5t	0	0	否	/

临界量：对照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录B.1中第381号和第284号。

5.6.2 环境敏感目标调查

本项目所在区域为戈壁地区，干旱少雨，评价范围内无地表水体。当物料发生泄漏时应保护区域内土壤和地下水环境质量维持现有状况，不因本项目的风险事故而发生较大变化。项目区评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区。项目区周边主要分布的环境敏感目标为卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区、五大高速。环境敏感目标与项目区的相对位置及距离见表 5.6-2。

表 5.6-2 环境敏感目标及分布

序号	环境要素	环境敏感目标	与项目区相对位置	环境保护要求
1	生态	卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区	以北约5.1km	防止生态破坏
2	公共设施	五大高速	以东约2.6km	防止破坏

5.6.3 环境风险识别

5.6.3.1 物质危险性识别

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）识别出本项目危险物质为原油和天然气，详见表 5.6-3。

表 5.6-3 本项目危险物质风险识别表

类别	项目	原油	天然气
理	外观及性状	黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体	无色无臭的气体

火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程环境影响报告书

类别	项目	原油	天然气
化 性 质	组分	主要成份为芳香族烃的混合物	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷、二氧化碳、氮气等
	分子量	——	——
	密度(kg/m ³)	884.9	——
	熔点/沸点(°C)	-/500	-182.6/-161.5
	闪点(°C)	120-330	-188
	饱和蒸汽压(kPa)	46.4	53.2
燃 烧 爆 炸 危 险 性	活泼性	Nr=0	
	溶解性	不溶于水，溶于多数有机溶剂	微溶于水，溶于乙醇和乙醚
	危险性类别	第3.2	第2.1
	闪点/引燃温度(°C)	-6.6~32.2/280~380	
	爆炸极限(vol%)	1.1-8.7	5-14
	稳定性	稳定	稳定
	燃烧热值(kJ/kg)	43995.5	
	危险特性	其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。	能与空气形成爆炸性混合物。遇明火有燃烧爆炸危险，与氢、氯等接触会发生剧烈的化学反应。
	灭火方法	泡沫、干粉、二氧化碳、砂土	
毒 理	毒性	LD50: 500-5000mg/kg(哺乳动物吸入)	——
	健康危害	稀油中的烷烃成分可影响人的神经系统，引起神经系统功能紊乱，胃肠道发病率增高，机体抵抗力下降等症状。人的皮肤长期接触稠油，可造成外皮脱脂、皮肤裂口、刺激疼痛。稠油还可对人的眼睛、口腔黏膜产生刺激作用，甚至造成黏膜出血、萎缩。	天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废。
急救	皮肤接触	脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。	——

类别	项目	原油	天然气
措施	眼睛接触	立即提起眼睑，用流动清水冲洗。	一般不需特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜。
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，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	误服者给充分漱口、饮水、就医。	——
	泄漏处置	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸汽，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。	迅速撤离泄漏区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员佩戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生大量废水。如有可能，将泄漏出气用排风机送至空旷地方或装适当喷头烧掉。也可将泄漏容器移至空旷处，注意通风。泄漏容器要妥善自理修复、检验后再用。

5.6.3.2 生产系统危险性识别

根据工程内容，结合油田项目的风险经验分析，项目可能发生风险事故的单元为井场、输油管道。

①井场危险性识别

井喷事故风险：井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、气、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

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，如钻井液漏失、油气上窜造成地下水污染等。

②输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的油气溢出，对周围环境

造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

5.6.3.3 环境风险类型及危害识别

(1) 环境风险类型识别

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险性，主要包括以下几方面的内容：

①中毒危险性

天然气中甲烷、乙烷属于单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。发生井喷、管道泄漏事故时可能造成烃类气体的蔓延，造成窒息的危险。

②火灾危险性

当原油等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

③爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次，受压容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。此外，本工程中的二氧化碳注入管道、泡沫剂注入管道和注汽管道均为高压设施，最高工作压力可达到 7MPa 以上，如果系统不畅造成超压，或因材质缺陷、制造质量差，以及安全阀失灵等，可能发生物理爆炸。

④挥发及泄漏危险性

本工程正常生产过程中，原油是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

⑤其他危险性

此外，工程危险性特征化包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

(2) 有毒有害物质扩散途径识别

本项目在生产作业过程中涉及到的物料主要为原油和天然气，各物料在采油（气）、集输、处理过程中具有温度高、压力大、操作条件要求苛刻等特点，在外界因素的破坏下，生产和输送设施具有发生物料泄漏、火灾、爆炸等突发性风险事故的可能性。发生泄漏的油气可通过地表土壤下渗，随着扩散程度存在污染地下水的可行性；如泄漏物质遇到明火，造成火灾或爆炸，产生的次生污染（CO、烟尘）存在污染局部环境空气质量的可能性。

5.6.4 环境风险事故情形分析

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 F 中液体泄漏公式计算集输管线泄漏事故状态的泄漏量。

柏努利方程计算液体泄漏速度 Q_L ：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中： Q_L —液体泄漏速度，kg/s；

C_d —液体泄漏系数，取值 0.62；

A —裂口面积，0.01m²；

ρ —泄漏液体的密度（890kg/m³）；

P —容器内介质压力，取 2500kPa；

P_0 —环境压力，取 101.325kPa；

g —重力加速度，取值 9.8m/s²；

h —管线裂口之上液位高度，取 0.2m。

目前国内石油化工企业事故反应时间一般在 10-30min 之间。最迟在 30min 内都能作出应急反应措施，包括切断通往事故源的物料管线，利用泵等进行事故源物料转移等。本项目事故应急反应时间按照 30min 计算。

本次评价预测单井集油管线发生泄漏情景。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）中有关液体的泄漏公式进行确定：液体泄漏速率 Q_L 用柏努利方程计算，假设液体在喷口内无急剧蒸发，求出管线发生泄漏时的泄漏速率 Q_L 为 16.84kg/s。假设连续泄漏 30min 后可有效得到控制，则管线泄漏量为 30.3t。管线输送为油水混合物，项目区块最低含水率为 50%，集输管线全管径泄漏最大原油泄漏量为 15.15t。

5.6.5 环境风险影响分析

5.6.5.1 原油泄漏影响分析

根据源项分析，集油管线的原油泄漏量为 15.15t。假定发生泄漏，泄漏的液体无蒸发，并已充分蔓延、地面无渗透，则根据泄漏的液体量和地面性质计算最大池面积：

$$S = \frac{W}{H_{\min} \rho}$$

式中：S—最大池面积，m²；

W—泄漏的液体量，kg；

H_{min}—最小油厚度，最小油厚度取 0.025m（粗糙地面）；

ρ—油的密度，810kg/m³；

由上述公式计算得出：集油管线中油品泄漏后漫流面积为 748m²。影响范围内的植被、土壤、大气将受到不同程度的影响，需采取相应措施进行恢复。

（1）对土壤的影响

油品泄漏对土壤环境的影响是比较显著的。泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，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。泄漏到土壤中的原油对环境的污染将受到物理分散作用的影响。原油沿土壤表面横向散开会增大污染面积，但同时将有助于低分子量的烃类挥发。由重力和毛细管力引起的垂直渗透作用会妨碍蒸发，减少生物降解的可利用养分，而且可能引起地下水的污染。

本项目集油管道油品泄漏事故状态下，相当于向土壤中直接注入原油。泄漏的原油进入土壤中后，会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。直观的管道油品泄漏，若不及时处理，会在短时间内导致泄漏区域的大面积污染，而当小量的隐性泄漏发生时，在泄漏初期由于泄漏的油量少而不易被发现，等查漏发现后，往往已造成大面积污染，所以，需要加强集输管道的检测，及时避免这一类小量的隐性泄漏事故。

（2）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份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对事故区附近的植被将产生灾害性影响。

①接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

②间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

（3）对地下水的影响

本项目属油藏开发项目，事故状态对地下水的影响主要表现在油水混输管线的泄漏。

根据设计方案，集输管线敷设在地表以下 1.8m，只有发生泄漏事故才有可能影响到地下水。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管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泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。

①原油采出水对地下水的影响

当采出水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，采出水在 14d 可到达地下水浅水含水层。因此建设单位需加强管线的巡检工作，一旦发现管线穿刺等问题立即关闭进出阀门，及时对管线进行修补，随后对污染土壤进行挖除，以减少采出水下渗对区域地下水的影响。

②石油类对地下水的影响

各种土壤的不同土层对石油类均有着吸附能力。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。所以油品泄漏将迅速沿土壤下渗，到达紧实层后下渗缓慢，影响地下水的的天性不大。在事故发生后，建设单位会组织专门力量进行污染物的清除工作，会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浅水的可能性较小。

总之，做好管线安全监测及处理泄漏事故的应急方案是减少污染物排放、保护土壤和地下水环境的最佳方法。在管线泄漏事故状态下若能尽快关闭进出阀门，缩短油品泄漏时间，则可大大减少油品泄漏量，将事故状态下原油及采出水泄漏对地下水环境的影响控制在最小程度。

5.6.5.2 火灾影响分析

根据事故状态排放模式，预测集输管线原油燃烧后在不同气象条件下下风向轴线不同距离处污染物浓度。预测结果见表 5.3-2。

表 5.3-2 原油火灾事故次生污染 CO 和烟尘环境影响预测结果

预测因子	阈值名称	浓度阈值 (mg/m ³)	最大影响范围			
			D/0.5	D/6.2	F/0.5	F/6.2
CO	半致死浓度 (LC ₅₀)	2069	14.3	33.7	20.0	84.4
	伤害浓度 (IDLH)	1700	16.0	34.3	22.0	88.2
	最高容许浓度 (MAC)	30	104.4	403.5	121.4	521.3
	环境空气质量影响范围	10	150.6	758.7	160.8	546.7
烟尘	最高容许浓度 (MAC)	8.0	95.8	355.3	113.5	515.1
	环境空气质量影响范围	0.15	259.0	982.7	246.9	593.1

由上表预测结果可以看出，发生火灾事故时，次生污染物 CO 超 LC₅₀ 的最

远距离为 84.4m，超 IDLH 的最远距离为 88.2m，超 MAC 的最远距离为 521.3m，在 546.7m 处环境质量达标；烟尘超 MAC 的最远距离为 515.1m，在 593.1m 处环境空气质量达标。在半致死浓度范围内无常驻居民。

5.6.5.3 井喷风险事故分析

钻井过程中，当地层与井眼的系统压力平衡遭到破坏，地层流体失去井筒喷出地面，即发生井喷。对于可能发生的井喷情况，若无法借助井控设备采用常规方法对天然气进行有效控制，则出现敞喷势态，即井喷失控。井喷失控一方面将导致大量的天然气资源受到严重破坏；另一方面，当天然气在空气中浓度达到爆炸极限，遇火便会发生爆炸、燃烧，酿成火灾，造成人员伤亡，污染自然环境。因此，井喷危害主要表现为：井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人，并对周围环境造成影响。

火烧山油藏天然气主要成分为甲烷，硫化氢检测浓度小于 10ppm。由于甲烷摩尔质量 16 低于空气 29，属于轻质气体，随着时间的推移，扩散到空气中的甲烷会迅速上浮，不会在地面形成稳定气团，不会对居民的健康、生命造成影响，但有突出的温室效应。

根据现场调查，项目 500m 范围内无居民点，符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2004）：在工程上，天然气从井口喷出后有自动点火装置，若井场自动点火装置失灵，也可以用点火枪远距离实施点火；从井涌至井喷至少要 20min，足够周边工作人员安全撤离。

5.6.6 环境风险防范措施和应急要求

5.6.6.1 风险事故防范措施

（1）井喷预防措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但在预防措施上还应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

1) 在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，

且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

2) 起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

3) 作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次提下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

(2) 钻井、井下作业事故防范措施

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

2) 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油层钻进过程中，每班进行一次防喷操作演习。

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

4) 在井架、井场路口等处设风向标，发生事故时人员迅速向上风向疏散。

5) 按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

6) 钻开目的层后提下钻操作要平稳，减小井底压力激动，避免井漏及井喷事故发生。快速钻穿目的层，提高裸眼井段电测一次成功率，快速完井。

7) 钻井、井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地油产生，而泄漏物料和落地原油应及时回收、妥善处置。

(3) 集输系统风险防范措施

1) 施工阶段的事故防范措施

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。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

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

③建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

④按施工验收规范进行水压及密闭性试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

2) 运行阶段的事故防范措施

①在集输系统运行期间，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。

②加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

③定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

④定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理。

⑤加大巡线频率，提高巡线有效性，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

⑥按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑦完善各井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

3) 管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥提高管道巡检人员技术水平，细化巡检范围和职责，确保巡检通讯畅通，在及时发现管道事故隐患的同时能够迅速采取措施减少或避免事故隐患发生。

⑦对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

5.6.6.2 应急处置要求

（1）井喷事故

一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集处理，运送到专门的固体废物处理场进行处理。

事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收，收集的废油运至火烧山联合站原油处理系统处理。

（2）油气泄漏

①发现管线、阀门、法兰等泄漏，应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏，并立即切断油气来源。容器内部有压力时，对于容器和其连接的进出口管线、接口和第一道阀以内，不得进行修理、焊接、紧固，特殊情况需要带压紧固等必须由使用单位经现场评价后制定检修方案和应急方案，现场请示应急指挥小组并落实好安全措施后，方可作业。

②泄漏事故发生时，在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备，划定危险区域。

③若泄漏量很大，工艺操作人员迅速切断泄漏点，不能切断的要采取停车工艺处理。

④事故发生后，应根据现场实际状况和风向划定警戒区域，用警戒绳圈定，警戒线内人员必须都佩戴安全防护用具。

⑤严重泄漏事故岗位人员应立即向厂调度及消防队、急救中心等部门报警求救，同时通知临近事故点人员进行必要的防护和撤离。

⑥单井罐一旦发生原油泄漏事故，应利用接转站配备的消防砂、消防锹等设施迅速构筑围堰，再用防爆泵将原油转移至事故罐内，迅速将污染的土壤和砂土收集起来，转移到安全地带，最终交由有资质单位进行无害化处置。

（3）火灾、爆炸事故

①火灾爆炸发生后，岗位人员报火警（119），并及时向生产调度报告，生

产调度报告应急小组指挥部领导，并向毗邻单位提出安全防范要求。

②值班调度电话通知应急救援组织机构组长，应急救援组织机构启动应急救援预案，迅速拉响火警报警器。

③事故点当班负责人立即通知停止输油、输气、卸油等相关操作，只有在消防人员的保护下才能进行转、倒油等工艺处理。

④设置警戒区域，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾或爆炸而造成不必要的损失和伤亡。

⑤进入现场的人员必须佩带或使用安全防护装备和穿好防火服。

⑥根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至 600m 之外，防止火灾燃烧中 CO 和烟尘超标对人体的危害。

⑦组织环保分析专业人员负责对各个重点部位土壤、环境空气进行实时监测，及时上报检测结果，方便应急小组决策。

5.6.6.3 应急预案

根据属地管理原则，按照有关法律法规，参与相关单位及当地政府相关的管理部门应形成综合应急体系，形成联动，当发生事故时，根据《准东采油厂突发环境事件应急响应预案》（备案号：652327-2017-03）及其各专项应急预案，及时通知相关机构；视事故地点、规模、危害等，启动相应的应急预案，形成群防群治的应急联动机制，依靠各方的力量，将事故造成的危害降低到最低程度。

5.6.7 分析结论

本项目设计中严格执行各种安全标准、规范，采取完善的安全措施，可有效地防止火灾、爆炸、泄漏、井喷等事故的发生。本项目的环境风险在可接受范围之内。

本项目环境风险评价等级为简单分析，项目环境风险自查见表 24。

表 24 建设项目环境风险评价自查表

工作内容		对项目进行环境风险调查与评价，并提出相应的预防与应急处置措施。								
风 险 调 查	危险物质	名称	石油	天然气						
		存在总量	189t	6t						
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 <u>10</u> 人				5km 范围内人口数 <u>50</u> 人			
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大） <u>10</u> 人							
		地表水	地表水功能敏感性		F1 口		F2 口		F3 口	
			环境敏感目标分级		S1 口		S2 口		S3 口	
		地下水	地下水功能敏感性		G1 口		G2 口		G3 口	
			包气带防污性能		D1 口		D2 口		D3 口	

火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程环境影响报告书

物质及工艺系统 危险性		Q 值	Q<1 ☒	1≤Q<10 ☐	10≤Q<100 ☐	Q>100 ☐	
		M 值	M1 ☐	M2 ☐	M3 ☐	M4 ☐	
		P 值	P1 ☐	P2 ☐	P3 ☐	P4 ☐	
环境敏感程度		大气	E1 ☐	E2 ☐	E3 ☐		
		地表水	E1 ☐	E2 ☐	E3 ☐		
		地下水	E1 ☐	E2 ☐	E3 ☐		
环境风险潜势		IV ⁺ ☐	IV ☐	III ☐	II ☐	I ☒	
评价等级		一级 ☐		二级 ☐	三级 ☐	简单分析 ☒	
风险 识别	物质危险性	有毒有害 ☒			易燃易爆 ☒		
	环境风险类型	泄露 ☒		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☒			
	影响途径	大气 ☒		地表水 ☐	地下水 ☒		
事故情形分析		源强设定方法	计算法 ☐	经验估算法 ☐	其他估算法 ☐		
风险 预测 与 评价	大气	预测模型	SLAB ☐	AFTOX ☐	其他 ☐		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围____m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围____m				
	地表水	最近环境敏感目标____，到达时间____h					
	地下水	下游厂区边界到达时间____d					
		最近环境敏感目标____，到达时间____d					
重点风险防范措施		安装防喷器和控制装置					
评价结论与建议		本项目无重大危险源，在风险防范措施和应急预案落实到位后，环境风险处于可接受水平					

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 钻井过程

钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施。

(2) 地面施工

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度 $<40\text{km/h}$ ）。

②粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。

③优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

④施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

(1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，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。

(3) 对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。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。

6.1.3 退役期大气污染控制措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工

操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散。

6.2 水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

(1) 施工期废水主要有管道试压废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，用于周围沙漠植被的绿化，可起到改善生态环境作用。

(2) 目前油田钻井队均设置了移动旱厕，生活污水均排入移动旱厕。施工结束后，原地覆土填埋。

6.2.2 运营期废水防治措施

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水。

(1) 井下作业废水

①井下作业带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至火烧山注输联合站污水处理系统处理。

②井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

(2) 本项目采出水经火烧山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) 后，全部回注油层，不向外部环境排放。

(3) 采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

6.3 噪声污染防治措施

6.3.1 施工期噪声污染防治措施

(1) 在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施。

(2) 加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.2 运营期噪声防治措施

- (1) 尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。
- (2) 定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。
- (3) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

6.4 固废污染防治措施

6.4.1 施工期固废污染防治措施

(1) 钻井采用“泥浆不落地工艺”，泥浆循环利用，完井后剩余泥浆回收后用于后续钻井液配制。

(2) 岩屑临时堆放点采用土工膜进行防渗，岩屑检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017) 中综合利用污染物限值后用于铺垫井场。

(2) 本项目新建管线施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土。

(3) 施工期生活垃圾运至火烧山生活垃圾填埋场进行卫生填埋；建筑垃圾运至火烧山固废堆存场处置。

(4) 完井后，井场废物全部进行清理、回收处理，做的“工完、料尽、场地清”。

6.4.2 运营期固废污染防治措施

6.4.2.1 落地原油污染防治措施

(1) 加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油 100%回收。回收的落地原油拉运至火烧山联合站污泥暂存间暂存，定期委托有资质单位处置。

(2) 地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不

落地”。

(3) 在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

(4) 加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄露的部位进行巡回检查，减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

6.4.2.1 含油污泥污染防治措施

(1) 含油污泥储存、运输要求

火烧山联合站原油在处理过程中所产生的油泥(砂)属于危险废物，编号为 HW08。暂存在火烧山联合站，下一步交由有资质的单位进行无害化处置。

①危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施，应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，贮存区应配置有气体报警、火灾报警和导出静电的接地装置，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。

②含油污泥贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，暂存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》、《危险废物标志牌式样》设置明显标志。

③运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与环保局批准的转移量相符。

(2) 管理要求

①含油污泥产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账；

②暂存含油污泥必须采取符合国家环境保护标准的防护措施，并不得超过一年；确需延长期限的，必须报原审批环境保护行政主管部门批准；

③含油污泥产生和处置单位要签订经济合同，内容要满足《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）要求，处理后泥土中含油率应小于 2%。合同条款中应明确泥土去向，满足政府环保部门要求，不准随意抛弃、堆放；

④含油污泥产生和处置单位应制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保处备案；

⑤含油污泥等危险废物收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位应严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》，于每月底将转移数量报送当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案；

⑥禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行管理和处置。

6.4.3 退役期固废污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。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。

6.5 生态环境保护措施

该区域气候极其干旱，生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点是防止因工程建设引起水土流失而导致土地沙化。

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 井场、管线等工程生态保护措施要求

(1) 对油田区域内的临时性占地（井场、管线）等合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

- ①井场永久占地 30m×40m；
- ②施工占地：水平井控制在 80m×60m；
- ③集油管线施工作业带宽度不得超过 10m
- ④注水管线施工作业带宽度不得超过 10m；

(2) 一切作业尽量利用原有公路，按原有车辙行驶，若无原有公路，要严格执行先修道路，后施工的原则。不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧的情况

发生。

(3) 钻井作业结束后, 将井场进行平整, 并覆土压实覆盖一层砾石 (6cm), 防止风蚀现象发生。

6.5.1.2 管线工程生态保护措施要求

(1) 对油田区域内的临时性占地 (管线埋设) 合理规划, 严格控制临时占地面积, 尽量避让植被较多的区域。管道施工作业带应严格控制在规定范围以内, 不应随意扩大, 并尽量避让植被。

(2) 管沟开挖, 尽可能做到土壤的分层堆放, 分类回填, 特别是表层土壤应分层堆放, 在施工完毕后回铺于地表, 减轻对土壤的破坏, 以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地, 根据管径的大小尽可能少占地。

(3) 根据地形条件, 尽量按地形走向、起伏施工, 减少挖填作业量。

(4) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置, 应均匀分散在管线中心两侧, 并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡, 不得形成汇水区域, 防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时, 若有集水的可能, 需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道, 应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡, 回填土与周围地表坡向保持一致, 严禁在管沟两侧有集水环境存在。

(5) 施工中要作到分段施工, 随挖、随运、随铺、随压, 不留疏松地面, 提高施工效率, 尽可能缩短施工工期。

6.5.1.3 对荒漠动植物生态保护措施要求

①施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围, 使之限于在施工区范围内活动, 最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏, 避免破坏荒漠植物 (尤其是保护植物——梭梭和蛇麻黄)。

②确保各环保设施正常运行, 避免各种污染物对土壤环境的影响, 并进一步影响其上部生长的荒漠植被; 避免强噪声环境的出现, 避免对野生动物的惊扰。

③加强对施工人员和职工的教育, 强化保护野生动植物的观念, 最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏, 严禁捕杀任何野生动物。

④强化风险意识, 制订切实可行的风险防范与应急预案, 最大限度降低风险概率, 避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。

⑤遇到受伤、病残饥饿、受困、迷途的野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所，应立即采取保护措施，并上报相关主管部门。

⑥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。

⑦强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。

⑧加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避让对野生的动物的惊扰。

6.5.1.4 开展环境监理

建议委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，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。

生态监理要求应落实在管线、道路、井工程等项目承包招标书中。

6.5.2 运营期生态环境保护措施

(1) 井场永久占地砾石覆盖，以减少风蚀量。

(2) 定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

(3) 定时巡查井场及管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

(4) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场外砍伐植被，尤其是广泛分布在项目区的自治区一级保护植物——梭梭和蛇麻黄。

(5) 提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

(6) 严禁捕杀任何野生动物，在油区和站场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

加强对工作人员特别是巡线人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何破坏保护区生态环境的行为。加强监督管理，坚决杜绝保护区内的偷猎、盗伐等非法活动。

在井区设立宣传牌，简明扼要书写以保护自然为主题的宣传口号和有关法律、法规，如有关爱护野生动植物和自然植被、处罚偷捕偷猎和举报电话等内容。

加强巡线人员管理，明确要求不得阻止有蹄类野生动物在工程线路周边通过，不得偷猎、伤害、恐吓和惊扰野生动物，如遇到野生动物受到意外伤害，应立即与自然保护区管理机构联系，由专业人员处理。

6.5.3 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，井场和集输等设施陆续被拆卸、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。

临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随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。

临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。同时将井口水泥底座改造成牲畜的饮水槽，既防止沙化，又可以给野生动物提供饮水渠道。

卡山保护区内分布有数量较多的蒙古野驴、鹅喉羚等珍稀有蹄类野生动物，其中蒙古野驴为国家Ⅰ级重点保护野生动物，鹅喉羚为国家Ⅱ级重点保护野生动物，属典型的荒漠动物类型，为蒙新区荒漠动物区系的典型代表。评价区有自治区一级保护植物：梭梭和蛇麻黄。要求通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于保护区动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。

6.6 生态恢复方案

6.6.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

（1）禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其它法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生

态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

(2) 油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求,采取有效预防和保护措施,避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

(3) 坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则,将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

6.6.2 生态环境分区恢复治理

6.6.2.1 井场生态恢复治理

(1) 井场生态恢复治理范围

本项目新钻采油井 49 口,注水井 4 口。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

①施工结束初期,对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施,以减少风蚀量。

②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。临时占地范围不具备植被恢复条件的,应采用砾石等材料覆盖临时占地面积,以防止侵蚀加剧。

工程施工结束后采自然恢复的方式对区域植被进行恢复,临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

典型生态保护措施平面示意见图 6.6-1 井场砾石压盖措施典型设计图。

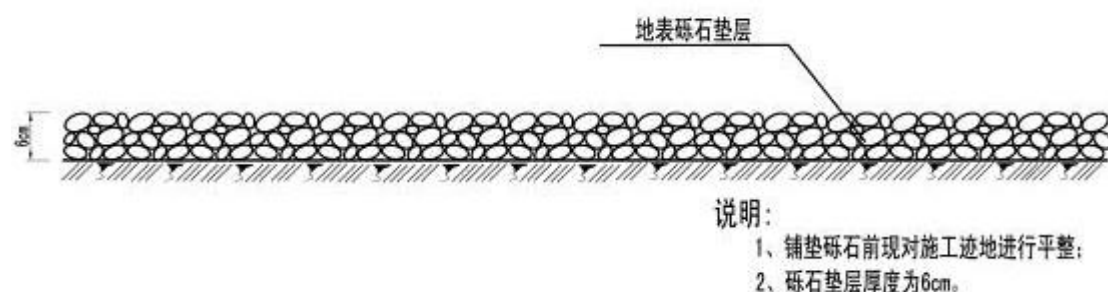


图 6.6-1 井场砾石压盖措施典型设计图

6.6.2.2 管线生态恢复治理

(1) 管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类单井管线、集油支线、注水管线，共计临时占地 40.06hm²，该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

①工程保护措施

支线管道施工作业带宽度控制在 10m 范围内，施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②植被恢复措施

工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

7 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子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。

火烧山油藏 H₃ 区块的开发建设必将带来极大的经济效益，同时可以增加就业机会，提高油气田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境(资源)产生一定的影响，特别是与石油相关的建设工程，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的，环境遭受的经济损失则是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

7.1 经济效益分析

项目总投资 27748.36 万元，其中钻井投资 21200 万元，地面工程投资 6548.36 万元。环保投资 1435 万元，占总投资的 5.17%。经过建设项目投资估算分析，在经济上可行。

7.2 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。

本项目开发是对新疆地区经济发展的一项重大举措。对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地税收有着显著的作用。因此，本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境经济损益分析

7.3.1 环境损失分析

(1) 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。

工程占地主要为井场建设和集输（输油、注水管线）管道占地以及道路建设占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表砾幕结构，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的开始而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场区泄露事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.3.2 环保投资分析

在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于保护环境、污染防治和恢复地貌等，环保措施贯穿于油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产运营期及闭井期。经估算该项目环境保护投资约 789 万元，环境保护投资总投资的 1.635%。环保投资估算见表 7.3-1。

表 7.3-1 主要环保投资估算

阶段	环保设施/措施	投资(万元)
施工期	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	26.5
	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布	1
	钻井防喷器等安全措施	305

阶段	环保设施/措施	投资(万元)
	泥浆不落地技术	1060
	岩屑堆放点防渗措施	26.5
运营期	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	1
	含油污泥委托有资质的单位处置	5
退役期	地面恢复	5
合计		1430

7.4 环境经济损益分析结论

项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 1430 万元，环境保护投资占总投资的 1.635%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少三废排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运营期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

准东采油厂的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本工程进入生产运行期后，油田主要管理工作均依托准东采油厂完成并全面负责该油田生产运行期的环境管理工作。本区块由火烧山作业区基层单位设一名专（兼）职环保工程技术人员负责油田建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系,对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制,明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人,并规定了应负的法律责任和行政责任,其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责,初步形成了领导负责,部门参加,环境保护部门监督管理,分工合作,各负其责的环境管理体制。

8.1.2.1 生产区环境管理

(1) 日常环境管理

1) 搞好环境监测,掌握污染现状

定时定点监测井场环境,以便及时掌握环境状况的第一手资料,促进环境管理的深入和污染治理的落实,消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按“达标排放”的原则,在生产过程中,油田采出水全部回注。

废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理,以加强管理作为控制手段,减轻对周围环境产生的污染,达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

2) 加强环保设备的管理

建立环保设备台帐,制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理,建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

3) 落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外,尚需狠抓制度的落实,制定环保经济责任考核制度,以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配,应明确机构,有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

(2) 环境污染事故的预防与管理

1) 对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护,掌握事故隐患的发展状态,积极采取有效措施,防止事故发生。对各类重大事故隐患,应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的,要通过技术改造或治理,尽快消除事故隐

患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

2) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

3) 加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.2.2 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

- (1) 工艺流程分析；
- (2) 污染生态危害和影响分析；
- (3) 泄漏事故危害和风险影响分析；
- (4) 建立预防危害的防范措施；
- (5) 制定环境保护措施；
- (6) 建立准许作业手册和应急预案。

8.1.3 环境管理计划

项目的环境保护行动计划应贯穿于项目全过程，包括勘探期、施工期、运营期和闭井期，其中勘探期已经发生，故本章节对施工期、运营期和闭井期提出环境保护管理计划，计划内容涉及生态环境、声环境、大气环境、水环境、景观保护以及水土流失等方面不利影响的减缓和保护措施。

8.1.3.1 施工期环境管理计划

建设项目施工期环境监督管理计划见表 8.1-1。

表 8.1-1 施工期环境保护监督管理计划

序号	影响因素	环保措施
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。井场建设施工前，也要严格规定临时占地范围。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低。严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。 施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管道产生的土方，回填在管堑处，土方不集中产生。对于拟永久使用的伴行道以及各场站等，建设完成后，应因地制宜的进行地表原始景观恢复。
2	声环境	靠近强声源的工人佩戴耳塞，限制工作时间。加强对施工机械和车辆的维修，保持较低噪声水平。
3	大气环境	粉状材料(石灰、水泥)的运输要袋装或罐装，禁止散装，堆放时设篷盖。运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬。
4	水环境	以钻井队为单位，核算清水的用水定额，建立奖惩制度，控制和减少清水用量。严禁废水、钻井液油乱排放。

8.1.3.2 运营期环境管理计划

(1) 日常环境管理

1) 搞好环境监测，掌握污染现状

①定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

②废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，油田采出水全部回注，均不外排。

③废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

(2) 加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

(3) 落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

1) 对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

2) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

3) 加强风险管理

由于在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-2。

表 8.1-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复。 培训巡线人员相关的水土保护知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时的采取补救措施。	准东采油厂	自治区生态环境厅及所在行政区环境保护行政主管部门	纳入工程费用
2	声环境	对井场的厂界噪声进行定期监测，在噪声超标点位采取必要的隔声降噪措施。			
3	大气环境	对大气进行定期监测。			
4	水环境	对污水的处理设施进行定期维护。			
5	景观保护	对项目区域内的环境保护和生态恢复措施的执行和落实情况进行监督。			
6	管道保护	在施工结束、投入运行之前，集输干支线要完成永久性标志的设置，并对易遭车辆碰撞破坏的局部管道采取防护措施，			

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
		设置安全标志。 对管道设施定期巡查，及时维修保养。 制定事故应急预案，对安全运行的重大隐患和重大事故能够作出快速反应并及时处理。			
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系。 实施环境监测计划			纳入运行管理费用
8	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和能够快速作出反应并及时处理。			
9	固体废物处置	事故状态产生的落地原油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理。			

8.1.3.3 闭井期环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-3。

表 8.1-3 闭井期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好闭井期的地表恢复工作，人工种植地表原有植物，拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能。	准东采油厂	自治区生态环境厅及所在行政区环境保护行政主管部门	纳入闭井期闭井管理费用中
2	声环境	闭井期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。			
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。			
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响。			

8.1.3.4 环保设施竣工验收管理

根据《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）中**第十七条**：“编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告”；**第十九条**：“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。前款规定的建设项目投入生产或者使用后，应当按照国务院环境保护行政主管部门的规定开展环境影响后评价”，取消了建设项目竣工环境保护验收行政许可，改为由建设单位自主验收，建设项目环保设施验收的责任主体为建设单位，进一步强化了建设单位的环境保护“三同时”主体责任。

基于此，建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

(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，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”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

(2) 环境保护设施验收建议

应按照《关于规范建设单位自主开展建设项目竣工环境保护验收的通知（征求意见稿）》中要求进行自主验收。

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) 验收工作流程

①建设项目竣工后，建设单位或委托的相关技术机构应当依照国家有关法律、法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、本环境影响报告书和审批决定等要求，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，同时还应如实记载其他环境保护对策措施“三同时”落实情况，编制竣工环境保护验收报告。验收报告编制人员对其编制的验收报告结论终身负责，不得弄虚作假。

②验收报告编制完成后，建设单位应组织成立验收工作组。验收工作组由建设单位、设计单位、施工单位、环境影响报告书（表）编制机构、验收报告编制

机构等单位代表和专业技术专家组成。

③验收工作组应当严格依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、建设项目环境影响报告书和审批决定等要求对建设项目配套建设的环境保护设施进行验收，形成验收意见。验收意见应当包括工程建设基本情况，工程变更情况，环境保护设施落实情况，环境保护设施调试效果和工程建设对环境的影响，验收存在的主要问题，验收结论和后续要求。

④建设单位应当对验收工作组提出的问题进行整改，合格后方可出具验收合格的意见。建设项目配套建设的环境保护设施经验收合格后，其主体工程才可以投入生产或者使用。

⑤验收报告存档备查。

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。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.1-4。

表 8.1-4 拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

治理项目	污染源	位置	验收标准	
			治理要求	验收标准
废水	采出水	火烧山联合站	保持正常运行，处理达标后回注油藏	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)相关标准
	井下作业废水	井场	作业单位自带回收罐回收作业废水，废水拉运至火烧山联合站经污水处理系统处理达标后回注油藏	
废气	油田开发过程烃类无组织挥发	集输过程	全密闭流程	执行《大气污染物排放标准》(GB16297-1996)中的无组织排放监控浓度限值
噪声	各类机泵	采油井场	低噪声设备	《工业企业厂界环境噪声排放》(GB12348-2008) 2类
固废	钻井泥浆	采油井场	钻井泥浆经“泥浆不落地工艺”处理后循环使用，剩余泥浆回收。	-
	钻井岩屑	采油井场	岩屑堆放在临时存放点，检测达标后综合利用。 岩屑堆放点防渗处理。	钻井固体废物预处理后需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)
	油泥(砂)	火烧山联合站	交由有资质的单位进行无害化处置	应符合危险废物暂存、处置的相关要求

治理项目	污染源	位置	验收标准	
			治理要求	验收标准
	落地油	井场	保证原油不落地，回收率达100%	井场无落地油痕迹
生态	工程占地	井场、管线	严格控制占地范围	HJ612-2011建设项目竣工环境保护验收技术规范-石油天然气开采
	土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填	
环境管理			环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工人员是否保留必要的影像资料。	

8.2 环境监测计划

8.2.1 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，国家环境保护部等部门联合下发了《关于在重点建设项目中开展工程环境监理试点的通知》（环发[2002]41 号），对青藏铁路、西气东输工程等 13 个建在生态敏感区、生态环境影响突出的国家重点工程实行环境监理试点。本项目可以充分借鉴相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

（1）环境监理人员要求

1) 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

2) 必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

3) 具有一定的气田开发和输气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

1) 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

2) 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

3) 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

4) 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查, 评价其责任, 并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 8.2-1。

表 8.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场	(1) 井位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	集油气管沟开挖现场	(1) 集油气线路由是否满足环评要求 (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、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	道路建设现场	(1) 道路路由是否满足环评要求 (2) 施工作业是否超越了限定范围; (3) 临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施; (4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; (5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种;	各项环保措施落实到位
4	保护动物和保护植物	(1) 是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 (2) 是否严格施工作业带宽度, 减少占地	环评中环保措施落实到位
5	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; (2) 施工季节是否合适; (3) 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被, 有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

8.2.2 运营期环境监测计划

本项目在运营期的排污主要集中在联合站, 其监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率, 并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 8.2-2。

表 8.2-2 运营期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点	监测因子	监测单位
环 大气	1 次/年	井场周围	非甲烷总烃	委托

境质量	土壤	1 次/4 年	井场周围	pH、石油类、砷、汞、铬、镉	监测或建设单位自行监测
污染源	废气	1 次/季度	井场厂界四周	非甲烷总烃	
	噪声	2 次/年	井场厂界四周	等效连续 A 声级	

8.3 环境影响后评价

根据《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）中**第十九条**：“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。前款规定的建设项目投入生产或者使用后，应当按照国务院环境保护行政主管部门的规定**开展环境影响后评价**”，建设单位应按要求开展火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程的环境影响后评价，旨在评价该区块在实施后的实际环境影响，并汲取环评的经验和教训。确保项目环境影响评价及其建议的减缓措施得到了有效的贯彻实施，同时也可以确定为提高项目的环境经济效益所需的改进措施。

8.3.1 环境影响后评价时段

结合环境监测结果和环境管理成果，对火烧山区块环境质量进行定期跟踪评价。根据区块的开发方案，建议后评价时段为施工期结束后。

8.3.2 环境影响后评价内容

为验证火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程实施后，各项环境减缓措施的有效性，应对本次环境影响评价的主要结论和项目环境保护措施的实施情况进行跟踪、监测和评价。主要回顾和跟踪评价内容见表 8.3-1。

表 8.3-1 项目环境影响后评价的主要内容

序号	项目	工作内容	主要目的和意义
1	环境监测与回顾评价	(1) 大气环境监测与回顾评价 (2) 地下水环境监测与回顾评价 (3) 土壤环境监测与回顾评价 (4) 噪声环境监测与回顾评价 (5) 生态环境监测与回顾评价	掌握环境变化趋势
2	污染源调查	火烧山油田平地泉组 H ₃ 油藏区块污染源调查	掌握基础数据
3	清洁生产水平	火烧山油田平地泉组 H ₃ 油藏区块清洁水	掌握基础数据

序号	项目		工作内容	主要目的和意义
			平调查	
4	环境保护措施回顾	施工阶段	(1) 审核环保初步设计和EMP (2) 检查施工临时占地的还原 (3) 检查粉尘和噪声污染控制措施, 决定施工时间 (4) 检查空气污染物的排放 (5) 检查施工场所生活污水和含油废水的处理和排放	(1) 严格执行三同时; (2) 确保临时占地满足环保要求 (3) 减少建设对周围环境的影响, 执行相关环保法规和标准 (4) 确保水质不被污染 (5) 确保景观和土地资源不被严重破坏, 避免造成水土流失
		运营阶段	(1) 检查运营期EMP的实施 (2) 检查监测计划的实施 (3) 检查有必要采取进一步的环保措施 (4) 检查环境敏感点的环境质量是否满足其相应质量标准要求。 (5) 加强监督, 防止突发事件, 预先制定紧急事故应对方案, 一旦发生施工能及时消除危险。	(1) 落实EMA (2) 落实监测计划 (3) 切实保护环境 (4) 加强环境管理, 切实保护人群健康 (5) 确保污水排放满足标准。
5	环境管理		总量控制执行情况; 在线监测建设; 动态管理系统建设; 公众意见; 环保投资比例	回顾并修改环境管理各项措施

8.4 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.4-1。

表 8.4-1 本项目污染物排放清单

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量 (完钻后)	排放量 (完钻后)	执行的排放标准	建议总量指标 (t/a)
施工期	废水	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	采用泥浆不落地工艺, 循环使用	8844m ³	0	——	——
		生活污水	COD、BOD ₅ 、SS	进入防渗污水收集池	648.72m ³	0		
		管道试压废水	SS	回用于荒漠绿化或道路降尘	1358t	1358t		
	废气	柴油废气	烃类	无组织排放	59.31t	0	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控点浓度限值	——
			CO		34.89t	0		
			NO _x		159.76t	0		
			SO ₂		0.05t	0		
	固废	钻井岩屑	/	岩屑暂存于井场防渗临时堆放点, 经检测合格后用于铺垫井场等综合利用。	34910.04t	0	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的综合利用污染	——

火烧山油田平地泉组 H₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程环境影响报告书

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量 (完钻后)	排放量 (完钻后)	执行的排放标准	建议总量指标 (t/a)
							物限值	
		钻井泥浆	/	钻井泥浆进入泥浆不落地系统循环使用，完井后剩余泥浆回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用。	10788.68m ³	0	——	
		施工土方	/	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施	10475m ³	0	——	
		生活垃圾	/	集中收集，统一运至火烧山生活垃圾填埋场进行填埋处理	26.5t	26.5t		
时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	执行的排放标准	建议总量指标 (t/a)
运营期	废水	井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至火烧山联合站处理	4170.42	0	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)相关标准	——
		采出水		密闭集输至火烧山联合站，处理达标后回注油藏	51500	0		——
	废气	采油及集输挥发废气	烃类	无组织排放	22.66	22.66	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控点浓度限值	22.66
	固废	油泥(砂)	烃类	交由有资质的单位进行无害化处置	11.33	0	——	——
		落地油	烃类	作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至火烧山联合站暂存	5.4	0	——	——

9 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

火烧山油田位于准噶尔盆地的东部，距 216 国道 8km，东南距吉木萨尔县 150km，西北距彩南油田 52km，西南距阜康 170km。区块行政隶属新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县，中心坐标：东经 89° 1'16.18"，北纬 44°56'34.31"。

本工程计划在火烧山油田 H₃ 油藏的西南部范围内部署加密调整采油井 49 口，注水井 4 口，采转注井 13 口，注转采井 5 口，分 3 批实施，井型为直井，单井设计产能 3.5t/d，新建产能 5.15×10⁴t，设计钻井井深 1600m，新钻井总进尺 8.48×10⁴m。配套建设单井采油管线 30.2km、单井注水管线 9.86km 及供配电、仪表工程等。

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状调查结论

（1）区域环境空气质量监测结果

根据《2018 年吉木萨尔县环境质量公报》数据可知，项目所在区域的 SO₂、NO₂、CO 和 O₃ 的年评价指标均达到《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准要求，PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的年评价指标均未达到《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准要求。项目所在评价区域为不达标区。

（2）特征污染物监测结果

根据特征因子补充监测结果，评价范围内各监测点的非甲烷总烃小时平均浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”标准要求，未出现超标现象，评价区域现状环境空气质量一般。

9.1.2.2 水环境质量现状调查结论

根据地下水监测结果表明，各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准，评价区域地下水质量较好。

9.1.2.3 声环境质量现状调查结论

根据监测结果表明：项目区域内背景噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求，周围声环境质量良好。

9.1.2.4 土壤环境质量现状调查结论

根据监测结果，项目建设场地及占地范围外评价区的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

9.1.2.5 生态环境质量现状调查结论

（1）生态功能区划：项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ₄准噶尔盆地东部荒漠、野生动物保护生态亚区—24 将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区。本项目区北侧边界距离卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区（简称“卡山保护区”）实验区的边界约 1.75km，项目所在区域不在卡拉麦里自然保护区内。

（2）土壤类型：开发区内分布的土壤为灰棕漠土。该土壤母质为砾质洪积物，植被极少，生物累积作用微弱，因此在农业上的利用价值较低。

（3）植被：项目开发涉及到的区域内只有零星植被分布，地表大面积裸露，景观单调，植被覆盖度小于 5%，主要为疏叶骆驼刺和戈壁藜，项目区的植被利用价值低。无重点保护野生植物。

（3）野生动物：根据相关资料和作业区工作人员交流，爬行类的蜥蜴和哺乳类的部分啮齿动物是评价区的主要建群种动物。以耐旱荒漠种为主，主要有子午沙鼠、五趾跳鼠、快步麻蜥、百灵等，偶有大型脊椎动物蒙古野驴、鹅喉羚活动。

评价区不是保护区大中型兽类的主要分布区域，野生动物种类不多，以常见荒漠种类为主，共有 36 种，隶属于 12 目 23 科。其中，有国家Ⅱ级重点保护野生动物 4 种，分别为鹅喉羚、棕尾鵟、大鵟和纵纹腹小鸢，国家Ⅰ级保护动物为蒙古野驴。

(4) 土地利用类型：项目区土地利用类型为戈壁荒漠。

9.1.3 主要环境影响

9.1.3.1 大气影响评价结论

(1) 施工期废气：本项目钻井作业柴油发电机烟气排放及施工扬尘对周围环境影响较小。

(2) 运营期废气：经预测，本项目集输过程无组织挥发的非甲烷总烃下风向各个距离的浓度均能满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控点浓度限值(4.0mg/m³)要求，不会对周围环境产生不利影响。项目在生产工艺中采用密闭流程，可有效减少无组织烃类的排放，挥发物较少，无组织烃类可达标排放。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

9.1.3.2 水环境影响评价结论

(1) 施工期废水：本项目采用“泥浆不落地工艺”钻井废水循环使用不外排；管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，用于周围沙漠植被的绿化，可起到改善生态环境作用。

(2) 运营期废水：采出水及井下作业废水送至火烧山联合站污水处理系统处理达标后用于油田注水。本工程运营期产生的废水不会对水环境造成影响。

(3) 事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

9.1.3.3 声环境影响评价结论

本项目钻井期噪声随施工结束而消失。生产运营期，井场和管线正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。井区周围噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类区标准(昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A))。且本项目位于戈壁荒漠，周边无人居住，项目开发建设中的噪声对环境的影响较小。

9.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

(1) 施工期固废

本项目钻井采用“泥浆不落地技术”，钻井泥浆循环使用，完井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。钻井岩屑堆放在临时堆放场，堆放场地有围堰、防渗措施，岩屑经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017) 中综合利用污染物限值后用于铺垫井场，对环境影响较小。

本项目施工期管线施工产生的弃土回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土。施工期生活垃圾集中收集后，定期清运至火烧山固废堆存场卫生填埋，不会对周围环境产生影响。

(2) 运营期固废

依托火烧山联合站污水处理系统产生的含油污泥和事故状态下的落地原油均属于危险废物，交由具备相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理，不会对区域环境造成不利影响。

9.1.3.5 生态环境影响评价结论

本项目临时占地面积为 65.5hm²，永久占地面积为 22.32hm²。油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地。但施工区域与周围植被没有明显的隔离，临时占地一般在 3-5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

9.1.3.6 环境风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为集油管线泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

9.1.4 环境保护防治措施

9.1.4.1 施工期

本项目钻井过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。

(1) 废气防治措施：钻井期大气污染主要为钻井场柴油发电机燃料产生的废气，采用高效设备的方式，定期对钻机（电钻）、柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，减轻对大气环境的影响；对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动。

(2) 废水防治措施：管道试压废用作为荒漠绿化或道路降尘。施工生活污水排入防渗污水收集池，待施工结束后原地覆土填埋。

(3) 噪声防治措施：采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

(4) 固废防治措施：①采用泥浆不落地工艺，完井后剩余泥浆由服务公司回收后用于后续钻井液配备。岩屑堆放在防渗临时存放点，经检测合格后用于铺垫井场等综合利用。②施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土。③施工建筑垃圾运至火烧山建筑垃圾填埋场处理；④施工生活垃圾运至火烧山生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

(5) 生态保护措施：①严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低；②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和避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；③开展施工环境监理；④施工结束后，施工迹地清理、平整，做的工完料净场地清。

9.1.4.2 运营期

(1) 废气防治措施：本项目装置均采用全密闭流程，尽量减少非甲烷总烃的无组织排放。

(2) 废水防治措施：①本项目井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐收集后，拉运至火烧山联合站污水处理系统处理。②采出水密闭集输至火烧山

联合站处理达标后用于油田注水，不外排进入环境。

(3) 噪声：发声设备进行合理的布局，减弱噪声对操作人员的影响，同时针对设备，采用降噪控制，避免不必要的噪声产生。

(4) 固废：①单井落地原油、修井落地原油由作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至火烧山联合站暂存。②火烧山联合站污水处理系统产生的含油污泥定期委托有资质的单位进行无害化处置。

(5) 生态保护措施：①对于永久占地（油田区及油田公路、集输管线上方、电力设施底部）地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；②定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染；③开展生态环境恢复治理工作。

9.1.5 污染物总量控制符合要求

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 VOCs，排放量估算量为 22.66t/a。由建设单位报请昌吉州生态环境局确认本项目污染物允许排放总量，将其纳入地区总量控制指标内。

本次评价提出的为建议值，供生态环境行政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。

9.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

本项目为石油天然气开采项目，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 年本），将“常规石油、天然气勘探及开采”列入“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的相关政策。

9.1.7 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目的建设意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻

不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，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风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求与建议

（1）在项目建设运行中，应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。

（2）加强管材腐蚀机理研究、推广应用新型防腐管材，加强作业废水处理系统和输水管线管理，防止管道腐蚀穿孔。

（3）油泥（砂）、落地原油等危废应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存、处置，及时交送有资质单位进行处理。

（4）项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

（5）针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位必须制定详细的环境风险防范措施和应急预案，并定期进行预案演练。