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.....8
2.3 环境影响识别与评价因子筛选.....9
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.....17
2.6 评价内容及评价重点.....23
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.....26
3 建设项目工程分析.....36
3.1 工程开发现状与环境影响回顾.....36
3.2 建设项目概况.....47
3.3 工程分析.....68
4 环境现状调查与评价.....94
4.1 自然环境概况.....94
4.2 环境空气现状调查与评价.....101
4.3 水环境现状调查与评价.....104
4.4 声环境现状调查与评价.....108
4.5 土壤环境现状调查与评价.....109
4.6 生态环境现状调查与评价.....113
5 环境影响预测与评价.....123
5.1 大气环境影响分析.....123

5.2 水环境影响分析与评价.....128
5.3 声环境影响分析与评价.....139
5.4 固体废物环境影响分析与评价.....141
5.5 土壤环境影响分析与评价.....143
5.6 生态环境影响分析.....148
5.7 环境风险评价.....158
6 环境保护措施及其可行性论证.....174
6.1 大气污染防治措施.....174
6.2 水环境保护措施.....175
6.3 噪声污染防治措施.....178
6.4 固废污染防治措施.....178
6.5 土壤环境保护措施.....180
6.6 生态环境保护措施.....181
6.7 生态恢复方案.....185
6.8 水土保持方案.....**错误！未定义书签。**
6.9 防沙治沙方案.....**错误！未定义书签。**
7 环境影响经济损益分析.....189
7.1 经济效益分析.....189
7.2 社会效益分析.....189
7.3 环境经济损益分析.....190
7.4 环境经济损益分析结论.....191
8 环境管理与监测计划.....192
8.1 环境管理.....192
8.2 环境监测计划.....199
8.3 环境影响后评价.....**错误！未定义书签。**
8.4 污染物排放清单.....201
9 环境影响评价结论与建议.....204
9.1 结论.....204
9.2 要求与建议.....210

1 概述

1.1 建设项目的特点

火烧山油田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。

本次部署区域位于火烧山油田 H_1 地面占用区、中部上返区及南部未动用区；H_2 地面占用区、南部未动用区；H_3 地面占用区、南部未动用区、西部扩边区及东北部；H_4^2 边部注采井网不完善区域。本次新建采油井 150 口、注水井 5 口、老井采转注 20 口，配套建设井口装置、原油集输管线 67.5km、注水管线 1.2km、供配电及物联网等地面工程。本次分 4 批实施，新建产能 46.12×10^4t/a，总进尺 33.545×10^4m。

根据新疆生态环境厅发布的《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），本项目部分钻井不在“一张图”范围内（见图 1.1-1），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《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》中的“五、石油和天然气开采业—7、陆地石油开采—石油开采新区块开发、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，本项目属于新区块开发应编制环境影响报告书。

为此，中国石油新疆油田分公司开发公司于2021年5月委托南京国环科技股

份有限公司开展《火烧山油田 H_1-H_4油藏区块开发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见图1.2-1。

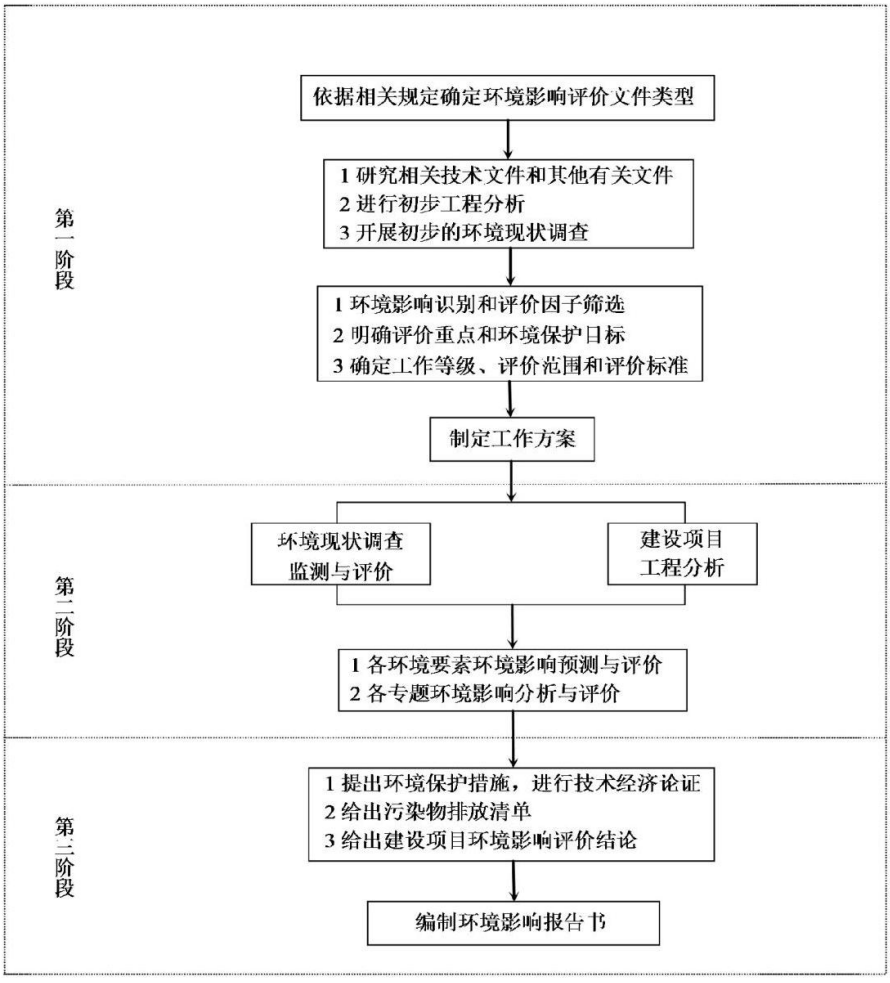


图1.2-1　建设项目环境影响评价工作程序图

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产能开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的相关要求。

根据现场调查，项目区以北约 212m 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环境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、落地原油及含油污泥等环境影响，永久占地生态影响等。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对大气环境的影

响；钻井采用泥浆不落地工艺，钻井液循环使用不外排；施工期生活污水收集后拉运至五彩湾污水处理厂；产噪设备合理布局，对周边环境影响甚微；产生的钻井岩屑、泥浆、生活垃圾、施工土方均能得到有效的处置，对环境影响较小；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，该项目建设可行。

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》（2015 年 1 月 1 日）；

(2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日）；

(3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日）；

(4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日）；

(5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018 年 12 月 29 日）；

(6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日）；

(7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日）；

(8) 《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）；

(9) 《中华人民共和国水土保持法》(2011 年 3 月 1 日）；

(10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日）；

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

(12) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年 10 月 7 日）；

(13) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2017 年 1 月 1 日）；

(14) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日）；

(15) 《国家危险废物名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日）；

(16) 《危险废物污染防治技术政策》（2001 年 12 月 17 日）；

(17) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020 年 1 月 1 日）；

(18) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（2012 年 7 月 3 日）；

(19) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（2012 年 8 月 7 日）；

(20) 《突发环境事件应急预案管理暂行办法》（环发〔2010〕113 号，2010

年 9 月 28 日）；

(21) 《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）；

(22) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（2013 年 5 月 24 日）；

(23) 《中华人民共和国矿产资源法》（1997 年 1 月 1 日）；

(24) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）；

(25) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）；

(26) 《能源发展“十三五”规划》（2017 年 1 月 5 日）；

(27) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日）；

(28) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日）；

(29) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；

(30) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）；

(31) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》（2009 年 2 月 19 日）。

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（2018 年修订）》（2018 年 9 月 21 日）；

(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》（新政办〔2001〕147 号，2001 年 9 月 30 日）；

(5) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（2006 年 9 月 29 日）；

(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 年 1 月 22 日）；

(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》（1999 年 10 月 1 日）；

(8) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（2017 年 3 月 7 日）；

(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》（2000 年 10 月 31 日）；

(10) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

(11) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》（2021 年 6 月 4 日）；

(12) 《新疆生态功能区划》（新政函〔2005〕96 号，2005 年 7 月 14 日）；

(13) 《新疆水环境功能区划》（新政函〔2002〕194 号，2002 年 11 月 16 日）；

(14) 《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）；

(15) 《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）；

(16) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（2017 年 7 月 1 日）；

(17) 《新疆污染环维吾尔自治区危险废物环境防治办法》（2010 年 5 月 1 日）；

(18) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）》（2018 年 9 月 21 日）；

(19) 《新疆"十三五"能源发展规划》；

(20) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号，2018 年 12 月 20 日）；

(21) 《关于印发新疆维吾尔自治区“十三五”挥发性有机物污染防治工作实施方案的通知》（2018 年 5 月 26 日）；

(22) 《新疆维吾尔自治区林业厅关于印发〈进一步加强防沙治沙工作方案〉的通知》（新林造字〔2012〕763 号）；

(23) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评〔2020〕138 号）；

(24) 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号，2021 年 2 月 21 日）；

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》（HJ2.3-2018）；

(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) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

(8) 《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）；

(9) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

(10) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）；

(11) 《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）；

(12) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)。

2.1.4 委托书及相关技术资料

(1) 《火烧山油田 H_1-H_4 油藏开发部署方案》（2021 年 3 月）；

(2) 《火烧山油田 H_1-H_4 油藏开发地面方案》（2021 年 5 月）；

(3) 《中国石油新疆油田分公司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》及其环评批复（新环函〔2016〕1162 号）；

(4) 《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》及其环评批复（新环函〔2015〕812 号）；

(5) 《火烧山油田平地泉组 H_3 油藏加密调整 2020 年建设工程环境影响报告书》及其环评批复（新环函〔2020〕171 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、井喷	构筑物拆卸扬尘	拆卸后的建筑垃圾
环境空气	〇	+	〇	+	〇	++	〇	+	〇	+	+	+
地下水	〇	〇	〇	〇	〇	〇	〇	〇	〇	+	0	0
声环境	〇	〇	〇	〇	+	〇	〇	〇	++	+	0	0
土壤	++	+	+	+	〇	+	+	+	〇	++	+	+
植被	+	+	+	+	〇	+	〇	+	〇	++	+	+
动物	+	+	〇	+	+	+	〇	+	〇	+	+	+

注：〇：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、O_3、CO	NMHC
地下水	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、氟化物及硝酸盐氮、苯、镍、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、SO_4^{2-}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、CI^-	石油类
噪声	Leq[dB（A）]	Leq[dB（A）]
土壤	pH、石油烃、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、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘	石油烃
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

（1）地表水：本项目所在区域内无地表水体。

（2）地下水：本项目所在区域内地下水按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定，该区域地下水属Ⅲ类功能区划。

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、计量站、联合站，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

本项目所在区域土地利用类型为工矿用地。占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准；占地范围外土壤环境质量参照执行《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。

项目建设所在地区域为《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

项目所在吉木萨尔县区域环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 六项指标执行《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	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准
	24 小时平均	150	
$PM_{2.5}$	24 小时平均	75	
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	
CO（mg/m³）	1 小时平均	10	
	24 小时平均	4	
O_3	1 小时平均	200	
	日最大 8 小时平均	160	
非甲烷总烃	24 小时平均	2.0mg/Nm³	参考《大气污染物综合排放标准详解》（GB16297-1996）

卡山保护区常规因子补充监测指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）一级浓度限值，详见表 2.4-2。

表 2.4-2　环境空气质量标准　（单位：μg/Nm³）

污染物	取值时间	一级浓度限值	标准出处
PM_{10}	24 小时平均	50	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）一级标准
$PM_{2.5}$	24 小时平均	35	
SO_2	24 小时平均	50	
	1 小时平均	150	
NO_2	24 小时平均	80	
	1 小时平均	200	
CO（mg/m^3）	24 小时平均	4	
	1 小时平均	10	
O_3	日最大 8 小时平均	100	
	1 小时平均	160	

（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 2.4-3。

表 2.4-3　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 值	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	耗氧量	3	
5	氨氮	0.5	
6	亚硝酸盐氮	1	
7	挥发酚	0.002	
8	氰化物	0.05	
9	六价铬	0.05	
10	硝酸盐氮	20	
11	硫酸盐	250	
12	氯化物	250	
13	氟化物	1	
14	汞	0.001	
15	砷	0.01	
16	铅	0.01	
17	镉	0.005	
18	铁	0.3	
19	锰	0.1	
20	苯	10	
21	镍	0.02	
22	总大肠杆菌群	3CFU/L	
23	石油类	0.05	《地表水环境质量标准》

			（GB3838-2002）

（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 2.4-4，本工程场地土壤特征污染物为石油烃。

表 2.4-4 土壤环境质量标准（单位：pH 无量纲，其他 mg/kg 干土）

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	䓛	1293
43	二苯并〔a，h〕蒽	1.5
44	茚并〔1,2,3-cd〕 芘	15
45	萘	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

采油及集输过程中无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。具体标准值见表 2.4-5。

表 2.4-5　大气污染物排放标准　（单位：mg/m³）

污染物	排放限值	监控点	标准来源
非甲烷总烃	4.0	周界外最高浓度点	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

（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 2.4-6。

施工期生活污水收集后拉运至五彩湾污水处理厂，运营期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 2.4-6　碎屑岩油藏注水水质推荐指标

注入层平均空气渗透率，μm²	≤0.01	＞0.01～≤0.05	＞0.05～≤0.5	＞0.5～≤1.5	＞1.5

控制指标	悬浮固体含量，mg/L	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值，μm	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量，mg/L	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率，mm/a	≤0.076				
	硫酸盐还原菌（SRB），个/Ml	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	铁细菌（IB），个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	腐生菌（TGB），个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

注：①1<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 2.4-7；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 2.4-8。

表 2.4-7 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 2.4-8 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《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）及《危险废物转移联单管理办法》要求；

③《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；

④《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；

⑤《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）；

⑥《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）相关要求。

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}≥10%
二级	1%≤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：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

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，μg/m^3；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/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/（μg/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 2.0mg/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	μg/m³	133.18
最大浓度出现距离	m	4265
P_{max}	%	6.66
$D_{10\%}$	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 6.66%，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 1%≤P_{max}＜10%，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

本次大气评价以井场向外扩 2.5km 作为大气评价范围。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》（HJ19—2011）中的规定，本项目永久占地面积 24.74hm²。项目区北侧钻井距离“卡山保护区实验区”最近距离为 212m，属于保护区外围地带，生态敏感性参照重要生态敏感区。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≥20km² 或长度≥100km	面积 2—20km² 或长度 50—100km	面积≤2km² 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布面积较为集中，对环境影响仅限于井场及内部集输管线较近的范围，本次生态环境评价范围为项目区。

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

火烧山油田井区内无地表水体，单井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》（HJ2.3-2018）相关要求，确定本项目地表水环境影响评价工作等级为三级 B。见表 2.5-5。

表 2.5-5 地表水环境评价工作等级判定表

排放方式	废水排放量（m^3/d）	水污染当量数（无量纲）	评价工作等级
间接排放	0	—	三级 B

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 2.5-6 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 2.5-7 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 2.5-6、表 2.5-7 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，本环评采用公式计算法，计算公式如下：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，取2；

K—渗透系数，m/d，取值0.5；

I—水力坡度，无量纲，取值0.05；

T—质点迁移天数，取值5000d；

n_e—有效孔隙度，无量纲，取值0.2。

根据上公式计算出，L为1250m，经调查项目区地下水流向是自东北向西南方向。本次确定地下水评价范围以本次开发区块边界向外延伸1.25km，评价范围面积32.5km^2。

本次地下水评价范围以项目区地下水流向为主轴，项目区边界上游外扩0.63km、下游外扩1.3km，水流垂直方向分别外扩0.63km而形成的矩形叠合的包络线。

2.5.4 声环境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及其他工程场地向外 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》（HJ169-2018），建设项目环境风险评价工作级别按表 2.5-9 进行划分。

表 2.5-9 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 132.5t，天然气最大存在量 4.2t。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）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2.5-10 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 24.74hm^2，属于中型（5～50hm^2），项目所在区域为采矿用地，项目区北侧约 212m 为卡山保护区，该保护区内占地为“其他草地”，植被覆盖度低，不用于放牧使用，因项目区北侧存在卡山保护区，属于“建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的”，故敏感程度为“较敏感”，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一级。

表2.5-11 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2.5-12 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一级，为污染影响型项目，调查范围为占地范围内和占地范围外 1km 范围内。

表 2.5-13 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	5km 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 212m 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。卡山保护区大气环境质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的一级标准。

（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 212m 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）	坐标	保护要求
空气环境	火烧山作业区（280 人）	位于项目区西南侧 1.5km	*	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
	卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区	位于项目区北侧 212m	—	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）一级标准
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
	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）	评价区域北侧		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 212m		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	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数/人

空气	1	油区工作人员	油区内部	——	工作人员	280
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					280
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					280
	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 与国家十四五规划和 2035 年远景目标纲要相符性分析

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出“实施能源资源安全战略”按照“供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系。加强战略性矿产资源规划管控，提升储备安全保障能力，实施新一轮找矿突破战略行动。”

本工程属于陆地石油开采建设项目，符合规划中夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产要求。

2.8.2 与新疆十四五规划和 2023 年远景目标纲要相符性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的

参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。”本项目符合规划要求。

2.8.3 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，所占土地类型均为采矿用地，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》。

2.8.4 与《新疆生态环境功能区划》协调性分析

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—$Ⅱ_4$ 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。

2.8.5《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》相符性分析

《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》指出，强化未污染土壤保护，严控新增污染。按照科学有序原则开发利用未利用地，加强纳入耕地后备资料的未利用地、矿产资源开采活动影响区域内未利用地的环境管理，防止造成土壤污染；排放重点污染物（重金属、多环芳烃、石油烃）的建设项目，在开展环境影响评价时，需增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施，防范建设用地新增污染物。

相符性分析：本工程为石油开采项目，本环评对项目区开展土壤现状监测调查工作，并开展土壤评价，提出相应措施，符合《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》要求。

2.8.6《昌吉州环境保护十三五规划》相符性分析

《昌吉州环境保护十三五规划》指出，“坚持环保优先、生态立州方针，优先保护自然本底。深入实施准噶尔盆地南缘防沙治沙、天山北坡谷地森林植被保护与恢复、玛纳斯湿地保护、防护林体系建设等生态工程。加强矿区生态修复，推进工业园区绿化工作，加大草原生态环境保护。加强危险废物安全处理处置和辐射安全管理，积极推进大宗工业固废综合利用，开展重金属污染防治和生态修复。”

相符性分析：本项目提出了施工期临时占地植被恢复措施，退役期生产设施拆除后生态恢复措施，保护区域植被和野生动物。加强油田作业风险管控，定期对生产设施和输油管道进行检查，杜绝跑冒滴漏发生，做好抢修准备，加强应急演练。根据对项目区土壤现状监测，区域土壤环境质量良好。钻井期对岩屑进行检测，检测合格后岩屑综合利用，不合格作为危险废物进行处理，保护区域土壤

环境，防治石油类污染物污染土壤，项目建设符合《昌吉州环境保护十三五规划》相关要求。

2.8.7《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》相符性分析

《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》指出，“防治地下水污染。石化生产存贮销售企业和工业园区、矿山开采区、垃圾填埋场等区域应进行必要的防渗处理。报废矿井、钻井、取水井应实施封井回填。”

相符性分析：本项目钻井期生活污水排入防渗收集池；井下带罐作业，作业废水采用专用收集罐集中收集；采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；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。 服务期满后地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。符合《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》相关要求。

2.8.8《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》相符性分析

《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》指出，“4.加强油（气）资源开发区土壤污染综合整治。2017 年起，开展油（气）资源开发区土壤环境污染专项调查工作，加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油（气）田勘探、开发、运行过程以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染。”“6.大力推进固体废物资源化利用，到 2020 年全区工业固体废物综合利用达到 60%。提高油（气）田开采废弃物等危险废物的综合利用和处置水平。石油和天然气开采业等自建危险废物处置、利用设施，推进行业危险废物资源化综合利用和安全处置。”

相符性分析：本项目使用非磺化类泥浆，钻井采用“泥浆不落地工艺”，分离出的岩屑进入储罐，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/T3997-2017）中的综合利用污染物限值，用于铺垫井场等综合利用。依托火烧山联合站站内建有事故池（废液池）、污水回收池、污油回收池、污水池、污泥储存场各1座，污水浓缩池2座，污泥脱水装置及污水、污油回收设施1套。本项目井下作业废液收集后拉运至火烧山联合站事故池（废液池）暂存，统一由污水处理系统处理达标后回注油藏。井下作业产生的落地油收集后在污油回收池暂存，定期委托有危废处置资质的单位处理。符合《新疆维吾

尔自治区土壤污染防治工作方案》相关要求。

2.8.9 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。

2.8.10 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发；第十条规定煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

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

本项目北侧约 212m 处为“卡山保护区”实验区，本项目不在卡山保护区范围内，项目占地性质为工矿用地。项目采用密闭集输工艺，不设单罐拉油，符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

2.8.11 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；落地原油应及时回收，落地原油回

收率应达到 100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地；在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。

本工程大部分井场采用平台井形式生产，减少占地对生态环境的影响；采出水经处理后优先用于复配压裂液，剩余部分作为注水水源；油气密闭集输在火烧山联合站处理成合格商品气后优先用于站内自用气多余部分外输；井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，产生油泥（砂）先在火烧山联合站污泥贮存场暂存，委托有资质单位处置。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

2.8.12 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 212m，不在保护区范围内，因此符合《中华人民共和国自然保护区条例》（2017 年修订）的要求

2.8.13 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。火烧山作业区和火烧山联合站在厂区四周设置有围墙，减少人员活动对区域环境影响。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大的影响。

2.8.14 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 5778.29km^2，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。

本次钻井距离卡山保护区实验区约 212m，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。

2.8.15 “三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

①新疆维吾尔自治区分区管控

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区等一般生态空间管控区。项目选址与自治区环境管控单元中位置关系见图 2.8-1，本项目位于重点管控单元，项目建设不在生态保护红线范围内。

②昌吉州“三线一单”和分区管控

根据《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入

清单》，自治州共划定 119 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、水土保持区、生物多样性维护区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。重点管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和工业聚集区等。一般管控单元主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。本项目位于重点管控单元。项目选址与昌吉州“三线一单”环境管控单元位置关系见图 2.8-2。

（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。评价区 SO_2、NO_2、CO 和 O_3 的年评价指标达到《环境空气质量标准》（GB 3095- 2012）二级标准，PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 的年评价指标未达到《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。本项目井口加热采用电加热方式，油气采用全密闭集输流程，项目建设不会改变区域环境质量现状。

（3）资源利用上线

本项目运营过程中会消耗一定的电能，耗水环节主要是井下作业和油田注水，主要采用处理达标后的油田采出水。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）生态环境准入清单

本项目属于《产业结构调整指导目录》（2019 本）中的鼓励类，符合国家产业政策。本项目建设符合《昌吉回族自治州生态环境总体准入清单》要求，同时符合吉木萨尔县重点管控单元准入要求。本项目与昌吉州吉木萨尔县环境管控单元生态环境准入清单（重点管控单元）符合性分析见表 2.8-1。

表 2.8-1　　吉木萨尔县环境管控单元生态环境准入清单（重点管控单元）

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		符合性分析
ZH65232720008	火烧山产业园区	重点管控单元	空间布局约束	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元空间布局约束的准入要求（表 2-3 A6.1）。 2、入园企业需符合园区产业发展定位，产业发展以煤电、煤电铝、煤制烯烃、煤制尿素产业为主导。 3、铁路及高速公路边沟（或坡脚）线两侧 60 米范围内为禁止建设区。公路以中心线为基点，一级公路两侧各 30 米、二级公路两侧各 25 米、三级公路两侧各 20 米地段为禁止建设区，同时应满足公路法、公路管理条例等相关法律法规中关于公路两侧建筑控制区相关要求。 4、执行《准东开发区关于贯彻落实<自治区严禁“三高”项目进新疆推动经济高质量发展实施方案>的实施意见》中的准入要求。	本项目属于陆地石油开采项目，不属于“三高”产业；项目不属于火烧山入园企业。项目距离五大高速公路（S11）约 830m，距离阿勒泰-巴仑台公路（G216）约 1km。

			污染物排放管控	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元污染物排放管控的准入要求（表 2-3 A6.2）。 2、$PM_{2.5}$ 年平均浓度不达标县市（园区），禁止新（改、扩）建未落实 SO_2、NOx、烟粉尘、挥发性有机物（VOCs）等四项大气污染物总量指标昌吉州区域内倍量替代的项目。 3、现有燃煤电厂企业和 65 蒸吨及以上燃煤锅炉应限期开展提标升级改造，其大气污染物排放应逐步或依法限期达到超低排放标准限值。 4、加快完善铁路线路建设，减少公路运输负荷。 5、重点加强对重型开采矿机械、重型运输车辆尾气排放限值管理，推广重型机械专用尾气治理设备的应用。 6、加快完善相关基础配套设施，推广使用天然气汽车和新能源汽车。 7、严格涉 VOCs 建设项目环境影响评价，实行区域内 VOCs 排放倍量削减替代，并将替代方案落实到企业排污许可证中，纳入环境执法管理。新、改、扩建涉 VOCs 排放项目，应从源头加强控制，使用低（无）VOCs 含量的原辅材料，加强废气收集，安装高效治理设施。	本项目不申报总量控制指标。符合污染物排放管控要求。
			环境风险防控	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元环境风险防控的准入要求（表 2-3 A6.3）。 2、建设涉及有毒有害物质的生产装置、储罐和管道，或者建设污水处理池、应急池等存在土壤污染风险的设施，应当按照国家有关标准和规范的要求，设计、建设和安装有关防腐蚀、防泄漏设施和泄漏监测装置，防止有毒有害物质污染土壤和地下水。 3、园区应建立环境风险监管制度、环境风险预警制度、区域性突发事件应急预案、环境风险应急保障制度、环境风险事前预防、事中应急、事后处置等环境风险防控体系。	项目钻井井场作业区铺设防渗膜，防止油泥污染土壤和地下水；钻井和运营期均制定风险防控要求和风险管控制度。
			资源利用效率	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元资源利用要求的准入要求（表 2-3 A6.4）。 2、开发区发展过程应遵循“以水定产业规模”的发展原则，坚持“量水而行”，在水资源许可的条件下开展开发区建设，用水指标≤0.1m^3/m 百万千瓦。 3、园区水资源开发总量、土地投资强度、能耗消费增量等指标应达到水利、国土、能源等部门相应要求。	本项目运营期回注水全部来自处理达标后的采出水，符合资源管控要求。

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 火烧山油田开发简况

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，东南距吉木萨尔县城 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 20º左右，西翼地层倾角 6º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 H_1、H_2、H_3、H_4^1、H_4^2 五套开发层系。

本次部署区域位于 H_1 地面占用区、中部上返区及南部未动用区；H_2 地面占用区、南部未动用区；H_3 地面占用区、南部未动用区、西部扩边区及东北部；H_4^2 边部注采井网不完善区域。

3.1.1.2 火烧山油藏分区简况

根据目前油藏动用情况及调整潜力，对各油层组进行分区。

（1）H_1 油层组根据目前生产情况，将平面上分为三个区：地面占用区、中部上返区、未动用区。

地面占用区：含油面积 4.53km^2，平均砂体厚度 21.2m，平均油层厚度 5.5m，地质储量 123.17×10^{4}t。该区砂体呈透镜状分布，横向局部连片，纵向多期发育。2017 年因地面占用全部封井，目前处于停产状态，采出程度 10.3%，剩余地质储量 118.47×10^{4}t，是本次部署目标区。

中部上返区：含油面积 10.16km^2，平均砂体厚度 15.6m，平均油层厚度 3.8m，地质储量 192.80×10^{4}t。砂体呈透镜状分布，横向局部连片，纵向多期发育。生产井主要是 H_2 层直井上返及合采，未形成规则井网，井网不完善，井距偏大，

注水开发效果差，整体处于低液状态开采，是本次部署目标区。

未动用区：含油面积 15.21km^2，平均砂体厚度 6.7m，平均油层厚度 2.8m，地质储量 245.87×10^{4}t。砂体远离物源，呈透镜状分布，平面连续性差，纵向上集中在单层发育，是本次部署目标区域。

（2）H_2 油层组根据目前生产情况，将平面上分为四个区：地面占用区、中部动用区、南部未动用区、西部扩边区。

地面占用区：含油面积 4.83km^2，平均砂体厚度 38.5m，平均油层厚度 14.9m，地质储量 427.33×10^{4}t。砂体连片，纵向多期发育，投产采用 350m反九点井网开发，2017 年因地面占用全部封井，目前处于停产状态，采出程度 6.2%，剩余地质储量 400.91×10^{4}t，是本次部署目标区。

中部动用区：该区含油面积 12.73km^2，平均砂体厚度 25.5m，平均油层厚度 9.1m，地质储量 685.35×10^{4}t。砂体连片，透镜状发育，东部砂体油层发育程度好于西部。该区整体为 350m 反九点面积井网注水开发，油藏中部有 8 个井组的 350m 反七点井网，井网完善，砂体控制程度较高，本次不对该区部署。

南部未动用区：该区含油面积 9.16km^2，平均砂体厚度 8.2m，平均油层厚度 4.0m，地质储量 182.76×10^{4}t。砂体垂向发育较为集中，是本次部署目标区域。

西部扩边区：该区含油面积 1.47km^2，平均砂体厚度 1.9m，平均油层厚度 0.9m，地质储量 7.38×10^{4}t。该区井控程度低，储层落实程度低，储量规模小，本次不作部署。

（3）H_3 砂层组根据砂体形态及目前生产情况，将平面上分为四个区：地面占用区、中部动用区、南部未动用区、西部扩边区。

地面占用区：含油面积 1.60km^2，平均砂体厚度 32.2m，平均油层厚度 9.6m，地质储量 105.16×10^{4}t。各小层砂体均连片发育，投产采用 350m反九点井网开发，2017 年因地面占用无法动用，采出程度 5.1%，剩余地质储量 99.75×10^{4}t，是本次部署目标区。

中部动用区：含油面积 23.38km^2，平均砂体厚度 36.8m，平均油层厚度 12.1m，地质储量 1943.26×10^{4}t。各小层砂体均连片发育，初期为 350m 反九点井网，经过加密调整在东北、西南部局部为 250m 反九点井网，目前采出程度较高，东北部是本次部署的目标区。

南部未动用区：含油面积 2.59km^2，平均砂体厚度 8.6m，平均油层厚度 4.2m，

地质储量 74.98×10⁴t。砂体垂向发育较为集中，是本次部署目标区。

西部扩边区：含油面积 4.11km²，平均砂体厚度 8.3m，平均油层厚度 4.6m，地质储量 128.35×10⁴t。储层发育较落实，砂体垂向发育集中，是本次部署目标区。

（4）H_4^2 砂层组注采井网集中在构造高部位，边部存在一部分未动用储量，本次针对边部井控程度低的区域部署。

3.1.1.3 火烧山油藏开采简况

截止 2021 年 2 月，火烧山开发区共有采油井 372 口，开井数 305 口，日产液水平 3028t，日产油水平 482t，采油速度 0.31%，综合含水 84%，累积产油 1198.65×10⁴t，采出程度 19.6%。注水井 136 口，开井数 111 口，日注水 3634m³，月度注采比 1.14，累积注采比 1.3，年注水量 21.13×10⁴m³，累积注水 4359.74×10⁴m³。

3.1.2 井区开发现状

（1）火烧山现有工程

火烧山油田现有工程情况详见表 3.1-1。

表 3.1-1 火烧山区块现有工程组成

类别	名称	工程量	建设内容
主体工程	采油井	372 口	早期采油井口采用水浴加热炉进行加热，后期采油井口采用电加热，日产液 3028t，日产油 482t。
	注水井	136 口	日注水 3634m³。
	计量配水站	44 座	采用水浴加热炉加热后进行集输。
	原油集输管线	共有四条集油干线，规格均为 D273×7/20 无缝钢管，集油干线 15km；集油支线和单井出油管线均采用无缝钢管，集油支线 19km，单井出油管线 116km。	
	注水管线	共有四条注水干线，规格均为 D168×12/20 无缝钢管，注水干线长 15km；注水支线采用 D114×9/20 无缝钢管，注水支线长 15km；单井注水管线采用 DN50 无缝钢管和玻璃钢管，单井注水管线长 47km。	
油区配套辅助工程	供配电	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。	
	物联网	每口采油井安装无线一体化功图仪等物联网设施，火烧山作业区云平台系统扩容。	
	供水工程	注水井水源来自火烧山联合站污水处理系统处理达标后的回注水；火烧山作业区工作人员供水水源井为沙南水井。	

类别	名称	工程量	建设内容
	道路工程	油田内部主路采用沥青路面，沥青道路 30km；计量站到单井巡井道路采用砂石路面，砂石道路 120km。	
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 35×10^4t/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 6×10^4m^3/d。	
	注水	依托火烧山联合处理站注水系统，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	定期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	拉运至火烧山固废堆存场进行处理。	

（2）火烧山油田油气集输现状

火烧山油田油井共 372 口，计量站 44 座，目前 263 口油井和 39 座计量站处于生产状态，常温输送 87 口，计量站全部采用加热集输。为提高自动化水平，目前有 82%采油井在抽油机上安装了功图仪，可以实现功图仪远传计量和计量站就地计量。总液量 3447m^3/d，总油量 490m^3/d，含水约 86%。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。

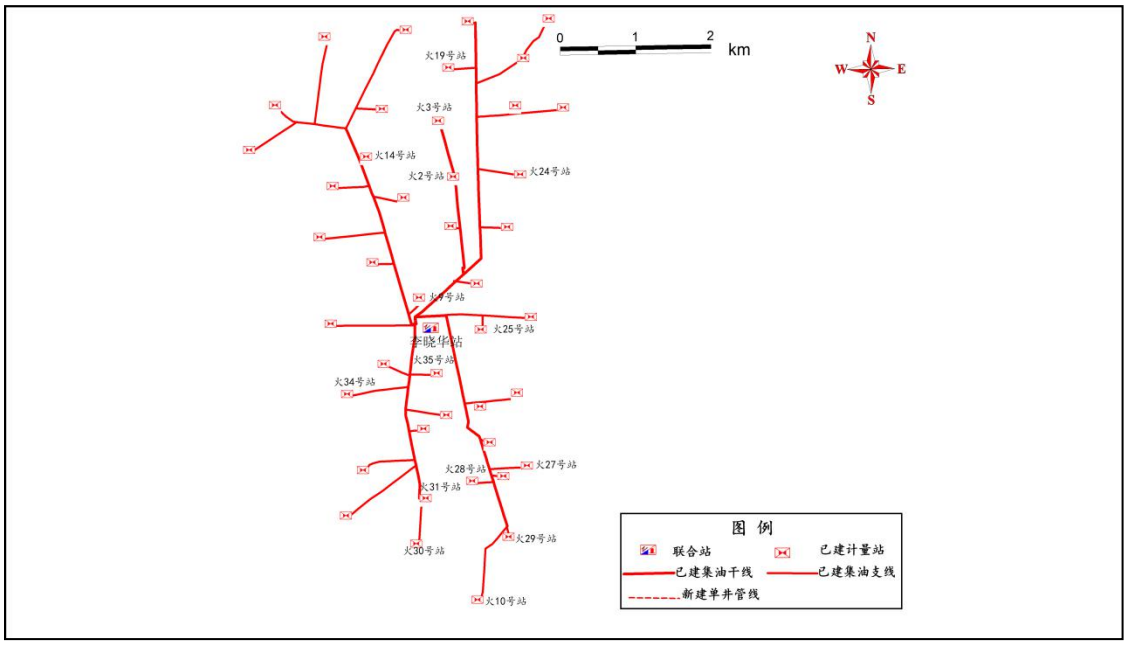


图 3.1-1　火烧山油气集输现状图

（1）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。

（2）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。

（3）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 H_2、H_3 和 H_4^1 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
				2020 年 5 月 29 日，《火烧山油田平地泉组 H_4^1 油藏 2016 年加密调整工程（第三批）》完成自主验收
3	《准东采油厂更新补钻井工程环境影响报告表》	昌吉回族自治州生态环境局	昌州环评[2019]33 号	2020 年 4 月，《准东采油厂更新补钻井工程》完成自主验收
4	火烧山油田平地泉组 H_3 油藏加密调整 2020	新疆维吾尔自治区生态	新环函[2020]171	尚未进行验收

	年建设工程环境影响报告书	环境厅	号	

3.1.3.1 生态环境影响回顾

（1）关于准东采油厂油田生产退出新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区概况

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》第八条禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。“关于关停卡山保护区内所有石油设施的通知（新卡保函字【2017】61 号）”。准东采油厂于 2017 年-2018 年陆续完成“卡山保护区”内火烧山油田 127 口井的封井、井口割焊和地表回填工作，并在封井井口处安装退出石碑。对分布在火烧山油田 127 口井井口集输设施、集输管线以及污水处理系统、注水站、计量站等地面配套集输设施进行拆除并恢复当地地貌。准东采油厂于 2018 年 12 月编制完成《油田生产退出新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区项目验收报告》，并于 2018 年 12 月 15-16 日组织专家对保护区内油田生产退出工作及实施效果进行了评审（评审意见见附件），整改项目通过验收。

（2）油田生产退出卡山有保护区生态恢复措施

①生产设备设施拆除方案

地下管网不拆除，扫线合格后对管线两端实施封堵；地面工艺、设备部分全部拆除；橇装房、设施全部拆除，房屋土建（厂房、阀池）不拆除，门窗拆除；电力线、道路、水源井不拆除，井场变压器拆除回收；抽油机基础不拆除，砌成马槽形状；阀池、收油池清洗干净后回填；钻井水泥基础不拆除、掩埋；储罐罐台不拆除；通信塔不拆除。

②生态保护和地表修复方案

地面原油田生活设施部分拆除考虑到卡山自然保护区后续管护、巡检工作实际需要，适当保留部分油田生活基础设施，用于卡山自然保护区管理中心在今后工作中保护管理：

1）地下管网：目前地面覆土均已防沙固化，且多数都有沙漠植被生存。若将管线全部开挖拆除，势必破坏地面稳定的植被，同时影响固沙效果，回填后几

年内也无法恢复现有植被。将地下管网彻底吹扫干净后，将地面露头部分切除用盲板盲死；地下管线部分不进行开挖拆除。

2）抽油机底座：因抽油机底座是用水泥整体浇筑而成，地下部分十分庞大。若要拆除，需在其周围大面积开挖土方，产生大量工业固废，且拆除抽油机底座后地面会持续沙化，无法起到防沙固沙作用。由于所有油井底座都在保护区内，将抽油机底座改造成牲畜饮水槽，既防止沙化，又可以给野生动物提供饮水。

3）储油罐（圆罐）地基：因部分储油罐拆除后留有圆台罐基，采用大量戈壁料夯实而成，基础牢固，可以起到很好的防风固沙作用。若是拆除储罐罐基，不但产生大量固废，而且拆除后地面易迅速沙化。保留储罐罐基。

4）各类原员工值班站点、房间：目前保护区内各类站点和房间目前房屋结构良好，房屋周边防沙固沙良好；若要拆除不但会产生大量固废，而且拆除后遗留土地无法有效防风固沙，会导致加快沙化。保留各类站点和房屋，仅拆除屋内石油生产设备设施，这样不但可防止该区域沙化，还可用于卡山自然保护区国家公益林等保护管理用房。

5）水源井：保留实验区内水井及配套的供电设施。

6）道路部分：因道路本身就有防风固沙的作用，若拆除道路，不但造成原有防沙效果失效，还可能造成道路周边迅速沙化。建议保留道路，不仅维持原有防风固沙之作用，还可用作卡山自然保护区内工作人员巡护道路，准东采油厂可在道路终点设置卡点，防止其他无关车辆和人员进入。

7）电力设施部分：已建电力设施完好，因为卡山自然保护区内取电非常困难，且实际保护管理经常需要用电。保留相关电力设施部分，用于卡山自然保护区管护人员取水、照明和监控等。

8）通讯塔 1 座：保留该塔，用于卡山自然保护区管理中心通讯、观测等。

其它地面油田生产设备设施（水套炉、抽油机、分离器、电加热装置、储油罐等）拆除并拉运回准东采油厂指定地点集中存放。其它无关部分进行拆除、场地清理。

拆除部分涉及到的地表做好降坡、平整后自然恢复。

（3）项目区现有工程生态影响

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。

3.1.3.2 大气环境影响回顾

经现场调查，早期井口采用水浴炉进行加热，后期开发钻井井口采用电加热，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。

根据调查，火烧山油藏目前日产油 490t，年产油 178850t，采用密闭集输工艺，其原油损耗可控制在 0.1‰以下，则现有烃类挥发量计算为 17.885t/a。

根据《火烧山油田平地泉组 H_4^1 油藏 2016 年加密调整工程（第三批）竣工环境保护验收调查报告》，火烧山 H_4^1 井区、火 25 号计量站和火烧山联合站无组织非甲烷总烃监测结果见表 3.1-2。

表 3.1-2　无组织废气排放监测结果

监测点位			浓度范围	浓度最高值	标准限值	达标情况
火烧山联合站	2019.12.26	北侧厂界	0.26～1.00	1.26	4.0	达标
		东侧厂界	0.55～0.89			达标
		南侧厂界	0.54～1.05			达标
		西侧厂界	0.71～1.26			达标
	2019.12.27	北侧厂界	0.64～0.80	1.18		达标
		东侧厂界	0.66～0.83			达标
		南侧厂界	0.70～1.18			达标
		西侧厂界	0.39～1.06			达标
火 25 号站	2019.12.26	北侧厂界	0.68～1.66	1.66		达标
		东侧厂界	0.28～1.02			达标
		南侧厂界	0.47～1.01			达标
		西侧厂界	0.50～1.04			达标
	2019.12.27	北侧厂界	0.52～1.04	1.09		达标
		东侧厂界	0.58～1.09			达标
		南侧厂界	0.56～0.77			达标
		西侧厂界	0.62～0.74			达标
项目区	2019.10.27	西侧厂界	0.32～0.38	0.45		达标
		东北侧厂界	0.32～0.38			达标
		东侧厂界	0.32～0.38			达标
		东南侧厂界	0.40～0.45			达标
	2019.10.28	西侧厂界	0.34～0.42	0.48		达标

		东北侧厂界	0.32～0.44			达标
		东侧厂界	0.35～0.45			达标
		东南侧厂界	0.32～0.48			达标

根据验收监测结果表明：火烧山井区、火 25 号计量站和火烧山联合站监测厂界无组织排放非甲烷总烃最高浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）4.0 mg/m^3 要求。

3.1.3.3 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。

根据《烧山油田平地泉组 H_4^1 油藏 2016 年加密调整工程（第三批）竣工环境保护验收调查报告》，火烧山联合站污水处理系统出水口监测数据见表 3.1-3。

表 3.1-3　火烧山污水处理站含油废水监测结果（单位：mg/L，pH 除外）

监测时间		pH	悬浮物	氨氮	硫化物	石油类	挥发酚
2019 年 12 月 27 日	第一次	8.4	21	3.50	ND	0.45	0.290
	第二次	8.3	23	3.51	ND	0.45	0.294
	第三次	8.3	25	3.55	ND	0.45	0.286
	第四次	8.3	22	3.50	ND	0.43	0.298
2019 年 12 月 28 日	第一次	8.3	23	3.41	ND	0.44	0.260
	第二次	8.4	22	3.45	ND	0.45	0.270
	第三次	8.3	24	3.46	ND	0.45	0.250
	第四次	8.4	23	3.43	ND	0.43	0.274
《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）		/	≤30.0	/	/	≤50.0	/
达标情况		/	达标	/	/	达标	/

根据验收监测结果可知：火烧山联合站污水处理站出口水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中的标准限值要求后用于注水井回注地层，不外排。

3.1.3.4 声环境影响回顾

运营期主要以站场、井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隔声降噪措施后，对周围环境的影响不大。

根据《烧山油田平地泉组 H_4^1 油藏 2016 年加密调整工程（第三批）竣工环境保护验收调查报告》中对在火烧山 H2902 井、H2470 井、火 25 号计量站及火烧山联合站厂界进行监测，监测结果见表 3.1-4。

表 3.1-4　火烧山油田厂界噪声监测数据统计表　　dB（A）

监测点	监测时间	点位	L_{eq}	标准	达标情况
HD2902	2019 年 10 月 25 日昼间	东	47.5	65	达标
		北	47.5		达标
		西	48.1		达标
		南	48.4		达标
	2019 年 10 月 25 日夜间	东	48.0	55	达标
		北	47.5		达标
		西	47.4		达标
		南	47.3		达标
	2019 年 10 月 26 日昼间	东	47.9	65	达标
		北	47.3		达标
		西	47.6		达标
		南	47.6		达标
	2019 年 10 月 26 日夜间	东	45.1	55	达标
		北	44.7		达标
		西	45.5		达标
		南	45.8		达标
H2470	2019 年 10 月 25 日昼间	东	45.8	65	达标
		北	45.1		达标
		西	45.3		达标
		南	45.6		达标
	2019 年 10 月 25 日夜间	东	45.3	55	达标
		北	44.6		达标
		西	44.8		达标
		南	44.8		达标
	2019 年 10 月 26 日昼间	东	48.6	65	达标
		北	48.3		达标
		西	47.9		达标
		南	47.9		达标
	2019 年 10 月 26 日夜间	东	45.9	55	达标
		北	46.9		达标
		西	46.1		达标
		南	46.2		达标
火烧山联	2019 年 12 月 28 日	东	53.2	65	达标

监测点	监测时间	点位	L_{eq}	标准	达标情况
合站	昼间	北	53.2		达标
		西	56.7		达标
		南	50.5		达标
	2019 年 12 月 29 日夜间	东	51.3	55	达标
		北	52.6		达标
		西	53.0		达标
		南	48.9		达标
	2019 年 12 月 28 日昼间	东	52.3	65	达标
		北	53.2		达标
		西	54.1		达标
		南	49.9		达标
	2019 年 12 月 29 日夜间	东	50.3	55	达标
		北	50.1		达标
		西	52.5		达标
		南	49.9		达标
火 25 号站	2019 年 12 月 28 日昼间	东	52.3	65	达标
		北	50.3		达标
		西	49.4		达标
		南	50.6		达标
	2019 年 12 月 29 日夜间	东	51.0	55	达标
		北	49.8		达标
		西	47.4		达标
		南	48.6		达标
	2019 年 12 月 28 日昼间	东	52.3	65	达标
		北	50.2		达标
		西	49.7		达标
		南	49.8		达标
	2019 年 12 月 29 日夜间	东	49.2	55	达标
		北	49.5		达标
		西	48.8		达标
		南	48.9		达标

根据验收监测结果，H2902 井、H2470 井、火 25 号计量站及火烧山联合站厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 3 类标准要求。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾

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

施工过程中对探临道路和井场道路定期洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘。

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 H_1-H_4 油藏区块开发建设工程；

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司；

项目性质：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。

火烧山油田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油藏部采油井 150 口，注水井 5 口，采转注井 20 口，新建产能 46.12×10^4t，设计钻井总进尺 33.545×10^4m。

（2）配套建设单井采油管线 67.5km、单井注水管线 1.2km 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

类别		名称	工程量	建设内容	备注
钻井工程		采油井	150 口	78 口采油井井型为水平井，单井产能 16t/d；32 口采油井井型为直井，单井产能 3.5t/d；40 口采油井井型为直井，单井产能 4.5t/d。	新建
		注水井	5 口	井型为直井，单井注水量为 35m^3/d。	
地面工程	井口装置	老井利用	20 口	采油井转注水井 20 口。	改建
		采油井口装置	150 座	8 型游梁式抽油机，配套电机功率 18.5kW。	新建
	集输工程	单井管线	67.5km	DN65 PN2.5MPa 柔性复合管。	新建
	注水工程	注水井口	26 座	新建 16MPa 注水井场（DN50 25MPa 采油树）。	新建
		单井注水管线	1.2km	单井注水管线 DN50 PN25MPa 柔性复合管。	新建
	道路	巡井道路	15.5km	新建巡井道路宽 4m，为砂石路面。	新建
油区配套辅助工程		供配电	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
			新建电力电缆 43.6km，50kVA 杆架式变电站 150 座。		新建
		物联网	每口采油井安装无线一体化功图仪等物联网设施，火烧山作业区云平台系统扩容。		新建
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	施工期钻井采用“泥浆不落地工艺”，钻井泥浆循环使用。施工期井场设置移动旱厕，生活营地设置防渗污水收集池。		-
			运营期井下作业废水采用井口收集罐收集，拉运至火烧山联合站。运营期采出水经火烧山联合站污水处理系统处理达标后回注油藏。		-
		噪声	施工期①尽量选用低噪声设备；②高噪声设备集中布置在设备用房内。		-
			运营期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。		-
		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。施工生活垃圾收集后拉运至火烧山固废堆存场进行处理。		-
			运营期井下作业事故状态下落地原油和含油污泥交由有资质的单位进行无害化处置。		-
		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 35×10^4t/a，现状处理规模为 20×10^4t/a，本次新增量 14.8×10^4t/a，依托可行。		-

类别	名称	工程量	建设内容	备注
	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 $6\times10^4m^3/d$，现状处理规模 $4\times10^4m^3/d$，本次新增 $1.84\times10^4m^3/d$，依托可行。		
	注水	依托火烧山联合处理站注水系统，注水规模 $8400m^3/d$，现状注水规模 $4200m^3/d$，本次新增 $910m^3/d$，依托可行。		
	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 $3000m^3/d$，现状处理规模 $2500m^3/d$，依托可行。		
	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 160000 万元，全部为企业自筹。

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。

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，新增电力负荷341.64kW。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 原油性质

火烧山油田地层原油密度 0.882~0.884g/cm³，地层原油粘度 8.4mPa·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。

火烧山油田油藏地面原油参数详见表 3.2-3。

表 3.2-3 火烧山油田油藏地面原油性质参数表

油层组	密度(g/cm³)	粘度(mPa.s)			含蜡(%)	原油凝固点	胶质
		30℃	40℃	50℃			
H_1	0.882	123	65	40	14.0	11℃～25℃	12.4%
H_2	0.882	130	68	42	13.5		
H_3	0.883	140	73	45	13.0		
H_4	0.884	140	73	45	13.0		

3.2.2.2 天然气性质

火烧山油田油藏天然气性质详见表 3.2-4。

表 3.2-4 火烧山油田油藏天然气性质表

层位	相对密度	组分含量（%）			
		甲烷	乙烷	丙烷	其他
H_1~H_4	0.6225	88	4	3	5

3.2.2.3 地层水性质

火烧山油田油藏地层水为 $NaHCO_3$ 型，矿化度 11000mg/L，氯离子含量 5000mg/L。

3.2.3 开发方案

（1）部署情况

本次部署区域位于 H_1 地面占用区、中部上返区及南部未动用区；H_2 地面占用区、南部未动用区；H_3 地面占用区、南部未动用区、西部扩边区及东北部；H_4^2 边部注采井网不完善区域。

本次部署产能井 175 口，其中新钻采油井 150 口，新钻注水井 5 口，老井采转注 20 口，新建产能 46.12×10^4t，总进尺 33.545×10^4m。

表 3.2-5 火烧山油田 H_1-H_4 产能部署情况表

层位	总井数	新钻井		老井利用		单井产能	新建产能 $\times10^4$t	进尺 $\times10^4$m	备注
		采油井	注水井	注转采	采转注				
H_1-H_3	78	78	0	0	0	16	37.36	20.68	水平井
H_3	51	32	0	0	18	3.5	3.36	5.44	加密直井
H_4^2	47	40	5	0	2	4.5	5.4	7.425	扩边直井
合计	175	150	5	0	20	24	46.12	33.545	

①H_1～H_3 油藏南部未动用区与 H_3 油藏西部扩边区：结合砂体展布情况，水平井采用 300m 井距，水平井方向以砂体展布方向部署为主，同时考虑垂直最大主应力方向进行部署。未动用区共部署水平井 39 口，水平段长度 500m～1600m，钻井总进尺 9.96×10^4m，新建产能 18.33×10^4t。

H_1 油藏中部直井上返区与 H_1～H_3 油藏北部地面占用区：其中 H_1 油藏中部直井上返区砂体纵向叠置发育，各层油砂体发育连片性较好，考虑老井采出程度及水淹情况，结合砂体展布情况，水平段长度按照 550m～1350m 部署。H_1～H_3 油藏北部部分区域 2017 年被地面占用，目前处于停产、三级封井状态。根据砂

体展布情况及前期生产情况，在水淹程度弱、剩余油相对富集区采用水平段长度按照 500m～1350m 部署。已动用区共部署水平井 39 口，水平段长度按照 500m～1350m，钻井总进尺 10.72×10^4m，新建产能 19.03×10^4t。

②H_3 油藏东北部：剩余油富集中北部开展加密调整部署，首先将原 350m 反九点注采井网加密为 250m 井距反九点注采井网；然后根据油井生产动态，把握采转注时机，将反九点逐步调整为五点注采井网。以最终五点注采井网计算，方案需共部署新钻采油井 32 口，采转注老井 19 口，H_3 油藏新钻加密井单井设计产能 5.0t/d。设计新井单井进尺 1700m，累计总进尺 5.44×10^4m。新钻采油井全部投产后，年新建产能 3.36×10^4t。

③H_4^2 部署油水井共 47 口，其中采油井 40 口，注水井 5 口，采转注老井 2 口，钻井总进尺 7.425×10^4m，新建产能 5.4×10^4t。

（2）产量预测

火烧山油田 H_1-H_4 油藏开发根据不同年份产量预测见表 3.2-6。

表 3.2-6　　产量预测

年份	井数（口）	年产油(10^4t)	年产水(10^4m^3)	年产液(10^4m^3)	日产气量（m^3）	含水（%）
2021	33	2.35	2.05	4.40	2702	46.67
2022	72	12.52	12.73	25.24	14402	50.42
2023	117	20.64	29.45	50.10	23754	58.79
2024	150	27.32	46.35	73.66	31435	62.91
2025	150	28.78	57.37	86.15	33118	66.59
2026	150	22.81	53.11	75.91	26244	69.96
2027	150	18.37	48.25	66.62	21138	72.42
2028	150	15.34	44.51	59.84	17647	74.37
2029	150	13.08	42.22	55.30	15054	76.34
2030	150	11.32	40.57	51.90	13028	78.18
2031	150	9.90	38.63	48.53	11386	79.61

（3）分批实施顺序

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

第一批（2021 年）	新钻 33 口油井（HHW1022、HHW1036、H2339、H2349、HHW1005、H2801、H2802、H2803、H2806、HHW1019、H2808、H2809、HHW2001、HHW1023、H2325、H2326、H2327、HHW2021、HHW2037、H2804、HHW1015、H2810、H2807、HHW1011、HHW2003、HHW2005、H2331、H2332、H2333、HHW3006、HHW1010、HHW3001、HHW1009）	新钻 1 口注水井（H2805）	6 口老井采转注（H1235、H1246、H1247、H1261、H1397、H1399）
第二批（2022 年）	新钻 39 口油井（HHW2038、HHW2033、HHW2025、HHW2032、HHW2031、HHW2034、HHW1007、HHW1024、HHW2010、HHW2039、HHW3009、HHW1032、HHW2040、HHW1025、HHW1008、HHW2011、HHW1026、HHW1027、HHW1037、H2323、H2324、H2328、H2329、H2330、H2334、H2335、H2336、H2337、H2338、H2342、H2345、H2811、H2812、H2813、H2814、H2815、H2816、H2817、H2818）	新钻 2 口注水井（H2819、H2820）	7 口老井采转注（H1233、H1242、H1243、H1244、H1245、火 12、H1258）
第三批（2023 年）	新钻 45 口油井（HHW1031、HHW2024、HHW2007、HHW2023、HHW2035、HHW2036、HHW2008、HHW1006、HHW1030、HHW1029、HHW1028、HHW1020、HHW1035、HHW1021、HHW1002、HHW1004、HHW1001、HHW3005、HHW2014、HHW2002、H2346、H2347、H2348、H2352、H2355、H2356、H2357、H2358、H2359、H2360、H2361、H2362、H2823、H2824、H2825、H2827、H2828、H2829、H2830、H2831、H2833、H2834、H2835、H2837、H2838）	新钻 1 口注水井（H2836）	7 口老井采转注（H1272、H1273、H1274、H1275、H1276、H1277、H1278）
第四批（2024 年）	新钻 33 口油井（HHW1013、HHW3008、HHW1012、HHW1033、HHW2006、HHW3007、HHW2026、HHW2004、HHW1003、HHW2027、HHW1034、HHW2028、HHW2015、HHW1014、HHW2022、HHW1017、HHW2030、HHW2029、HHW1016、HHW1018、HHW3004、HHW3003、HHW3002、H2841、H2842、H2843、H2844、H2845、H2846、H2847、H2848、H2849、H2850、H2851）	新钻 1 口注水井（H2850）	0

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

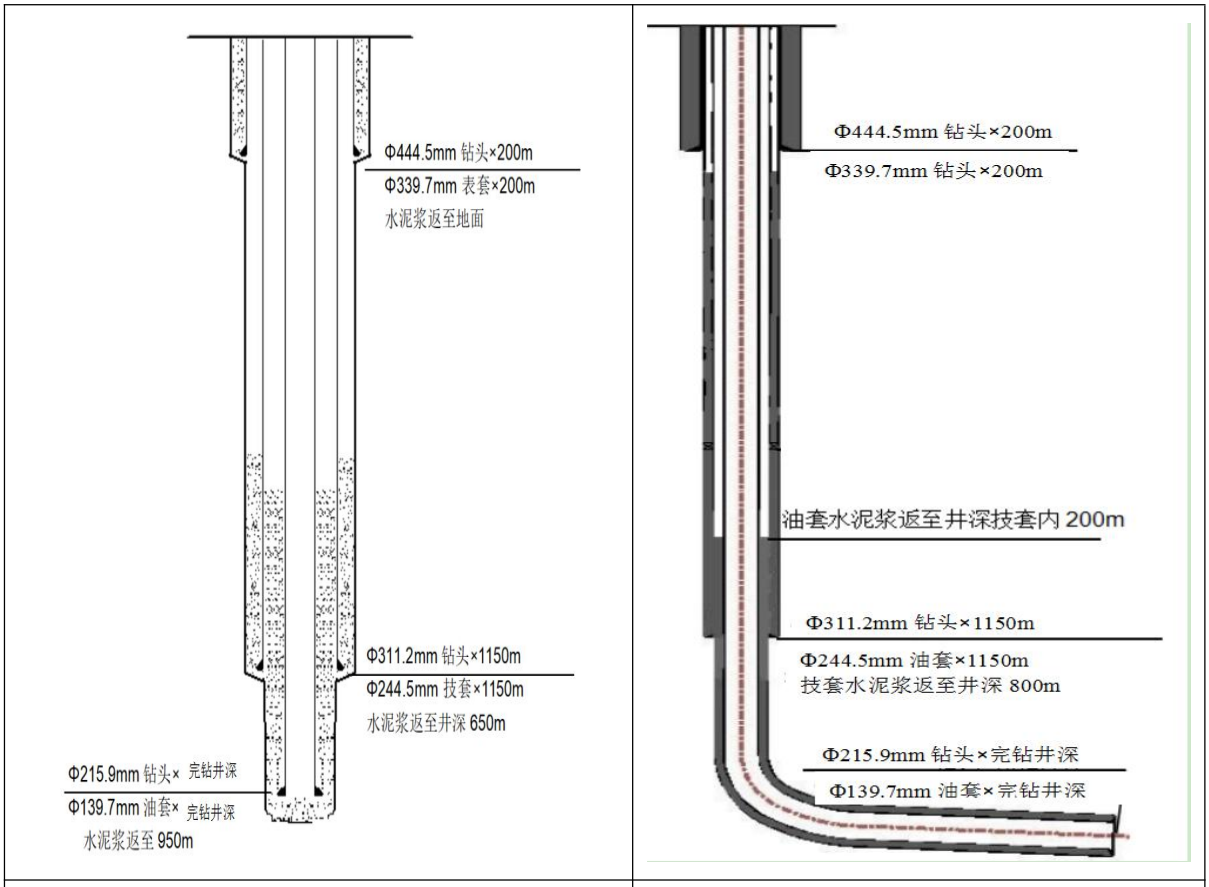
火烧山油藏井身结构情况见表 3.2-5。

表 3.2-5　火烧山油田 H_1-H_4 井身结构

层位	新钻井		进尺 $\times10^4$m	井型	单井井深（m）	井身结构	单井钻井期(h)	单井钻井天数（d）
	采油井	注水井						
H_1-H_3 油藏南部	39	0	9.96	水平井	2554	三开	450	19
H1 油藏中部直井上返区与 H_1～H_3 油藏北部地面占用区	39	0	10.72	水平井	2749	三开	489	21
H_3	32	0	5.44	直井	1700	三开	279	12
H_4^2	40	5	7.425	直井	1650	三开	269	12

直井采用三开井身结构，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_2p_3 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 H_1 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，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。

水平井采用三开井身结构，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。二开采用Φ311.2mm 钻头，下入Φ244.5mm 技套，固井水泥浆返至井深 200m 左右；三开：采用Φ215.9mm 钻头钻至设计完钻井深，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 800m。



直井井身结构 | **水平井井身结构**

图 3.2-4 火烧山油田井身结构图

（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	~1650	500	100	5
5	215.9	FR1634S	1	~1700	550	110	5
6	215.9	FR1634S	1	~2554	1404	281	5
7	215.9	FR1634S	1	~2749	1599	320	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	完钻井深	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

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			
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%Na_2CO_3+0.4%CMC；

二开：钾盐聚合物钻井液体系；

配方提示：4%坂土+0.2%Na_2CO_3+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%Na_2CO_3 +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；

（注：阳离子乳化沥青适用于水基钻井液体系，可用于不同温度地层的堵水调剖。由多种表面活性剂及阳离子页岩抑制剂及一定范围软化点的沥青经特种工艺加工而成。起到封堵、桥接、防膨、防塌、降失水及保护油气层作用。可用于钻井泥浆和油水井堵水调剖。）

本项目使用钻井液为水基钻井液体系，属于“非磺化类钻井液”，钻井液材料用量详见表 3.2-10。

表 3.2-10　单口井钻井液材料用量

开钻次序	一开	二开	三开			
			H_1-H_3	H_1-H_3	H_3	H_4^2
钻头尺寸 mm	444.5	311.2	215.9	215.9	215.9	215.9
井段 m	0~200	~1150	~1650	~1700	~2554	~2749
井筒容积 m^3	31	88	60	62	94	101
钻井液用量 m^3	116	221	87	90	136	146

（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，水泥浆返至井深直井 650m/水平井 800m 左右。

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

（7）钻井进度

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
一开	ϕ444.5	0~200	钻进、辅助
			下套管、固井、装井口等
二开	ϕ311.2	~1150	钻进、辅助
			测井、通井、下套管、固井、侯凝、测声幅等
三开	ϕ215.9	～完钻井深	钻进、辅助
完井阶段			通井、电测、下套管、固井、碰压
			候凝、测声幅、下油管、装采油树

3.2.4.2 采油工程

（1）采油井口：井口采用耐压 70MPa 的 KY70/78-65 井口及配套承压 70MPa 的套管头。压裂时采用耐压 70MPa、主通径 180mm 的大闸阀与多通道注入装置实施压裂作业。压后直接钻塞，带压作业下入生产油管。

（2）举升方式：前期采用自喷生产，后期抽油机转抽，以最大冲程 3m，冲次 6 次/min 计算抽油机最大载荷为 49.7KN，8 型抽油机载荷利用率 62.1%，因此采用 8 型游梁式抽油机，配套选用功率为 18.5KW 的电机。

（3）清蜡方式：自喷期采用机械清蜡方式，清蜡深度 1200m 左右。抽油期采用周期热洗方式清蜡，或配合其它化学清防蜡方式。

（4）注水指标：注水井口最高压力为 12.82MPa 左右，单井配注量为 35m^3/d，注水井口选择 DN50 25MPa 采油树。

3.2.4.3 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/多通阀管汇站→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。

本次在火烧山油田油藏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。进站布置情况详见图 3.2-3。

表 3.2-12　新建采油井进站情况表

站号	空头		井号	合计新增井数
	多通阀	老式管汇		
2#	2	0	HHW1022、HHW1036、H2339、H2349、H2348	5
4#	2	5	H2336、H2337、H2338、H2347	4
5#	/	2	HHW1005、HHW1006、HHW1020、HHW1028、H2357、H2358、H2359	7
7#	/	0	H2801、H2802、H2803、HHW1021	4
9#	5	0	H2806、HHW1019、H2808、H2809、HHW1035	5
10#	/	0	HHW2001、H2813、H2814、H2815、H2816、H2848、H2823、H2824、H2831、H2833、H2835、H2837、H2838、H2849、HHW1002、HHW2014	16
11#	/	1	H2335、H2345、H2346、H2355、H2356	5
12#	/	0	HHW1018	1
13#	/	1	H2328	1
14#	/	2	HHW1023、H2323、H2329、H2330、HHW2008、HHW2007、HHW2023、HHW2035、HHW2036	9
15#	/	3	H2325、H2326、H2324	3
19#	/	3	HHW1024、HHW1025、HHW1037、H2327、H2334	5
22#	3	0	HHW2021、HHW1007、HHW1032、HHW2011、HHW2039、HHW2040、HHW3009、H2342、H2352、H2362、HHW2034、HHW2033、HHW2031、HHW1026、HHW1027、	15
23#	/	6	HHW2037、HHW1008、HHW2025、HHW2032	4
24#	/	2	HHW2010、HHW2038、HHW1029、HHW1030、H2360、H2361	6
25#	11	0	H2804、HHW1015	2

26#	/	0	H2810、HHW1014、HHW2015	3
27#	/	1	H2828	1
28#	1	5	H2807、HHW1003、HHW2027	3
29#	1	4	HHW1011、HHW2003、HHW2005、H2811、H2830、HHW1013、HHW1012、HHW3008	9
3#	1	4	H2331、H2332、H2333、HHW1031、HHW2024	5
30#	0	4	HHW3006、H2812、H2817、H2818、HHW2002、HHW3005	6
31#	2	5	HHW1010、HHW3001、H2834、HHW1033、HHW2006、HHW2004、HHW2026、HHW3007	8
32#	/	0	H2825、H2827、H2847	3
33#	0	0	HHW1009	1
34#	/	2	H2841、H2845、H2846、H2851、HHW1016	5
35#	0	2	HHW1017、HHW2022、HHW2030	3
36#	1	0	H2842、H2843、H2844、HHW2029	4
37#	/	2	HHW3002、HHW3003、HHW3004	3
38#	/	3	HHW1001	1
43#	2	4	H2829、H1034、H2028	3
合计				150

（2）采油井口

新建水平井井口 16 座，采用 8 型游梁式抽油机（电机功率 18.5W）。井口设保温盒，配 0.3kW 电加热器，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。

150 口单井采用 8 型游梁式抽油机（电机功率 18.5W），配套 20kW 井口电加热器，电加热装置采用自动控制，以井口回压控制为主，温度控制为辅，根据回压大小自动控制电加热器自动启停。

（3）管道选取及敷设

新建单井出油管线采用 DN50 PN2.5MPa 耐温 90℃的柔性复合管，长度约 67.5km。本次新建单井出油管线布置见图 3.2-3。

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，空头不足时新建分水器。新建注水井进站情况详见表 3.2-13。进站布置情况详见图 3.2-3。

表 3.2-13　配水间接入新井统计情况表

站号	空头	井号	合计新增井数
11#	3	H1272	1
12#	4	H1242	1
13#	3	H1243	1
14#	4	H1233、H1245	2
2#	0	H1258、H1275、H1276、H1277	4
24#	2	H1261、H1278	2
27#	1	H1399	1
3#	0	H1235、H1246、H1247	3
30#	1	H1397	1
4#	2	火12	1
5#	2	H1273、H1274	2
9#	2	H2805	1
9#	5	H2805	1
10#	1	H2819、H2820、H2836	3
34#	3	H2850	1
合计			26

（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）25 座，井口配套保温盒及就地显示压力表。

（3）注水管网

火烧山油田新建单井注水管线采用 DN50 PN25MPa 耐温 60℃的柔性复合管，长度约 1.2km，管底埋深-1.80m。新建单井注水管线布置见图 3.2-3。

3.2.4.5 主要工程量汇总

油气集输及注水主要工程量见表 3.2-14。

表 3.2-14　新建油气集输及注水工程主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
1	采油井口装置（8 型游梁式抽油机，配套电机功率 18.5kW）	150	座	配套电加热器
2	注水井口装置	25	座	
3	单井出油管线 DN65 PN2.5MPa 柔性复合管	67.5	km	30mm 保温层
4	单井注水管线 DN50 PN25MPa 柔性复合管	1.2	km	

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

根据负荷预测，新增电力负荷 341.64kW，用电可依托油一线、油二线、油三线和机修线。

采油井采用单变带单井的配电方式，每口井设 1 座杆架式变电站，变压器容量为 50kVA，负载率为 51.41%，电源由已建 10kV 架空线路就近引接，变压器采用二级能效变压器。

新增井口配电箱内设无功电容补偿装置，补偿后单井功率因数不低于 0.85。

本工程电气部分主要工程量详见表 3.2-15。

表 3.2-15 电气部分主要工程量一览表

序号	名称	单位	数量
1	杆架式变电站（50kVA）	座	150
2	电力电缆 ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV 4×25+ 1×16	km	18.75
3	电力电缆 ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV 4×16	km	18.75
4	电力电缆 ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV 3×4	km	6.1
5	井口配电箱	只	150
6	井口无功电容补偿装置	套	150

3.2.5.3 仪表工程

根据工艺要求，本次方案共部署采油井 150 座。

1）设计内容

井口油温检测：1 点（LoRa WAN）；

井口油压（回压）检测：1 点（LoRa WAN）；

井口套压检测：1 点（LoRa WAN）；

一体化功图仪（包括载荷、位移、冲程）检测：1 点（LoRa WAN）；三相电参模块检测（包括抽油机启停控制、抽油机运行状态检测、三相电流、电压模块检测)：1 点（LoRa WAN）。

井口电加热器数据上传 1 点（LoRa WAN）。仪表部分采购时，相应的设备技术参数选择遵循以下原则：

①井场仪表选型：LoRa WAN 无线型仪表；

②井口通信终端：依托周边计量站已建 LoRa WAN 网关；

③油区组网方式：依托周边计量站已建无线网桥通讯。

2）仪表设备选型

仪表选用遵循技术先进、性能可靠、使用方便、易于维护、经济性好的原则，仪表防护等级不低于 IP65，仪表设备环境温度按-40～+85℃考虑。位于爆炸危险区内的仪表，井口无线仪表设备选用本安型，防爆等级不低于 Ex ia Ⅱ BT4 Gb。无线仪表电池更换周期不小于 3 年。

①温度检测：选用 LoraWAN 无线一体化温度变送器。

②压力检测：选用 LoraWAN 无线压力变送器。

③三相电参检测：选用 LoraWAN 无线三相电参采集模块。

④功图检测：选用 LoraWAN 无线一体化示功仪。

3）抽油机控制箱：采用数字化抽油机电控箱，依据新疆油田公司 2020 年发布的标准化《数字化抽油机电控箱技术规格书》进行采购。

火烧山油田物联网工程量统计见表 3.2-16。

表 3.2-6　火烧山油田物联网工程量表

序号	名称	单位	数量
1	LoRaWAN 无线温度变送器	台	150
2	LoRaWAN 无线压力变送器	台	300
3	LoRaWAN 无线一体化功图仪	台	150
4	LoRaWAN 无线通信模块（电控箱+电加热器）	套	300
5	其它（管材等材料）	km	3
6	火烧山作业区云平台系统扩容、组态（包括 150 座采油井）	套	1
7	准东采油厂油气生产物联网调控中心云平台系统系统扩容、组态（包括 150 座采油井）	套	1

3.2.5.4 供排水

（1）供水水源

注水井水源依托火烧山联合站污水处理系统处理达标后的回注水。

管道试压用水和施工人员生活用水从火烧山作业区拉运。该作业区供水水源井为沙南水井，可满足生活用水需求。

（2）排水

本项目新增采出水 480m^3/d，依托火烧山联合站污水处理系统处理达标后回注含油层，不向外环境排放。

3.2.5.5 道路

本次钻井工程需新建临时简易道路，路宽 4m，砂石路面。道路走向及布置情况详见图 3.2-3。

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 40000m^2。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 35×10^4t/a，污水处理能力 3000m^3/d，注水规模 8400m^3/d，天然气处理规模 $6\times10^4m^3$/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 3.2-4。

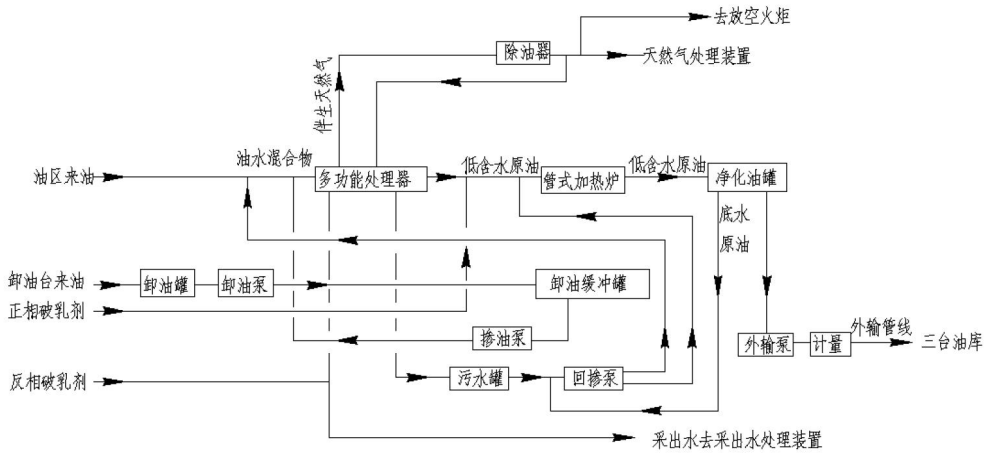


图 3.2-4 火烧山联合处理站原油处理工艺

（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 3.2-5。

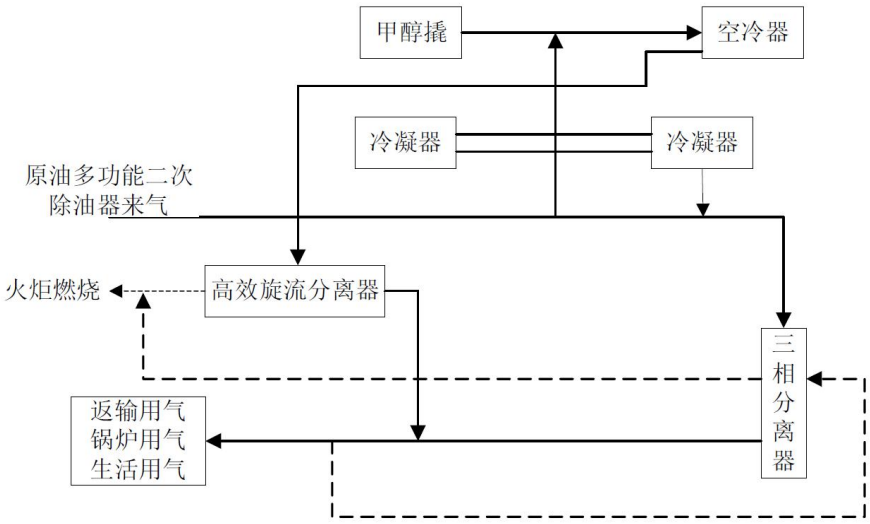


图 3.2-5 火烧山联合处理站天然气处理工艺

（3）污水处理工艺

原油处理系统来水（P≥0.15MPa，T=30℃，油≤1000mg/L、悬浮物≤300mg/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 1000m³ 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。

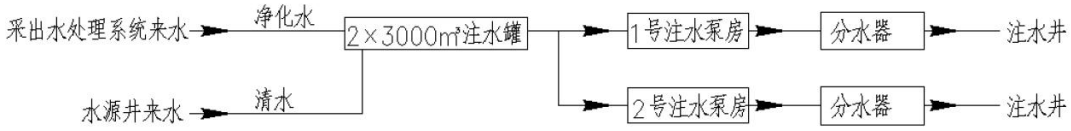


图 3.2-6　火烧山联合站注水系统流程框架图

（5）依托可行性

火烧山联合站早期建设未办理环评手续和竣工验收，根据 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）》自主验收意见，①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）后回注油藏。②联合站厂界四周声环境满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准限值要求。③联合站厂界无组织非甲烷总烃最高浓度符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准要求。（验收意见见附件）。

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	备注
原油处理	10^4t/a	35	20	14.8	均在设计能力范围内
原油外输	10^4t/a	35	20	14.8	
污水处理	m³/d	3000	2500	480	
天然气处理	10^4m³/d	6	4	1.8	
注水系统	m³/d	8400	4200	910	

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。

（6）事故池（废液池）及污水回收工程简介及环保手续

2014年准东采油厂投资1488万元以解决火烧山联合站含油污泥和含油污

水问题，在火烧山联合站原有基础上进行改扩建，新建事故池（废液池）、污水回收池、污油回收池、污水池、污泥储存场各1座，污水浓缩池2座，污泥脱水装置及污水、污油回收设施1套，附属设施道路、土建、供配电、仪表、暖通等设施。该工程于2014年1月20日取得昌吉州环境保护局批复（昌州环评[2014]15号），2015年8月14日完成竣工环境保护验收工程，并取得昌吉州环保局验收意见（昌州环函[2015]278号）。

本项目井下作业废液收集后拉运至火烧山联合站事故池（废液池）暂存，统一由污水处理系统处理达标后回注油藏。井下作业产生的落地油收集后在污油回收池暂存，定期委托有危废处置资质的单位处理，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 20000m^2，储存容积为 40000m^2，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。

3.2.6.3 准东经济技术开发区五彩湾服务区污水处理厂

本项目钻井期生活污水依托准东经济技术开发区五彩湾服务区生活污水处理厂处理。该生活污水处理厂位于新疆准东开发区彩中产业园准东大道 14 号，由昌吉准东经济技术开发区金盆湾水务有限公司建设，处理规模 5000m^3/d，采用 CASS 处理池+纤维转盘滤池处理工艺。2014 年，该污水处理厂取得昌吉州环保局以昌州环评〔2014〕76 号批复。目前已建成投入运行。

本项目钻井期间施工生活污水产生量为 1163.52m^3（0.48m^3/d），生活污水产生量很小，依托可行。

3.2.6.4 克拉玛依博达环保生态环境科技有限责任公司依托可行性分析

（1）简介

博达生态环保有限公司是一家有危险废物处理运营资质的单位，自主研制了助溶剂体系萃取法。通过助溶剂体系萃取法处理后，油田污泥可分解为土、水和

油。分离出的土可以作为绿化用土，水可以达标排放，而油可用于炼化合格原料。可以使油田污泥转化为再生资源，一年可循环利用 12.5 万吨油田污泥。

博达公司于 2006 年开始建设，原设计处理能力为 100m^3/d，并履行了环保手续，但由于后期的市场调研将扩大含油污泥的处理规模，追加投资将处理规模扩大至 300m^3/d，并委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司对其进行了环境影响评价，克拉玛依市环保局于 2007 年 4 月以克环保函[2007]28 号文件对项目进行了批复。根据《建设项目环境保护管理条例》和《建设项目竣工环境保护验收管理办法》的有关规定及程序，2007 年 11 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对现有工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。2010 年由于生产的需要，建设单位在厂区北侧扩建 2 座 50m×70m×6m 的污水沉降池，作为含油污水进入厂区的预处理分离油水，并于 2010 年 9 月报克拉玛依市环境保护局以克环保函[2010]127 号文件进行了批复，于 2011 年 4 月建设投入使用，2011 年 8 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对污水储池扩量工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。验收监测报告认为，落地油及清罐油泥治理及扩量工程，立项、环评、初步设计及试生产报批手续齐全，环保设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投入使用，环保设施运行基本正常，对环评和初步设计的要求落实到位。

为将油田废弃物这些废弃物进行无害化和资源化处理，克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司污油泥处置装置位于克拉玛依石化工业园南二路以北、东六街以西之间地块，经过近 8 年生产运行，已累计为克拉玛依油田回收处理污油泥近 50 万吨。为了达到节能减排，提高生产效率和降低生产运行成本的目的，博达环保公司在污油泥处置装置原址多次进行提升改造，于 2018 年将设备升级改造、优化工艺，处理能力提升直 52 万 t/a。

（2）依托可行性

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司具有自治区环保厅颁发的《危险废物经营许可证》（编号 6502040047），年处理能力 52 万 t/a。本项目 150 口采油井全部投产后预计 2025 年油泥(砂)最大产生量为 126.21t/a，完全在博达公司的处理能力范围内。

3.3 工程分析

3.3.1 环境影响因素分析

本项目建设分为施工期、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	

建设活动	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	备注
	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	

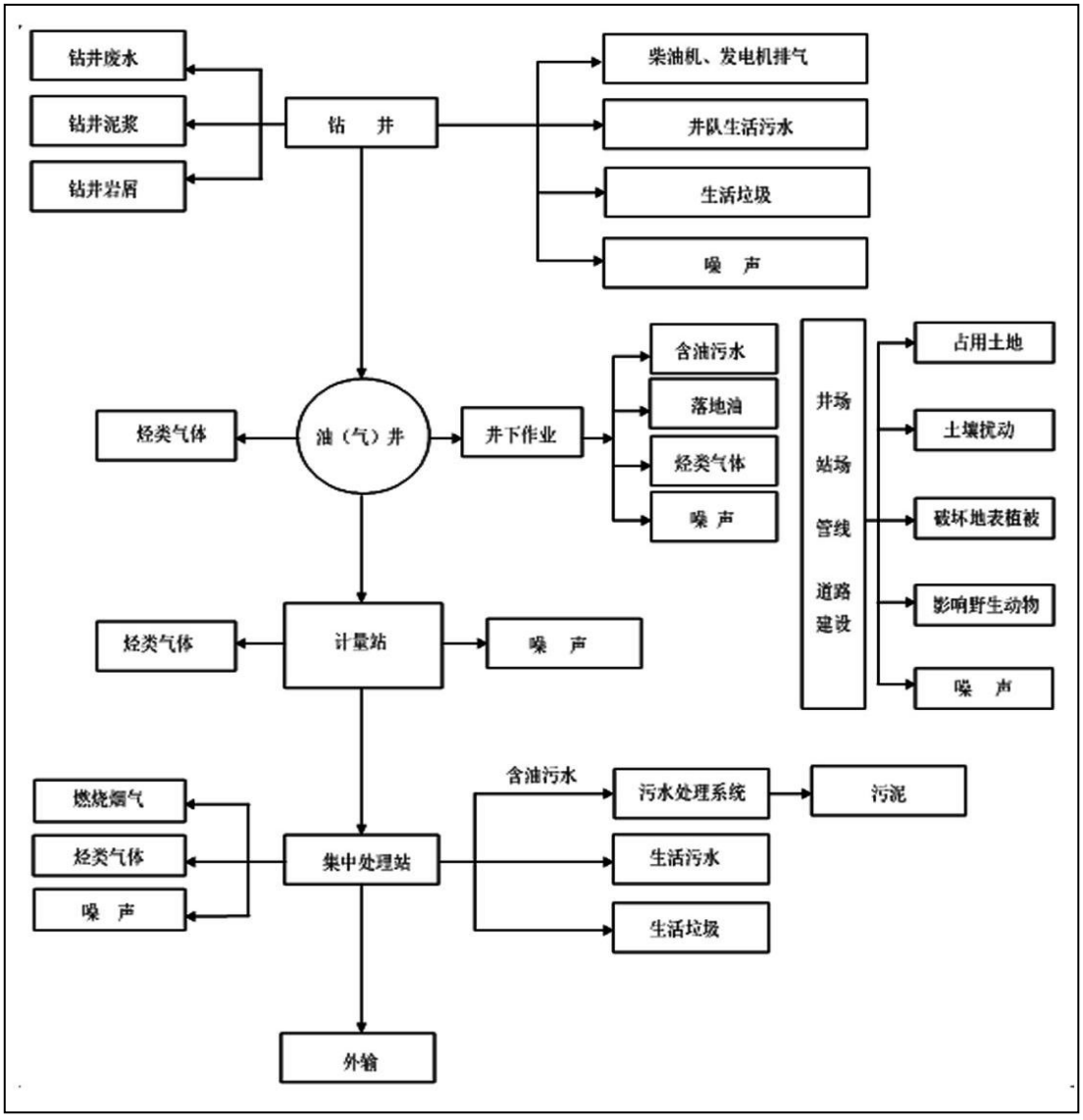


图 3.3-1　油田开发过程污染物排放流程

3.3.1.1 施工期工艺流程

（1）钻井工艺流程

钻井工程包括：钻前准备、钻井施工（钻井、固井）、井场清理平整。

钻前准备主要包括巡井道路建设、井场平整、铺垫、钻机基础和设备进场。

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，

然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻井。钻井时井筒排出的钻井液及岩屑进入钻井液不落地循环系统，该系统设置振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级处理，经四级处理后，岩屑与钻井液完全分离，钻井液返回井筒，岩屑排至储罐暂存。

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况以保证安全继续钻进下一段井眼或保证顺利开采生产层中的油、气。

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全放喷设备等。

另外，现场施工前根据实际情况要作水泥浆配方及性能复核试验，同时，如果是钻进中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

钻井工程作业流程见图 3.3-2 所示。

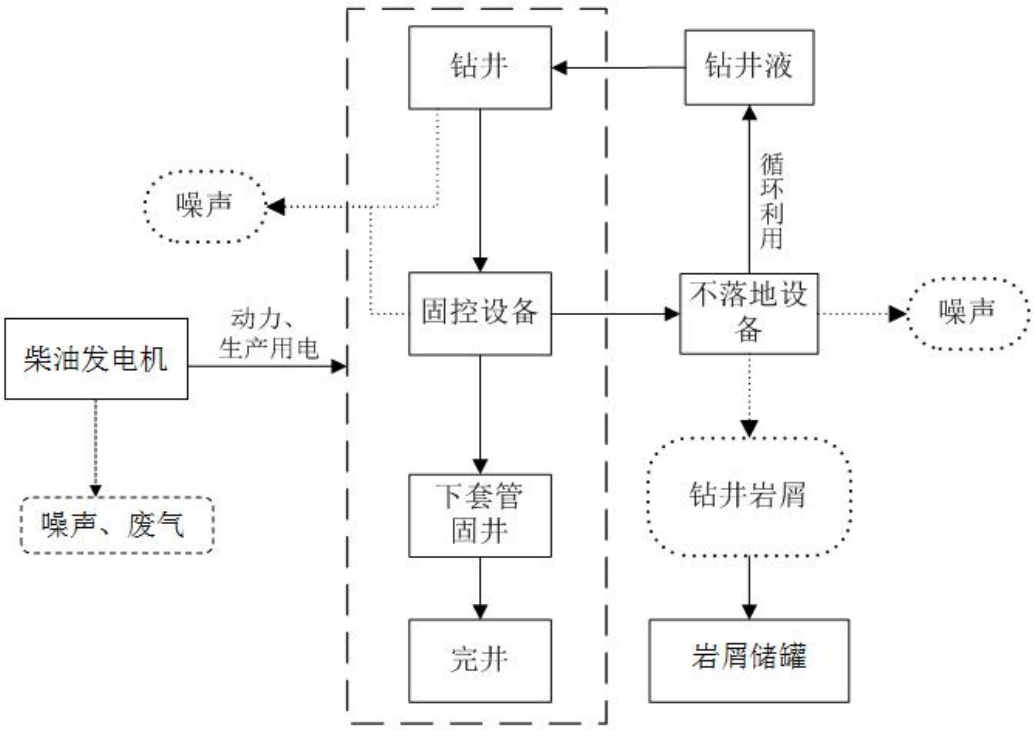


图 3.3-2　钻井工业及产污节点图

（2）井口设备安装

采油井口采用耐压 70MPa 的 KY70/78-65 井口及配套承压 70MPa 的套管头。

采油井安装井口装置、抽油机及配套电机等。主要工程活动包括抽油机基础施工、抽油机安装、电加热设备等安装。

抽油机安装顺序为：施工准备→基础验收划线→机座安装→抽油机主体安装→ 电机安装→电控箱安装→加注润滑油坚固螺栓。

注水井井口安装 DN50 25MPa 采油树即可。

（3）管线敷设工艺流程

①管线敷设

本项目管线敷设方式主要为埋地敷设。施工过程要经过测量定线、清理施工现场、平整工作带、修筑施工便道（以便施工人员、施工车辆、管材等进入施工场地），管材经过防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接、探伤、补口及防腐检漏。在完成管沟开挖工作以后下沟并进行管线系统安装。

②清管和试压

管线系统安装完毕后，在投入生产前，必须进行吹扫及试压，清出管线内部的杂物并检验管线及焊缝的质量。当吹扫出的气体无铁锈、尘土、石块、水等脏物时为吹扫合格，吹扫合格后应及时封堵。管线液体压力试验介质为洁净水，强度试验压力为设计压力的1.5倍。液体压力试验时，必须排净系统内的空气。升压应分级缓慢，达到试验压力后停压2h，然后降至设计压力，进行严密性试验，达到试验压力后停压4h，不降压、无泄漏和无变形为合格。

③回填、地貌恢复

分段试压后对管沟覆土回填，然后清理作业现场，做好恢复地貌、地表植被工作，最后通过竣工验收。

管道敷设工艺流程见图3.3-3。

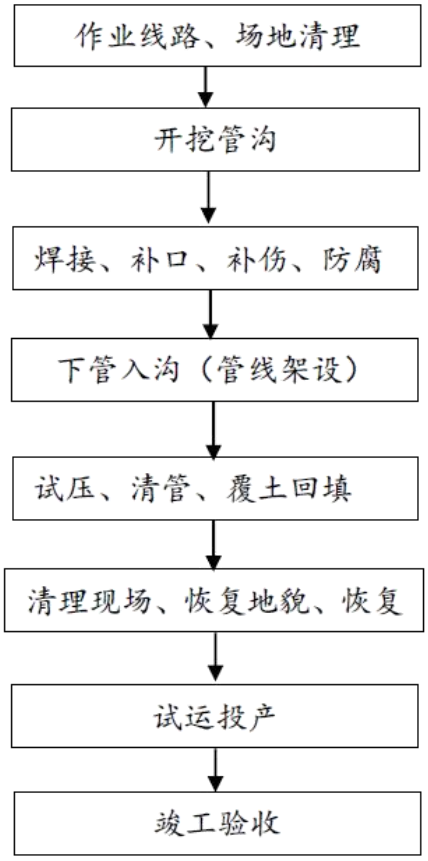


图 3.3-3　管线施工工艺流程图

（4）道路施工工艺

本项目施工期建设简易砂砾石路面结构道路，道路施工包括测量放样、路基整理、路基压实、砂砾石路面铺设、压实度检验和交工验收过程。

3.3.1.2 运营期工艺流程

（1）运营期井下作业工艺流程

本项目钻井结束后，需对完钻后的井进行洗井和压裂工艺，作业程序见图3.3-4。

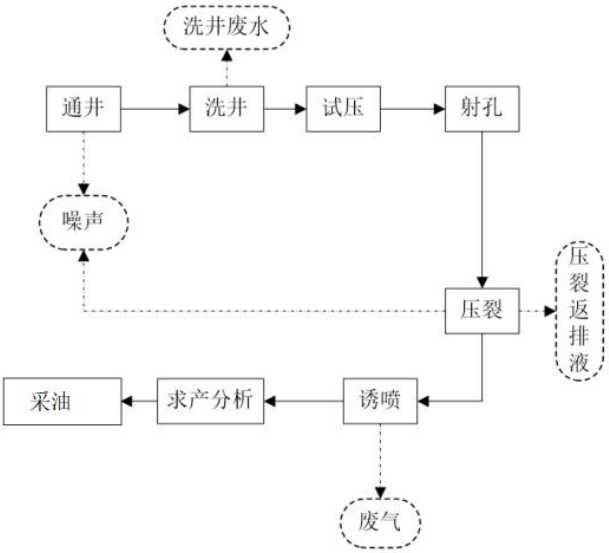


图 3.3-4　井下作业流程图

（2）油气集输工艺

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/多通阀管汇站→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。

本项目油气集输工艺见图 3.2-5。

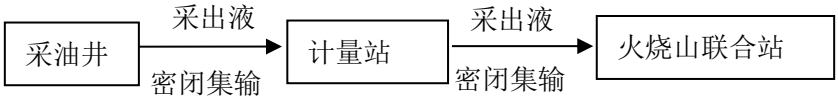


图 3.3-5　火烧山井区集输工艺流程图

（3）运营期注水工艺

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，空头不足时新建分水器。

本项目注水工艺流程见图 3.2-6。

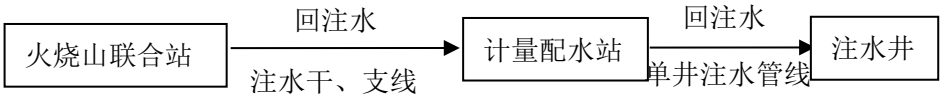


图 3.3-6　注水工艺流程图

3.3.1.3 退役期封井流程

（1）油、水井退役封井

闭井期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能时段。闭井后作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，井场清理等。具体流程如下。

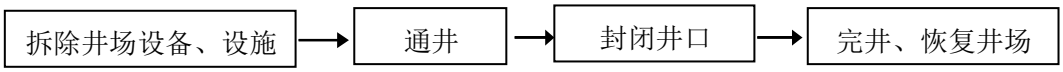


图 3.3-7　油、水井闭井期工艺流程图

（2）集输管线退役

随着油水井的关闭，相应的集输管线也将停止使用。对于停用退役的管线，进行扫线清理完管线内的残油或者污水后，两端封死，保留于地下，不做开挖处理。

（3）闭井期环境影响因素及产污环节

闭井期污染源主要为施工扬尘、车辆噪声、清管废水及施工固废，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；清管废水通过管道驱至联合站采出水处理系统处置后，回注油层；固废污染源主要为废弃管线进行综合利用；废弃建筑垃圾运至建筑垃圾填埋场。

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、运输扬尘、钻井岩屑、剩余钻井泥浆、施工土方、钻井噪声、井队钻井人员的生活污水、管道试压废水和生活垃圾等。

1）大气污染物排放量分析

①柴油机组燃烧废气

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、SO_2 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，

拟钻 155 口井，钻井期 2424d，总消耗柴油 4848t。

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗 1kg 柴油产生 CO：10.722g，NO_X：32.792g，THC：3.385g。计算可知本项目钻井期间共向大气中排放 CO：51.98t，NOx：158.98t，THC：14.61t。根据《车用柴油》（GB19147-2016）表 3 要求，车用柴油（VI）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 SO_2 为 0.02kg，钻井期间 SO_2 排放量为 0.10t。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扬尘

施工扬尘污染主要造成大气中 TSP 值增高，根据类比资料，施工扬尘的起尘量与许多因素有关。影响起尘量的因素包括：基础开挖起尘量、施工渣土堆场起尘量、进出车辆带泥砂量、以及起尘高度、采取的防护措施、空气湿度、风速等。

2）水污染物排放量分析

①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 2424d，则整个钻井期间生活用水为 1454.4m^3（0.6m^3/d），按排污系数 0.80 计算，则整个钻井期间施工生活污水产生量为 1163.52m^3（0.48m^3/d）。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：0.41t、0.23t、0.03t；钻井井场设置生活营地，营地内设置防渗收集池，生活污水排入防渗收集池，待钻井工程结束后拉运至五彩湾污水处理厂处理，防渗收集池覆土填埋，防渗膜由井队回收利用。

②管道试压废水

本项目新建单井管线 67.5km（管径 DN65），单井注水管线 1.2km（管径 DN50）。管道试压用水量一般为充满整个管道容积的 1.2 倍，则本项目管道试压废水量约 272m^3，试压废水中主要污染物为悬浮物，悬浮物浓度值在 300~1000mg/L 之间，经沉淀后用于施工现场洒水降尘。

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钻井泥浆、岩屑。

①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：

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

式中：V－排到地面上的泥浆量（m^3）

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 155 口井钻井泥浆量约为 59350m^3，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。

表 3.3-5　钻井泥浆估算表

类型	结构	D 井眼直径（m）	h 深度（m）	W 单井泥浆量（m^3）	总单井泥浆量（m^3）
共钻 155 口	一开	0.445	200	103	15965
	二开	0.311	1150	150	23250
H_1-H_3 油藏南部 39 口	三开	0.216	1650	107	4173
H_1 油藏中部和 H_1-H_3 油藏北部 39 口		0.216	1700	110	4290
H_3 油藏 32 口		0.216	2554	156	4992
H_4^2 油藏 40 口		0.216	2749	167	6680
合计					59350

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/cm^3），取 2.5g/cm^3；

α－岩石膨胀系数，取 2.2。

表 3.3-5　钻井岩屑估算表

类型	结构	D 井眼直径（m）	h 深度（m）	W 单井岩屑量（t）	总岩屑量（t）
共钻 155 口	一开	0.445	200	171.08	26517.4
	二开	0.311	1150	396.91	61521.05
H_1-H_3 油藏南部 39 口	三开	0.216	1650	100.77	3930.03
H_1 油藏中部和 H_1-H_3 油藏北部 39 口		0.216	1700	110.85	4323.15
H_3 油藏 32 口		0.216	2554	282.96	9054.72
H_4^2 油藏 40 口		0.216	2749	322.26	12890.4
合计					118236.75

计算得知：本项目 155 口井共产生钻井岩屑 118236.75t（约 11.82 万 t）。钻井采用泥浆不落地工艺产生的钻井岩屑进入岩屑储罐内，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

本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖和巡井道路修建产生。本项目土石方平衡见表 3.3-6。

表 3.3-6　　土石方平衡表

工程类别	挖方（m^3）	填方（m^3）	借方（m^3）	弃方（m^3）
管线工程	1099200	1099200	0	0
道路工程	41061	205343	205343	41061
合计	1140261	1304543	205343	41061

管道施工过程中将开挖 2m 深的管沟，管线敷设完工后，土方回填至管沟，将剩余的土方量回填在管廊上并压实，管线工程不产生集中弃土。道路工程产生的弃土用于油田区域平整井场。

④钻井队生活垃圾

钻井阶段，井场人员按 30 人计算，钻井周期为 2424 天，每人每天产生生活

垃圾 1.0kg，整个油田施工期间产生的生活垃圾为 72.72t。

（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	14.61t	14.61t	环境空气
			CO	51.98t	51.98t	
			NO_X	158.98t	158.98t	
			SO_2	0.10t	0.10t	
废水	井场	管道试压废水	SS	272m³	0	回用于荒漠绿化或道路降尘
		生活污水	SS、COD、BOD_5	1163.52m³	1163.52m³	生活污水排入防渗收集池，拉运至五彩湾污水处理厂处理。待钻井结束后防渗收集池覆土填埋，防渗膜由井队回收利用。
固体废物	井场	钻井岩屑	/	118236.75t	0	岩屑存入储罐，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	/	59350m³	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	/	41061m³	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	/	72.72t	0	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

程中产生一定量的挥发性有机物。

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，对本工程而言 VOCs 主要为 NMHC。参照《环境影响评价试用技术指南（第二版）》（机械化工出版社）中提供的无组织排放源强估算系数，有机废气产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1‰~0.4‰，本项目整个区域全部采用密闭集输工艺，本次按照 0.1‰计算。

根据设计资料，150 口油井预计 2025 年最大产油量 28.78×10^4t/a，设计产能最大值为 46.12×10^4t/a，本次按照最大产能 46.12×10^4t/a 计算，则有机废气（按 NMHC 计）排放总量为 46.12t/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 50.1m^3/井次。根据《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》“低渗透油井”的洗井作业废水产生量为 27.13t/井次。本项目部署油井 150 口，每 2 年进行 1 次井下作业（包括压裂、洗井）。新增注水井 5 口，采油井转注水井 20 口，注水井仅注水前洗井 1 次，本项目每年的井下作业废水量见表 5-4。

则本项目废压裂液产生量为 7515m^3/a，洗井废水产生量为 4747.75m^3/a，统计井下作业废水量为 12262.75m^3/a（175 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	回收回注①	0
	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。

本项目井下作业废水量共计 12262.75m^3。化学需氧量产生量为 6.07t/a，产生浓度 494mg/L；石油类产生量为 1.07t/a，产生浓度 87mg/L。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，工程运营期最大采出水产生量 57.37×10^4m^3/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含油泥沙

本项目采出液通过管线密闭集输至火烧山联合站原油处理系统进行处理，采出液经油水分离后产生含油污水由火烧山联合站污水处理系统进行处理，污水处理过程中会产生一定量的含油泥沙。根据类比调查，油田开采的油泥(砂)产生量为 1.5～2.2t/万 t 采出水，本项目 150 口采油井全部投产后预计 2025 年达到最大产水量 57.37 万 t，计算油泥(砂)最大产生量为 126.21t/a。火烧山联合站产生的油泥（砂）属于危险废物，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 150 口油井，落地油总产生量约 15t/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。

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》本项目运营期危险废物汇总见表 3.3-8。

表 3.3-8　运营期危险废物汇总表

序号	名称	废物类别	行业来源	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 废矿物油与含矿物油废物	石油开采	071-001-08	126.21	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	半固态	石油类、泥沙	石油类	每天	毒性 T 易燃性 I
2	落地原油		石油开采	071-001-08	15	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	半固态	石油类	石油类	事故状态下	毒性 T 易燃性 I

③生活垃圾

本项目新增管理人员从准东采油厂火烧山作业区已有人员进行调配，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）运营期污染物产生及排放量

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	产生量	排放量	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	46.12	46.12	大气环境
废水	井场	井下作业废水	COD 石油类	12262.75	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		573700	0	经火烧山联合站污水处理系统处理达标后回注藏
固体废物	火烧山联合站污水处理系统	油泥（砂）		126.21	0	交由有危废处置资质的单位回收、处置

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
	井场事故状态下	落地油		15	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。

井场拆除的抽油机、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、管线及巡井道路建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

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 24.74hm^2，临时占地面积 150.31hm^2。根据业主提供资料，本次开发区域用地已由准东采油厂征用为永久采矿用地。

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	备注
		永久	临时	总占地		
1	采油井（150 口）	18	73.5	91.5	单井永久占地 30m×40m，临时占地 70m×70m	采矿用地
2	注水井（5 口）	0.3	2.45	2.75	单井永久占地 30m×20m，临时占地 70m×70m	
3	采转注（20 口）	0	9.8	2.52	临时占地 70m×70m	
4	单井管线（67.5km）	0	54	54	作业带宽度 8m	
5	注水管线（1.2km）	0	9.6	9.6	作业带宽度 8m	
6	杆架式变电站（150 座）	0.24	0.96	1.2	永久占地 4m×4m，临时占地 8m×8m，	
7	临时道路（15.5km）	6.2	0	6.2	作业带宽度 4m	
合计		24.74	150.31	175.05	/	

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 清洁生产技术和措施分析

（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。工程采用直井钻井方式，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，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，制定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	hm^2	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%	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	0	10
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 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，未添加磺化物	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

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	m^3/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	m^3/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m^3/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

（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≥90
清洁生产企业	75≤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≥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，结合本项目污染特征，确定本项总量控制及考核因子如下：

（1）废气污染物

①总量控制指标：无。

②建议考核指标：非甲烷总烃。

（2）废水污染物：循环利用不外排。

3.3.4.3 总量控制建议指标

（1）开发期

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

（2）运营期

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃，均为无组织排放，无组织排放量估算量为 46.12t/a，不纳入总量控制指标内。

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 212m。区块行政隶属新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县。

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 436km^2，以云杉为主的针叶林，四季常青。中部平原面积为 2828km^2，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	℃
2	年极端最高气温	41.6	℃
3	年极端最低气温	-33.8	℃
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，中部为洪积一冲积平原。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 $3.2704\times10^8m^3$。折合年径流深 40.4mm；地表水资源可利用量为 2.3360×10^8m。

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、野琚铝沟、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，河流企长 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 201km^2，出山口处年均平均径流量 2866×10^{4}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，西台予沟与琼厍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 250km^2。河流卅山口后流经二台镇、西庆阳湖、八家地、东地，终于老庄子湾一带，年径流量 7916×10^{4}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 112km^2，山区年径流量 2385×10^{4}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 64km^2，径流量 1240×10^{4}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。河流汇水画积 165km^2，径流量 6547×10^{4}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

180km^2，径流量 4995×10^{4}m^3，按 13％分流给吉木萨尔县，分流径流量为 575×10^{4}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 1.2809×10^{8}m^3。（吉木萨尔县属地下水补给量为 1.077l×10^{8}m^3，兵团为 0.2038×10^{8}m^3)，补给项中降水入渗补给量 0.1722×10^{8}m^3，山前侧向补给量为 0.1481×10^{8}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 0.9606×10^{8}m^3。扣除地下水回归入渗量约 0.5×10^{8}m^3。吉木萨尔县地下水资源量为 1.2309×10^{8}m^3，其中地下水天然资源量 0.3203×10^{8}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 0.9607×10^{8}m^3，其中吉木萨尔县属地下水可开采量为 0.8078×10^{8}m^3，兵团地区可开采量为 0.1529×10^{8}m^3。

吉木萨尔县多年平均水资源总量为 3.5907×10^{8}m^3。其中多年平均地表水资源量为 3.2704×10^{8}m^3，地下水资源量 1.2309×10^{8}m^3，重复计算量为 0.9106×10^{8}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 lg/L 增高到 1-2g/L，地下水水化学类型以 HCO_3-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 HCO_3·SO_4-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 100～1000m^3/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 SO_4·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 100m^3/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 800m^3/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·SO_4-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。由于地层中硫盐矿物易于溶解，水质较差，地下水水化学类型以 HCO_3·SO_4-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棕漠土和石质土。石质土分布在评价区北部，灰棕漠土分布在评价区南部。土壤类型为土层较薄的典型荒漠土壤。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。项目建设所在地区域为《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-II_1“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，主要土壤为灰漠土和石质土。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（$t/km^2 \cdot a$）。

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

（1）吉木萨尔县区域环境空气质量

本项目位于吉木萨尔县。根据《2019 年吉木萨尔县环境质量公报》详见表 4.2-1。

表 4.2-1　　区域空气质量现状评价表　　（单位：μg/m³）

项目	平均时段	现状浓度	标准值	占标率（%）	超标倍数	达标情况
SO_2	年平均	8	60	13.33	/	达标
NO_2	年平均	15	40	37.50	/	达标
PM_{10}	年平均	83	70	118.57	0.19	超标
$PM_{2.5}$	年平均	48	35	137.14	0.37	超标
CO（mg/m³）	年平均	/	/	/	/	达标
	24 小时平均第 95 百分位数	1.0	4	25.00	/	达标
O_3	年平均	/	/	/	/	达标
	8 小时平均第 90 百分位数	83	160	51.88	/	达标

由表 4.2-1 可知，吉木萨尔 SO_2、NO_2、CO 和 O_3 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，PM_{10} 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。

本项目所在区域不达标的污染物 $PM_{2.5}$、PM_{10} 年平均占标率为 137.14%和 118.57%；$PM_{2.5}$、PM_{10} 的年均值超标倍数均为 0.37 和 0.19。$PM_{2.5}$、PM_{10} 年平均浓度有超标现象，主要与风沙季有一定关系。

（2）卡山保护区环境空气质量

本次卡山保护区环境空气质量引用《新疆准东现代煤化工产业示范区总体规划环境影响报告书》中大气常规因子补充监测，监测时间 2020 年 11 月 15 日~2020 年 11 月 22 日，连续监测 7 天。

表 4.2-2　　卡山保护区引用补充监测现状评价表　　（单位：μg/m³）

项目	SO_2 日均值				SO_2 小时均值			
	监测值	最大占标率	超标倍数	达标情况	监测值	最大占标率	超标倍数	达标情况
卡山保护区	*	*	*	达标	*	*	*	达标

西南侧 1#								
卡山保护区南侧	*	*	*	达标	*	*	*	达标
项目	**NO_2 日均值**				**NO_2 小时均值**			
	监测值	**最大占标率**	**超标倍数**	**达标情况**	**监测值**	**最大占标率**	**超标倍数**	**达标情况**
卡山保护区西南侧 1#	*	*	*	达标	*	*	*	达标
卡山保护区南侧	*	*	*	达标	*	*	*	达标
项目	**PM_{10} 日均值**				**PM_{10} 小时均值**			
	监测值	**最大占标率**	**超标倍数**	**达标情况**	**监测值**	**最大占标率**	**超标倍数**	**达标情况**
卡山保护区西南侧 1#	*	*	*	超标	*	*	*	-
卡山保护区南侧	*	*	*	超标	*	*	*	-
项目	**$PM_{2.5}$ 日均值**				**$PM_{2.5}$ 小时均值**			
	监测值	**最大占标率**	**超标倍数**	**达标情况**	**监测值**	**最大占标率**	**超标倍数**	**达标情况**
卡山保护区西南侧 1#	*	*	*	超标	*	*	*	-
卡山保护区南侧	*	*	*	超标	*	*	*	-
项目	**CO 日均值**				**CO 小时均值**			
	监测值	**最大占标率**	**超标倍数**	**达标情况**	**监测值**	**最大占标率**	**超标倍数**	**达标情况**
卡山保护区西南侧 1#	*	*	*	达标	*	*	*	达标
卡山保护区南侧	*	*	*	达标	*	*	*	达标
项目	**O_3 8 小时日均值**				**O_3 小时均值**			
	监测值	**最大占标率**	**超标倍数**	**达标情况**	**监测值**	**最大占标率**	**超标倍数**	**达标情况**
卡山保护区西南侧 1#	*	*	*	达标	*	*	*	达标
卡山保护区南侧	*	*	*	达标	*	*	*	达标

根据监测结果，卡山保护区西南侧 1#、卡山保护区南侧，2 个监测点 SO_2 小时值、SO_2 日均值、NO_2 小时值、NO_2 日均值、CO 小时值、CO 日均值、$O_3$8 小时日均值、O_3 小时均值均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）一级

标准限值。卡山保护区西南侧 1#、卡山保护区南侧，2 个监测点 PM_{10} 日均值、$PM_{2.5}$ 日均值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）一级标准限值。$PM_{2.5}$、PM_{10} 年日均浓度有超标现象，主要与当地常年风沙较大有一定关系。

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、硫化氢）环境质量，本项目采用实测和引用结合方式进行调查。引用《新疆准东现代煤化工产业示范区总体规划环境影响报告书》中 2 个特征污染因子监测数据，该监测点位分别位于卡山保护区南侧和西南侧。本次实测 2 个点特征污染因子监测数据，分别位于项目区和项目区下风向。

①监测点位

本次引用 2 个监测点，实测 2 个监测点布点情况见表 4.2-2，监测布点见图 4.2-1 和图 4.2-2。

表 4.2-2　　监测布点

序号	监测点位	坐标	备注
1#	项目区下风向	*	实测数据
2#	项目区中心	*	实测数据
3#	卡山保护区南侧	*	引用数据
4#	卡山保护区西南侧	*	引用数据

②监测时间及频率

1#和 2#监测点非甲烷总烃、硫化氢监测时间为 2021 年 6 月 22 日至 2021 年 6 月 28 日，连续 7 天，每天 4 次，每次 4 组。监测单位是新疆天熙环保科技有限公司。

3#和 4#监测点非甲烷总烃、硫化氢监测时间为 2020 年 7 月 16 日至 2020 年 7 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《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
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	GB11742-1989

④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/m^3。

硫化氢小时均值浓度执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m^3 的要求。

⑤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 4.2-4。

表 4.2-4　　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	1#项目区下风向	*	*	2.0
	2#项目区中心	*	*	
	3#卡山保护区南侧	*	*	
	4#卡山保护区西南侧	*	*	
硫化氢	1#项目区下风向	*	*	0.01
	2#项目区中心	*	*	
	3#卡山保护区南侧	*	*	
	4#卡山保护区西南侧	*	*	

根据表 4.2-4 的监测数据可知，非甲烷总烃小时浓度值在 0.07~1.10mg/m^3 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/m^3，硫化氢均未检出，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m^3 的要求，未出现超标现象，评价区域环境空气质量较好。

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。

（1）引用地下水监测点位

本次地下水评价采用资料收集方式，引用周边 5 个地下水监测点。1#监测点引用《中石油新疆销售公司昌吉分公司五大东加油加气站扩建项目环境影响报告表》中地下水监测数据，该监测点位于五彩湾服务区。2#、3#和 4#监测点引用《乌鲁木齐准东产业园控制性详细规划项目检测报告》中地下水监测数据，2#位于危废处置中心东北侧，3#监测点位于准东产业园内，4#位于东方希望厂区内。地下水监测布点见图 4.2-2。

表 4.3-1　地下水监测布点

点位	坐标
1#地下水监测点（五大东加油加气站旁）	*
2#地下水监测点（危废处置中心东北侧）	*
3#地下水监测点（准东产业园内）	*
4#地下水监测点（在东方希望区内）	*

（2）监测项目

1#地下水监测点监测项目包括：pH 值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、六价铬、石油类、硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、氟化物、汞、砷、铅、镉、铁、锰，共计 20 项。

2#、3#和 4#地下水监测点监测项目包括：pH 值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、碳酸根、重碳酸根、氨氮、亚硝酸盐氮、六价铬、氰化物、挥发酚、氟化物、氯化物、硫酸盐、硝酸盐、石油类、总大肠菌群、苯、汞、砷、铅、镉、镍、铁、锰、钾、钙、钠、镁，共计 29 项。

（3）采样时间、监测频次

1#监测点采样时间：2020 年 4 月 5 日，监测频次：监测 1 天，1 次。

2#、3#和 4#监测点采样时间：2021 年 5 月 10 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。

（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：

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

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

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

地下水环境质量现状监测与评价结果见表 4.3-3 和表 4.3-4。

表 4.3-3 地下水环境质量现状监测结果（单位：mg/L，pH 值无量纲，总大肠菌群 MPN/100mL）

序号	监测项目	标准	1#地下水监测点		2#地下水监测点		3#地下水监测点		4#地下水监测点	
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
1	pH 值	6.5~8.5	*	*	*	*	*	*	*	*
2	总硬度	450	*	*	*	*	*	*	*	*
3	溶解性总固体	1000	*	*	*	*	*	*	*	*
4	耗氧量	3	*	*	*	*	*	*	*	*
5	氨氮	0.5	*	*	*	*	*	*	*	*
6	亚硝酸盐氮	1	*	*	*	*	*	*	*	*
7	挥发酚	0.002	*	*	*	*	*	*	*	*
8	氰化物	0.05	*	*	*	*	*	*	*	*

9	六价铬	0.05	*	*	*	*	*	*	*	*
10	石油类	0.05	*	*	*	*	*	*	*	*
11	硝酸盐氮	20	*	*	*	*	*	*	*	*
12	硫酸盐	250	*	*	*	*	*	*	*	*
13	氯化物	250	*	*	*	*	*	*	*	*
14	氟化物	1	*	*	*	*	*	*	*	*
15	汞	0.001	*	*	*	*	*	*	*	*
16	砷	0.01	*	*	*	*	*	*	*	*
17	铅	0.01	*	*	*	*	*	*	*	*
18	镉	0.005	*	*	*	*	*	*	*	*
19	铁	0.3	*	*	*	*	*	*	*	*
20	锰	0.1	*	*	*	*	*	*	*	*
21	总大肠杆菌群	3CFU/L	*	*	*	*	*	*	*	*
22	苯	10	*	*	*	*	*	*	*	*
23	镍	0.02	*	*	*	*	*	*	*	*
24	铜	1.00	*	*	*	*	*	*	*	*
25	锌	1.00	*	*	*	*	*	*	*	*
26	硫化物	0.02	*	*	*	*	*	*	*	*

表 4.3-4　　地下水环境离子监测结果统计表

项目	单位	2#监测点		3#监测点		4#监测点	
		监测值	占比（%）	监测值	占比（%）	监测值	占比（%）
K^+	mg/L	*	*	*	*	*	*
Na^+	mg/L	*	*	*	*	*	*
Ca^{2+}	mg/L	*	*	*	*	*	*

Mg^{2+}	mg/L	*	*	*	*	*	*
$SO4^{2-}$	mg/L	*	*	*	*	*	*
CO_3^{2-}	mg/L	*	*	*	*	*	*
HCO^{3-}	mg/L	*	*	*	*	*	*
Cl^-	mg/L	*	*	*	*	*	*
水化学类型		Cl-Na		CI-Na		Cl·SO_4-Na	

由上表可知，1#和 5#地下水监测点各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准的要求。

2#、3#和 4#地下水监测点总硬度、溶解性总固体、硫酸盐和氯化物 5 项超标，其余各监测项目均达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准值。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐和氯化物超标主要是由于水文地球化学原因，地下水补给、径流与排泄条件不利于地下水富集且浅部蒸发作用强烈，在地层岩性及水文地质条件综合作用下，导致局部区域地下水环境本底值较高且不同区域之间呈差异性。

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

2021 年 6 月 22 日至 23 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。

4.4.2 现状质量监测结果及评价

其监测结果见表 4.4-1。

表 4.4-1 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	*	60	0

测点序号	测量时段	等效 A 声级 dB(A)	评价标准	超标率
	夜间	*	50	0
N2	昼间	*	60	0
	夜间	*	50	0
N3	昼间	*	60	0
	夜间	*	50	0
N4	昼间	*	60	0
	夜间	*	50	0
N5	昼间	*	60	0
	夜间	*	50	0
N6	昼间	*	60	0
	夜间	*	50	0

由监测结果可以看出，各监测点噪声监测值满足《声环境质量标准》（GB3096–2008）中 2 类标准要求，区域声环境质量较好。

4.5 土壤环境现状调查与评价

（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 22.32hm^2，占地规模属于“中型（5~50hm^2）”，敏感程度为“较敏感”，根据导则表 4 中判定，本项目评价工作等级为一级。

（2）监测点位于监测时间

本次评价采用现场实测法和调查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 5 个柱状样点和 2 个表层样点，占地范围外布置 4 个表层样。

本项目占地范围外 2 个表层样（T1、T2）与占地范围内 3 个柱状样（T3、T4、T5）和 1 个表层样（T6）采用实测数据，采样时间为 2021 年 6 月 19 日。

本项目占地范围内 2 个柱状样和 1 个表层样以及占地范围外 2 个表层样均引用《火烧山油田平地泉组 H_3 油藏加密调整 2020 年建设工程环境影响报告书》中

土壤监测点，采样时间 2020 年 3 月 16 日。

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 4.5-1，监测布点见图 4.2-1。

表 4.5-1　　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
一级-污染影响型	5 个柱状样点，2 个表层样点	4 个表层样点
实测监测点位	柱状样 T3、柱状样 T4、柱状样 T5、表层样 T6	表层样 T1、表层样 T2
引用监测点位	柱状样 T7、柱状样 T8、表层样 T9	表层样 T10、表层样 T11
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

本项目监测项目汇总见表 4.5-2。

表 4.5-2　　土壤现状监测及评价结果　　单位：mg/kg

项目	监测点位	监测因子
占地范围外	实测表层样 T1、表层样 T2	石油烃、pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌，共 10 项。
	引用表层样 T10、表层样 T11	石油烃、pH、镉、铜、铅、砷、汞、镍，共 8 项。
占地范围内	实测表层样 T6、引用表层样 T9	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），共 47 项。
	柱状样 T3、柱状样 T4、柱状样 T5	石油烃、pH、镉、铬（六价）、铜、铅、砷、汞及镍，共 9 项。
	引用 T7、T8 柱状样	石油烃、pH、镉、铜、铅、砷、汞、镍，共 9 项。
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。		

监测频率：监测一天，每天 1 次。

（4）监测内容和评价结果

占地范围内土壤监测依据《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进行评价。监测结果见表 4.5-3~表 4.5-5。

表 4.5-3　　占地范围内土壤现状监测及评价结果　　单位：mg/kg

序号	污染物项目	T6	T9	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

序号	污染物项目	T6	T9	第二类用地筛选值	达标情况
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
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-氯苯酚	*	*	2256	达标
42	苯并[a] 蒽	*	*	15	达标
43	苯并[b] 荧蒽	*	*	15	达标
44	䓛	*	*	1293	达标
45	茚并[1,2,3-cd]芘	*	*	15	达标
46	pH	*	*	/	/
47	石油烃	*	*	4500	达标

表 4.5-4　　占地范围内土壤现状监测及评价结果　　单位：mg/kg

序号	污染物项目	T3			T4			T5			第二类用地筛选值	达标情况
		1#	2#	3#	1#	2#	3#	1#	2#	3#		
1	pH	*	*	*	*	*	*	*	*	*	/	/
2	汞	*	*	*	*	*	*	*	*	*	38	达标
3	砷	*	*	*	*	*	*	*	*	*	60	达标
4	六价铬	*	*	*	*	*	*	*	*	*	5.7	达标
5	铅	*	*	*	*	*	*	*	*	*	800	达标
6	镉	*	*	*	*	*	*	*	*	*	65	达标
7	铜	*	*	*	*	*	*	*	*	*	18000	达标
8	镍	*	*	*	*	*	*	*	*	*	900	达标
9	石油烃	*	*	*	*	*	*	*	*	*	4500	达标

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

表 4.5-5　　占地范围内引用土壤现状监测及评价结果　　单位：mg/kg

序号	污染物项目	T7			T8			第二类用地筛选值	达标情况
		1#	2#	3#	1#	2#	3#		
1	pH	*	*	*	*	*	*	/	/
2	汞	*	*	*	*	*	*	38	达标
3	砷	*	*	*	*	*	*	60	达标
4	铅	*	*	*	*	*	*	800	达标
5	镉	*	*	*	*	*	*	65	达标
6	铜	*	*	*	*	*	*	18000	达标
7	镍	*	*	*	*	*	*	900	达标
8	石油烃	*	*	*	*	*	*	4500	达标

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。

占地范围外土壤现状监测结果见表 4.5-6。

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	T2	T10	T11	第二类用地筛选值	达标情况
1	石油烃	*	*	*	*	4500	达标

2	pH	*	*	*	*	-	-
3	镉	*	*	*	*	65	达标
4	汞	*	*	*	*	38	达标
5	砷	*	*	*	*	60	达标
6	铅	*	*	*	*	800	达标
7	铬	*	*	*	*	5.7	达标
8	铜	*	*	*	*	18000	达标
9	镍	*	*	*	*	900	达标
10	锌	*	*	*	*	-	-

由此可以看出，占地范围外土壤中各监测因子含量均低于《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。

4.6 生态环境现状调查与评价

4.6.1 生态系统调查与评价

4.6.1.1 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—$Ⅱ_4$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 4.6-1，项目与新疆生态功能区划位置关系见图 4.6-1。

表 4.6-1　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。

4.6.1.2 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。根据《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》中规定“卡山自然保护区外围五公里范围为外围保护地带”，本项目区北侧距卡山保护区约 212m，属于外围保护地带范围内。经调查，评价区内无野生动物饮用水水源，无动物迁徙通道。

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 km^2，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。

4.6.2 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—奇台州。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、梭梭群系、盐生假木贼+琵琶柴群系等。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 4.6-2。

表 4.6-2　区域主要植物名录表

序号	种类		保护级别
裸子植物 *Gymnospermae*			
一	黄麻科	*Ephedraceae*	
（一）	麻黄属	*Ephedra*	
1	草麻黄	*Ephedre sinicaa*	(区)II
2	木贼麻黄	*Ephedre quisetina*	(区)II
被子植物 *Angiospermae*			
二	蓼科	*Polygonaceae*	
(二)	木蓼属	*A traphaxis*	
4	木蓼	*A traphaxis pungcns*	
5	刺木蓼	*A traphaxiS pungcns*	
(三)	沙拐枣属	*Calligonum*	
6	沙拐枣	*Calligonum mongoticum*	
(四)	地肤属	*Koohia roth*	
7	木地肤	*Koohia prostrata*	
8	地肤	*Kochia prostrata*	
三	藜科	*Chenopodiaceac*	
(五)	角果藜属	*Ceratocarpus*	
9	角果藜	*Ceratocarpus arenarius*	
(六)	刺果藜属	*Echinopsilon*	
10	刺果藜	*Echinopsilon diuarica*	
(七)	沙蓬属	*Agriophyllum*	
11	沙蓬	*Agriophylllum avenarium*	
(八)	盐爪爪属	*Kalidium*	

12	盐爪爪	*Kalidium foliatum pall*	
(九)	盐角草属	*Salicornia*	
13	盐角草	*Salicornia europaea*	
(十)	盐蓬属	*Halimocnlmis*	
14	节节盐木	*Halimocnlmis villosa*	
(十一)	碱蓬属	*Suaeda*	
15	碱蓬	*Suaeda glauca*	
16	角果碱蓬	*Suaeda corniculala*	
(十二)	梭梭属	*Haloxylon*	
17	梭梭	*Haloxylon apnglum*	
18	白梭梭	*Haloxylon persicnm*	（国）II
(十三)	假木贼属	*Anabasis*	
19	盐生假木贼	*Anabasis salsa*	
20	无叶假木贼	*Anabasis aphyiia*	
四	豆科	*Leguminose*	
(十四)	骆驼刺属	*Alhagi*	
21	骆驼刺	*Alhagi pseudalhagi*	
22	疏花骆驼刺	*Alhagi sparsifolia shap*	
(十五)	盐豆木属	*Halimodendron*	
23	铃铛刺	*Halimodendron holodendron*	
(十六)	锦鸡儿属	*Cargana*	
24	刺锦鸡儿	*Cargana spinosa*	
五	蒺藜科	*Zygophyllaceae*	
(十七)	白刺属	*Nilraria*	
25	白刺	*Nilraria sibirica*	
26	大叶白刺	*Nilraria roporo skii*	
(十八)	骆驼蓬属	*Peganum*	
27	骆驼蓬	*Peganum harmalu*	

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，伴生植物主要有盐爪爪、猪毛菜、假木贼、沙蓬等，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 4.6-2。

（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。

4.6.3 野生动物现状调查与评价

4.6.3.1“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、猞猁、兔狲。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，常以柽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%。雀形目鸟类中以鹑科鸟类占绝对优势，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，鸮形目鸱鸮科 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。

4.6.3.2 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 212m，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 4.6-5），野生动物种类不多，以常见荒漠种类为主，共有 39 种，隶属于 12 目 23 科（详见表 4.6-3）。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、大鵟和纵纹腹小鸮，国家 I 级保护动物为蒙古野驴和普氏野马。

表 4.6-3　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	*Gazella subgutturous*	Ⅱ
2	奇蹄目	马科	蒙古野驴	*Equus hemionus*	I
			普氏野马	*Equus ferus*、*Equus ferus ssp. przewalskii*	I
3	兔形目 Lagomorpha	兔科 Leporidae	草兔	*Lepus capensis*	
4	啮齿目 Rodentia	仓鼠科 Cricetidae	柽柳沙鼠	*Meriones tamariscinus*	
			子午沙鼠	*Meriones meridianus*	
			大沙鼠	*Rhombomys opimus*	
		鼠科 Muridae	小家鼠	*Mus musculus*	
			褐家鼠	*Rattus norvegicus*	
		跳鼠科 Dipodidae	小五趾跳鼠	*Allactaga elater*	
			三趾心颅跳鼠	*Salpingotus Kozlovi*	
5	隼形目 Falconiformes	鹰科 Accipitridae	棕尾鵟	*Buteo rufinus*	Ⅱ
			大鵟	*Buteo hemilasius*	Ⅱ
6	鸡形目 Galliformes	雉科 Tetraonidae	石鸡	*Alectoris chukar*	
7	鸽形目 Columbiformes	沙鸡科 Pteroclidae	毛腿沙鸡	*Syrrhaptes paradoxus*	
		鸠鸽科 Columbidae	岩鸽	*Columba rupestris*	
			原鸽	*Columba livia*	
8	雨燕目 Apodiformes	雨燕科 Apodidae	普通楼燕	*Apus apus*	
9	戴胜目 Upupiformes	戴胜科 Upupidae	戴胜	*Upupa epops*	
10	雀形目 Passeriformes	百灵科 Alaudidae	亚洲短趾百灵	*Calandrella cheleensis*	
			云雀	*Alauda arvensis*	
			角百灵	*Eremophila alpestris*	
		燕科 Hirundinidae	家燕	*Hirundo rustica*	
		鹡鸰科 Motacillidae	灰鹡鸰	*Motacilla cinerea*	
			白鹡鸰	*Motacilla alba*	

序号	目名	科名	种名	拉丁学名	保护级别
		伯劳科 Laniidae	荒漠伯劳	*Lanius isabellinus*	
		鸦科 Corvidae	白尾地鸦	*Podoces biddulphi*	
			小嘴乌鸦	*Gorvus corone*	
			喜鹊	*Pica pica*	
		文鸟科 Ploceidae	家麻雀	*Passer domesticus*	
		燕雀科 Fringillidae	蒙古沙雀	*Rhodopechys mongolica*	
			黄嘴朱顶雀	*Carduelis flavirostris*	
			巨嘴沙雀	*Rhodopechys obsoleta*	
		麻雀科	黑胸麻雀	*Passer hispaniolensis*	
11	鸮形目 Strigiformes	鸱鸮科 Strigidae	纵纹腹小鸮	*Athene noctua*	Ⅱ
12	有鳞目 Squamat	鬣蜥科 Agamidae	旱地沙蜥	*Phrynocephalus helioscopus*	
			奇台沙蜥	*Phrlmocephalus grumgrizimaloi*	
		蜥蜴科 Lacertidae	荒漠麻蜥	*Eremias przewaiskii*	
			密点麻蜥	*Eremias multiocellata*	

4.6.4 土壤类型及分布

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和石质土，区域土壤类型分布见图 4.6-3。

（1）灰棕漠土

灰棕漠土主要分布在评价区南部。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，地表细颗粒物质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互结合的过程。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。

（2）石质土

石质土即“粗骨土”。指与母岩风化物性质近似的土壤。一般见于无森林覆被、侵蚀强烈的山地。多发育于抗风化力较强的母质上。成土作用不明显，没有剖面发育。质地偏砂，含砾石多。地表水土流失严重。由于不同土壤带的粗骨土有所不同，有人主张将其列为相应地带性土类的亚类，如粗骨性棕壤、粗骨性黄棕壤等。

石质土是深受母岩岩性影响的初育土。各种母岩的矿物组成不同，风化物的性状各异，直接影响土壤性质也各异。石质土可以在各种生物气候带出现，其所处地形部位多位于山地。丘陵峻岭陡坡，坡度一般 25°-50°。地面植被稀少，仅生长地衣、苔藓等低等植物及一些耐旱耐瘠的草本和灌丛，覆盖率 5%-20%。在植被裸露的情况下，由于水流和风力等作用，常引起地面强烈侵蚀，导致土壤不断砂砾化或石质化。

4.6.5 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 4.6-4。土地利用类型主要为“采矿用地”。

4.6.6 卡山保护区调查

（1）概况及保护价值

新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区（以下简称“卡山保护区”）位于准噶尔盆地东缘，西起滴水泉、沙丘河、东至老鸦泉、北塔山，南到自流井附近，北至乌伦古河南 30km 处。地理座标为东经 88°30′～90°03′，北纬 44°40′～46°00′，保护区总面积为 14856.48km^2，东西宽 117.5km，南北长 147.5km。行政区域涉及昌吉回族自治州的阜康市、吉木萨尔县、奇台县和阿勒泰地区的富蕴县、青河

县和福海县。本项目与卡山保护区位置关系见图 2.7-1。

卡山保护区是以保护普氏野马、蒙古野驴、鹅喉羚等多种珍稀濒危有蹄类野生动物及其生境的野生动物类型的自然保护区，是我国低海拔荒漠区域内唯一的超大型有蹄类野生动物自然保护区，是荒漠野生动植物物种的“天然基因库”，是自治区从事生态研究和生态监测的理想基地，也是展示我国尤其是边疆地区多年生态文明建设成果的重要平台，其生态区位和物种多样性无法替代，具有重要的干旱区基因保护价值、生态价值、科研价值，对推进自治区生态文明建设具有重要意义。

（2）保护区背景

卡山保护区位于准噶尔盆地东部，其地理位置特殊，自然条件及生物组合极具干旱、半干旱荒漠区特性。卡山保护区所处区域曾经是赛加羚羊、普氏野马、蒙古野驴、鹅喉羚等珍稀有蹄类野生动物的栖息繁衍区域，受干旱、寒冷等极端气候以及人类活动等影响，上个世纪赛加羚羊和普氏野马已经在野外绝迹。该区域其他荒漠有蹄类等野生动物生存环境遭到不同程度的破坏，其生活习性、活动规律均受到不同程度的影响。为了保护荒漠有蹄类野生动物及其栖息地，1982 年自治区人民政府以新政发[1982]93 号文批准建立了新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区。

4.6.7 沙化及水土流失现状调查

本项目位于新疆维吾尔自治区吉木萨尔县五彩湾区域。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》，吉木萨尔县监测区范围内沙化土地总面积 395762.88hm^2，较第四次监测减少 735.26hm^2。其中：流动沙地 0.73hm^2，较第四次监测增加 0.73hm^2；半固定沙地 23715.44hm^2，较第四次监测增加 482.41hm^2；固定沙地 215379.97hm^2，较第四次监测增加 704.27hm^2；沙化耕地 1275.21hm^2；非生物治沙工程地 0hm^2；风蚀残丘 0hm^2；风蚀劣地 9633.12hm^2，较第四次监测减少 2370hm^2；戈壁 145758.41hm^2，较第四次监测减少 827.88hm^2；有明显沙化趋势的土地 13064.09hm^2，较第四次监测增加 5385.62hm^2；其他土地类型 412619.65hm^2，较第四次监测减少 5413.62hm^2。

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NOx、SO_2、烃类等；二是在管线敷设、车辆运输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	5.26	7200m	3900m	3m	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/℃		41.6
最低环境温度/℃		-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	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

注：地形数据来源于美国地质调查局（USGS）。

（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）	下风向预测浓度C_i（μg/m³）	占标率P_i（%）	距源中心下风向距离 D（m）	下风向预测浓度C_i（μg/m³）	占标率P_i（%）
10	77.93	3.90	1300	97.29	4.86
25	78.15	3.91	1325	97.63	4.88
50	78.52	3.93	1350	97.98	4.90
75	78.89	3.94	1375	98.32	4.92
100	79.25	3.96	1400	98.67	4.93
125	79.62	3.98	1425	99.02	4.95
150	79.98	4.00	1450	99.38	4.97
175	80.35	4.02	1475	99.73	4.99
200	80.71	4.04	1500	100.08	5.00
225	81.07	4.05	1525	100.42	5.02
250	81.43	4.07	1550	100.77	5.04
275	81.79	4.09	1575	101.12	5.06
300	82.55	4.13	1600	101.46	5.07
325	82.95	4.15	1625	101.81	5.09
350	83.34	4.17	1650	102.15	5.11
375	83.73	4.19	1675	102.50	5.13
400	84.11	4.21	1700	102.84	5.14
425	84.50	4.22	1725	103.18	5.16
450	84.88	4.24	1750	103.52	5.18
475	85.27	4.26	1775	103.86	5.19
500	85.65	4.28	1800	104.19	5.21
525	86.03	4.30	1825	104.53	5.23
550	86.41	4.32	1850	104.87	5.24
575	86.79	4.34	1875	105.20	5.26
600	87.17	4.36	1900	105.54	5.28
625	87.55	4.38	1925	105.87	5.29
650	87.92	4.40	1950	106.20	5.31
675	88.30	4.41	1975	106.53	5.33
700	88.67	4.43	2000	106.86	5.34
725	89.04	4.45	2025	107.19	5.36
750	89.42	4.47	2050	107.52	5.38

距源中心下风向距离 D（m）	下风向预测浓度C_i（μg/m³）	占标率P_i（%）	距源中心下风向距离 D（m）	下风向预测浓度C_i（μg/m³）	占标率P_i（%）
775	89.79	4.49	2075	107.85	5.39
800	90.15	4.51	2100	108.18	5.41
825	90.52	4.53	2125	108.50	5.43
850	90.89	4.54	2150	108.83	5.44
875	91.25	4.56	2175	109.15	5.46
900	91.62	4.58	2200	109.47	5.47
925	91.98	4.60	2225	109.79	5.49
950	92.34	4.62	2250	110.12	5.51
975	92.70	4.64	2275	110.44	5.52
1000	93.06	4.65	2300	110.76	5.54
1025	93.42	4.67	2325	111.07	5.55
1050	93.78	4.69	2350	111.39	5.57
1075	94.13	4.71	2375	111.71	5.59
1100	94.49	4.72	2400	112.03	5.60
1125	94.84	4.74	2425	112.34	5.62
1150	95.19	4.76	2450	112.65	5.63
1175	95.54	4.78	2475	112.97	5.65
1200	95.90	4.79	2500	113.28	5.66
1225	96.24	4.81	3000	119.31	5.97
1250	96.59	4.83	4000	131.98	6.60
1275	96.94	4.85	5000	127.65	6.38

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 133.18μg/m³，最大浓度出现的距离为下风向 4285m，对周围环境空气的贡献值较小，占标率为 6.66%。

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 H_4^1 油藏 2016 年加密调整工程竣工环境保护验收报告，井区非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）4.0 mg/m³ 要求，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	（2019）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据☑		现状补充监测☑		
	现状评价	达标区☐				不达标区☑		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源□ 现有污染源☑		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL 2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑
	预测范围	边长≥50km□		边长 5~50km☑		边长=5km☐		
	预测因子	预测因子（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、硫化氢）			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、硫化氢））		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：（46.12）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

5.2.1.1 开发过程对地表水环境影响分析

本工程开发建设期间，废水主要为施工拌料、地面、机械设备及车辆清洗废水和施工人员的生活污水。其中施工废水主要污染物为泥沙悬浮颗粒物和矿物油。施工营地生活污水排入防渗污水收集池，定期拉运至五彩湾污水处理厂处理。因此故施工过程不会对项目区地表水造成影响。

在运营期内，项目产生的压裂返排液（采出水）、井下作业废水经火烧山联合站污水处理系统达标后，作为回注水用于生产，不与地表水产生水力联系。因此，正常情况下本工程废水不会对地表水产生不利影响。

5.2.1.2 事故状态下地表水环境影响

对于本工程来说，可能对地表水环境产生影响的事故为原油泄漏。对地表水的影响一般有两种途径：一种是泄漏的油品直接进入地表水体。另一种是油品或含油污水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤带入水体。项目区周围无地表水体，故不会出现在泄漏的油品进入地表水的可能。

如发生油品泄漏事故，应立即对泄漏点采取措施。由于本工程的单井集输管道受自动控制系统监控，一旦发生泄漏能够及时发现，通过关闭阀门，可减少泄漏油量，并且根据新疆油田公司的环保要求，井下作业带罐作业，落地油 100%回收，通过采取各种措施，可最大限度防止泄漏事故的发生，使事故后的影响降至最低程度。

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

本次参考《新疆天隆希望能源有限公司五彩湾矿区二号露天煤矿一期工程环境影响报告书》中水文地质勘查资料。该煤矿位于本项目区东南侧约 5km 内，属于同一水文地质单元。

（1）区域主要含（隔）水组及特征

根据区域水文地质图 5.2-3。本项目所在区域属于碎屑岩类孔隙裂隙弱富含水层。主要分布侏罗系八道湾组（J_1b）弱含水层，岩性由砂岩、泥岩为主夹砾岩、煤层组成，钻孔控制最大厚度 294.85m。该层以泥质类岩石为主，地层孔隙裂隙不发育，为弱含水层。

（2）区域地下水的补给、径流、排泄条件

地下水的补给主要来源于区域北部、东部高山的冰雪融水和大气降水，顺其地势由东北向西南运移径流。所以区域地下水形成主要依赖于大气降水及雪融水的补给。沉积碎屑岩多以大小颗粒韵律互层的形式出现，地下水在运移的过程中，由于侏罗系地层泥质充填的成分较多，地下水在运移的过程中迟缓，甚至处于停滞状态。大气降水除少部分垂直下渗外，大部汇集于沟谷之中向低凹处渲泄，沿途渗漏补给含水层。

（3）地下水补给、径流与排泄

本区地处戈壁，区内无常年地表水流，地下水的补给主要源于大气降水或暂时性地表洪流的补给，由东北往西南缓慢运移。亦有部分暂时性地表洪流可通过地表岩石风化裂隙、构造裂隙、冲沟或其它途径顺地层渗入到地下补给地下水。区内未见地下水的天然露头。地下水沿水力坡度顺势向深部运移是地下水的排泄方式之一。

（4）水文地质勘察

1、水文地质勘查试验成果

根据《新疆准东煤田吉木萨尔县五彩湾矿区二号露天矿田补充勘探报告》中对水文地质钻孔进行了分含水层的抽水试验和透水试验，试验成果见表 5.2-1。

表 5.2-1　水文地质勘查试验成果

含水层编号	钻孔编号	孔深（m）	含水层厚度(m)	静止水位（m）		水位降深（米）	涌水量 Q 升/秒	单位涌水量 q 升/秒·米	影响半径 R（米）	渗透系数 K（米/日）
				水位埋深	水位标高					
Ⅲ	ZK906	185.70	22.60	139.05	492.45	17.49	0.0416	0.0024	15.60	0.008
Ⅳ	ZK907	211.33	21.55	139.20	502.44	43.43	0.0495	0.0011	29.33	0.0046
Ⅲ+Ⅳ	ZK1106	379.00	36.38	45.05	563.474	23.06	0.054	0.00234	16.42	0.00507
Ⅱ+Ⅲ+Ⅳ	ZK1109	638.01	60.45	36.35	566.089	19.10	0.071	0.00372	12.95	0.0046
Ⅲ	ZK301	350.99	23.09	114.00	488.10	36.40	0.0009	0.0000247	3.07	0.000071

2、水文地质条件

区域内无常年地表径流，春天冰雪消融季节和夏季暴雨期间有山洪沿冲沟宣泄。勘察区地形有利于地下水与地表水排出场外。

地下水的补给主要源于大气降水、雪融水。进入到春季融雪期或夏天的雨季，雪融水或阵雨、暴雨易在地表形成暂时性地表水流，在顺地形坡度或冲沟向下游渲泄的同时，可通过地表风化、构造裂隙、火烧层等入渗补给地下水。

3、含水层与隔水层

评价区内潜水以侏罗系裂隙孔隙弱含水层水为主。该层在地下水含水层之上为透水层，不含水，含水层贮水量有限，含水性弱。浅部在高处接受降水入渗后沿地形呈层状形成短时后地下水流，与地表径流方向基本一致，主要受地形条件控制。

4、浅层地下水补给、径流与排泄条件

降水入渗：本区属北温带大陆性干旱气候，光热资源丰富，干旱少雨，昼夜温差大。地表大部为第四系土层覆盖，降水多以地表径流的形式沿地形向下游沟谷处流动，只有少量降水形成下渗，进入地下水含水层。

地表水下渗补给：场地邻近沟谷中无常年流水，仅在降水后形成地表径流，一般降水入渗量较少。

径流与排泄条件：地形为本项目浅部地下水径流的主要影响因素，场地浅部

地下水一般沿地形向低处径流，由于区域范围内蒸发量远远大于降水量，因此蒸发也是浅部地下水的排泄渠道之一。

（5）地下水敏感点

地下水评价范围内及周边没有当地居民定居处和居民饮用水水井，不存在地下水敏感保护目标。

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”，无钻井废水产生。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。钻井井场设置生活营地，营地内设置防渗收集池，生活污水排入防渗收集池，待钻井工程结束后拉运至五彩湾污水处理厂处理，防渗收集池覆土填埋，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，区域主要分布侏罗系裂隙孔隙弱含水层，该层以泥质类岩石为主，地层孔隙裂隙不发育，为弱含水层。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

一般泄漏于土壤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”。

（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。本项目所在区域无潜水层，原油不大可能进入到含水层污染地下水，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，油水窜层污染地下水可能性极小。

（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，m^2，取 0.01m^2；

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/m^3，在此取 890kg/m^3；

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一维水动力弥散瞬时点源模型进行预测。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。

$$C(x,t) = \frac{m/W}{2n_e\sqrt{\pi D_L t}} e^{-\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}}$$

式中：

x—计算点处的位置坐标；

t—时间(d)；

C(x，t)—t 时刻点 x 处的浓度，g/L；

m—注入的质量，kg；

W—横截面面积，m^2；

U—水流速度，m/d；

n_e—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数(m^2/d)；

π—圆周率；

④参数选取

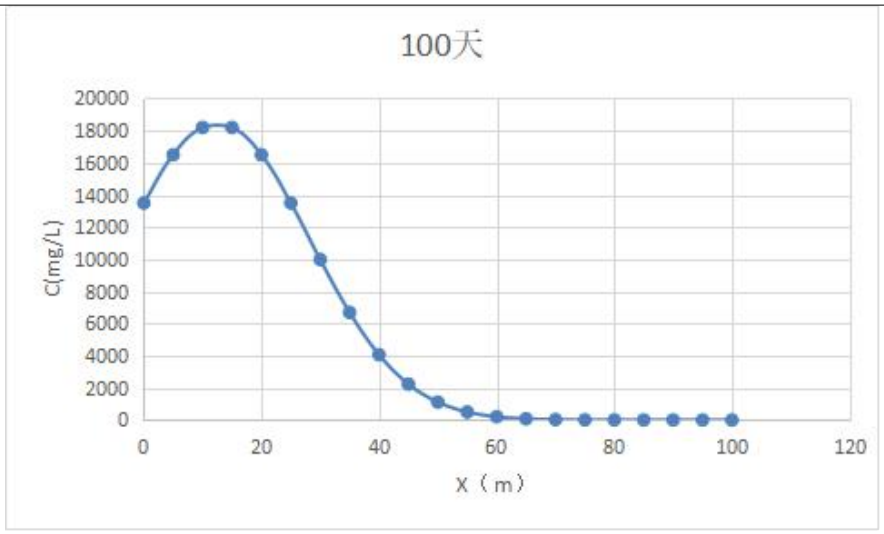
模型中所需参数及来源见表 5.2-8。

表 5.2-8　　模型所需参数一览表

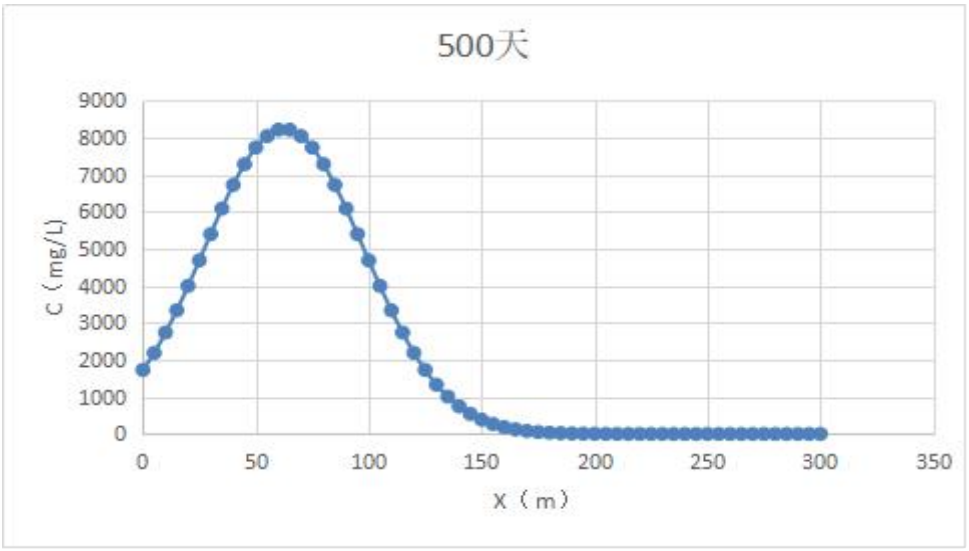
序号	参数符号	参数名称	参考数值	备注
1	K	渗透系数	0.5m/d	按照水文地质参数经验值表
2	U	水流速度	0.125m/d	计算值
3	n_e	有效孔隙度	0.2	查阅《水文地质手册》取经验值
4	m_M	瞬时注入的质量	146kg、1515kg	计算值
5	t	时间	100d、500d、1000d	-
6	D_L	纵向弥散系数	1.25m^2/d	根据弥散系数图获取

①模拟结果

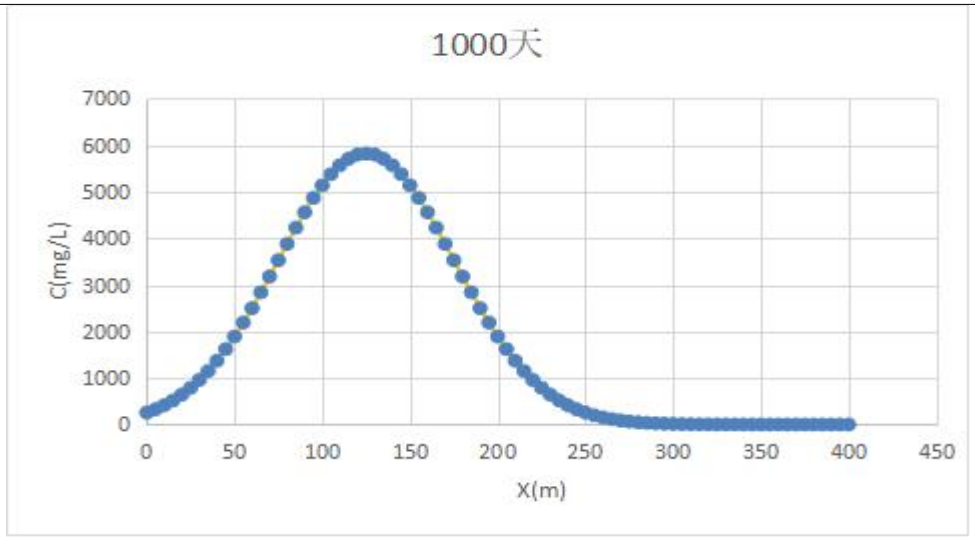
当集输管线发生全管径泄漏、油井井壁破裂发生泄漏时，石油类物质经过100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.2-4、图 5.2-5。



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系

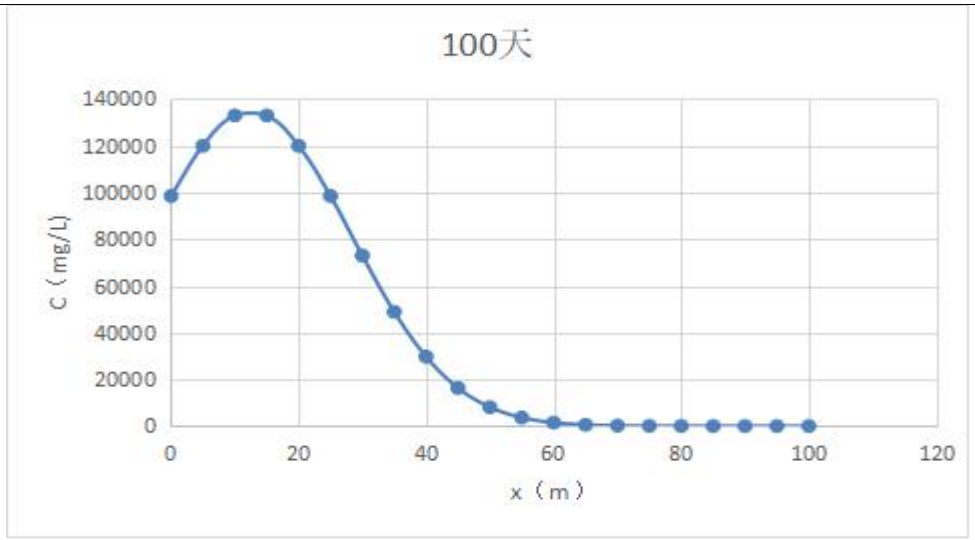


泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

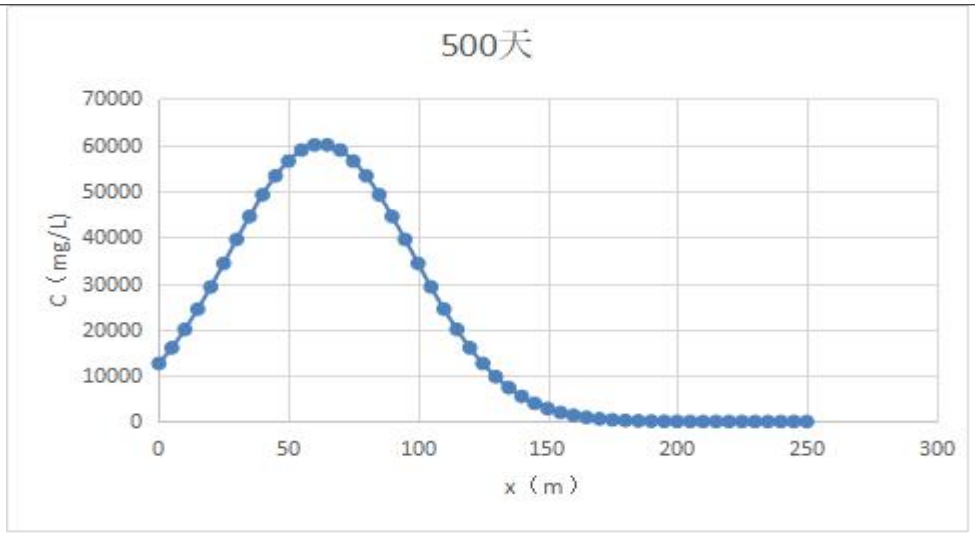


泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

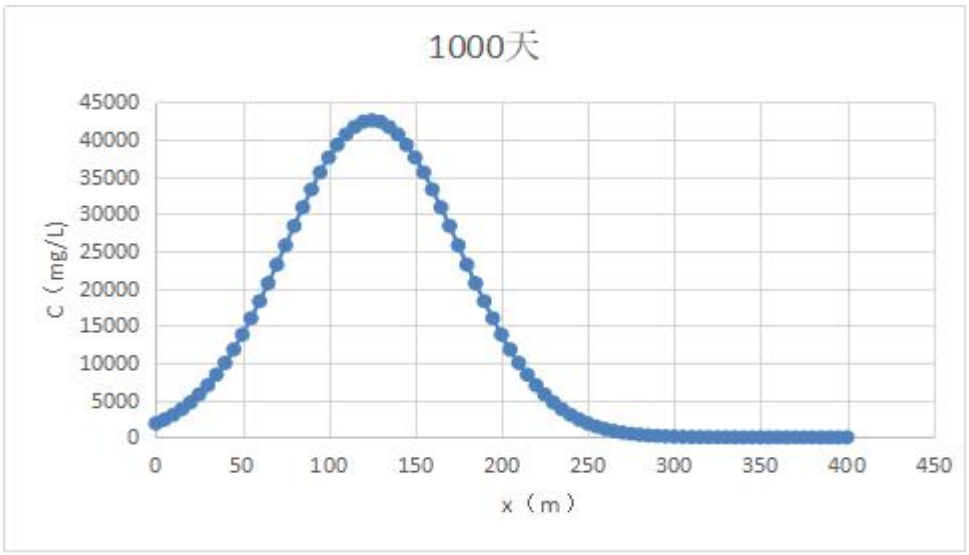
图 5.2-4　　集输管线发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1000d 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 103m、260m 和 401m。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，区域地下水埋深约在 36m～220m，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）本项目施工期生活污水排入防渗收集池，定期拉运至五彩湾污水处理厂处理；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达标后回注油藏，对地下水无影响。

（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；

$L_p(r_0)$—参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r—预测点距离声源的距离（m）；

r_0—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 30m 外，夜间施工噪声在 100m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。根据现场调查评价范围内没有集中固定居民居住，不产生噪声扰民现象，对局部环境的影响是暂时的，钻井期间产

生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，因此必须要做好劳动防护措施。

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：

$$LA（r）=LA（r_0）-20lg（r/r_0）$$

式中：LA（r）—距声源 r 处的 A 声级；

LA（r_0）—参考位置 r_0 处的 A 声级；

r—预测点距声源距离，m；

r_0—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

本项目运营期涉及注水井和采油井，以最大噪声源单口采油井为例进行预测，单井井场厂界四周噪声预测值见表 4-16。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 7-14　　厂界噪声预测结果　　单位：dB（A）

预测点编号	预测点位置	贡献值		现状值		预测值		评价标准
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	
井场	东厂界	40.4	40.4	33.2	30.6	41.2	40.8	昼间 60，

	南厂界	40.4	40.4	33.2	30.6	41.2	40.8	夜间 50
	西厂界	40.4	40.4	33.2	30.6	41.2	40.8	
	北厂界	40.4	40.4	33.2	30.6	41.2	40.8	

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 剩余钻井泥浆和岩屑

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，未添加磺化物，本项目废弃泥浆、岩屑属于非磺化类水基泥浆，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。钻井岩屑进入储罐，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》（2021 年版），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	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	毒性 T 易燃性 I
		精炼石油产品制造	251-003-08	石油炼制过程中含油废水隔油、气浮、沉淀等处理过程中产生的浮油、浮渣和污泥（不包括废水生化处理污泥）	毒性 T
落地原油		石油开采	071-001-08	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	毒性 T 易燃性 I

（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，运营期修井作业时用防渗膜铺垫井场，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》（2021 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，含油污泥来自依托火烧山联合站在原油贮存过程中清罐罐底油泥和含油污水在水处理过程中产生的浮油、浮渣和污泥。火烧山

联合站含油污泥定期委托有危废处置资质的单位负责转运、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 土壤环境影响分析与评价

5.5.1 施工期土壤环境影响

对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

5.5.1.1 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。

5.5.1.2 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。

5.5.1.3 水土流失影响

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。

5.5.1.4 施工期污染影响途径

项目建设活动中产生的废水、废气和废渣等典型污染物质，会对土壤产生严重负面影响。主要以占用和污染两种方式污损土壤。

污染影响形式为大气沉降、地面漫流和垂直入渗。

本项目建设期污废水主要来源于施工人员生活污水和建筑施工废水。其中施工过程中生活污水采用收集池收集，定期拉运至五彩湾污水处理厂；施工废水采取临时沉淀池处理后回用于工程施工不外排。因此，矿区土壤施工期不会由于废水排放而造成污染。

建设期大气污染主要为施工扬尘和机械设备排放的尾气，而施工扬尘对环境的影响最为明显。由于施工场地设置围栏、洒水抑尘、覆盖防尘、限制车速、保持施工场地洁净、避免大风天气作业等防尘措施，且施工场地已经干化结实，起尘量很小。因此，本项目施工期产生的扬尘不会对土壤环境造成影响。

建设期固体废物主要为土地平整和施工产生的弃渣，弃渣运至弃渣场堆放，弃渣为土石方，不含重金属和无机物、挥发性有机物、半挥发性有机物，因此本项目施工期产生的弃渣不会对土壤环境造成影响。

5.5.2 运营期土壤环境影响分析

5.5.2.1 土壤环境影响类型与途径

本项目土壤影响类型与途径见表5.5-1，影响因子见表5.5-2。

表 5.5-1　建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				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。								

表 5.5-2　污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

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

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为输油管线事故状况下破裂造成石油垂直下渗导致土壤污染。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下渗。

5.5.2.2 正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为液体物料、废水输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

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

综上，本项目从源头控制液体物料、废水泄露，同时采取可视可控措施，若发生泄露可及时发现，对收集泄漏物的管沟、应急池以及污水处理站池体等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.2.2.3 非正常状况下对土壤环境的影响分析

（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）。

5.2.2.4 土壤环境影响预测与评价

拟建项目重点预测集油管线泄漏对土壤环境影响。

（1）预测评价范围

与现状调查评价范围一致。

（2）预测评价时段

重点预测时段为运营期。

（3）预测评价方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），污染影响型建设项目，其评价工作等级为一级、二级的，预测方法可参见附录 E 或进行类比分析。本次评价采用类比分析，类比分析可行性详见表 5.5-3。

表 5.5-3　　土壤影响分析类比可行性表

序号	内容	类比项目	本项目	是否具有可类比性

1	行业类别	火烧山油田平地泉组 H_3 油藏加密调整 2020 年建设工程	陆地石油开采	是
2	污染途径	垂直入渗	垂直入渗	是
3	特征因子	石油类	石油类	是
4	土壤类型/土壤质地	灰棕漠土和石质土	灰棕漠土和石质土	是
5	预测情景	非正常工况/管线泄漏	非正常工况/管线泄漏	是

（4）类比分析

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 5.5-4。

表 5.5-4　非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

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

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

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

因此，在项目建设过程中须做好相关防渗措施，以及原油收集、输送和暂存等区域的防腐、防渗措施，运行期须定期检查防渗层及管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，减少非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

5.5.3 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表 5.5-5。

表 5.5-5　土壤环境影响评价自查表

<table>
<tr><th colspan="2">工作内容</th><th colspan="4">完成情况</th><th>备注</th></tr>
<tr><td rowspan="9">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有□</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="4">建设用地√；农用地□；未利用地□</td><td>/</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="4">（24.74）hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="4">敏感目标（卡山保护区）、方位（北侧）、距离（212m）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价类别</td><td colspan="4">I 类☑；II 类☐；III 类□；IV 类□</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="4">敏感□；较敏感□；不敏感☑</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="4">一级☑；二级☐；三级☐</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a）□；b）□；c）□；d）□；</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4"></td><td>同附录 C</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>2</td><td>4</td><td>0~20cm</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>5</td><td>0</td><td>在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">详见表 4.5-2</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB15618√；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">各监测点监测因子均满足 GB15618 和 GB36600 中筛选值</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4"></td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录 E□；附录 F；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（）
影响程度（）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论：a）□；b）□；c）□
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="4">土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td colspan="2">监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>11</td><td colspan="2">pH、石油烃和挥发酚</td><td>1 次 3 年</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="4">采取环评提出的措施，影响可接受</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="7">注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。
注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。</td></tr>
</table>

5.6 生态环境影响分析

5.6.1 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。

5.6.1.1 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、排放源强小，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。

5.6.1.2 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

本项目新钻采油井 150 口，注水井 5 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）68.7km，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。

5.6.1.3 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。

5.6.2 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。

5.6.2.1 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辗压。

项目区内荒漠植被以梭梭为主，植被群系单一，生产力较低。根据新疆维吾尔自治区畜牧厅编制的《新疆草地资源及其利用》，项目区产草量按照 750kg/hm^2 计算，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（hm^2）	生物量损失（t/a）	影响时间（a）
荒漠戈壁	永久占地	井场	18.3	13.73	永久
		杆架式变电站	0.24	0.18	永久
		巡井道路	6.2	4.65	永久
	临时占地	井场	85.75	64.31	3-5
		管线	63.6	47.70	3-5
		杆架式变电站	0.96	0.72	
合计			175.05	131.29	——

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 150.31hm^2，永久占地面积为 24.74hm^2。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 175.05hm^2 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 131.29t/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。

5.6.2.2 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。

5.6.2.3 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。

5.6.2.4 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。

5.6.3 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。

5.6.3.1 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。

5.6.3.2 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。

本项目不同于公路、铁路等线性工程，没有在保护区地表形成永久性的线型切割。根据调查，项目区内无野生动物饮用水水源，且不属于野生动物迁徙通道，

井区周边和管线上方野生动物仍可正常栖息活动。本项目工程建设对野生动物食源影响较小。总体上，工程运营期对野生动物的影响较小。

5.6.3.3 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。

5.6.3.4 对受保护野生动物的影响

通过实地调查结合资料收集，评价区距离卡山保护区实验区最近212m，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 5.5-1）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 5.5-2)，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。

通过对普氏野马野放后的分布范围分析，由于普氏野马放养属于试验阶段，有专人进行管理和控制，栖息于保护区的普氏野马种群数量已发展到 127 匹。按照保护区的面积分析，分布密度为 1 匹/100km^2，分布极为稀少。经调查了解，普氏野马均在自然保护区阿勒泰管辖区内，野马野放养区距本项目区边界最近距离约 27km，不会进入油田开采范围。本项目建设及油田开采不会对普氏野马造成影响。

5.6.4 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 24.74hm^2，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 24.74hm^2。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。

5.6.5 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 24.74hm^2 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。

5.6.6 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					
		高	好	适度	差	恶化	项目区域
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

标准		生态系统完整性					
		高	好	适度	差	恶化	项目区域
	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
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响较小。项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。

本项目不会造成区域的生物多样性下降，对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。

5.6.7 对卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区影响

卡拉麦里山有蹄类自然保护区为新疆维吾尔自治区省级保护区，于 1982 年 4 月 8 日经自治区人民政府批准成立，保护区总面积 18000km^2，南部试验区边界紧邻准东经济技术开发区。自然保护区内矿藏丰富，为了协调自然保护区与资源

开发的矛盾，经新疆自治区人民政府批准，分别于 2005 年（新政函[2005]167 号）、2007 年（新政函[2007]44 号）、2008 年（新政函[2008]49 号）、2009 年（新政函[2009]143 号）和 2011 年（新政函[2011]21 号）先后五次对卡山保护区范围和功能区进行调整。目前，保护区面积调整后缩小至 12871.44km^2，其中核心区 4619.62 km^2，缓冲区 5351.51 km^2，实验区 3493.07 km^2。

准东采油厂于 2017 年—2018 年，根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》“第八条禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发”要求，全面退出卡山保护区内所有的石油开采工作，陆续关停卡山保护区内所有石油设施，完成卡山保护区内火烧山油田 127 口井的封井、井口割焊和地表回填工作，并在封井井口处安装退出石碑。对分布在卡山保护区内配套的井口集输设施、集输管线以及污水处理系统、注水站、计量站等地面集输设施进行拆除并恢复当地地貌。2018 年 12 月 15-16 日，准东采油厂组织专家对保护区内油田生产退出工作及实施效果进行环保验收。

根据火烧山开采工作调整，石油开采范围已经不涉及卡山保护区，本次实施工程北侧距离卡山保护区实验区约 212m，距离较近但不在保护区范围内。

5.7 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》（HJ169-2018）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。

5.7.1 风险调查

本项目涉及的危险物质主要是石油、硫化氢和石油气（天然气）气体。钻井期硫化氢和石油仅在井喷时产生，井场不存在该物质。运营期风险物质根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C.1.1，项目单井管线（DN50）67.5km，原油密度 0.882t/m^3，原油充满管线情况下最大存在量为 132.5t。区域油气比 51m^3/t，天然气密度 0.6225kg/m^3，管线内天然气最大存在量为 4.2t。

本项目 Q 值见表 7-19，本项目风险物质最大存在量与其临界量的比值（Q）

<1 时，可确定该项目环境风险潜势为 I，可开展简单分析。

表 5.7-1　　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	132.5t	0.053	否	
天然气（石油气）		10t	4.2t	0.42	否	气油比51m³/t，密度0.6225kg/m³
硫化氢	钻井井场	2.5t	0	0	否	/
Q值合计				0.473		

5.7.2 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 5.7-2。

表 5.7-2　　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212m	防止生态破坏
2	公共设施	五大高速	以东约2.6km	防止破坏

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 物质危险性识别

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）识别出本项目危险物质为原油和天然气，详见表 5.7-3。

表 5.7-3　本项目危险物质风险识别表

类别	项目	原油	天然气
理化性质	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
	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/m³)	884.9	——

类别	项目	原油	天然气
	熔点/沸点(℃)	-/500	-182.6/-161.5
	闪点(℃)	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(℃)	-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	
	储运主要事项	远离火种、热源。仓温不宜超过30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施，禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速(不超过3m/s)，且要有接地装置，防止静电积聚。	储存于阴凉处、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。
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。
急救措施	皮肤接触	脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。	——
	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。	——

类别	项目	原油	天然气
	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。

5.7.3.2 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。

5.7.3.3 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，分析工程的危险特性，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能性；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。

5.7.4 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》（HJ169-2018）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，0.01m^2；

ρ—泄漏液体的密度（890kg/m^3）；

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/s^2；

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》（HJ169-2018）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，则管线泄漏采出液量为 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。

5.7.5 环境风险影响分析

5.7.5.1 原油泄漏影响分析

根据源项分析，集油干线的原油泄漏量为 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，m^2；

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，884kg/m^3；

由上述公式计算得出：集油管线中油品泄漏后漫流面积为 686m^2。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性化

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，影响地下水的可能性不大。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。

5.7.5.2 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 5.7-4。

表 5.7-4　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/m³）	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 LC_{50} 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，没有保护类动物的巢穴和栖息地。

5.7.5.3 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 14 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。

此外，钻井施工过程中在临时占地范围四周设置围栏，非施工作业人员禁止出入，井场周边野生动物因施工作业噪声影响，不会出现在井场附近，若发生井喷事故对野生动物影响极小。

5.7.6 环境风险防范措施和应急要求

5.7.6.1 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。

5.7.6.2 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。

5.7.6.3 应急预案

本项目投产后归准东采油厂运营和管理，项目实施区域纳入准东采油厂突发环境事件应急预案，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：652327-2020-002-L）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。

5.7.7 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，项目环境风险简单分析内容表见表 5.7-5，项目环境风险自查见表 5.7-6。

表 5.7-5　建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	火烧山油田 H_1-H_4 油藏区块开发建设工程		
建设地点	（新疆）省	（昌吉）州	吉木萨尔县

地理坐标	经度	*	纬度	*
主要危险物质及分布	原油、天然气和硫化氢，分布于采油井场和集输管线			
环境影响途径及危害后果（大气、地下水）	易燃液体。 钻井井喷，如控制不当甚至发生火灾、爆炸等事故，若遇明火，引发的火灾事故。输油管道破裂导致原油泄漏污染土壤和地下水。			
风险防范措施要求	（1）钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测；（2）钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内；（3）起钻过程中，要严格控制起钻速度；（4）钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察；（5）固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头；（6）井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求；（7）井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志；（8）制定应急操作规程。			
填表说明	/			

表 5.7-6　　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	硫化氢					
		存在总量	132.5t	4.2t	0					
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 10 人			5km 范围内人口数 280 人				
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大） 30 人							
		地表水	地表水功能敏感性		F1 □		F2 □		F3 □	
			环境敏感目标分级		S1 □		S2 □		S3 □	
		地下水	地下水功能敏感性		G1 □		G2 □		G3 □	
			包气带防污性能		D1 □		D2 □		D3 □	
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	大气	预测模型	SLAB □		AFTOX □			其他□		
		预测	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围____m							

价		结果	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＜40km/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《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）浓度限值要求。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洒水降尘措施，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）废水处置

本项目在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，产生的钻井废水经处理达标后循环使用，废水不外排。

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，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。

生活营地设防渗收集池，生活污水排入防渗收集池，定期拉运至五彩湾污水处理厂处理，待施工结束后，防渗收集池原地覆土填埋。

（2）井喷地下水保护措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但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制定具体井控措施及防止井喷预案。

②开钻前由建设方地质监督或受委托的相关单位地质员，对相应的停注、泄压等措施进行检查（检查结果记录在井队井控专用本上）落实，直到相应层位套管固井候凝完为止。

③钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压井液、加重剂、堵漏材料和其它处理剂，对储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀。

④送至井场的防喷器有试压曲线和试压合格证。安装防喷器前要检查闸板心尺寸是否与使用钻杆尺寸相符，液控系统功能是否齐全、可靠，液控管线有无刺漏现象。

⑤钻开油、气层后，每次起下钻（活动时间间隔超过 5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压。

⑥测井、固井、完井等作业时，要严格执行安全操作规程和井控措施，避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。

⑦要严格控制提下钻速度，防止抽汲压力过大造成井涌、井喷，激动压力过大造成井漏。提钻按规定灌好钻井液，下钻过程中注意观察井口返出钻井液情况并安排中间洗井，起下钻过程中操作要连续，减少钻具静止时间。

⑧要求做好固井前的通井、循环钻井液、调整钻井液性能等工作。控制下套管速度，以防蹩漏地层。

⑨下套管要操作平稳，严禁猛刹、猛放，防止溜钻、顿钻，按规程下套管，双大钳紧扣，以保证套管连接强度。

⑩目的层钻进时预防井漏和井喷，并做好油气层保护工作。

（3）地下水保护措施

本项目油井在钻井过程中采用下套管注水泥方式进行了固井。在保证固井质量的前提下，可有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此，推广使用水基泥浆，严格要求套管下入深度，保证固井质量，可有效减轻对地下水环境的影响。

施工作业人员和车辆禁止在卡山保护区范围内活动，设置“卡山保护区警示牌”严格控制施工活动范围，对施工作业人员进行宣传教育。

从原料产品储存、生产、运输、污染处理设施等全过程控制各种有害材料、产品泄漏，同时对有害物质可能泄露到的区域采取防渗措施，要从源头到末端全方位采取防控措施。

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

井下作业废水产生是临时性的。井下作业过程中，严格按照油田公司环境保护规定要求，带罐作业，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至火烧山注输联合站处理。

（2）采出水

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，不向外环境排放。

（3）地下水保护措施

为了及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染

物的动态变化，本项目应建立覆盖影响区的地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

依据地下水监测原则，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）的要求，结合区域水文地质条件，在火烧山井区地下水流向的上游厂界处设 1 眼背景值监测井，项目区设置 1 眼污染监控井，下游厂界处设置 1 眼污染扩散监控井，共 3 眼。

在监测水质的同时监测地下水水位。监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向开发公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

a 管理措施

※预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

※工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

※建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

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

b 技术措施

※定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

※在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。

（4）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）岩屑进入储罐暂存经检测合格后用于铺垫井场等综合利用。

（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。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处理和管理。

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 土壤环境保护措施

（1）防渗措施

施工期生活污水收集池、柴油发电机用柴油罐区、钻井施工作业区设置防渗措施，防渗措施详见表 6.5-1。

表6.5-1　　场地防渗措施

场地	防渗分区	污染物类型	防渗措施

生活污水收集池	一般防渗区	COD、BOD、NH_3-N、SS	防渗膜防渗系数≤1.0×10^{-7}cm/s
发电柴油罐区	重点防渗区	石油类	高密度聚乙烯防渗膜（厚度不小于1.5mm）；防渗膜防渗系数≤1.0×10^{-7}cm/s
钻井施工作业区	重点防渗区	石油类	施工作业区域下垫高密度聚乙烯防渗膜（厚度不小于1.5mm）；防渗膜防渗系数≤1.0×10^{-7}cm/s

（2）土壤污染物处理措施

原油落地后收集的原油和受侵染的土壤属于危险废物，要求及时收集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）土壤措施主要为源头控制和过程防护。源头控制从钻井技术和操作过程中，要求严格按照作业流程规范操作，防止井喷事故发生，防止因操作问题造成事故原油落地；过程防控要求，在钻井作业地面整体铺垫高密度聚乙烯防渗膜，设备和人员操作均在防渗膜上进行，作业完成后防渗膜由钻井队回收后用于后续钻井重复使用。

（3）运营期定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运营期间，需加强管理和监督检查，减少非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。做好防渗和定期监测工作。

6.6 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。

6.6.1 施工期生态环境保护措施

本项目施工期所有施工严格控制活动范围，禁止进入卡山保护区实验区内。

6.6.1.1 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、临时道路）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：直井控制在 70m×70m；

③集油管线施工作业带宽度不得超过 8m；

④注水管线施工作业带宽度不得超过 8m；

⑤临时道路施工作业宽度不得超过 4m。

（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。

6.6.1.2 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、临时道路）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。

6.6.1.3 对荒漠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。

（2）确保生产设施正常运行，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。

（3）强化风险意识，制定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。

（4）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。

6.6.1.4 对荒漠动物生态保护措施要求

（1）业主单位要按照林业、保护区管理中心等部门的要求，加强对工作人员特别是施工和日常巡检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。

（2）由保护区管理人员宣讲国家有关环境保护和自然保护区的法律、法规、条例、政策，如《中华人民共和国野生动物保护法》、《中华人民共和国自然保护区条例》等，建立自然保护区的目的及其重要意义，野生动物保护知识等。此外，向巡线人员发放宣传册、图片、纪念卡、明信片等，加强宣传教育工作。

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。

（3）加强施工人员管理，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。

（4）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。

6.6.1.5 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、井场等工程等项目承包招标书中。

6.6.2 运营期生态环境保护措施

（1）井场永久占地戈壁土压实或砾石覆盖，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。

（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。

6.6.3 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。

（1）对完成采油的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头的措施，清理场地，清除各种固体废物，恢复原有地貌。保留各类绿化、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

（2）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。

（3）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。

（4）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。

6.7 生态恢复方案

6.7.1 井场生态恢复措施

本项目新钻采油井 150 口，注水井 5 口。所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

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。施工期临时占地和退役期设施拆除后占地内的植被进行恢复。

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。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

③退役期实施封井措施，防止油水串层。

对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，具体见图 6.7-1。

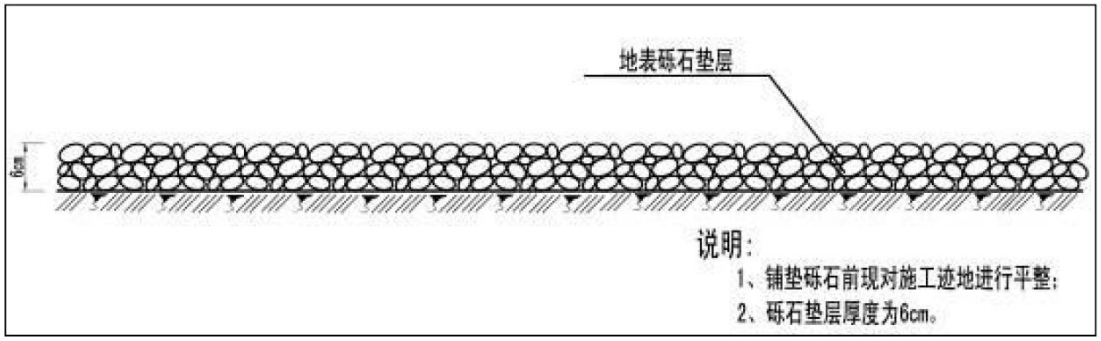


图 6.7-1　　井场砾石压盖措施典型设计图

6.7.2 管线生态恢复措施

本项目需新建各类集油管线、注水管线，共计临时占地 63.6hm^2。

①支线管道施工作业带宽度控制在 8m 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。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。

6.7.3 道路生态恢复措施

本项目新增临时道路占地面积 6.2hm^2。开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

6.8 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入到方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

（1）井场区

①为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；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。

②植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，全部避让自治区一级保护植物（膜果麻黄和梭梭），不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程

施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（2）道路区

新建道路选线尽量选已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良好的地段采用避让方案，迂回绕道。施工期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定施工期车辆行驶路线，严禁道外行驶。

路基填料尽量利用处理达标的钻井岩屑及场地平整产生的施工弃方。路基边坡人工洒上一次水后进行“封育”，利用当地的降水进行自然恢复。在有灌溉条件的路段两侧进行人工绿化。

（3）管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排水方向垂直，则要分段设排水沟。

（4）植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种，如当地适生的优势免灌植物为盐生假木贼群系、梭梭群系植被等。

（5）编制防洪规划和水土保持规划的要求

建议建设单位必须在项目前期编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。

6.9 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。具体措施有：

（1）严禁在荒漠结皮地段随意踩踏、占用，破坏地表植被和稳定的结皮层。施工结束后，对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。

（2）项目所在区域都是荒漠，表层基本都为砾石构成的砾幕。为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；

在井场周边修筑地边梗；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。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

（3）植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，全部避让自治区一级保护植物（膜果麻黄和梭梭），不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（4）工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施，控制土地沙漠化的扩展。

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，该项目在开发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 160000 万元，环保投资 5811 万元，占总投资的 3.63%。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，会随着施工的结束而消失。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。经估算该项目环保投资 5811 万元，环境保护投资占总投资的 3.63%。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	施工迹地清理平整、压实，临时占地恢复原始地貌，永久占地砾石覆盖或水泥硬化	155
	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布	155
	施工期生活污水拉运至五彩湾污水处理厂处理	15

阶段	环保设施/措施	投资(万元)
	钻井防喷器等安全措施	582
	泥浆不落地技术	4650
	钻井作业区域地面防渗	78
	设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	5
运营期	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	78
	含油污泥委托有资质的单位处置	15
退役期	设施拆除后进行地貌恢复	78
合计		5811

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 5811 万元，环境保护投资占总投资的 3.63%。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

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号），油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。

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，油田主要管理工作由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至少设一名专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。

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，包括施工期、运营期和闭井期，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	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。 施工结束后，施工单位应负责及时清理现场。 严禁破坏植被、捕杀野生动物。 对于开挖管道产生的土方，回填在管垄处，土方不集中产生。

序号	影响因素	环保措施
		施工结束后临时施工营地恢复地貌。
2	声环境	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。 严禁焚烧各类废弃物。
4	水环境	钻井期节约用水。严禁施工废液乱排乱放。
5	固废	管沟回填后多余土方应作为廊覆，不得随意丢弃。 施工垃圾应分类存储，严禁现场抛洒、掩埋。

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	纳入工程费用
2	声环境	对井场的厂界噪声进行监测，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，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。			

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
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	做好闭井期的地表清理工作，对占地范围内的设施进行拆除，场地清理平整。	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	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《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）要求，建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目，其相应的环境保护设施应当分期验收。

（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

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)
	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	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）（非甲烷总烃4.0mg/m^3）
噪声	各类机泵	采油井场	低噪声设备	《工业企厂界环境噪声排放》（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	岩屑进入储罐存放，经检测达标后综合利用	《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
	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、临时道路	严格控制占地范围；永久占地水泥硬化或砾石覆盖，临时占地地貌恢复	-
	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 环境监理与监测计划

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，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。	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

序号	场地	监督内容	监理要求
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

各污染物监测和分析方法按照《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）执行。排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第 31 号）执行。本项目在运营期的排污主要集中在井场和火烧山联合站，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	监测对象	监测项目	监测地点	监测单位
环境质量	地下水	1 次/年	开发区域	pH、石油类、挥发酚、总硬度、溶解性总固体、氟化物、铜、砷、六价铬	项目区的上游、下游和项目区各布设 1 个监测点，监测层位为区域潜水	委托监测
	土壤	1 次/3 年	井场、集输管线和火烧山联合站	石油烃、pH 和挥发酚	根据土壤环境监测技术规范（HJ/T166-2004）在项目单井、管线和联合站及周边布点采样分析	
污染源	废气	1 次/年	井场、火烧山联合站	非甲烷总烃	根据《大气污染物无组织排放监测技术导则》（HJT55-2000）在项目单井井场下风向 10m 范围内浓度最高点采样分析，监测点位至少包括至少 1 口运行单井和联合站	
	噪声	1 次/年	井场、火烧山联合站厂界四周	等效连续 A 声级	厂界外 1m	
	废水	1 次/年	回注水	pH、COD、BOD_5、氨氮、石油类、挥发酚、SS、硫化物	火烧山联合站进水口、回注水口	

8.3 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.3-1。

表 8.3-1 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	生活污水	COD、BOD_5、SS	进入防渗污水收集池	1163.52m³	1163.52m³	——	——
		管道试压废水	SS	回用于荒漠绿化或道路降尘	272m³	272m³	——	——
	废气	柴油废气	烃类	无组织排放	14.61t	14.61t	《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		51.98t	51.98t		
			NO_X		158.98t	158.98t		
			SO_2		0.10t	0.10t		
	固废	钻井岩屑	/	岩屑进入储罐暂存，经检测合格后用于铺垫井场等综合利用	118236.75t	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	59350m³	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	41061m³	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	72.72t	0		
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	12262.75	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	573700	0		——
	废气	采油及集输挥发废气	烃类	无组织排放	46.12	46.12	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	——
	固废	油泥（砂）	烃类	交由有资质的单位进行无害化处置	126.21	0	——	——

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）
		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	15	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。

本工程计划在火烧山油田油藏部署采油井 150 口，注水井 5 口，采转注井 20 口，新建产能 46.12×10^4t，设计钻井总进尺 33.545×10^4m。配套建设单井采油管线 67.5km、单井注水管线 1.2km 及供配电、道路、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《2019 年吉木萨尔县环境质量公报》，吉木萨尔 SO_2、NO_2、CO 和 O_3 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，PM_{10} 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。

根据卡山保护区常规因子补充监测结果，卡山保护区西南侧 1#、卡山保护区南侧，2 个监测点 SO_2 小时值、SO_2 日均值、NO_2 小时值、NO_2 日均值、CO 小时值、CO 日均值、$O_3$8 小时日均值、O_3 小时均值均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）一级标准限值。卡山保护区西南侧 1#、卡山保护区南侧，2 个监测点 PM_{10} 日均值、$PM_{2.5}$ 日均值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）一级标准限值。$PM_{2.5}$、PM_{10} 年日均浓度有超标现象，主要与当地常年风沙较大有一定关系。

（2）特征污染物监测结果

根据特征因子补充监测结果，各监测点非甲烷总烃小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”标准要求；硫化氢未检出，满足《环

境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的要求。

9.1.2.2 水环境质量现状调查结论

1#地下水监测点各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准的要求。2#、3#和 4#地下水监测点总硬度、溶解性总固体、硫酸盐和氯化物 5 项超标，其余各监测项目均达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准值。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐和氯化物超标主要是由于水文地球化学原因，地下水补给、径流与排泄条件不利于地下水富集且浅部蒸发作用强烈，在地层岩性及水文地质条件综合作用下，导致局部区域地下水环境本底值较高且不同区域之间呈差异性。

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，项目占地范围内土壤监测数据满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。占地范围外土壤监测数据满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 中风险筛选值。

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—$Ⅱ_4$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 212m，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石质土和灰棕漠土。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 39 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、大鵟和纵纹腹小鸮，国家 I 级保护动物为蒙古野驴和普氏野马。

（4）土地利用类型：项目区土地利用类型为采矿用地。

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：经预测项目无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度 133.18μg/m^3，最大浓度出现的距离为下风向 4285m，对周围环境空气的贡献值较小，占标率为 6.66%。根据类比区域集输过程无组织挥发的非甲烷总烃浓度均能满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）（4.0mg/m^3）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：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。钻井期生活污水排入防渗污水收集池，待钻井结束后拉运至五彩湾污水处理厂处理。

（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，井场机械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，周边无人群居住，项目开发建设中的噪声对环境影响较小。

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。钻井岩屑进入储罐贮存，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 150.31hm^2，永久占地面积为 24.74hm^2。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产生和发展，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，待施工结束后拉运至五彩湾污水处理厂处理，防渗污水收集池覆土填埋。

（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。岩屑进入储罐，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

本项目不设总量控制指标。

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、报纸等方式就项目建设的意义、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）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。