三塘湖油田西峡沟马2块条湖组油藏产能建设项目

环境影响报告书

（拟报批版）

项目建设单位：中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司三塘湖采油厂

项目评价单位：南京国环科技股份有限公司

二〇一九年十二月

目　录

1 概述 1

1.1 项目背景 1

1.2 环境影响评价过程 1

1.3 分析判定相关情况 3

1.4 关注的主要环境问题及环境影响 3

1.5 环境影响评价的主要结论 4

2 总则 5

2.1 编制依据 5

2.2 评价目的和原则 8

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选 9

2.4 评价标准 10

2.5 评价工作等级与评价范围 14

2.6 评价时段和评价重点 18

2.7 污染控制和环境保护目标 19

2.8 相关规划及功能区划 19

3 建设项目工程分析 24

3.1 区块油气资源概况 24

3.2 区块开发现状及环境影响回顾 27

3.3 建设项目概况 30

3.4 工程分析 49

4 环境现状调查与评价 58

4.1 自然环境概况 58

4.2 环境空气质量现状调查与评价 65

4.3 水环境质量现状调查与评价 66

4.4 声环境质量现状调查与评价 71

4.5 生态环境现状调查与评价 72

5 环境影响预测与评价 79

5.1 大气环境影响分析与评价 79

5.2 地下水环境影响分析与评价 82

5.3 声环境影响分析与评价 88

5.4 固体废物影响分析 89

5.5 生态环境影响分析 92

5.6 环境风险评价 101

6 环境保护措施及其可行性论证 112

6.1 大气污染防治措施 112

6.2 水环境保护措施 113

6.3 噪声污染防治措施 114

6.4 固废污染防治措施 115

6.5 生态环境保护措施 119

7 环境影响经济损益分析 127

7.1 经济效益分析 127

7.2 社会效益分析 127

7.3 环境经济损益分析 127

7.4 环境经济损益分析结论 129

8 环境管理与监测计划 130

8.1 环境管理 130

8.2 环境监测计划 141

8.3 环境影响后评价 143

9 环境影响评价结论 145

9.1 建设项目概况 145

9.2 环境质量现状结论 145

9.3 污染物排放情况结论 145

9.4 主要环境影响结论 148

9.5 环境保护措施 148

9.6 公众意见采纳情况.....148
9.7 经济损益性分析.....149
9.8 环境管理与监测计划.....149
9.9 总结论.....149

附件：

附件 1 环评委托书
附件 2 关于三塘湖油田西峡沟马 2 块条湖组油藏开发框架方案的批复
附件 3 关于三塘湖油田西峡沟试验区块产能建设工程环境影响报告书的批复
附件 4 关于三塘湖油田西峡沟试验区块产能建设工程竣工环境保护验收意见的函
附件 5 关于三塘湖油田牛圈湖区块开发建设项目环境影响报告书的批复
附件 6 关于三塘湖油田牛圈湖区块开发建设项目竣工环境保护验收意见的函
附件 7 关于吐哈油田三塘湖基地生活垃圾填埋场建设项目环境影响报告书的批复
附件 8 监测报告
附件 9 建设项目环境影响审批基础信息表

区块现状

区块现状

区块现有油井

牛圈湖联合站

区域植被

区域植被

现场勘查照片

1 概述

1.1 项目背景

三塘湖油田西峡沟区块隶属新疆哈密市巴里坤哈萨克自治县管辖，西南距巴里坤县城直线距离约 90km，距老爷庙口岸 75km，东南距伊吾县城 105km，西距岔哈泉乡约 30km，南距哈密市约 150km。西峡沟区块条湖组油藏平面上包括马 208 块、马 220 块和马 4 块，其中马 2 块是马 208 块的东面部分。

本项目动用西峡沟马 2 块条湖组油藏，动用含油面积 3.3km^2，石油地质储量 370 万吨，部署井位 18 口，其中利用老井 4 口，新钻 14 口（油井 13 口，水井 1 口），配套建设油气集输及注水设施等地面工程。设计单井初期产量 8.5t/d，新建产能 3.57 万吨。本工程的建设将提高区域整体开发水平，带动地区经济发展，有助于人民生活水平的提高，具有明显的社会经济效益。

1.2 环境影响评价过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》（国令第 682 号）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》等有关法律、法规的规定与要求，“三塘湖油田西峡沟马 2 块条湖组油藏产能建设项目”属于石油开采新区块开发，需编制环境影响报告书。

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司三塘湖采油厂（以下简称“三塘湖采油厂”）于 2019 年 7 月委托南京国环科技股份有限公司开展《三塘湖油田西峡沟马 2 块条湖组油藏产能建设项目环境影响报告书》的编制工作。

本单位接受环评委托后，在三塘湖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，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。

本工程环境影响评价程序见图 1.2-1。

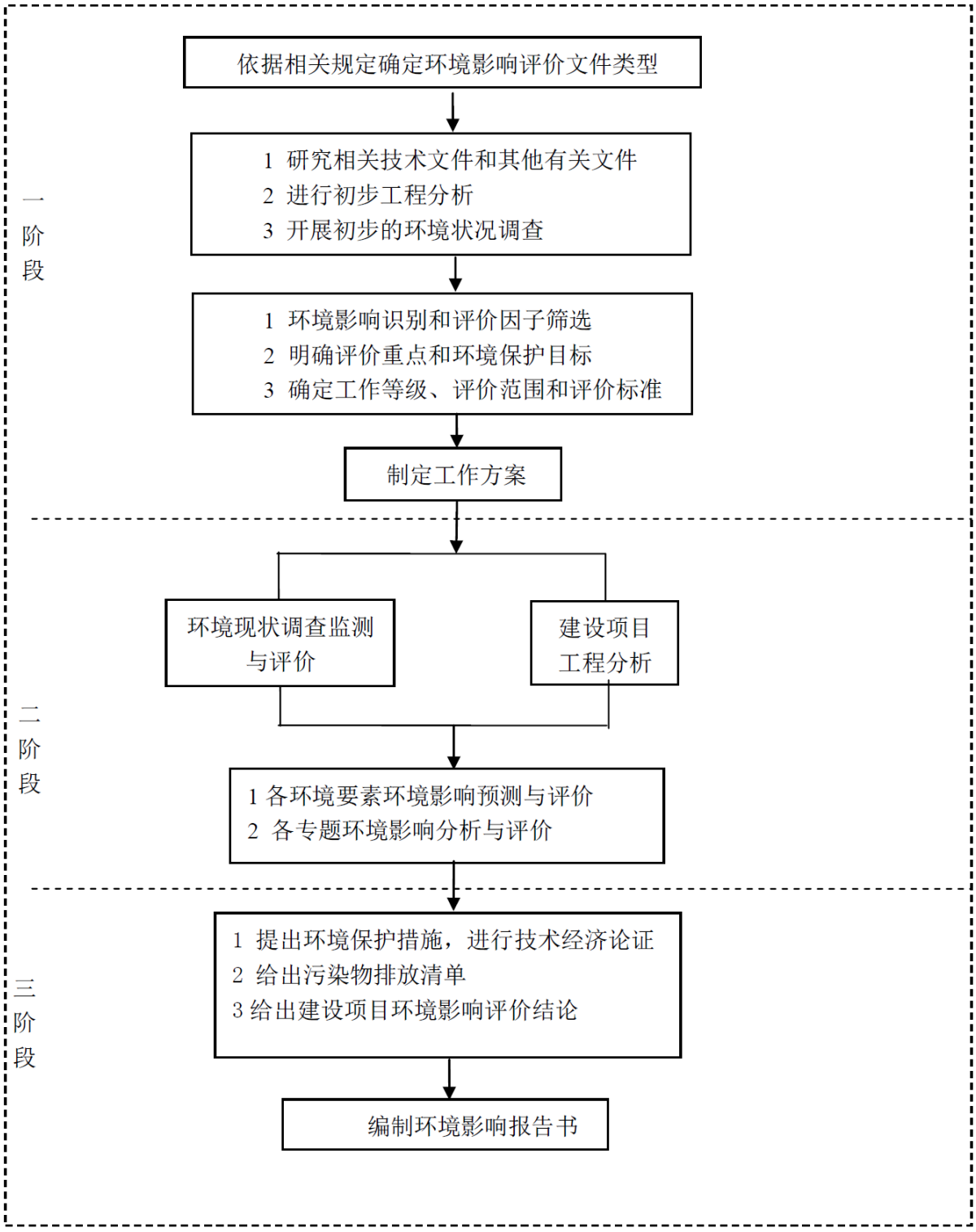


图 1.2-1　建设项目环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

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。

本项目属于中国石油吐哈油田分公司勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区第三轮矿产资源规划》（2016-2020）和《吐哈油田公司油气勘探“十三五”发展规划（哈密区块）》的相关要求。

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

对照《新疆生态环境功能区划》，本项目涉及的生态功能区为“诺敏戈壁荒漠化敏感生态功能区”本项目针对砾幕、荒漠植被等提出了相应的保护措施，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，项目建设与本项目建设区域的生态功能定位不冲突。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本工程为石油天然气开采项目，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，影响结果包括生态环境影响以及污染物排放导致的环境污染。据现场调查，本项目地处三塘湖盆地，周围无风景名胜区、森林公园、水源保护区、地质公园等环境保护目标。

本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、钻井泥浆、岩屑、钻井废水、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期烃类无组织挥发、油田采出水、井下作业废水、含油污泥、落地油、井场（站场）永久占地等对周围环境的影响，并论证采取的防范措施及处理处置方式的可行性。

1.5 环境影响评价的主要结论

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

本项目的建设符合国家产业政策及相关规划。钻井期间采用合格的柴油，加强车辆的管理可减少对大气环境的影响；钻井施工过程中产生的钻井废水经处理达标后可循环使用，废水不外排；产噪设备合理布局，采用降噪控制措施后，对周边环境影响甚微；产生的岩屑、废弃泥浆、生活垃圾、施工土方均能得到有效的处置，对环境影响较小；运营期采用合格的设备，加强管理，可减少非甲烷总烃的无组织排放；采出水经处理后回注油层，不外排进入环境；单井落地原油、修井落地原油 100%回收，回收后的落地原油运至牛圈湖联合站进行处理；含油污泥暂存在废渣场，交由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。

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，本工程可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家法律、法规和文件

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2014 年修订），2015 年 1 月 1 日施行；

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

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

（4）《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年修订），2018 年 1 月 1 日施行；

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

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2016 年修订），2016 年 11 月 7 日施行；

（7）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日施行；

（8）《中华人民共和国水法》（2016 年修订），2016 年 7 月 2 日施行；

（9）《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 3 月 1 日施行；

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

（11）《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年修订，2018 年 10 月 26 日施行；

（12）《中华人民共和国节约能源法》（2016 年 7 月修订），2016 年 7 月 2 日施行；

（13）《中华人民共和国草原法》（2012 年修订），2013 年 6 月 29 日施行；

（14）《中华人民共和国野生动物保护法》（2016 年修订），2017 年 1 月 1 日施行；

（15）《中华人民共和国矿产资源法》（2009 年修订），2009 年 8 月 27 日起施行；

（16）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年修订），2010 年 10 月 1 日施行；

（17）《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年修订），2018 年 10 月 26 日施行；

（18）《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》，国令第 682 号，

2017 年 10 月 1 日起施行；

（19）《建设项目环境影响评价分类管理名录》，环保部令第 44 号，2017 年 9 月 1 日实施；

（20）《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年修订），2017 年 10 月 7 号施行；

（21）《产业结构调整指导目录》（2019 年本），2020 年 1 月 1 日施行；

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

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

（24）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》，环发[2012]77 号，2012 年 7 月 3 日施行；

（25）《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日施行；

（26）关于印发《能源发展“十三五”规划》的通知，发改能源〔2016〕2744 号；

2.1.2 地方法律、法规和文件

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年修订），2018 年 9 月 21 日施行；

（2）《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（2018 年修订），2018 年 9 月 21 日施行；

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

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

（5）《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[2017]175 号，2007 年 8 月 1 日施行；

（6）《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，新政函[2002]194 号，2002 年 12 月；

（7）《新疆生态功能区划》，新政函[2005]96 号，2005 年 12 月 21 日施行；

（8）《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》，新政发[2016]21 号，2016 年 1 月

29 日施行；

（9）《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》，新政发[2018]66 号，2018 年 9 月 20 日施行；

（10）《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》，新政发[2017]25 号，2017 年 3 月 1 日施行；

（11）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，公告 2018 年 15 号，2019 年 1 月 1 日施行；

（12）《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》（修订），新环发[2017]1 号，2017 年 1 月 1 日施行；

（13）《新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划》，新环发[2017]124 号，2017 年 6 月 22 日施行；

（14）《新疆维吾尔自治区清洁生产审核暂行办法》，2005 年 9 月 30 日施行；

（15）《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》，公告 2017 年第 40 号)，2017 年 7 月 1 日施行；

（16）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》，2014 年 3 月 1 日施行；

（17）《新疆维吾尔自治区危险废物境防治办法》，2010 年 5 月 1 日施行；

（18）《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》，新环发〔2016〕360 号，2016 年 11 年 15 日施行；

（19）《吐哈油田公司油气勘探“十三五”发展规划（哈密区块）》。

2.1.3 环评有关技术规定

（1）《建设项目环境影响评价技术导则-总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2011）；

（3）《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则-地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（5）《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）；

（6）《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）；

（7）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

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

（9）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）；

（10）《石油天然气开采业污染防治技术政策》，公告 2012 年第 18 号，2012 年 3 月 7 日实施；

（11）《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》，公告 2017 年第 81 号，2017 年 12 月 28 日；

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

（13）《矿山生态环境保护与恢复治理方案（规划）编制规范（试行）》（HJ652-2013）；

（14）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；

（15）《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T3998-2017）；

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

2.1.4 其他相关文件

（1）《三塘湖油田西峡沟马 2 块条湖组油藏产能建设项目环境影响评价委托书》，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司三塘湖采油厂，2019 年 7 月；

（2）《三塘湖西峡沟马 2 块条湖组油藏开发框架方案》，中国石油吐哈油田公司勘探开发研究院，2019 年 4 月；

（3）《关于三塘湖油田西峡沟马 2 块条湖组油藏开发框架方案的批复》，吐哈油公务字[2019]82 号，2019 年 6 月。

2.2 评价目的和原则

2.2.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解三塘湖油田西峡沟马 2 块条湖组油藏开发区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

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

（3）评述拟采取的环境保护措施的可行性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

（4）评价该项目对国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为项目的设计、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 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括钻井工程、地面工程建设、采油、油气集输处理等内容，对环境的影响时段主要为施工期、运营期和退役期。施工期以管线敷设、站场及输电线路建设等过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采、集输和处理过程中的污染为主。环境影响因素识别见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别表

影响因素 / 环境要素	施工期						运营期					退役期		
	占地	废气	废水	固体废物	噪声震动	环境风险	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	噪声	固体废物
		柴油机废气、车辆废气、扬尘	生活污水	岩屑、弃土、建筑垃圾	施工车辆、设备	井喷、井漏	放散管废气、无组织挥发烃类	井下作业废水	油泥	设备运转	管线等破裂、原油泄漏	构筑物拆卸扬尘	施工车辆、设备噪声	拆卸后的建筑垃圾
大气	〇	+	〇	+	〇	+	++	〇	+	〇	+	+	〇	+
地下水	〇	〇	〇	〇	〇	+	〇	〇	〇	〇	+	〇	〇	〇
声环境	〇	〇	〇	〇	+	〇	〇	〇	〇	++	+	〇	+	〇
土壤	++	+	+	+	〇	+	+	+	+	〇	++	+	〇	+
植被	+	+	+	+	〇	+	+	〇	+	〇	++	+	〇	+
动物	+	+	〇	+	+	+	+	〇	+	〇	+	+	+	+

注：O：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子筛选

根据建设项目环境影响因素识别结果，筛选出本项目环境影响评价因子，见表 2.3-2。

表 2.3-2 项目评价因子一览表

环境要素	现状评价因子	影响预测因子
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、NMHC	NMHC、SO_2、NO_X
地下水	pH、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氟化物、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}	石油类
声环境	Leq[dB（A）]	Leq[dB（A）]
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃	石油烃
生态环境	调查评价区域土地利用、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	/	结合当地的气象条件，对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行预测分析

2.4 评价标准

2.4.1 环境质量标准

（1）环境空气

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）二级标准浓度限值；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/m^3 执行。具体标准限值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量评价标准

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值（二级）	单位	标准来源

基本污染物	SO_2	年平均	60	μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	PM_{10}	年平均	70		
		24 小时平均	150		
	TSP	年平均	200		
		24 小时平均	300		
	NO_2	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m³	
		1 小时平均	10		
	O_3	日最大 8 小时平均	160	μg/m³	
		1 小时平均	200		
特征污染物	非甲烷总烃	1 小时平均	2	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》

（2）地下水

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

表 2.4-2　地下水质量标准（单位：mg/L）

序号	项目	标准值	标准来源
1	pH	6.5-8.5	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准
2	总硬度	≤450	
3	溶解性总固体	≤1000	
4	耗氧量（COD_{Mn}法）	≤3.0	
5	氨氮	≤0.5	
6	硝酸盐	≤20	
7	亚硝酸盐	≤1.0	
8	氟化物	≤1.0	
9	铁	≤0.3	
10	锰	≤0.1	
11	汞	≤0.001	
12	砷	≤0.05	
13	镉	≤0.005	
14	六价铬	≤0.05	
15	铅	≤0.01	
16	钠	≤200	
17	硫酸盐	≤250	
18	氟化物	≤1.0	
19	挥发性酚类	≤0.002	
20	石油类	≤0.05	参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准

（3）声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。具体标准值见表 2.4-

3。

表 2.4-3　声环境质量标准（单位：dB(A)）

功能区类别	昼间	夜间	标准来源
2 类	60	50	《声环境质量标准》（GB3096-2008）

（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。

表 2.4-4　建设用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	风险筛选值（第二类用地）
基本项目（重金属和无机物）		
1	铬（六价）	5.7
2	镉	65
3	铜	18000
4	铅	800
5	砷	60
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

序号	污染物项目	风险筛选值（第二类用地）
34	领二甲苯	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	4500

2.4.2 污染物排放标准

（1）废气

本项目废气主要为采油及集输过程中无组织排放的非甲烷总烃，无组织排放的非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度要求。拉油站等站场内非甲烷总烃排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）无组织排放监控浓度限值。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	限值含义	标准来源
非甲烷总烃	4.0	/	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）周界外浓度最高点
	10	监控点处 1h 平均浓度值	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）无组织排放监控浓度限值
	30	监控点处任意一次浓度值	

（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/T 5329-2012）中的有关标准后回注地层，不向外环境排放，标准值见表 2.4-6。工作人员依托三塘湖采油厂生活基地，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及分析方法 （SY/T 5329-2012）

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

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
指标	含油量，mg/L	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率，mm/a	≤0.076				
	SRB,个/Ml	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB，个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB,个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

（3）噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），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	标准限值 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	标准限值 dB（A）	
		昼间	夜间
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	60	50

（4）固体废物

固体废物处置执行：

①《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及 2013 年修改单；

②《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及 2013 年修改单；

③《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；

④《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）；

⑤《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）。

2.5 评价工作等级与评价范围

2.5.1 评价工作等级

2.5.1.1 环境空气

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，选择导则推荐的估算模型分别计算项目污染源的最大影响，然后按评价工作分级判据进行分析。评价工作分

级判定依据见表 2.5-1。

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%

采用 AERSCREEN 估算模式对污染物落地浓度进行预测，预测结果见表 2.5-2。

表 2.5-2　全气象组合条件下污染物落地浓度及距离

参数名称	单位	非甲烷总烃
下风向最大质量浓度	μg/m^3	61.261
最大浓度出现距离	m	51
评价标准	μg/m^3	2000
P_{max}	%	3.063
$D_{10\%}$	m	0

从表 2.5-2 估算结果可以看出，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，最大落地浓度占标率 P_i 为 3.063%，因此确定本次大气环境影响评价工作等级为二级。

2.5.1.2 地下水环境

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分的依据见表 2.5-3。

表 2.5-3　建设项目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

本工程为石油开采类项目，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 中的规定，属于Ⅰ类建设项目。区域地下水不属于“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”等敏感区域，也不属于“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”等较敏感区域，故环境敏感程度为“不敏感”。地下水环境影响评价等级确定为二级。

2.5.1.3 声环境

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三级。

2.5.1.4 生态环境

《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2011）依据影响区域的生态敏感性和评价项目的工程占地（含水域）范围，包括永久占地和临时占地，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，生态影响评价工作等级划分见表 2.5-4。

表 2.5-4 生态环境影响评价工程等级划分

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

本工程总占地面积为 0.1859km^2，项目区集输管线及单井管线总长度共计 10.45km，且所在区域生态敏感性一般，生态影响评价等级确定为三级。

2.5.1.5 土壤环境

本项目为污染影响型项目，根据土壤环境影响评价类别、占地规模与敏感程度划分评价工作等级，详见表 2.5-5。

表 2.5-5 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 评价工作等级 占地规模	Ⅰ类			Ⅱ类			Ⅲ类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感较	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
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。

本项目为石油天然气开采项目，据《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018）附录 A 识别本项目的类别为 I 类；项目所在地周围无耕地、园地等环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，敏感程度分级属“不敏感”；项目总占地面积为 18.59hm^2，占地规

模属于中型（5~50hm^2），土壤环境评价工作等级确定为二级。

2.5.1.6 环境风险

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018），建设项目环境风险评价工作级别按表 2.5-6 进行划分。

表 2.5-6　环境风险评价工程等级划分

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

本次评价按密闭集输管网、集中拉油站计算危险物质与临界量的比值（Q 值），各风险单元 Q 值合计 0.246，小于 1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）相关规定，本项目风险潜势为Ⅰ，因此，本次风险评价仅进行简单分析。

2.5.2 评价范围

结合污染源特征分析和所处区域的自然环境状况，根据环境影响评价等级，确定各单项环境影响评价范围。

（1）环境空气

大气环境影响评价范围为以开发区域边界外扩 5km，评价范围见图 2.5-1。

（2）地下水

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

表 2.5-7　地下水环境现状评价范围参照表

评价等级	调查评价面积（km^2）	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水保护目标，必要时适当扩大范围
二级	6-20	
三级	≤6	

由上述分析可知，本项目地下水环境影响评价工作等级为二级，项目地下水环境现状调查评价范围周边区域的 6-20km^2；由于本项目地下水环境不敏感，评价范围确定为：以本次开发区块中心为中心，西北-东南方向边长 5km，西南-东北方向边长 4km 的矩形，评价范围面积 20km^2。

（3）声环境

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，本次评价以井场、站场、管线边界向外 200m 作为噪声评价范围。

（4）生态环境

油田天然气开发工程具有分布面积广的特点。但是因为各站场相距较远，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于站场及内部集输管线较近的范围。本生态评价范围为井场、站场边界外扩 1km 范围内，管线、道路两侧各 200m 区域。

（5）土壤环境

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）的有关要求，本项目土壤环境评价范围为项目区占地范围内及占地范围外 1km 范围内。

（6）环境风险

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，

各环境要素风险评价范围如下：

大气环境风险评价范围：以油区边界为起点，外扩 3.0km 的范围。

地下水环境风险评价范围：与地下水评价范围相同。

2.6 评价时段和评价重点

2.6.1 评价时段

评价时段包括开发建设期、生产运营期、退役期三个时段。

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、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。

2.7 污染控制和环境保护目标

2.7.1 污染控制目标

根据施工期和运营期对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象和防止生态破坏目标如下：

①控制建设工程在施工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。

②保证项目建成后，废气达标排放，废水达标回注，站场边界噪声达标，固体废物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、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响减到最小并控制在小范围区域内，使对生态环境完整性不受破坏。

2.7.2 环境保护目标

现场踏勘结果表明，本项目评价范围没有自然保护区、森林公园、风景名胜区、水源保护区、地质公园等环境敏感区。除油区工作人员外没有固定集中的人群居住区。保护环境目标见表 2.7-1。

表 2.7-1　环境保护目标一览表

环境要素	环境敏感目标	与项目区相对位置（方位，距离）	规模	保护要求
空气环境	油区工作人员	油区内部	100 人	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准
	油区工作生活区	N，1000m	300 人	
	西庄子村	SW，4.3km	30 人	
	东庄子村	SW，5.4km	30 人	
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

2.8 相关规划及功能区划

2.8.1 相关规划

2.8.1.1 与区域发展规划的相符性

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》将新疆油气资源开发利用作为重点、全面推进的行业，本工程的建设符合规划要求。

2.8.1.2 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，哈密市巴里坤哈萨克自治县（巴里坤镇）、伊吾县（伊吾镇）属于自治区级重点开发区域。其功能定位是：推进新型工业化、农牧业现代化、新型城镇化的重要节点。

本项目位于哈密市境内的三塘湖盆地范围，不属于主体功能区划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的划分，本项目位于准噶尔东部，属于限值开发区域（自治区级重点生态功能区）。具体重点生态功能区的类型和发展方向见表 2.8-1。

表 2.8-1 重点生态功能区的类型和发展方向

名称	类型	综合评价	发展方向
准噶尔东部荒漠草原生态功能区	生物多样性维护	气候极端干旱，常年无地表径流，洪流发育。生态环境十分脆弱，荒漠植被覆盖度低，风蚀痕迹明显，荒漠化强烈。卡拉麦里有蹄类动物自然保护区，将军戈壁分布有大面积的硅化木和雅丹风蚀地貌。	保护荒漠植被，保护野生动物，禁止砍挖和樵采，减少人为干扰，保护自然遗产和生物多样性。

本项目为石油开采项目，位于准噶尔东部，属于限制开发区域（自治区级重点生态功能区），项目所在区域不在生态红线区内，所占土地类型均为戈壁荒漠，不占用天然草地、林地、水库水域、河流水面、湖泊水面等。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰；在项目实施过程中需要积极采取生态补偿措施，加强对荒漠生态功能区保护和恢复，高度注意保护荒漠植被，保护野生动物，保护地貌，维护自然生态环境，积极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》对于项目区块的开发管制原则，与区域生态功能的保护是协调的。

2.8.1.3 与《新疆生态环境功能区划》相符性分析

对照《新疆生态环境功能区划》，本项目涉及的生态功能区为“诺敏戈壁荒漠化敏感生态功能区”，主要内容及发展方向见表 2.8-2。

表 2.8-2　诺敏戈壁荒漠化敏感生态功能区评价

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准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	II4 准噶尔盆地东部灌木荒漠野生动物保护生态亚区	25 诺敏戈壁荒漠化敏感生态功能区	巴里坤县、伊吾县	荒漠化控制	干旱缺水、土壤风蚀、荒漠植被遭破坏	土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感	保护砾幕、保护荒漠植被、保护小绿洲及零星低地草甸与泉眼	减少人为干扰、保护野生动物饮水地	维持戈壁生态环境的稳定性，发展淖毛湖和三塘湖的商品瓜生产。保护砾幕、保护荒漠植被、保护小绿洲、保护零星低地草甸与泉眼

本项目位于诺敏戈壁荒漠化敏感生态功能区，其主要发展方向为维持戈壁生态环境的稳定性，发展淖毛湖和三塘湖的商品瓜生产。保护砾幕、保护荒漠植被、保护小绿洲、保护零星低地草甸与泉眼。

本项目将采取严格的生态保护及恢复措施对戈壁的生态环境进行保护及恢复，本次环评针对砾幕、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。

2.8.1.4 与《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》相符性分析

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

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。

2.8.1.5 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016－2020 年）》及其规划环评相符性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016－2020 年）》将石油天然气列为安全战略资源，需要加强基础地质调查、矿产勘查，提高能源资源保障能力，建成油气、煤炭、铀矿、铁矿、锰矿、铜矿、铅锌矿、金矿、钾盐等 10 个国家级和 14 个自治区级矿产能源资源基地。

本工程位于规划中提出的三塘湖盆地油气基地，项目对油气资源的开发符合规划中“实施矿产资源安全战略，提高能源资源保障能力”以及“落实国家资源安全战略部署”的相关内容，并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）环境影响报告书》中的要求，对钻井、油气开采过程中的废气、废水、固体废物采取相应的治理措施和生态影响减缓措施。

2.8.1.6 与《吐哈油田公司油气勘探“十三五”发展规划（哈密区块）》及其规划环评的相符性分析

《吐哈油田公司油气勘探“十三五”发展规划（哈密区块）》勘探规划区域为吐哈油田公司勘探区中的哈密区块，规划勘探范围分为三块，分别为三塘湖盆地区域和吐哈盆地中三堡区域和大南湖区域，规划明确了十三五期间吐哈油田公司的发展战略、发展目标及部署方案，对上述区域的油气资源进行勘探，为后续开发及产能建设提供资源保障，为下一步吐哈油田公司油气资源开发做支撑。

本项目区域属于该规划的三塘湖盆地区域，在《吐哈油田公司油气勘探“十三五”发展规划（哈密区块）》范围内，与规划相符。

2.8.2 环境功能区划

（1）环境空气功能区划

本项目油田所在地位于准噶尔盆地东部荒漠区，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）水环境功能区划

本项目所在区域内无地表水体。

本项目所在区域内地下潜水埋藏较深，至少在 200m 以下，地下水不易开采，区域内无坎儿井分布，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。

（3）声环境功能区划

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

（4）生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于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-25 诺敏戈壁荒漠化敏感生态功能区。

3 建设项目工程分析

3.1 区块油气资源概况

3.1.1 勘探开发历程

2008 年在西峡沟区块部署评价井马 204、马 205、马 207、马 208 等井，马 207 井钻井过程中在三叠系见油，马 205 井和马 208 井在条湖组见油，由此发现了西峡沟区块马 2 块三叠系油藏和条湖组油藏。同年 10 月申报马 2 块、马 201 块西山窑组控制含油面积 13.8km^2，石油地质储量 1515×10^{4}t、技术可采储量 272.7×10^{4}t、经济可采储量 156.6×10^{4}t；条湖组预测含油面积 10.0km^2，石油地质储量 2342×10^{4}t、技术可采 351.3×10^{4}t。

3.1.2 油气资源概况

3.1.2.1 地层特征

该区内井自上而下钻遇的地层有：新生界第四系(Q)、第三系（R）、中生界白垩系吐谷鲁群（K_1tg）、上侏罗统齐古组（J_3q）、中侏罗统头屯河组（J_2t）、西山窑组（J_2x）、三叠系上中统小泉沟群（$T_{2-3}xq$）、上古生界二叠系中统条湖组（P_2t）及芦草沟组（P_2l）和石炭系上统卡拉岗组（C_2k）、哈尔加乌组（C_2h）、巴塔玛依内山组（C_2b）。本区内主要含油气层段为中侏罗统西山窑组（J_2x）、三叠系上中统小泉沟群（$T_{2-3}xq$）和二叠系中统条湖组（P_2t）。

3.1.2.2 构造特征

西峡沟区块构造位置位于三塘湖油田马朗凹陷条山凸起前缘，油田由西峡沟、牛圈湖和马中三个构造带组成。西峡沟构造带被西峡沟③号断层分割成西峡沟 1 号构造和西峡沟 4 号构造两大块，马 208 块位于西峡沟 1 号构造，马 220 块和马 4 块位于西峡沟 4 号构造。

（1）西峡沟 1 号构造

西峡沟 1 号构造位于西峡沟构造的中部，由于受晚海西期和晚燕山期的挤压，地层向近北东方向逆冲推覆形成西峡沟 1 号构造近北西-南东延伸方向的挤压断背斜，其北部和东部分别受控于西峡沟①号断层和②号断层。西峡沟 1 号构造的圈闭类型为断背斜，圈闭面积为 9.9km^2，高点海拔为-30m，最低闭合线海拔为-600m，闭合幅度为 570m，构造西北翼较缓，地层倾角为 6°左右；构造西南翼较陡，地层倾角为 25°左右。

（2）西峡沟 4 号构造

西峡沟 4 号构造位于西峡沟构造的西南部，是晚海西期和晚燕山期挤压构造环境下形成的北西-南东延伸方向的挤压断块，其东北部和西南部分别受控于西峡沟③号断层和④号断层，其西北部受控于西峡沟⑤号走滑断层。同时，西峡沟 4 号构造被两条走滑断层西峡沟⑥号和⑦号断层切割成北西-南东方向依次展布的三个次级断块。西峡沟 4 号构造的圈闭类型为断块，圈闭面积为 7.6km^2，高点海拔为-435m，最低闭合线海拔-1220m，闭合幅度 785m。

3.1.2.3 油藏类型

三塘湖油田西峡沟南缘东边马 208 块条湖组储层主要为陆上溢流相玄武岩沉积，原生气孔发育区，顶部玄武岩受风化淋滤改造强烈，溶蚀孔隙较为发育，形成马 208 块条湖组以风化壳为储层火山岩风化壳型油藏，油层平面分布主要受风化淋滤区域的控制。

西峡沟南缘西边马 220 块、马 4 块条湖组为火山岩断块型油藏，储层岩性为浅水背景下溢流相火山岩沉积，原生气孔发育较差，后期推覆冲断和热液溶蚀强烈，微裂缝和溶蚀孔隙发育，形成本区条湖组有效的储集空间。

条湖组油藏为受火山岩相、物性控制的层状构造油藏。西峡沟区块条湖组油藏埋深 746～1347m，油藏中深 1046m，最大油柱高度 600m。西峡沟区块条湖组油藏参数见表 3.1-1。

表 3.1-1　西峡沟区块条湖组油藏参数表

油田	区块	层位	油藏类型	驱动类型	埋藏深度（m）	油柱高度（m）	中部埋深（m）	中部海拔（m）
三塘湖	马 208	P_2t	风化壳型	弹性	746-1347	600	1046	-301
	马 220	P_2t	断块型	弹性	1356-1696	340	1526	-630
	马 4	P_2t	断块型	弹性	1753-2073	320	1913	-1080

3.1.2.4 流体性质

西峡沟区块二叠系条湖组地面原油性质：地面原油密度 0.858～0.913g/cm^3，平均值为 0.890g/cm^3；原油粘度 16.8～134.4mPa·s，平均值为 58.7mPa·s（50℃），凝固点-4～26℃，初馏点 69～159℃，汽油含量 3.1～17.0%，含蜡量 12.2～31.1%；属于中质、高粘、中蜡、常规原油，详见表 3.1-2。

表 3.1-2　西峡沟区块条湖组地面原油分析统计表

井号	层位	取样深度（m）	取样时间	含水（%）	含盐 (mg/l)	密度 (g/cm^3)	粘度 (mPa·s)	凝固点（℃）	初馏点（℃）	含汽油（至205℃)（%）	含蜡（%）	饱和烃（%）	芳香烃（%）	非烃（%）	沥青质（%）	取样地点
			年/月/日			20℃	50℃									
马208	P_2t	1236	2008.08.16	0.33	44	0.8991	62.9	-1	159	3.1	15.9	67.32	16.46	11.14	0.96	
		1249.65	2008.08.18	1.11	106	0.8909	39.99	-4	134	8.5	18.3	61.25	15.64	16.59	3.88	井口
		1188.82～1260.68	2008.10.22	0.21	142	0.8774	36.35	-2	73	11	19.14	68.5	14.78	13.93	2.31	起测试油管见液
马206	P_2t	1041.0～1081.0	2015.07.30	63.0	756	0.913	116.2	22	128	6	19	54.99	22.37	11.64	12.65	
马210	P_2t	929.0～940.0	2008.12.01	24.0	133	0.9121	78.9	10	92	14	14.13	51.54	23.11	22.17	2.72	液面
马218H	P_2t	1140.0～1946.0	2018.03.10	42.48	601	0.9107	134.4	9	97	10	29.1	61.34	22.48	12.75	1.96	机抽出口
			2018.03.28	0.1	117	0.9116	105.4	12	95	11	31.1	56.54	18.71	9.45	0.88	大罐出口
马205	P_2t	1032.0～1042.0	2008.07.20	0.85	120	0.8685	25	10	69	14	16.66	64.97	13.87	14.45	2.21	见液面
马203	P_2t	762.00～784.00	2008.05.19	10.4	123	0.8641	16.77	12	76	17	12.32	57.29	13.37	13.58	2.06	抽汲出口
			2008.05.27	8.54	231	0.8702	24	11	78	16.5	12.23	63.48	16.37	13.6	1.35	抽汲出口

3.1.2.5 地层水性质

西峡沟区块条湖组油藏地层水总矿化度 2262mg/l，水型 $NaHCO_3$ 型，详见表 3.1-3。

表 3.1-3　西峡沟区块条湖组地层水分析统计表

井号	取样日期	层位	井段	总矿化度 (mg/L)	CL-含量（mg/L）	水型（苏林分类）	pH
马 205	2015/2/25	P_2t	1032.00～1042.00, 1064.40～1069.40	4443	2016	$NaHCO_3$	6
	2015/2/3			4893	2038	$NaHCO_3$	6
	2015/1/9			6029	2498	$NaHCO_3$	6
	2008/7/20		1032～1042	6881	3525	$NaHCO_3$	6
平均				5562	2519		6

3.2 区块开发现状及环境影响回顾

3.2.1 生产井情况

马 2 块条湖组前期试油 5 口，目前油井 12 口，开井 4 口。因供液差关井。目前产量量低 1-13m^3/d，日产油 0.2-5.8t/d，平均含水 65.8%。

3.2.2 集输系统现状

目前马 2 块所属的西峡沟区块集输系统采用阀组+拉油站集输流程，区块内共有拉油站 3 座，含水油在拉油站装车后，拉运至牛圈湖联合站处理。装车流程采用油罐自流装车。站内的采暖锅炉全部停用，罐维温采用电磁加热棒。3 座拉油站站内设施详见表 3.2-1。

表 3.2-1　西峡沟区块 3 座拉油站站内设施一览表

序号	拉油站名称	主要设施	目前拉油量（m^3/d）	所辖油井数
1	马 201 拉油站	40 方罐 6 具、装车栈桥 1 座、12 井式选井阀组	40	12
2	西 9-10 拉油站	40 方罐 1 具、装车栈桥 1 座	暂停	3
3	西 12-20 拉油站	40 方罐 4 具、装车栈桥 1 座、8 井式选井阀组	35	4

3.2.3 注水系统现状

西峡沟区块建设有西峡沟注水站 1 座，注水系统采用的是配水间配水工艺，注水采用清水，水源由西峡沟水源井供给。注水站设计规模为 500m^3/d，目前西峡沟注水站冬季停运，夏季采用间歇注水，注水量约 150m^3/d，站内主要设施详见表 3.2-2。

表 3.2-2　西峡沟区块注水站站内设施一览表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	40 方水罐	具	4	
2	注水泵：　Q=26.5m³/h　P=16MPa 132KW	台	1	备用
3	注水泵：Q=5.9m³/h　P=16MPa 45KW	台	1	在用
4	纤维球过滤器 ⌀1200×2　处理量：30m³/h	套	1	
5	喂水泵 IS65-40-200　Q=15～30m³/h　H=53～47m n=2900rpm　N=7.5kw	台	2	
6	17 头配水间	座	1	预留 2 头
7	加药装置 HL-CTD-2/2xJ-ZII200/1	套	2	
8	干化池 1000 方	座	1	

3.2.4 供电工程现状

马 2 块已建有 10kV 单井架空线路，可以满足本次新建单井、阀组用电需求。

马 201 拉油站已建 125kVA 杆上变压器 1 座，为马 201 拉油站、M201 井、M2-2 井及 M2-3 井供电，目前负荷约为 100kW；西 12-20 拉油站已建 63kVA 杆上变压器 1 座，为西 12-20 拉油站、M208 井及 X12-20 井供电，目前负荷约为 40kW；马 201 拉油站、西 12-20 拉油站已建变压器无法满足新增电加热棒的用电需要。

西峡沟注水站已建 315kVA 变配电室 1 座，目前用电负荷约为 250kW，无法满足新建 160kW 注水泵的用电需要。

3.2.5 环境影响回顾分析

3.2.5.1 环境影响评价手续完成情况

西峡沟马 2 区块环评手续履行情况详见表 3.2-3。

表 3.2-3　西峡沟区块注水站站内设施一览表

序号	项目名称	环评类别	审批部门	审批文号	审批时间
1	三塘湖油田西峡沟试验区块产能建设工程	报告书	新疆环保厅	新环评价函[2010]282 号	2010.5.26

3.2.5.2 生态环境影响回顾

本项目区域已建成的井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，永久占地上的植被已完全清除，对井场的临时占地、集输管线、道路等处进行了平整措施，站内定期安排人员巡检。

油区内道路规范，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，减少和避免了对油田区域生态环境的扰动和破坏。目前，无环境遗留问题。

项目区地处戈壁，在以后工程的运营、服役后期进一步加强生态环境保护管理工作，以确保区域内生态环境影响程度减少到最小。

3.2.5.3 大气环境影响回顾

目前，马 2 块所属的西峡沟区块集输系统采用阀组+拉油站集输流程，含水油在拉油站装车后，拉运牛圈湖联合站处理。拉油站内的采暖锅炉全部停用，罐维温采用电磁加热棒，由于拉油站内储罐建设较早，未安装油气回收装置。经现场调查，井区现有的主要大气污染源为：井场、拉油站非甲烷总烃无组织挥发。通过对井区内环境空气质量监测分析，各项污染物监测值均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，无组织排放的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m^3）的要求，说明西峡沟马 2 块现有工程对环境空气质量影响较小，在环境可接受范围内。

3.2.5.4 水环境影响回顾

（1）施工期水环境影响回顾

现有工程施工期的废水主要为钻井废水，钻井废水排入泥浆池（防渗）中自然蒸发。钻井井场未发现遗留水环境问题。

（2）运营期水环境影响回顾

运营期的生产废水主要有采出水和井下作业废水等。

目前马 2 区块采出水依托已建牛圈湖联合站污水处理系统处理，经处理达标后回注油层；井下作业过程中作业单位自带回收罐回收作业废水，废水先运至牛圈湖联合站的干化池内，稳定后进入污水处理系统处理，处理达标的上清液回注油层，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；压裂、酸化废水运至废液池蒸发处理。

经现场调查，区域地下水各项监测指标均未超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准限值。

3.2.5.5 声环境影响回顾

井场噪声主要来自各种抽油机机泵产生的噪声，根据对生产井的噪声类比调查结果表明，生产井场界噪声一般在 37～43dB(A)之间，场界均能满足相应的声环境质量标准，已完钻井生产后不存在噪声扰民现象。在设备的选型上尽量选用了低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行了减噪处理，将发声源集中统一布置，工艺过程自动化水平较高，

实行了工人巡检制，减少了操作工人在该岗位停留时间，同时提供了一定劳动保护以及定时保养设备。根据本次声环境质量监测数据，各监测点均未出现超标现象，区域监测值均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，说明油田开发未对周围环境噪声产生影响。

3.2.5.6 固体废物环境影响回顾

马 2 区块已完钻经钻井产生的泥浆、岩屑排入防渗泥浆池中自然干化，干化后就地填埋处理，未对井场造成污染。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，落地原油 100%回收，含油污泥暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置；生活垃圾拉运至三塘湖基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。

3.3 建设项目概况

3.3.1 项目基本情况

项目名称：三塘湖油田西峡沟马 2 块条湖组油藏产能建设项目；

建设单位：中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司三塘湖采油厂；

项目性质：新建；

工程投资：项目总投资 16941 万元，其中环保投资约 254 万元，占比 1.5%。

3.3.2 建设地点

本项目位于三塘湖盆地西峡沟马 2 区块，行政隶属新疆哈密地区巴里坤哈萨克自治县。西南距巴里坤县城直线距离约 90km，北距老爷庙口岸 75km，东南距伊吾县城 105km，西距岔哈泉乡约 30km，南距哈密市约 150km，中心点经纬度坐标：N44°02′36.15″，E93°59′36.26″。

3.3.3 开发部署方案

马 2 块动用含油面积 3.3km^2，地质储量 370×10^{4}t，部署井位 18 口（利用老井 4 口），新钻 14 口，钻井井位详见表 3.3-1，井网部署详见图 3.3-1。设计单井初期产量 8.5t/d，新建产能 3.57 万吨。区块产量指标预测详见表 3.3-2。

表 3.3-1　西峡沟马 2 块条湖组油藏开发部署表

井别	井号	井数(口)
采油井	马 2-39H、马 2-40H、马 2-41H、马 2-42H、马 2-49H、马 2-50H、马 2-51H、马 2-52H、马 2-53H、马 2-54H、马 2-55H、马 2-56H、马 2-44H	13
注水井	马 208-1	1
老井利用	马 2-43H、马 208、马 2、马 209	4
合计		18

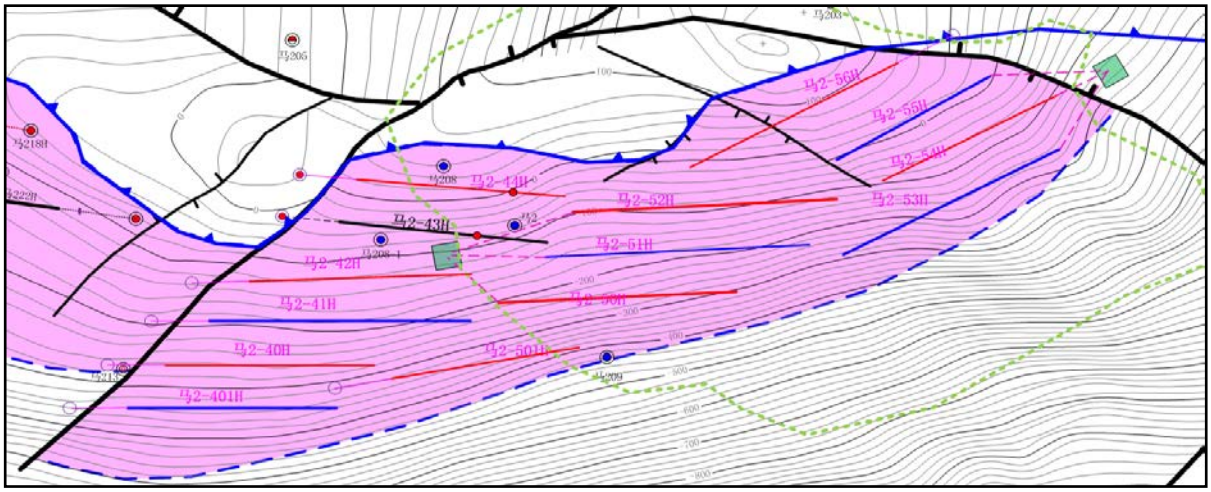


图 3.3-1　　马 2 块条湖组油藏井网部署图

表 3.3-2　马 2 块条湖组油藏产能建设方案指标预测表

年份	油井（口）	注水井（口）	总井数（口）	新钻井（口）	日产油（t/d）	年产油（10^4t）	年产液（10^4m^3）	累产油（10^4t）	含水（%）	年注水（10^4m^3）	累注水（10^4m^3）	动用储量（10^4t）	采油速度(%)	采出程度（%）
2019	14	4	18	13	53.6	2.0	2.6	2.1	45.1	6.5	6.5	370	0.5	0.6
2020	14	4	18		92.6	3.4	7.3	5.5	47.7	8.4	14.9	370	0.9	1.5
2021	14	4	18		74.2	2.7	6.0	8.2	49.3	8.4	23.3	370	0.7	2.2
2022	14	4	18		63.7	2.3	5.4	10.5	51.5	8.4	31.7	370	0.6	2.8
2023	14	4	18		56.5	2.1	4.8	12.6	52.0	8.4	40.1	370	0.6	3.4
2024	14	4	18		50.2	1.8	4.3	14.4	52.5	8.4	48.5	370	0.5	3.9
2025	14	4	18		44.5	1.6	4.1	16.0	55.1	8.1	56.6	370	0.4	4.3
2026	14	4	18		40.0	1.5	4.2	17.5	61.1	8.4	65.1	370	0.4	4.7
2027	14	4	18		34.0	1.2	4.1	18.7	66.0	7.4	72.5	370	0.3	5.1
2028	13	5	18		32.4	1.2	4.4	19.9	70.0	8.0	80.4	370	0.3	5.4
2029	11	7	18		30.2	1.1	4.6	21.0	73.2	8.3	88.7	370	0.3	5.7
2030	9	9	18		29.7	1.1	5.0	22.1	75.8	8.0	96.8	370	0.3	6.0
2031	9	9	18		29.1	1.1	5.4	23.2	77.9	8.1	104.9	370	0.3	6.3
2032	9	9	18		28.2	1.0	5.7	24.2	79.7	8.5	113.4	370	0.3	6.5
2033	9	9	18		27.1	1.0	5.9	25.2	81.1	8.8	122.3	370	0.3	6.8
2034	9	9	18		25.7	0.9	6.0	26.1	82.3	8.9	131.2	370	0.3	7.1
2035	9	9	18		24.2	0.9	5.9	27.0	83.3	8.9	140.1	370	0.2	7.3
2036	9	9	18		22.3	0.8	5.7	27.8	84.1	8.6	148.7	370	0.2	7.5
2037	9	9	18		20.5	0.7	5.5	28.6	84.8	8.3	157.0	370	0.2	7.7
2038	9	9	18		18.8	0.7	5.3	29.2	85.4	7.9	164.9	370	0.2	7.9

3.3.4 建设内容

本项目主要工程组成见表 3.3-3。

表 3.3-3　本项目主要工程组成一览表

类别	名称	工程量		建设内容
主体工程	钻井工程	采油井	13 口	新钻水平井 13 口
		注水井	1 口	新钻水平井 1 口
	采油工程	采油井井口装置	13 座	井口装置均为 8 型抽油机，15kW 电加热器
		老井利用	4 口	井口装置均为 8 型抽油机，15kW 电加热器
	集输工程	拉油站	改造2座	马 201 拉油站增设 40m³ 原油储罐 3 座，10kw 防爆电磁加热棒 3 个
				西 12-20 拉油站增设 40m³ 原油储罐 3 座，10kw 防爆电磁加热棒 3 个
		计量阀组	3 座	在马 213 井东侧新建 5 井式选井计量阀组一套
				在马 211 井东侧新建 5 井式选井计量阀组一套
				西 12-20 拉油站选井阀组增设计量装置（消气器+流量计计量）
		集输管线	3.8km	20＃无缝钢管
		单井管线	5.5km	20＃无缝钢管
	注水工程	注水井口装置	1 座	计量型
		注水站	改造 1 座	在西峡沟注水站增设注水泵房 1 座（9m×13.5m），内设注水泵 2 台
		单井注水管线	1.15km	Q345C 材质高压无缝钢管
公用工程	供配电	新建 10kV 架空线路 4.5km，撬装一体式变电站 1 座：（主变 400kVA）		
	消防	配备 MFZL8 手提式干粉灭火器 10 台		
	道路	新建 5.4km 的巡检道路，路面宽度为 4.5m，砂石路面		
	生活	依托三塘湖采油厂生活基地		
依托工程	原油处理	依托牛圈湖联合站原油处理系统处理，处理规模 100×10⁴t/a		
	污水处理	依托牛圈湖联合站污水处理系统进行处理，处理规模 2000m³/d		
	含油污泥	依托牛圈湖废渣场对含油污泥进行暂存，规格为 10000m³，交由有资质的单位进行无害化处置		
	生活垃圾	依托三塘湖基地生活垃圾填埋场处理，设计处理规模 4 吨/天，采用卫生填埋工艺		
环保工程	固液分离处理系统	每个钻井井场设置固液分离处理系统		
	环保宣传	在油区和站场设置环境保护宣传标识		
	防渗膜铺装	修井及井下作业过程铺设防渗膜		
	生态恢复	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复		
	车辆尾气	采用高质量柴油机、柴油发电机。		
	扬尘	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。		
	噪声	采用低噪声设备。		
	井下作业废水	井口收集罐。		
	岩屑	每个钻井井场设置岩屑堆放场地		
	环境风险	井口放喷管线、井口防喷器，预留应急放喷池位置等		

3.3.5 主体工程

3.3.5.1 钻井工程

（1）钻井方案

本项目在马 2 块条湖组油藏部署 18 口井，其中新钻井 14 口，均为水平井。

（2）井身结构

本次部署的水平井采用两层套管序列的井身结构，用 φ311mm 钻头一开，钻至浅层砾石层以下至少 20m，即在井深 200m 左右下入 φ244.5mm 表层套管，水泥返至地面；然后用 φ206mm 钻头二开，按设计轨迹钻至设计井深，下入 φ139.7mm 油层套管，采用常规水泥浆固井，常规水泥返至表层套管脚，封固段长 1700m 左右。井身结构示意图见图 3.3-2。

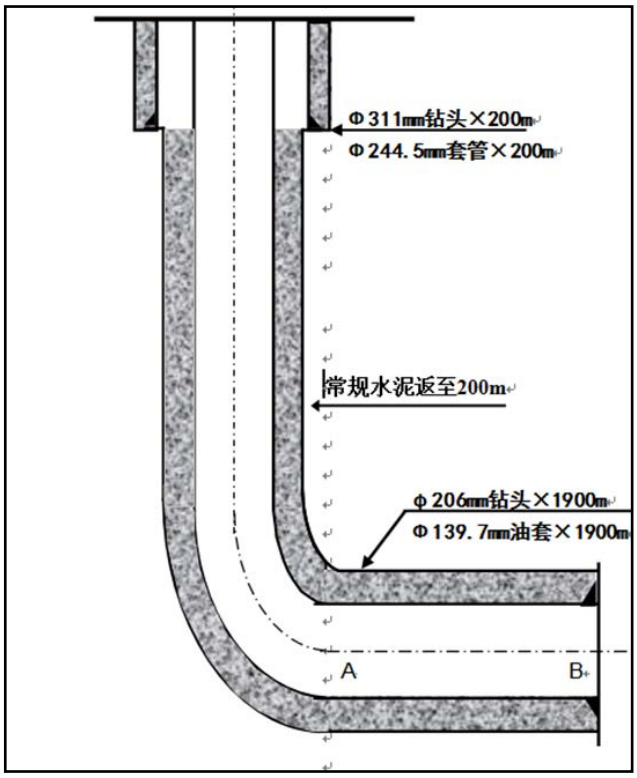


图 3.3-2　马 2 块条湖组水平井井身结构示意图

（3）钻井设备

马 2 块水平井钻井钻机优选 ZJ40 及以上钻机。钻井参数详见表 3.3-4。

表 3.3-4　钻机参数表

序号	名称	型号	载荷	功率（KW）
1	钻机	ZJ-40		

序号	名称		型号	载荷	功率（KW）
2	井架		ZJ-40	2000KN	
3	天车		TC-200	2000KN	
4	游动滑车		YC-200	2000KN	
5	大钩		DG-200	2000KN	
6	水龙头		SL-200	2000KN	
7	转盘		ZP-520A	200T	
8	绞车				
9	泥浆泵	#1	3NB-1300		956
		#2	3NB-1300		956
10	柴油机	#1	PZ12V190B		796
		#2	PZ12V190B		796
		#3	PZ12V190B		796

（4）钻井液

一开：采用高坂土钻井液体系。

二开：直井段采用聚合物钻井液体系，造斜点-A 点采用 MEG 钻井液体系，AB 水平段采用弱凝胶钻井液体系。

（5）完井方式

采用套管固井完井。

（6）钻井周期

马 2 块水平井的单井钻井周期为 20 天。

3.3.5.2 采油工程

（1）投产方式：采用水平井压裂投产。

（2）举升方式：采用有杆泵采油，应用 8 型抽油机（利旧）、D 级二级杆柱组合，泵挂 700m，配套防气、防偏磨等措施；部分井考虑应用无杆泵采油。

（3）注水压力等级：25 兆帕。

（4）压裂液：采用滑溜水+低温弱交联压裂液体系。

3.3.5.3 油气集输工程

本项目采油“单井采出液→计量阀组→拉油站→处理站”集输工艺，集输工程主要内容如下：

（1）计量阀组

根据井位部署情况，在马 213 井、马 211 井东侧各新建 5 井式选井计量阀组一套，

共 2 套；在西 12-20 拉油站选井阀组增设计量装置（消气器+流量计计量）。

（2）集中拉油站

改造 2 座拉油站，马 201 拉油站增设 40m^3 原油储罐 3 座，10kw 防爆电磁加热棒 3 个，西 12-20 拉油站增设 40m^3 原油储罐 3 座，10kw 防爆电磁加热棒 3 个。

（3）集输管线

管线埋地敷设，管顶埋深-2m。本项目管线方案详见表 3.3-5。

表 3.3-5　　管线方案一览表

类型	长度	管材	起止点
单井采油管线	5.5km	D60×4 无缝钢管	单井至各计量阀组
集输管线	0.95km	20＃无缝钢管　D89×4（黑夹克聚氨酯防腐保温 50㎜）	1#选井阀组至马 201 拉油站
	2.85km	20＃无缝钢管　D114×4（黑夹克聚氨酯防腐保温 50㎜）	2#选井阀组至西 12-20 拉油站

集输管网示意图见图 3.3-3，新建单井汇入情况见表 3.3-6。

表 3.3-6　　各阀组新建单井汇入情况表

阀组	接入新井井号
1#5 井式阀组	马 2-40H、马 2-41H、马 2-42H、马 2-39H、马 2-49H
2#5 井式阀组	马 2-53H、马 2-54H、马 2-55H、马 2-56H
已建阀组	马 2-44H、马 2-50H、马 2-51H、马 2-52H

3.3.5.4 注水工程

（1）注水站

在西峡沟注水站增设注水泵房 1 座（9m×13.5m），内设注水泵 2 台，开 1 备 1：5ZB-12/30 型注水泵（Q=14.4m^3/h，P=25MPa，N=160kW）2 台，变频控制。新建注水泵房在注水站中的位置详见图 3.3-4。

（2）注水管网

新建西峡沟注水站至马 208-1 高压注水管线（D76×8）1.15km，注水管网平面图详见图 3.3-5。

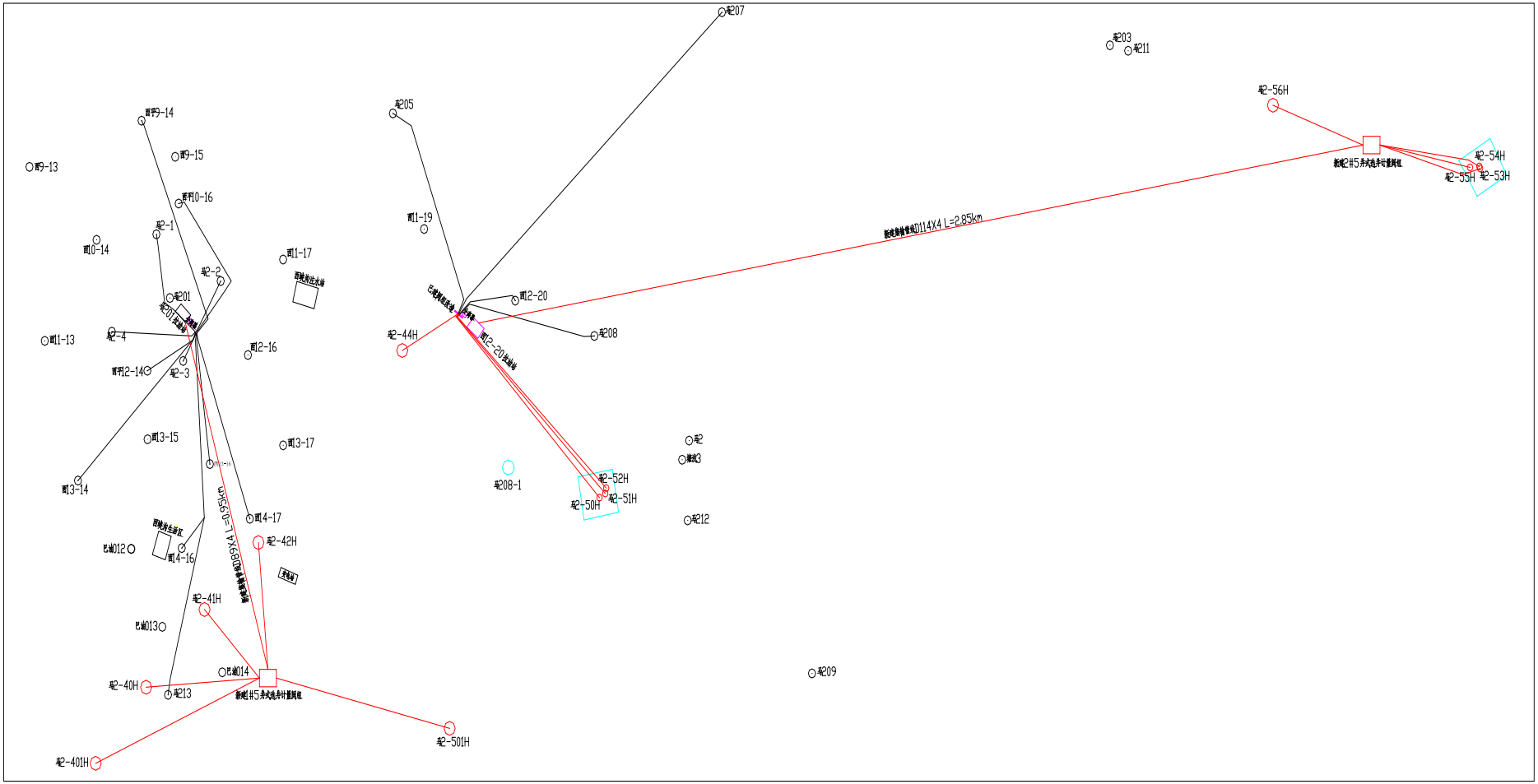
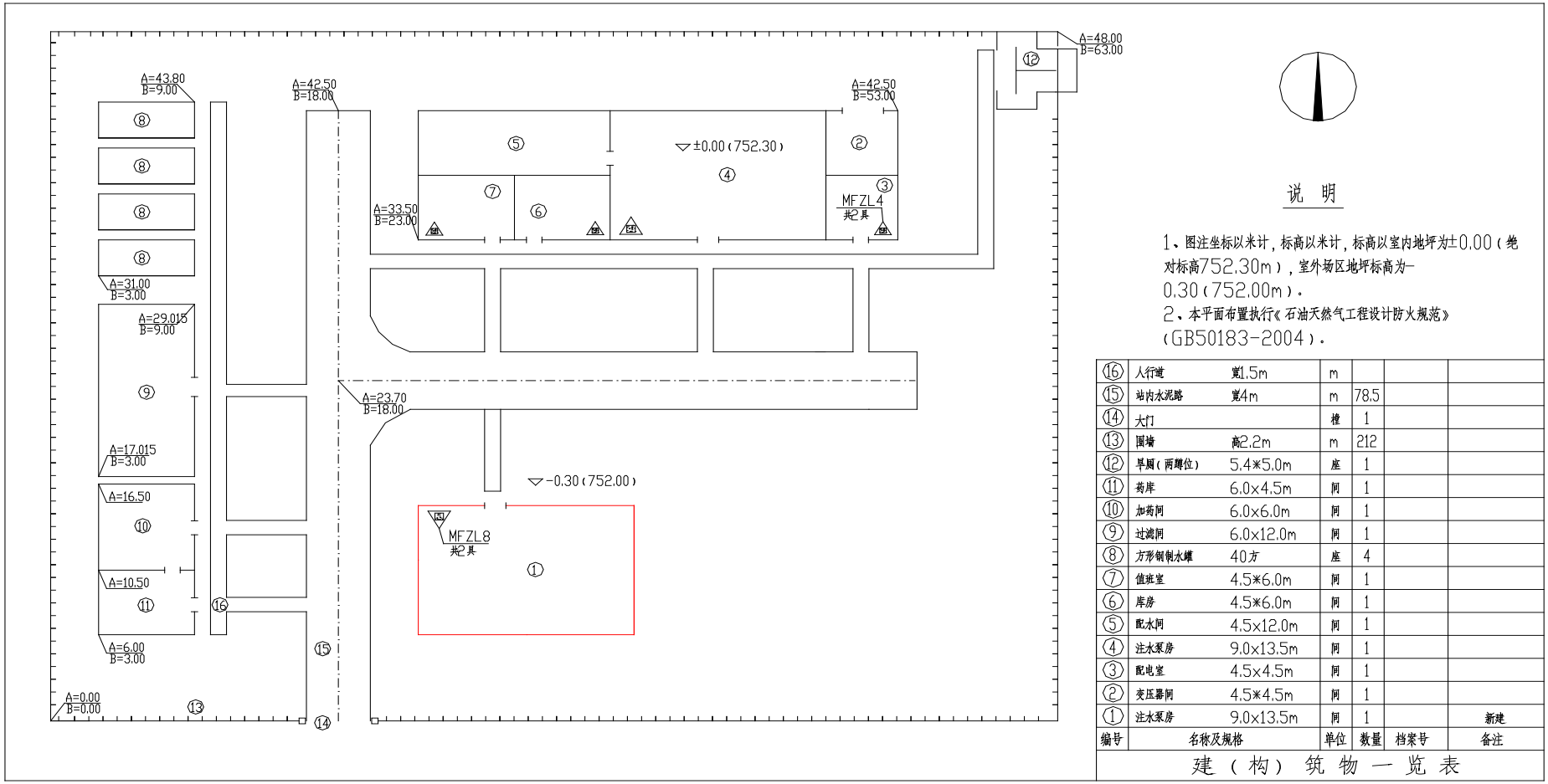


图 3.3-3　　集输管网示意图



编号	名称及规格		单位	数量	档案号	备注
⑯	人行道	宽1.5m	m			
⑮	站内水泥路	宽4m	m	78.5		
⑭	大门		樘	1		
⑬	围墙	高2.2m	m	212		
⑫	旱厕（两蹲位）	5.4*5.0m	座	1		
⑪	药库	6.0x4.5m	间	1		
⑩	加药间	6.0x6.0m	间	1		
⑨	过滤间	6.0x12.0m	间	1		
⑧	方形钢制水罐	40方	座	4		
⑦	值班室	4.5*6.0m	间	1		
⑥	库房	4.5*6.0m	间	1		
⑤	配水间	4.5x12.0m	间	1		
④	注水泵房	9.0x13.5m	间	1		
③	配电室	4.5x4.5m	间	1		
②	变压器间	4.5*4.5m	间	1		
①	注水泵房	9.0x13.5m	间	1		新建

建（构）筑物一览表

图 3.3-4　西峡沟注水站平面布置图

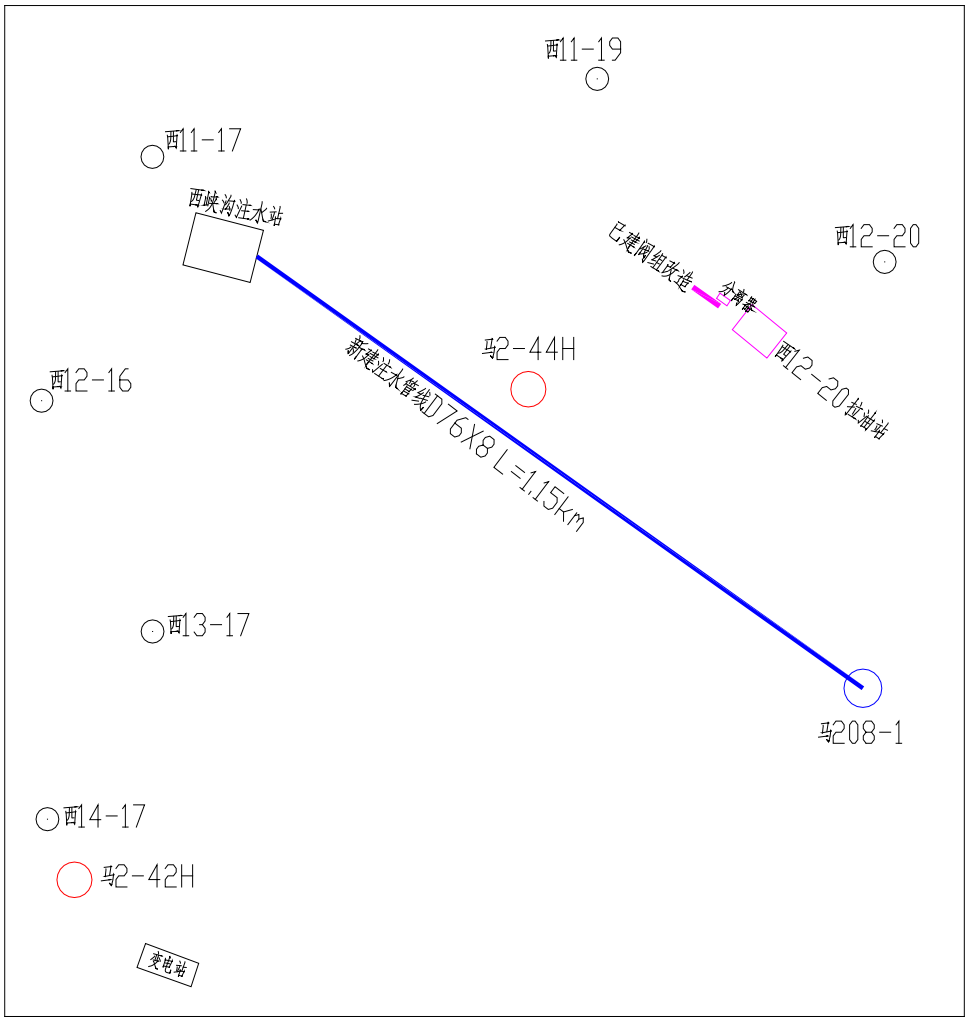


图 3.3-5　　注水管网示意图

3.3.6 公用工程

3.3.6.1 供排水

（1）供水水源

西峡沟马 2 区块注水供水水源来自西峡沟注水站，注水站水源为西峡沟水源井来水，由注水站根据项目实际情况统一调配。

据预测，西峡沟马 2 区块注水最大年份（2034 年）区块注水量约 252m^3/d。

（2）排水

本项目新增采出水 65m^3/d，依托牛圈湖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。

3.3.6.2 供配电

（1）单井、阀组供配电

马 2 块已建有 10kV 单井架空线路，可以满足本次新建单井、阀组用电需求。

（2）拉油站供配电

马 201 拉油站已建 125kVA 杆上变压器 1 座，目前负荷约为 100kW；西 12-20 拉油站已建 63kVA 杆上变压器 1 座，目前负荷约为 40kW；马 201 拉油站、西 12-20 拉油站已建变压器无法满足新增电加热棒的用电需要。

马 201 拉油站外已建 125kVA 杆上变压器更换为 S_{13}-M-160/10 10/0.4kV，D,yn11，160kVA 型变压器，低压侧出线电缆更换为 YJV-0.6/1kV-3X150+1X70；高压跌落式熔断器及杆上配电箱利旧。

西 12-20 拉油站外已建 63kVA 杆上变压器更换为 S_{13}-M-100/10 10/0.4kV，D,yn11，100kVA 型变压器，低压侧出线电缆更换为 YJV-0.6/1kV-3X95+1X50；高压跌落式熔断器及杆上配电箱利旧。

（3）注水站供配电

西峡沟注水站已建 315kVA 变配电室 1 座，目前用电负荷约为 250kW，无法满足新建 160kW 注水泵的用电需要。

新建注水泵房东侧设撬装一体式变电站 1 座，主变采用 1×400kVA，进线电缆采用 YJV_{22}-10kV-3×50 电力电缆直埋敷设。箱变高压室设高压隔离开关及熔断器保护，低压配电室设进线柜 1 面、配电柜 1 面及无功补偿柜 1 面。

3.3.6.3 道路

在各单井间的新建巡检道路，采用砂石路面，路宽 4.5m，简易道路，共计 5.4km。

3.3.7 依托工程

项目原油、采出液处理依托牛圈湖联合站，油泥砂等危废贮存依托牛圈湖废液、废渣场，生活垃圾依托三塘湖基地生活垃圾填埋场卫生填埋。依托设施位置图详见图 4.2-1。依托工程环保手续履行情况详见附件及表 3.3-7。

表 3.3-7　　依托工程环保手续履行情况一览表

序号	依托工程名称	项目名称	环评批复情况	验收情况
1	牛圈湖联合站	三塘湖油田牛圈湖区块开发建设项目环境影响报告书	自治区环保厅 新环监函[2007]83 号	自治区环保厅 新环评价函[2011]255 号
2	牛圈湖废液池、废渣场			
3	三塘湖基地生活垃圾填埋场	中国石油吐哈油田三塘湖基地生活垃圾填埋场建设项目环境影响报告书	哈密市环境保护局 哈市环监函[2017]14 号）	完成了自主验收

3.3.7.1 牛圈湖联合站

牛圈湖联合站于 2008 年全面建成投产，为三塘湖油田的油、气、水集中处理站，具有油气分离、原油脱水、污水处理、注水、原油外输、轻烃回收（预留）功能，是一座高效集油、气、水集中处理，油田注水和站区采暖与一体的综合性站库，占地面积 4200m^2。联合站的主要工程是对牛圈湖区块所产油气进行集中处理，并生产合格的产品。联合站平面布置图见图 3.3-8。

（1）原油处理系统

根据原油处理的基本工艺，原油脱水一般需经换热、加热分离等处理过程。联合站内设油气分离、原油脱水、原油稳定、原油储存与外输、污水处理、变电等功能，联合站内设有 5000m^3 的油罐 4 座。

①处理规模

牛圈湖联合站原油脱水采用一段脱水工艺，脱水设备为高效三相分离器，脱水温度 60℃，一期处理规模为 60×10^{4}t/a，二期处理规模最终达到 100×10^{4}t/a；原油稳定采用闪蒸工艺，设计规模为 100×10^{4}t/a。

②主要生产设施

牛圈湖联合站原油处理系统主要生产设备见表 3.3-7。

表 3.3-7　　原油处理系统主要生产设备

序号	名称及规格	单位	数量
1	三相分离器 PN0.6MPa，DN3.6×14.4	台	3
2	分离缓冲罐 PN0.6MPa，DN3.6×14.4	具	2
3	除油器 PN0.6MPa，DN3.6×14.4	具	1
4	原油提升泵	台	3
5	工艺管线、阀门等	套	1

序号	名称及规格	单位	数量
6	压缩机 Q=5m³/min	台	2
7	压缩机出口冷却器 A=20m²	具	2
8	压缩机入口分离器 PN0.6MPa DN1000×4000	具	1
9	压缩机出口分离器 PN0.6MPa DN800×2400	具	1
10	原油－原油换热器 （A=300m²）	具	4
11	原稳塔进料加热器 （A=260m²）	具	2
12	原油稳定塔 PN0.6MPa DN1400X16000	座	1
13	原稳塔底泵	台	2
14	轻烃提升泵	台	2

③主要工艺流程

牛圈湖联合站原油脱水处理采用高效三相分离器，使其达到净化原油标准。原油处理工艺见图 3.3-9、图 3.3-10。

④依托可行性

牛圈湖联合站目前原油处理设计规模为 100×10^4t/a，目前该站实际处理原油量为 55×10^4t/a，本项目此次建产新增原油产能 3.57×10^4t/a，可以依托。

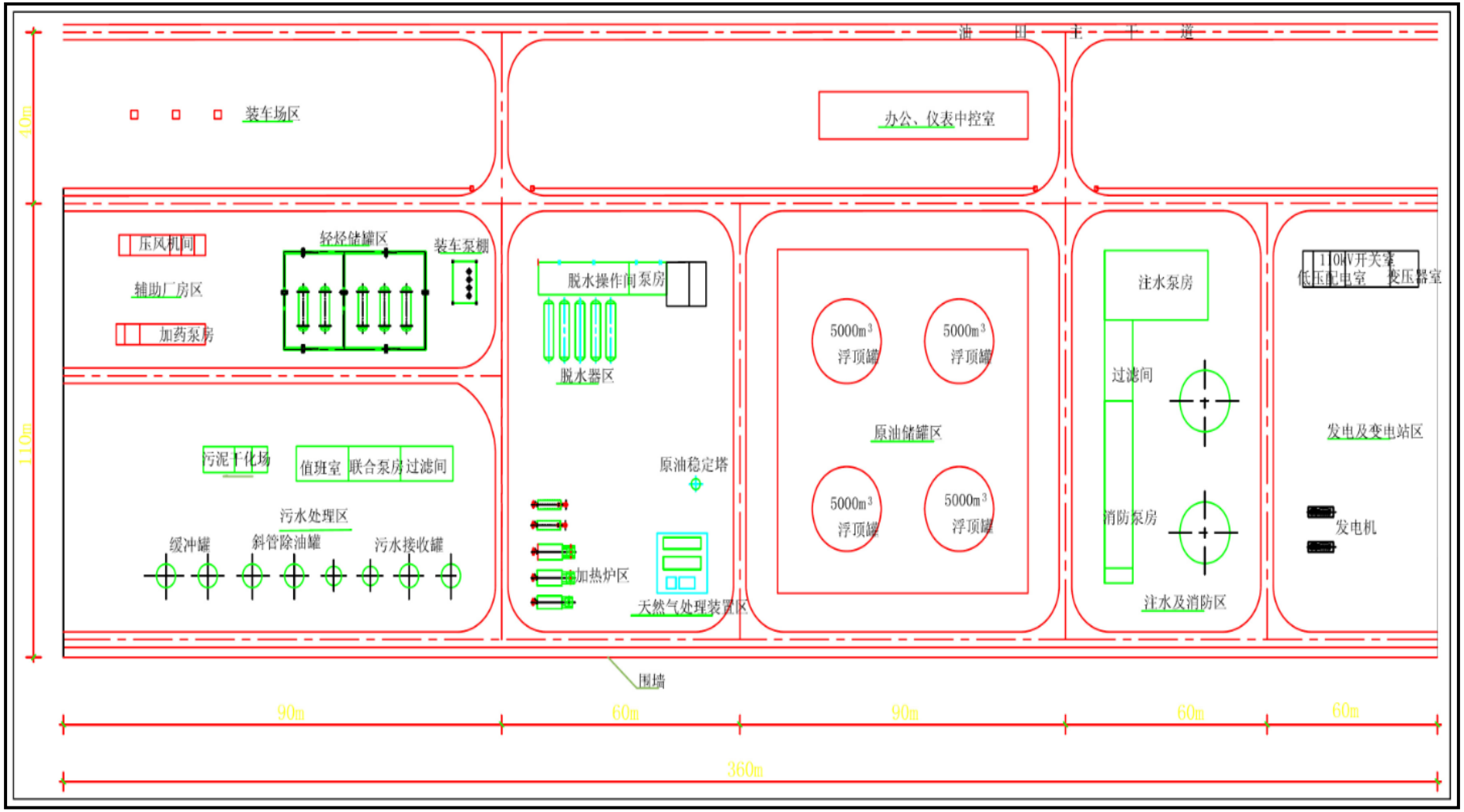


图 3.3-8　牛圈湖联合站平面布置图

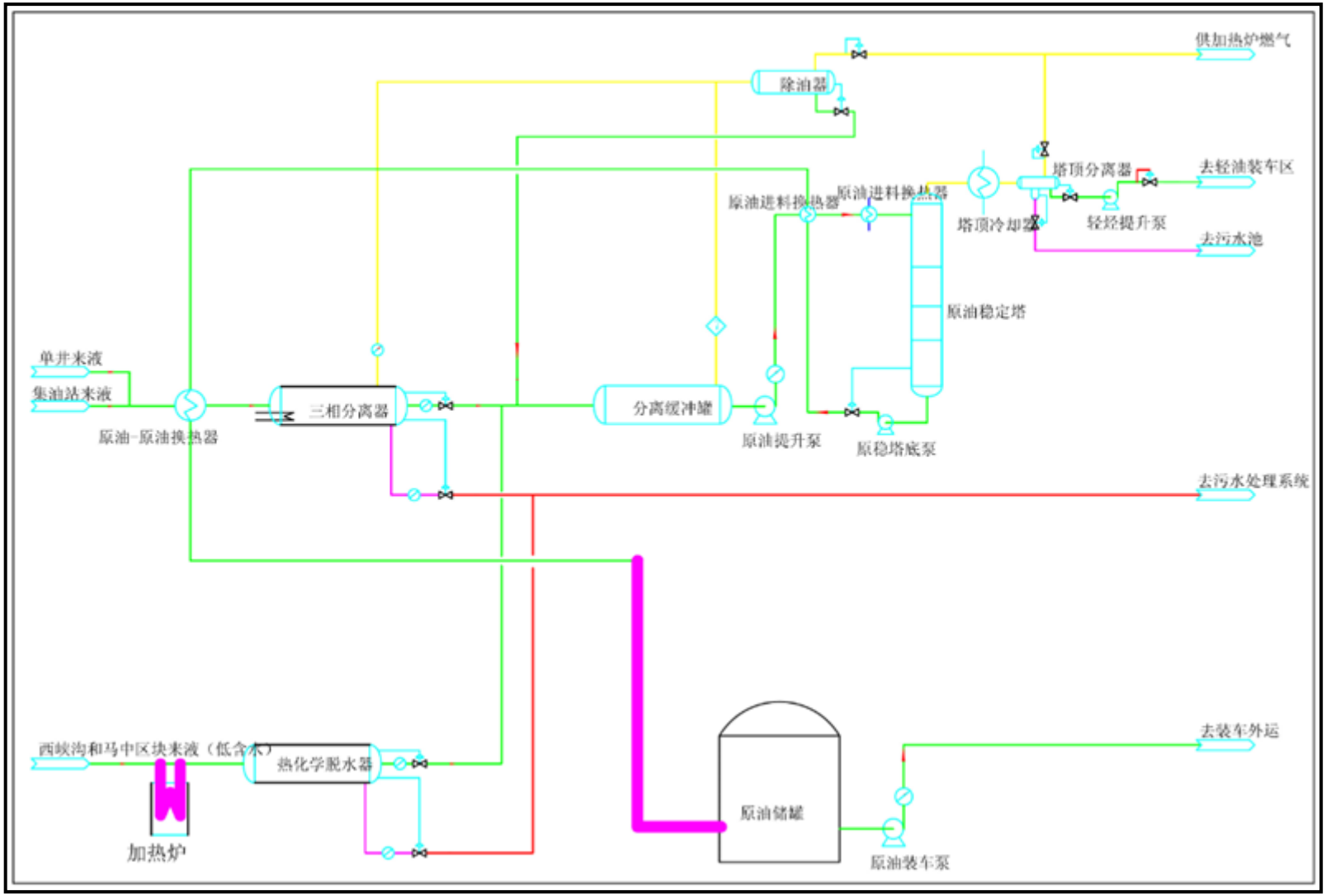


图 3.3-9　牛圈湖联合站原油脱水工艺图

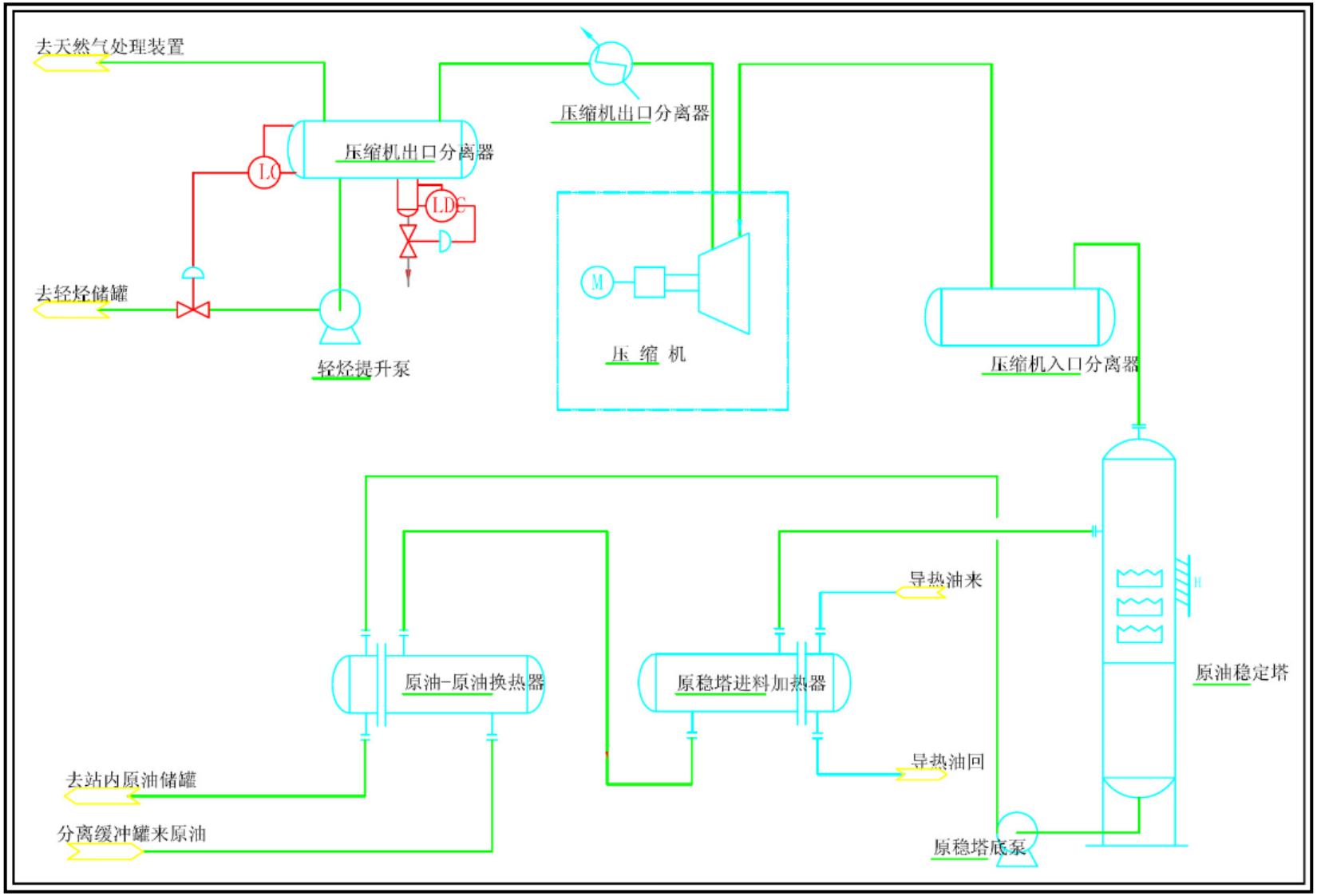


图 3.3-10　牛圈湖联合站原油稳定处理工艺图

（2）污水处理系统

①处理规模

牛圈湖联合站配套建设了含油污水处理装置 1 座，总体设计规模为 2000m^3/d，目前实际处理含油污水 1800m^3/d，含油污水经处理达到回注水标准后全部回注注水开发区块。

②污水处理工艺

污水处理采用生化微生物+两级过滤处理技术，污水处理流程见图 3.3-11。

处理流程如下：污水调节池→一级微生物反应池→二级微生物反应池→斜板沉淀池→缓冲池（提升）→纤维球过滤器→两级压紧纤维球过滤器→滤后水罐→注水系统。

③依托可行性

牛圈湖联合站污水处理系统规模为 2000m^3/d，采用“生化微生物+两级过滤处理”流程，目前实际污水处理量约 1800m^3/d。本项目未来十年最大新增污水 65m^3/d，牛圈湖联合站污水处理系统进行处理完全能够满足本项目污水处理量，可以依托。

牛圈湖联合站内原油、污水处理规模可以满足区块新增产能处理要求，详见表 3.3-8。

表 3.3-8　　牛圈湖联合站系统能力平衡分析表

项目名称	单位	设计能力	运行现状	富裕情况	本项目新增	备注
原油	10^4t/a	100	55	43	3.57	满足
污水处理	m^3/d	2000	1800	200	65	满足

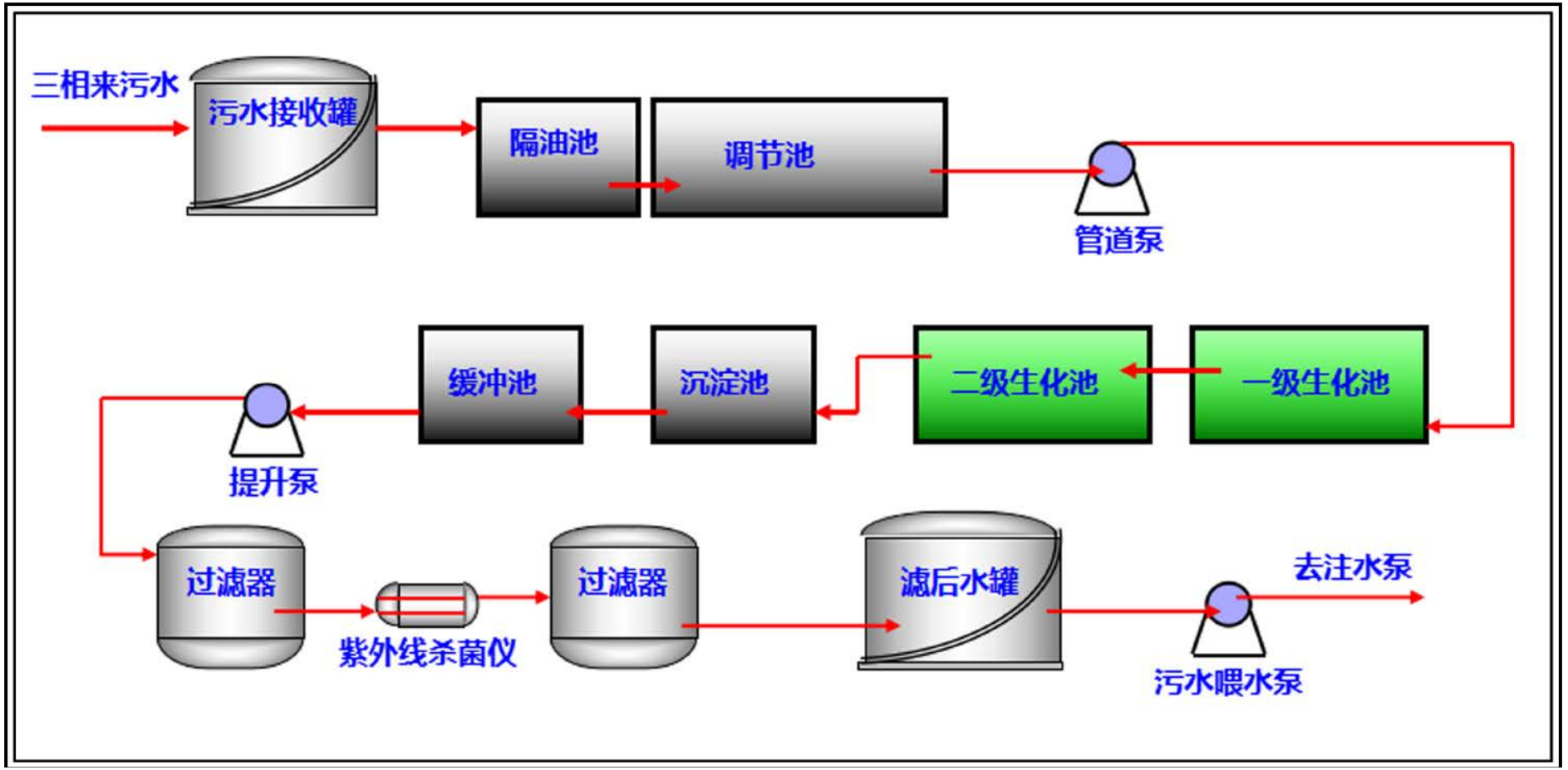


图 3.3-11　　牛圈湖联合站污水处理工艺图

3.3.7.2 牛圈湖废液池、废渣场

（1）废渣场

牛圈湖区块东南建有 $1\times10^4m^3$ 的废渣场 1 个，中心坐标为东经 94°07′20″，北纬 43°55′30″，主要用于油泥砂等危废贮存。按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单的要求进行设计建设，采用 2mmHPDE 防渗薄膜，上用黄土夯实。废渣场设计总容量 $10000m^3$，目前实际使用容量为 $7500m^3$，尚有较大容积，可接纳本项目油泥砂。

（2）废液池

牛圈湖区块建有废液池 2 座，每座 $5000m^3$，用于接收三塘湖采油厂运营期各井区井下作业产生的压裂和酸化废水，并对其进行蒸发干化处理。牛圈湖废液池设计总容量 $10000m^3$，目前实际使用容量为 $6000m^3$，可以接纳本项目酸化、压裂废水。

废液池池底、池壁均采取二层防水，池底用 150mm 厚分层夯实厚铺设 1mm 厚高密度 HDPE 防渗膜，防渗膜上再覆 100mm 厚黄土过渡层，素土夯实，再用水泥进行浇筑；池底均铺设 500×500×50mm 钢筋混凝土预制板，用热沥青勾缝，刚毅管线全部采用钢管加强级防腐，已通过环保验收（新环评价函【2011】255 号），符合环保要求。

3.3.7.3 三塘湖基地生活垃圾填埋场

三塘湖基地生活垃圾填埋场位于三塘湖油田牛圈湖区块基地生活区北侧 7km 处，其中心地理坐标为：北纬 44°0′38″，东经 94°7′23″，场区四周均为戈壁荒滩。《中国石油吐哈油田三塘湖基地生活垃圾填埋场建设项目》已于 2017 年 5 月取得哈密市环境保护局的批复（哈市环监函【2017】14 号），同年 7 月投产试运行，11 月完成竣工环保局验收。

三塘湖基地生活垃圾填埋场总占地面积 2.6 万 m^2，近期总占地面积为 $12240m^2$，其中填埋库区占地面积 0.75 万 m^2，处理规模为 4t/d，其中总库容 3 万 m^3，有效库容 2.71 万 m^3，服务年限 15 年。服务区域范围为三塘湖采油基地区域生活垃圾，服务对象为生活垃圾，不包括建筑垃圾、工业矿渣、特种垃圾等固体废弃物，工业废弃物、危险废物及其他有害废弃物禁止进入处理场。近期该垃圾填埋场采用卫生填埋法进行处理。

目前三塘湖采油厂定编上岗人员 300 人，本项目施工井场施工作业人员约 30 人，预计每天产生垃圾量约为 0.33t，约占三塘湖基地生活垃圾填埋场处理能力的 8.25%，该

垃圾填埋场完全能够满足本项目生活垃圾产生量，可以依托。

3.4 工程分析

3.4.1 环境影响因素分析

本项目建设可分为开发期、生产运营期和退役期三个阶段。

（1）开发建设期

本项目开发建设期主要包括钻井、地面工程建设等施工作业内容，其环境影响因素主要来源于钻井、地面工程建设等施工过程，主要包括生态影响，以及钻井过程排放的污染物质导致的环境污染。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。

（2）生产运营期

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。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的采油、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。

油田开发过程环境影响因素识别详见表 3.4-1，污染物排放流程见图 3.4-1。

表 3.4-1　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	排放钻井泥浆、岩屑	土壤、地下水	开发期
	排放污水	土壤、地下水	
	设备、车辆产生噪声	声环境	
	排放车辆、设备尾气	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	开发期
	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	开发期
油气集输	排放含油废水	地下水	非正常
	排放废气	环境空气	生产期
	产生设备噪声	声环境	
	油气泄漏、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故
井下作业	产生作业废水	土壤、地表水	开发期

	产生作业废气	环境空气	生产期
	产生设备噪声	声环境	

（3）退役期

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至环保部门指定地点填埋处理。

油田开发过程污染物排放流程详见图 3.4-1。

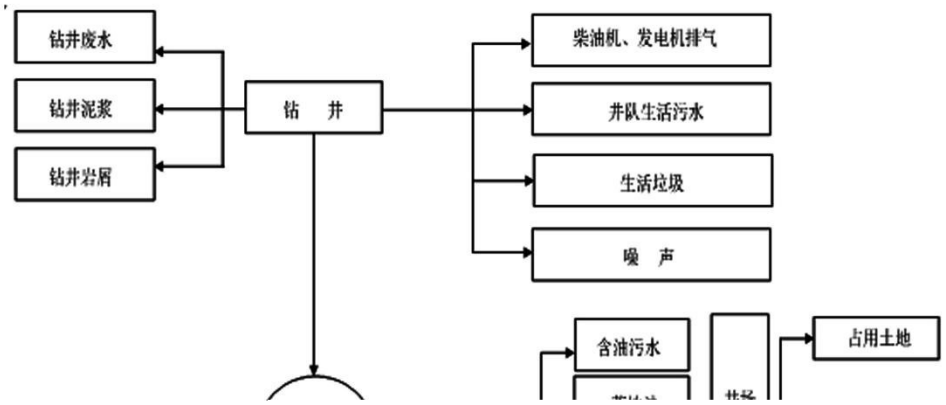


图 3.4-1　油田开发过程污染物排放流程

4.1.3 地质

西峡沟马 2 区块位于巴里坤县三塘湖盆地。三塘湖盆地是分布于阿尔泰山山系和天山山系之间的叠合、改造型山间盆地。盆地呈北西-南东向狭长状分布，面积约 $2.3\times10^4km^2$。盆地被划分为北西向展布的隆、坳相间的三个一级构造单元。

马 2 区块位于二级构造带岔哈泉凸起的南西部，构造形成始于晚石炭-早二叠世的火山喷发期，晚二叠世开始接受沉积，到晚二叠世晚期该区进入填平补齐阶段。由于燕山运动和喜玛拉雅运动的强烈影响，在各不同时期分别发生沉积间断，导致地层间的不整合。燕山运动中期，该区构造基本定型。

4.1.4 气候、气象

三塘湖盆地四季分明，冬季长达 4 个半月，春、夏、秋三季各约 2 个半月。光照充足，无霜期长，多大风，降水稀少，蒸发量大，空气干燥，夏季酷热，冬季寒冷，气温年、日变化大。西峡沟一带的热量条件比三塘湖一线更加丰富，降水更少。主要气象资料如下表 4.1-1。

表 4.1-1　三塘湖盆地气象资料表

序号	气象要素		数值
1	气温	年平均气温（℃）	8.0
		一月平均气温（℃）	-11.3
		七月平均气温（℃）	24.6
		年极端最高气温（℃）	40.3
		年极端最低气温（℃）	-28.5
		最大冻土深度（cm）	150
2	气候	太阳总辐射（$10^3Ka/cm^2$）	155.3
		日照时数（h）	3373.4
		≥10℃活动积温	3440
		平均无重霜冻期（d）	169
3	降水	一日最大降水量（mm）	18.9
		年降水总量（mm）	34.4
		年降水量（mm）	3.0
		降雪日数（d）	5.5
		积雪日数	16.6
		最大积雪深度（cm）	5
		年冰雹日数（d）	0.5

序号	气象要素		数值
4	风	年大风日数（d）	117.8
		年平均风速（m/s）	6.2
		最大风速（m/s）	25
		主导风向	W
5	年蒸发总量（mm）		3790

资料来源：巴里坤县志，1993。

4.1.5 水文

4.1.5.1 地表水

油田地处三塘湖盆地戈壁荒漠，无常年地表径流。巴里坤县境内有大小山水河 46 条，年径流量 2.44 亿立方米，整个三塘湖乡无山水河流，仅有 4 处泉水，分别为东西庄子泉、察哈泉、东条等小泉及乡附近泉等。

本项目西峡沟马 2 区块所在区域内无地表河流，季节性降雨也无法形成大的洪水，无坎儿井。

4.1.5.2 地下水

（1）地下水类型及富水性

根据资料分析，论证区内赋存有第四系松散岩类孔隙水及新近系、白垩系碎屑岩类孔隙裂隙承压水。

第四系松散岩类孔隙潜水：主要分布在论证区北部的牛圈湖至沙枣泉一带，呈近东西向条带状分布。受论证区北部古近-新近纪地层抬升的影响，松散岩类孔隙水在该地段富集，根据勘探成果，含水层岩性以砂砾石、砂为主，含水层厚度小于 10m，埋藏深度<5m，渗透系数 6.913m/d，单井涌水量 67.22m/d，换算涌水量 228.68m/d，富水性中等，矿化度<1g/L，水化学类型为 $HCO_3 \cdot SO_4$-Ca·Na 型。

碎屑岩类孔隙裂隙承压水：

①新近系碎屑岩类孔隙裂隙承压水

该类型水在论证区内广泛分布，根据已有施工钻孔资料，该类型水在 200m 勘探深度内可以划分三层含水层：第一承压含水层顶板埋深 54.66-60.30m，含水层岩性为含砾粗砂岩、中砂岩、细砂岩、粉砂岩，含水层厚度 25.55-38.60m；第二承压含水层顶板埋深 100.26-116.30m，含水层岩性为含砾砂岩、细砂岩、粉砂岩，含水层厚度 12.70-18.35m；

第三承压含水层顶板埋深 148.35-170.73m，含水层岩性为砾岩、粗砂岩、细砂岩、粉砂岩、泥质砂岩，含水层厚度 13.50-60.45m。单井涌水量 58.8-1767.84m^3/d，换算涌水量 34-197.34m^3/d，富水性极弱--中等，渗透系数 0.01-0.47m/d，矿化度 0.193-0.557g/L，水化学类型为 HCO_3·SO_4-Ca·Na 型或 SO_4·HCO_3-Ca·Na。

②白垩系碎屑岩类孔隙裂隙承压水

分布范围与上覆的新近系碎屑岩类孔隙裂隙承压水范围相同。含水层岩性为粉砂岩、细砂岩，隔水层岩性为泥岩、砂质泥岩。根据已有钻孔资料， 白垩系碎屑岩类孔隙裂隙承压水单井涌水量 7.92-136.34m^3/d，换算涌水量 0.44-44.83m^3/d，富水性极弱-弱，渗透系数 0.002-0.167m/d。

（2）地下水补、径、排条件

①补给条件：三塘湖盆地平原区地下水主要是接受来自山区地下水及暴雨洪流渗入补给形成的第四纪松散岩类空隙潜水，地下水补给源主要为盆地南部的莫钦乌拉山北坡的降水，该山山体较低，无常年积雪，年降水量为 200-300mm，通过基岩裂隙水侧向补给、暴雨洪流入渗、河流入渗和河谷潜流补给地下水，地下水储量较丰富。盆地除赋存潜水外，还赋存有丰富的承压水，天然补给量为 0.67 亿立方米/年，据分析计算三塘湖盆地地下水的天然补给量 1.6129 亿立方米/年（包括泉水、坎儿井水 0.0813 亿立方米/年）。

②径流条件：地下水径流方向为北东向，在洪积平原中上部以水平运动为主，水力坡度 19.61-47.79‰；在洪积平原中下部以水平和垂直为主，水力坡度 12.24-27.3‰；盆地西侧的白衣山山区年降水量 50mm，地下水贮存很少；东准噶尔断块山系年降水量仅 25mm 左右，基本无地下水补给。目前三塘湖盆地地下水年为 0.025×l08m^3，开采量较小，地下水开采潜力较大，地下水埋藏较深，属深层地下水。地层岩性上部为砾石、粗砂，下部岩性为泥岩、粉砂质泥岩及粉砂岩，具有较好的隔水性。浅层地下潜水仅见于条湖区，盆地内地下水补给区主要为山区地表水出山口处垂直渗漏补给地带，地下水沿地层倾向和地形坡度，由盆地边缘向盆地最低点(汉水泉)径流。

③排泄条件：据区域水文地质情况，项目区处于地下水径流带，地下水排泄以泉水溢出、人工开采、蒸发为主，大部分地下水最终向深层排泄。新近系、白垩系碎屑岩类孔隙裂隙承压水和基岩裂隙水补给源主要为南部山区的侧向径流补给，补给来源和径流

方向与孔隙潜水一致。其排泄方式主要有：受论证区北部断裂的影响，以泉水溢出方式排泄；或是顶托补给上部的孔隙潜水，以蒸发形式消耗。

（3）地下水化学特征

①潜水水化学特征

第四系松散岩类孔隙潜水主要分布在论证区北部牛圈湖至大沙枣泉一带，零星分布于论证区南侧的洪积平原中部。潜水的水化学作用以溶滤作用为主，混合-浓缩作用为副，论证区内洪积平原中部至下部，地下水径流强烈，岩层透水性好，潜水的矿化度相对较小，一般＜1g/L，形成低矿化度水，顺径流方向，水化学类型由 HCO_3·SO_4-Ca·Na 型转变为 SO_4·HCO_3-Ca·Na 型；论证区西北部的牛圈湖一带，由于古近系-新近系地层抬升，导致地下水埋深变浅，以泉或泉群的形式溢出地表，形成地下水的排泄带，地下水水化学作用以混合-蒸发作用为主，水中离子含量增加，矿化度从＜1g/L 变为＞1g/L，水化学类型 SO_4·HCO_3-Ca·Na 型转变为 SO_4-Ca 型。

②承压水水化学特征

碎屑岩类孔隙裂隙承压水广泛分布于论证区内。该类型水的水化学作用以溶滤作用为主，地下水埋藏深，岩层透水性好，地形坡降大，地下水径流强烈，矿化度相对较小，一般＜1g/L，形成低矿化度水，顺水流方向，水化学类型由 HCO_3·SO_4-Ca·Na 型转变为 SO_4·HCO_3-Ca·Na 型。

项目区所在区域水文地质情况见图 4.1-2。

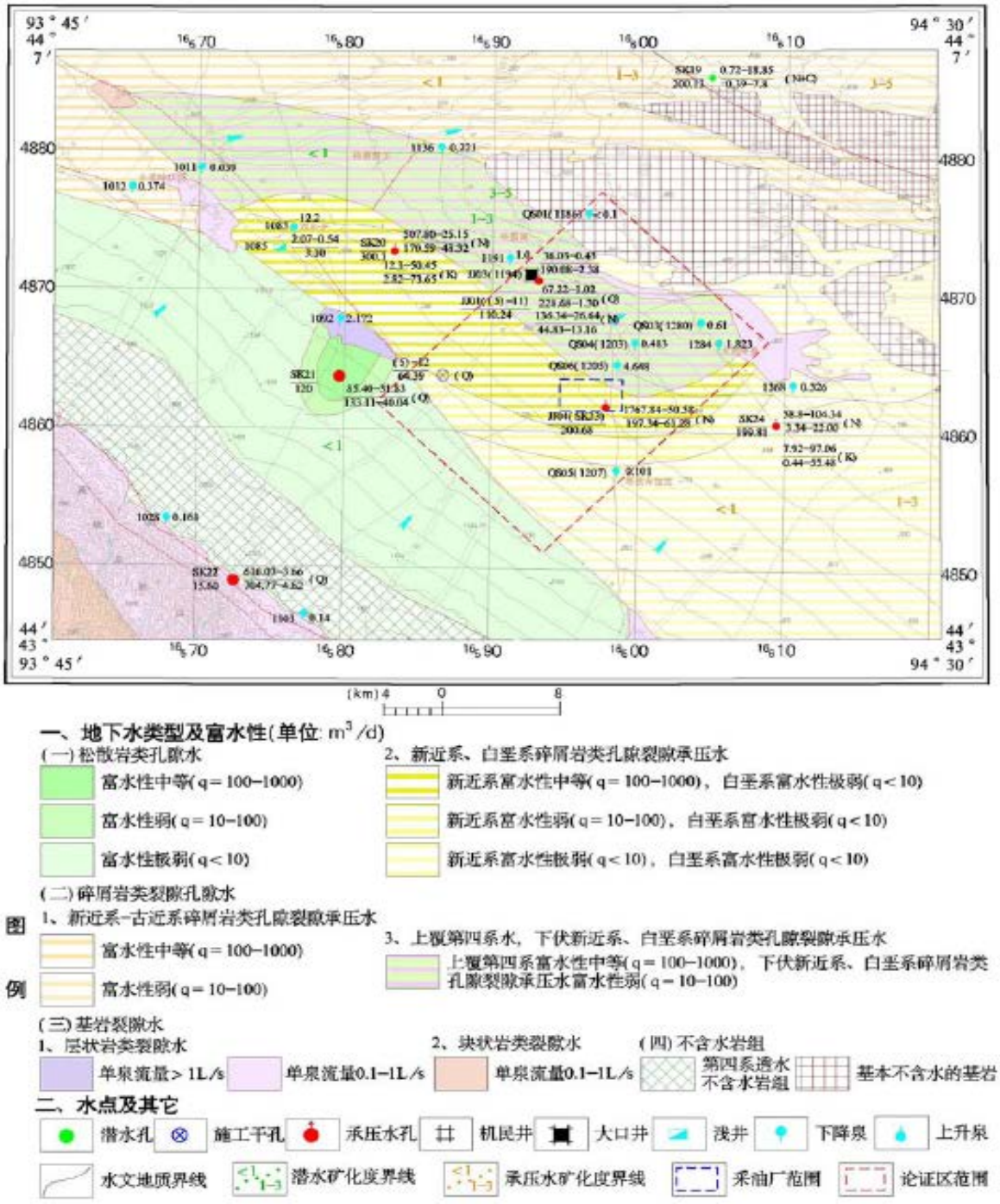


图 4.1-2　区域水文地质图

4.1.6 地震

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2001)2008 版，场地 50 年超越概率 10%的地震动峰值加速度为 0.20g，相应的地震基本烈度为Ⅷ度。

4.2 环境空气质量现状调查与评价

4.2.1 区域大气环境质量达标性评价

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，对项目所在区域环境空气质量中的 6 项基本污染物进行评价。本次区域环境质量现状监测数据参考《巴里坤县 2017 年环境质量年报》。环境空气质量达标区判定结果见表 4.2-1。

表 4.2-1　区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度/（μg/m³）	标准值/（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
PM_{10}	年平均质量浓度	42	70	60	达标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	21	35	60	
SO_2	年平均质量浓度	7	60	11.7	
NO_2	年平均质量浓度	15	40	37.5	
CO	百分位数日平均质量浓度	1634	4000	40.9	
O_3	百分位数 8h 平均质量浓度	89	160	55.6	

由表 4.2-1 可知，基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求，项目所在区域为达标区。

4.2.2 特征污染物环境质量现状评价

针对特征污染物非甲烷总烃，本项目采用实测方式进行调查。

（1）监测点位

根据评价区域大气评价等级、所在区域常年主导风向及周围环境状况，在大气评价范围内布设 2 处大气监测点，现状监测点位图见图 4.2-1，监测项目见表 4.2-2。

表 4.2-2　项目大气现状监测点

标号	监测点位名称	监测点位坐标	相对位置关系	监测因子
G1	马 2 区块下风向	经度：94° 1'1.79" 纬度：44° 1'36.76"	南侧边界外 200m	非甲烷总烃
G2	马 2 区块项目区	经度：93°59'41.94" 纬度：44° 2'54.74"	项目区内	

（2）监测时间及频率

非甲烷总烃监测时间为 2019 年 11 月 4 日至 11 月 11 日，连续 7 天，每天监测 4 次小时平均浓度，每小时至少有 45min 采样时间。

（3）采样及分析方法

采样和分析方法均按国家环保局颁发的《环境监测技术规范》（大气部分）、《环境空

气质量标准》（GB3095-2012）及《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）的有关要求进行。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	HJ604-2017

（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。

（5）评价方法

环境空气质量现状评价采用占标率法：

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

式中：P_i—占标率，无量纲，$P_i \geq 100\%$超标，$P_i < 100\%$达标；

C_i—某污染因子不同取样时间的浓度值，μg/Nm^3；

C_{0i}—某污染因子环境空气质量标准值，μg/Nm^3。

（6）监测及评价结果

特征污染物环境质量现状监测结果与评价见表 4.2-4。

表 4.2-4　监测与评价结果一览表

监测点位	监测项目	浓度范围（mg/m^3）		标准值（mg/m^3）	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
		最小值	最大值				
G1	非甲烷总烃	0.63	1.83	2	91.5	0	达标
G2		0.52	1.88		94.0	0	达标

根据表 4.2-4 的监测数据可知，非甲烷总烃小时浓度值在 0.52~1.88mg/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 标准，未出现超标现象。

4.3 水环境质量现状调查与评价

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）监测点位

根据项目所在区域的水文地质条件和环境影响特点，在评价范围内设置 5 个监测点，对地下水水质进行监测，地下水水质监测点位见图 4.2-1 和表 4.3-1。

表 4.3-1　地下水环境监测点布置

编号	监测点位坐标	监测因子
D1	E 93°58′38.29″，N 44°02′19.77″	水位、pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氟化物、K+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}
D2	E 94°00′18.68″，N 44°02′03.72″	
D3	E 93°58′15.45″，N 43°58′37.14″	
D4	E 94°09′58.71″，N 43°57′58.91″	
D5	E 94°06′44.92″，N 43°56′31.82″	

（3）监测项目

监测项目包括：pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氟化物、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}。

（4）监测时间及监测频次

监测时间 2019 年 11 月 12 日，监测 1 次。

（5）采样及分析方法

监测采样技术方法按照《中华人民共和国环境保护行业标准地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）以及《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）规范规定的方法进行。

（6）评价标准

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

（7）评价方法

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）第 8.4.1 地下水水质现状评价应采用标准指数法进行评价。

对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公示：

$$p_i \quad \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中：P_i—第 i 个水质因子的标准指数，量纲为一；

C_i—第 i 个水质因子的监测质量浓度值，mg/L；

C_{si}—第 i 个水质因子的标准质量浓度值，mg/L；

对于评价标准为区间值的水质因子（pH），其标准指计算公式如下：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \qquad pH \leqslant 7.0$$

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，量纲为一；

pH—pH 监测值；

pH_{su}—标准中的 pH 值上限；

pH_{sd}—标准中的 pH 值下限。

（8）监测及评价结果

地下水质量现状监测及评价结果见表 4.3-2。

表 4.3-2　地下水环境质量现状监测结果（单位：mg/L，pH 值无量纲）

监测项目	标准值（Ⅲ）	D1			D2			D3			D4			D5		
		监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
pH 值*	6.5-8.5	7.8	0.53	达标	8.1	0.73	达标	7.3	0.20	达标	7.5	0.33	达标	7.6	0.40	达标
总硬度	≤450	200	0.44	达标	210	0.47	达标	192	0.43	达标	188	0.42	达标	233	0.52	达标
溶解性总固体	≤1000	264	0.26	达标	281	0.28	达标	226	0.23	达标	192	0.19	达标	289	0.29	达标
耗氧量	≤3	0.48	0.16	达标	0.44	0.15	达标	0.53	0.18	达标	0.46	0.15	达标	0.48	0.16	达标
氨氮	≤0.5	0.054	0.11	达标	0.078	0.16	达标	0.040	0.08	达标	0.148	0.30	达标	0.074	0.15	达标
亚硝酸盐氮	≤1	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
挥发酚	≤0.002	ND	/	达标	0.0006	0.30	达标	0.0011	0.55	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
氰化物	≤0.05	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
石油类	≤0.05	0.02	0.40	达标	0.01	0.20	达标	0.01	0.20	达标	0.04	0.80	达标	0.03	0.60	达标
六价铬	≤0.05	0.004	0.08	达标	0.005	0.10	达标	ND	/	达标	0.004	0.08	达标	0.006	0.12	达标
硝酸盐氮	≤20	0.738	0.04	达标	0.662	0.03	达标	0.910	0.05	达标	0.942	0.05	达标	1.02	0.05	达标
硫酸盐	≤250	61.6	0.25	达标	78.6	0.31	达标	36.8	0.15	达标	28.6	0.11	达标	65.9	0.26	达标
氟化物	≤1.0	0.536	0.54	达标	0.281	0.28	达标	0.266	0.27	达标	0.346	0.35	达标	0.354	0.35	达标
氯化物	≤250	15.0	0.06	达标	17.6	0.07	达标	5.69	0.02	达标	/	/	/	/	/	/
碳酸根	/	不存在	/	/	不存在	/	/	不存在	/	/	/	/	/	/	/	/
重碳酸氢	/	174	/	/	183	/	/	112	/	/	/	/	/	/	/	/
汞	≤0.001	ND	/	达标	ND	/	达标	0.0007	0.70	达标	0.0001	0.10	达标	0.00008	0.08	达标
砷	≤0.01	0.0028	0.28	达标	0.0017	0.17	达标	0.0021	0.21	达标	0.0034	0.34	达标	0.0018	0.18	达标
铅	≤0.01	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/		ND	/	

监测项目	标准值（Ⅲ）	D1			D2			D3			D4			D5		
		监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
镉	≤0.005	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/		ND	/	
铁	≤0.3	0.05	0.17	达标	ND	/	达标	0.03	0.10	达标	ND	/	达标	0.06	0.20	达标
锰	≤0.1	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
钾	/	1.30	/	/	1.32	/	/	1.65	/	/	/	/	/	/	/	/
钠	≤200	70.6	0.35	达标	47.0	0.24	达标	17.0	0.09	达标	/	/	/	/	/	/
钙	/	27.6	/	/	48.5	/	/	33.4	/	/	/	/	/	/	/	/
镁	/	29.4	/	/	20.4	/	/	23.2	/	/	/	/	/	/	/	/

由表 4.3-2 监测结果可知：评价区域地下水各项指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准要求，评价区域地下水水质良好。

4.4 声环境质量现状调查与评价

（1）监测布点

结合评价范围、环境功能区划分布，在本项目井区边界设 4 个监测点进行实测，监测点位图见图 4.2-1。监测点设在井区边界外 1m。

表 4.4-1　噪声监测点布置一览表

标号	监测点位	监测点位坐标	监测因子
N1	区块边界东	经度：94°05′36.37″ 纬度：43°56′18.42″	LAeq
N2	区块边界南	经度：94°04′27.16″ 纬度：43°57′13.14″	LAeq
N3	区块边界西	经度：94°05′34.52″ 纬度：43°58′19.43″	LAeq
N4	区块边界北	经度：94°06′29.52″ 纬度：43°57′07.81″	LAeq

（2）监测日期、频率

2019 年 11 月 1 日至 2 日进行了现场监测，监测 1 天，昼间、夜间各监测 1 次，每次 20 分钟。

（3）监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）和《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中有关规定执行。

（4）评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

（5）评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声来源及是否超标。

（6）评价结果

声环境现状监测结果见表 4.4-2。

表 4.4-2　声环境质量现状监测及评价结果（单位：dB(A)）

测点序号	测量时段	监测结果	评价标准	超标率
N1	昼间	47.0	60	0
	夜间	39.4	50	0
N2	昼间	47.1	60	0
	夜间	40.5	50	0
N3	昼间	44.9	60	0

测点序号	测量时段	监测结果	评价标准	超标率
	夜间	38.4	50	0
N4	昼间	44.2	60	0
	夜间	39.6	50	0

由监测结果可以看出，评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096–2008）2 类标准要求，无超标现象，说明区域声环境质量较好。

4.5 生态环境现状调查与评价

4.5.1 生态系统调查与评价

4.5.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ$_4$准噶尔盆地东部荒漠、野生动物保护生态亚区—25 诺敏戈壁荒漠化敏感生态功能区。其生态功能见表 4.5-1，项目与新疆生态功能区划位置关系见图 4.5-1。

表 4.5-1　项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	Ⅱ$_4$准噶尔盆地东部灌木荒漠野生动物保护生态亚区	25 诺敏戈壁荒漠化敏感生态功能区	巴里坤县、伊吾县	荒漠化控制	干旱缺水、土壤风蚀、荒漠植被遭破坏	土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感	保护砾幕、保护荒漠植被、保护小绿洲及零星低地草甸与泉眼	减少人为干扰、保护野生动物饮水地	维持戈壁生态环境的稳定性，发展淖毛湖和三塘湖的商品瓜生产

4.5.1.2 生态系统调查

本项目所在区域的生态系统为诺敏戈壁荒漠化敏感生态功能区，行政区划隶属巴里坤县和伊吾县，位于两县的北部，东北和东部与蒙古国接壤。诺敏戈壁范围广大，在巴里坤县内为二百四戈壁，伊吾县境内为淖毛湖戈壁。

该区气候极为干旱，极端最高气温出现在 7 月，除少量泉水外无地表径流，浅层地下水资源也很贫乏。三塘湖热量资源丰富，无霜期长，气候条件有利于农作物的生长，尤其适应哈密瓜的生产，应建立商品瓜基地。保护好基本农田，森林禁伐，合理利用草

原，发展节水农业，有望建成东疆牧农产业基地。

该区为生态极其脆弱的敏感区，植被和地表一旦被破坏，就会出现沙化和沙丘活化的危险。因此，该区的荒漠植被应很好保护，禁止砍挖和樵采，除低地草甸作冬场利用外，其余地区均应禁牧，让其主要发挥生态功能。另外，这里有极少量的鹅喉羚等珍稀濒危动物，也应严禁偷猎，善加保护。

该区生态环境敏感性综合评价中，轻度敏感地区占区内面积的 84.68%，其主要敏感因子为土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感。

4.5.2 土壤现状调查与评价

4.5.2.1 土壤类型及分布

（1）项目区块土壤类型

本项目区块地处东疆北部诺敏戈壁的三塘湖盆地。土壤类型主要是该区域的地带性土壤——灰棕漠土。该土壤是在温带大陆性干旱荒漠气候条件下和粗骨（砾质一砂质）母质上形成的。因而灰棕漠上的生产性能较差，植物生长极少，植被主要为旱生和超于旱生的灌木、半灌木，盖度在 5%以下，甚至为不毛之地，因而生物累积作用微弱，肥力甚低，保水保肥能力差，又缺乏灌溉水源条件，所以在农业上的利用价值较低。其剖面构造是：地表由大小砾石和砂粗互相镶嵌形成较密实的砾幕，具有黑褐色的荒漠漆皮，并附生有深绿色的地衣和藻类。由于地下水位很深，降水少，土体非常干燥，表层并有 2～3cm 的孔状结皮，并混有砾石和碎石。

（2）项目区块土壤分布情况

本项目分布为石膏灰棕漠土。该土壤母质为砾质洪积物，植被极少。其形态特征如下：

0-2cm：黑色砾幕。

2-3cm：棕灰色，砂壤土，蜂窝状结构，干燥，松脆，未见植物根系。

3-8cm：灰棕色，砂壤土，铁质染色明显，碎块状结构，干，较紧实，有少量白色晶粒，未见植物根系。

8-35cm：灰白色，中砾质沙壤土，块状结构，较紧，干，系石膏盐磐土。

35-78cm：灰白色，重砾质砂壤土，单粒状结构，上部有粒径 1cm 左右的石膏、盐分、碳酸钙与细土的结合体，其下有灰白色粉末状石膏和易溶盐。

项目所在区域土壤类型分布图见图 4.5-2。

4.5.2.2 土壤环境质量现状监测与评价

（1）监测点位

在本工程井区占地范围内，设置 4 个监测点（S1、S2、S3、S4）进行土壤环境质量现状监测，在本工程井区占地范围外，设置 2 个监测点（S5、S6）进行土壤环境质量现状监测。具体土壤监测点位见表 4.5-2 和图 4.2-1。

表 4.5-2　土壤监测点位布设一览表

编号	监测点位名称	监测点位坐标	备注
S1	区块内西北侧	经度：93°58'37.92" 纬度：44° 2'42.89"	背景值
S2	区块内东北侧	经度：93°59'9.90" 纬度：44° 2'41.33"	
S3	区块内东南侧	经度：93°59'6.70" 纬度：44° 2'25.43"	
S4	区块内西南侧	经度：93°58'38.00" 纬度：44° 2'27.95"	
S5	区块外东侧	经度：94° 2'8.73" 纬度：44° 2'5.46"	
S6	区块外西南侧	经度：93°58'45.88" 纬度：43°59'59.47"	

（2）监测项目

项目区内 S1、S2、S3 设柱状样，监测因子为石油烃；项目区外 S5、S6 取表层样，监测因子为石油烃。

项目区内 S4 取表层样，监测因子为 pH 值、砷、镉、铜、铅、汞、镍、铬、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4 二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃，共 47 项。

（3）监测时间及监测频次

于 2019 年 11 月 12 日在各监测点采样一次。

（4）评价标准

采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）建设用地土壤污染风险筛选值第二类用地标准。

（5）监测及评价结果

本次土壤现状监测结果见表 4.5-3~表 4.5-5。

表 4.5-3 土壤监测结果一览表（S1~S3）

监测点位	监测项目	标准值（mg/kg）	监测及评价结果						达标情况
			0~50cm（mg/kg）	S_i	50~150cm（mg/kg）	S_i	150~300cm（mg/kg）	S_i	
S1	石油烃	4500	ND	/	ND	/	ND	/	达标
S2			ND	/	ND	/	ND	/	达标
S3			ND	/	ND	/	ND	/	达标

注：“ND”表示未检出。

表 4.5-4 土壤监测结果一览表（S4）

序号	监测项目	监测结果 S4	第二类用地筛选值	达标情况
重金属和无机物				
1	镉	0.17	65	达标
2	铜	30	18000	达标
3	铅	11.2	800	达标
4	砷	14.2	60	达标
5	汞	0.196	38	达标
6	镍	16	900	达标
7	铬（六价）	ND	5.7	达标
挥发性有机物				
8	四氯化碳	ND	2.8	达标
9	氯仿	ND	0.9	达标
10	氯甲烷	ND	37	达标
11	1,1-二氯乙烷	ND	9	达标
12	二氯甲烷	ND	616	达标
13	1,2-二氯丙烷	ND	5	达标
14	1,1,1,2-四氯乙烷	ND	10	达标
15	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	6.8	达标
16	四氯乙烯	ND	53	达标
17	1,1,2-三氯乙烷	ND	2.8	达标
18	1,2,3-三氯丙烷	ND	0.5	达标
19	苯	ND	4	达标
20	1,2-二氯乙烷	ND	5	达标
21	1,1-二氯乙烯	ND	66	达标
22	顺-1,2-二氯乙烯	ND	596	达标
23	反-1,2-二氯乙烯	ND	54	达标
24	苯乙烯	ND	1290	达标
25	甲苯	ND	1200	达标
26	间二甲苯+对二甲苯	ND	570	达标

序号	监测项目	监测结果 S4	第二类用地筛选值	达标情况
27	邻二甲苯	ND	640	达标
28	1,1,1-三氯乙烷	ND	840	达标
29	三氯乙烯	ND	2.8	达标
30	氯乙烯	ND	0.43	达标
31	氯苯	ND	270	达标
32	1,2-二氯苯	ND	560	达标
33	乙苯	ND	28	达标
34	1,4-二氯苯	ND	20	达标
半挥发性有机物				
35	硝基苯	ND	76	达标
36	苯胺	ND	260	达标
37	苯并[a] 芘	ND	1.5	达标
38	苯并[k] 荧蒽	ND	151	达标
39	二苯并[a,h] 蒽	ND	1.5	达标
40	萘	ND	70	达标
41	2-氯酚	ND	2256	达标
42	苯并[a] 蒽	ND	15	达标
43	苯并[b] 荧蒽	ND	15	达标
44	䓛	ND	1293	达标
45	茚并[1,2,3-cd] 芘	ND	15	达标
其他				
46	pH	7.44	/	/
47	石油烃	ND	4500	达标

注：“ND”表示未检出。

表 4.5-5　土壤监测结果一览表（S5~S6）

监测点位	监测项目	标准值（mg/kg）	监测及评价结果		达标情况
			0~50cm（mg/kg）	S_i	
S5	石油烃	4500	ND	/	达标
S6			ND	/	达标

注：“ND”表示未检出。

4.5.3 植被现状调查与评价

4.5.3.1 植被区划

项目区自然植被区划属于准噶尔荒漠省诺敏戈壁州，诺敏戈壁州位于准噶尔盆地的东端，界于天山和北塔山山链之间，为一干旱、剥蚀、残丘起伏的准平原面和山麓倾斜平原构成的地形。

诺敏戈壁州平均海拔 1500m 左右，广大的剥蚀准平原上几乎没有高等植物形成的植被。山麓倾斜平原多为砾质石膏灰棕荒漠土，有梭梭柴的荒漠群落。一些低矮石质山地则多分布盐生木（*Iljinia regelii*）、合头草（*Sympegma regelii*）和霸王 （*Zygophyllum xanthoxylon*）的荒漠；在山间平地可以见到膜果麻黄（*Ephedra przewalskii*）群落；而在

小块沙地上有心叶优若藜（*Eurotia ewers-manniana*）的群落，其中混生以准噶尔的特有植物蒙古短苞菊 （*Brachanthemum mongolicum*）和喀什菊（*Kaschgaria komarovii*）以及棵果木（*Gymnocarpos przewalkii*），还出现了蒙古荒漠的花棒（*Hedysarum scoparium*）。植物名录见 4.5-6。

表 4.5-6　项目区主要植物名录

序号	植物名称	拉丁名	科名	生活型
1	驼绒藜	*Ceratoides lateens*	藜科	半灌木
2	短叶假木贼	*Anabasis brevifolia*	藜科	半灌木
3	松叶猪毛菜	*Salsola laricifolia*	藜科	半灌木
4	圆叶盐爪爪	*Kalidium schrenkianum*	藜科	小灌木
5	梭梭	*Haloxylon ammodendron*	藜科	灌木
6	合头草	*Sympegma regelii*	藜科	小半灌木
7	冷蒿	*Artemisia frigida*	菊科	小半灌木
8	灌木短舌菊	*Brachanthemum fruticulosum*	菊科	小半灌木
9	灌木亚菊	*Ajania fruticulosa*	菊科	小半灌木
10	柽柳	*Tamarix chinensis*	柽柳科	小灌木
11	琵琶柴	*Reaumuria soongorica*	柽柳科	小灌木
12	多根葱	*Liliaceae*	百合科	多年生草本
13	膜果麻黄	*Ephedra przewalskii*	麻黄科	灌木
14	霸王	*Zygophyllum xanthoxylum*	蒺藜科	小灌木

油田勘探开发区、油区外围道路及防洪设施区域，只有零星植被分布（覆盖度小于 5%），经现场勘查辨认主要以疏叶骆驼刺（*Alhagi sparsifolia (B.Keller et Shap.) Shap*）、戈壁藜（*Iljinia regelii (Bunge) Korov.*）等荒漠植物为主。绝大部分地段很少或根本无植物生长，为戈壁，地表大面积裸露，景观单调，项目区的植被利用价值低。无重点保护野生植物。项目区植被类型见图 4.5-3。

4.5.4 野生动物现状调查与评价

按中国动物地理区划分级标准，评价区域动物区系古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。

项目评价区域气候极端干燥，为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一，另外评价区频繁的人类活动，仅分布有一些啮齿类、爬行类的小型动物及具迁飞能力的鸟类，没有国家及自治区级保护动物。就分布地点而言，多集群栖息于有植被分布的小生境。

项目区域常见野生动物有两栖类、啮齿类和鸟类等 8 个种，没有区域特有种。主要

的野生动物具体名录如表 4.5-7。

表 4.5-7　评价区野生动物名录

序号	种名		拉丁名
1	两栖类	荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii*
2		东疆沙蜥	*Phrynocephalus grumgrizimalai*
3	鸟类	平原鹨	*Anthus campestris*
4		风头百灵	*Galerida cristata*
5		漠鹏	*Oenanthe deserti*
6		漠雀	*Rhodopechys githagineus*
7	啮齿类	子午沙鼠	*Meviones mevidianus*
8		三趾跳鼠	*Salpingotus kozlovi*

随着油田开发力度和范围将逐步加大，会导致该区域野生动物种类和种群数量的减少，同时，由于人群的活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，如麻雀和家燕等数量增加，使局部地区动物组成发生一定变化。再者，由于工作人员带入的食物，会改变一些动物的食性，相应增加局部地区的密度，使局部地区动物组成的优势种发生变化，部分啮齿动物将成为该区域的优势种动物。

4.5.5 土地利用现状

根据新疆土地利用/土地覆盖地图数据 6 大类 25 小类的统计，项目区全部为戈壁，中石油吐哈油田分公司在该区域探明有比较丰富的石油资源。区域内的土地利用现状见图 4.5-4。

4.5.6 评价区生态环境现状综合评价

三塘湖油田马 2 区块开发涉及到的区域内属很少或根本无植物生长的戈壁，地表大面积裸露，景观单调，野生动物活动极少。

油田前期钻探工作中的勘探、井场占地、修筑道路、人员活动、污染物排放等以及开发行为产生的植被破坏、地表扰动、污染等有可能加快区域环境的恶化，如能很好的控制开发行为并做好后期管理和生态恢复，其对环境的影响可以控制。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响分析与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

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、道路工程等在建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等。

（1）钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

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

（2）施工扬尘

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

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

钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

5.1.2 运营期大气环境影响分析

（1）评价等级判定

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）模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的估算模型 AERSCREEN 进行估算。

（3）估算模型参数

估算模型参数选择见表 5.1-1。

表 5.1-1 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/℃		40.3
最低环境温度/℃		-28.5
土地利用类型		沙漠
区域湿度条件		干
是否考虑地形	考虑地型	☑是□否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是☑否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

（4）污染源参数

本项目产生的非甲烷总烃废气主要在采油以及集输过程汇总产生，本项目共建设 17 座采油井，各井场废气源强见表 5.1-2。

表 5.1-2 污染源排放参数

	源类型	面源
污染源参数	面源长度（m）	40
	面源宽度（m）	30
	面源有限排放高度（m）	10
	年排放小时数（h）	8760
	污染物排放速率（kg/h）	0.34

（5）预测结果

预测结果见表 5.1-3。

表 5.1-3 估算模型计算结果表

下风向距离/m	预测质量浓度/(μg/m^3)	占标率/%
10	12.93	0.647
25	32.5	1.625
50	61.26	3.063
75	54.51	2.726
100	51.58	2.579

下风向距离/m	预测质量浓度/(μg/m³)	占标率/%
200	40.39	2.020
500	28.00	1.400
1000	16.85	0.843
1500	10.96	0.548
2000	7.826	0.391
2500	5.954	0.298
3000	4.736	0.237
3500	3.890	0.195
4000	3.275	0.164
4500	2.812	0.141
5000	2.454	0.123
6000	1.941	0.097
下风向最大质量浓度及占标率/%	61.261	3.063
最大落地浓度距离/m	51	
$D_{10\%}$最远距离/m	0	

由上表可知，本项目无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度为 61.261μg/m³，最大浓度出现的距离为下风向 51m，对周围环境空气的贡献值较小，占标准值的 3.063%。

本项目大气评价范围内无环境敏感目标，下风向各个距离的浓度均能满足《大气污染物综合排放标准详解》（GB16297-1996）中监控点无组织排放监控浓度限值 2.0mg/m³ 要求，故本项目无组织排放的非甲烷总烃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

本项目大气环境影响评价自查表见表 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（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3） 其他污染物（非甲烷总烃）			包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$☑
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	附录 D□	其他标准□
现状评价	环境功能区	一类区□	二类区☑		一类区和二类区□
	评价基准年	（2017）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□

<table>
<tr><td rowspan="2">污染源调查</td><td>调查内容</td><td colspan="3">本项目正常排放源☑
本项目非正常排放源□
现有污染源☑</td><td colspan="2">拟替代的污染源□</td><td colspan="2">其他在建、拟建项目污染源□</td><td>区域污染源□</td></tr>
<tr><td rowspan="9">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD□</td><td>ADMS□</td><td>AUSTAL 2000□</td><td>EDMS/AEDT□</td><td>CALPUFF□</td><td>网格模型□</td><td>其他☑</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="3">边长≥50km□</td><td colspan="2">边长 5~50km☑</td><td colspan="3">边长=5km□</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="5">预测因子（非甲烷总烃）</td><td colspan="3">包括二次 PM2.5□
不包括二次 PM2.5☑</td></tr>
<tr><td>正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="5">C 本项目最大占标率≤100%☑</td><td colspan="3">C 本项目最大占标率＞100%□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td colspan="3">一类区</td><td colspan="2">C 本项目最大占标率≤10%□</td><td colspan="3">C 本项目最大占标率＞10%□</td></tr>
<tr><td colspan="3">二类区</td><td colspan="2">C 本项目最大占标率≤30%☑</td><td colspan="3">C 本项目最大占标率＞30%□</td></tr>
<tr><td>非正常排放 1h 浓度贡献值</td><td colspan="3">非正常持续时长
（0）h</td><td colspan="2">c 非正常占标率≤100%□</td><td colspan="3">c 非正常占标率＞100%□</td></tr>
<tr><td>保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值</td><td colspan="5">C 叠加达标□</td><td colspan="3">C 叠加不达标□</td></tr>
<tr><td>区域环境质量的整体变化情况</td><td colspan="5">k≤-20%□</td><td colspan="3">k＞-20%□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">环境监测计划</td><td>污染源监测</td><td colspan="3">监测因子：（非甲烷总烃）</td><td colspan="3">有组织废气监测□
无组织废气监测☑</td><td colspan="2">无监测□</td></tr>
<tr><td>环境质量监测</td><td colspan="3">监测因子：（无）</td><td colspan="3">监测点位数（1）</td><td colspan="2">无监测□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">评价结论</td><td>环境影响</td><td colspan="7">可以接受☑　　不可以接受□</td></tr>
<tr><td>大气环境防护距离</td><td colspan="7">距（）厂界最远（0）m</td></tr>
<tr><td>污染源年排放量</td><td colspan="2">SO_2：（0）t/a</td><td colspan="2">NO_x：（0）t/a</td><td colspan="2">颗粒物：（0）t/a</td><td>VOCs：（50.6）t/a</td></tr>
<tr><td colspan="10">注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项</td></tr>
</table>

5.2 地下水环境影响分析与评价

5.2.1 施工期地下水环境影响分析

本工程施工期对水环境的影响主要为钻井及管线施工、生活污水等对地下水的影响。

5.2.1.1 钻井对地下水的影响

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，钻井废水全部进入固液分离系统循环利用，不外排。因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

5.2.1.2 生活污水对地下水的影响

生活污水中的主要污染物为 COD、SS、氨氮等，整个钻井期间施工生活污水产生量为 714m^3。据现场调查，钻井队均设置了可移动生活污水收集罐，定期清运至生活基地污水处理设施处理，不会对环境造成污染。

5.2.1.3 管线施工对地下水的影响

本工程的管道敷设埋深为-2m，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 运营期地下水环境影响分析

5.2.2.1 井下作业废水对地下水的影响

井下作业废水严禁直接外排，由作业单位自带回收罐回收作业废水，洗井作业废水先运至牛圈湖联合站的干化池内，稳定后进入污水处理系统处理，处理达标的上清液回注油层，底泥暂存在废渣场，定期交由有资质的单位进行无害化处置，不对地下水产生不利影响。

5.2.2.2 油田采出水对地下水的影响

根据开发方案，本项目采出水进入牛圈湖联合站进行处理，经处理后回注油层。

联合站污水装置处理规模为 2000m^3/d，目前实际处理量约 1800m^3/d，西峡沟马 2 区块采出水产生量平均约 $3.51\times10^4m^3/a$，因此牛圈湖联合站可满足本区块新增采出废水处理要求，采出水经联合站污水处理工程处理后达到回注标准用于油田注水，不排入外环境。根据油田开发多年的经验，将处理后的采出水回注到油层，回注深度可达到 2000m，远远超出含水层的深度，因此，采出水回注对地下水环境基本无影响。

项目区区域主要赋存第四系松散岩类孔隙水，其中潜水埋深 15.4m。本项目采出水回注油层（约 1900m），采出水回注油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，且回注井在钻井过程中一开采用 311.0mm 钻头钻至井深 200m，下入

244.5mm 表层套管，水泥浆返至地面。封隔上部松散易塌流沙层和地表水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对潜水和承压水所在的地层进行了固封处理，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。二开采用 206mm 钻头钻至完钻井深，下入 139.7mm 油层套管，固井水泥浆返至表层套管脚。采出水处理达标后回注油层，不存在污染地下水的可能，油田注水不会对地下水产生影响。

5.2.2.3 落地油对地下水的影响

本项目钻井过程中产生的落地原油及时回收，并根据油田环境保护的要求，对落地油必须进行 100%的回收。本项目地处干旱少雨的荒漠地带，地表干燥，落地原油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用，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。油田区域的气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此，落地原油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

综上所述，正常生产状况下，油田建设期和生产运行过程中落地原油不会对地下水环境产生影响，但考虑到长期积累情况下，可能存在影响，应加强收集措施及管理要求，确保落地原油 100%回收。

5.2.2.4 含油污泥对地下水的影响

本项目产生的含油污泥暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置，不会对当地地下水产生影响。

5.2.3 事故状态下对地下水的影响分析

5.2.3.1 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。

本项目油井在钻井过程中一开采用 311.0mm 钻头钻至井深 200m，下入 244.5mm 表层套管，采用内管注固井工艺固井，水泥浆返至地面。封隔上部松散易塌流沙层和地表水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。二开最采用 206mm 钻头钻至设计井深，下入 139.7mm 油层套管，固井水泥返至地面。根据地下水资料可知，本项目区域地下水深度在 15.4m，钻井采用水泥固井，对潜水所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

5.2.3.2 油水窜层对地下水的污染影响

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

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，原油物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

5.2.3.3 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。

5.2.3.4 原油泄漏对地下水的影响

在项目运行期间的正常工况下，管道和各装置与地下水环境是隔绝的，输送的油品不会与地下水体之间发生联系。工艺管线及保护套管均采用保温和防腐材质，如不发生泄漏事故，在正常情况下不会对地下水产生影响。因此，输油管线运行期间对地下水环境可能产生不利影响主要是突发事故，包括断裂产生的泄漏及燃烧等。

（1）地表污染物在包气带土壤中的下渗

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

油品泄漏具有点源、瞬时污染和非持久性污染特点，对地下水产生影响的概率较小。根据环评的“最不利”原则，按油品或含油污水泄漏后下渗到含水层的情景进行预测分析，地下水埋深大于 100m，包气带渗透系数为 3.7～4.3m/d，则由此推算评价区域内污染物渗透穿过包气带的时间为：t＝23（d）。即当污染物连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，污染物在 23d 左右可到达潜水层。如果考虑以上作用，污染物穿过包气带到达地下水所需时间会更长一些。

（2）油品泄漏对地下水的影响分析

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，油溢出的最大浓度按 200mg/L 计，并成为污染地下水的源强浓度。

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

$$e_i = C_0 \cdot e^{-kt} \qquad t^{1/2} = 0.693/k$$

式中：

e_i——预测浓度（被降解后的浓度），按 0.3mg/L 计；

C_0——污染源强（mg/l），按 200mg/L 计；

k——有机物的降解速率常数（/d），根据相关研究，按 0.015 计；

t——降解发生的时间（d）；

$t^{1/2}$——有机物的半衰期（d）；

有机污染物的一级衰减详见图 5.2-1。

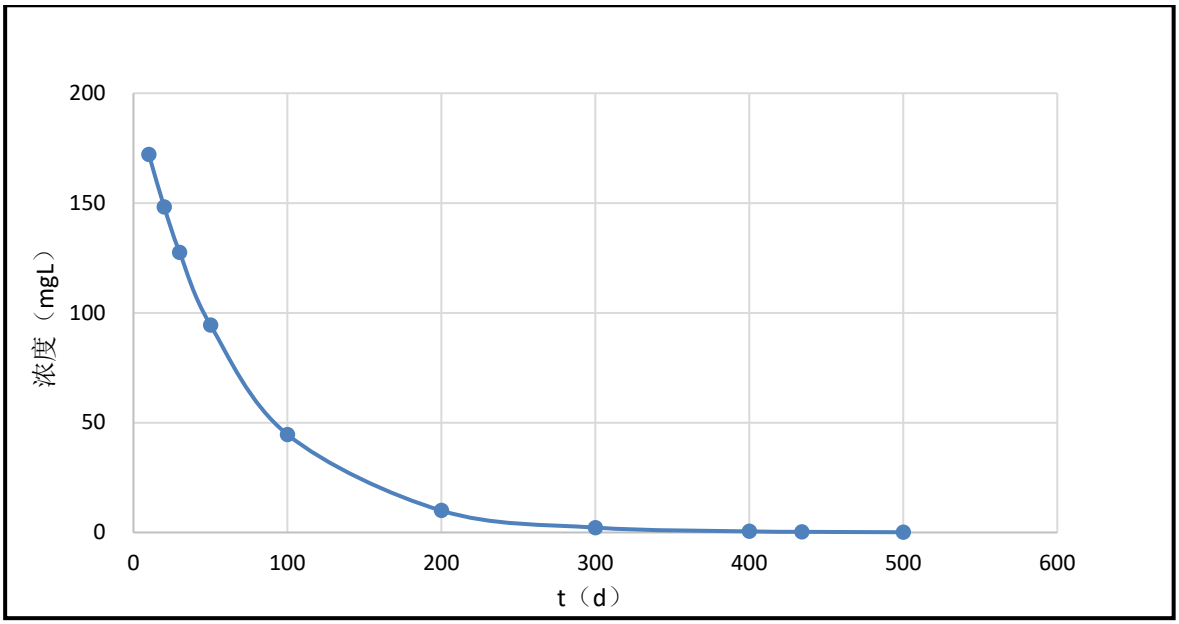


图 5.2-1　有机污染物的一级衰减曲线

输油管道必须采取必要的防渗和防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。

管道和抽油机等装置处石油发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，可以预防为主。

在事故发生后，建设单位及当地环境保护部门会组织专门力量进行污染物的清除工作，会在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，同时，油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，管道原油泄漏事故中泄漏原油到地下水含水层的可

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截断事故段两侧的截断阀，缩短原油泄漏时间，则可大大减少原油泄漏量，将非正常状况下原油泄漏对地下水环境的影响控制在最小程度。

本工程在开发期和运营期，只要建设方严格按照拟定的环保措施进行，对生产和生活废水进行妥善处置，在发生原油泄露时按照应急预案及时采取应急处置措施，对地下水环境影响小。

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、发电机、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 80-100dB(A)。

根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，没有集中固定居民居住。因此项目建设过程中产生的噪声主要对施工人员产生影响，不产生噪声扰民现象。

根据类比监测，钻井井场边界附近（1m 处）昼夜间噪声约 73dB(A)，按照《环境影响评价技术导则 声环境》推荐的噪声衰减模式对钻井场地噪声影响范围进行计算：

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　　噪声影响计算统计

序号	设定声级（dB(A)）	距离井场边界的距离（m）
1	73	1

序号	设定声级（dB(A)）	距离井场边界的距离（m）
2	70	1.5
3	65	2.6
4	60	5
5	55	8
6	50	14.2
《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。施工噪声昼间的噪声影响范围 1.5m，夜间的噪声影响范围 8m，经调查，项目各井场距项目边界最近距离为 20m，因此，项目厂界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)的要求。

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

5.3.2 营运期声环境影响分析

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，故在运营期间本项目不会产生扰民现象。同时，本项目对各类机泵设施加装变频，有效使设备在各种工况下达到最佳状态，降低噪声影响。

综上所述，项目生产运营中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。根据类比其他区域环境影响评价，区域昼间、夜间噪声值均可达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，没有超标现象。

5.4 固体废物影响分析

5.4.1 固体废物产生和分类

油田开发过程中产生的固体废物主要为：①开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、施工弃土和少量施工生活垃圾等；②运营期产生的油泥、落地原油等。

（1）危险废物

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

表 5.4-1　本项目危险废物具体名录

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

（2）一般工业固体废物

废弃泥浆、岩屑：经调查，项目钻井期使用的泥浆体系为 MEG 泥浆体系，MEG+弱凝胶泥浆体系，为环保水基泥浆，未添加磺化物，根据《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》（新环发[2016]360 号），本项目废弃泥浆、岩屑属于非磺化类水基泥浆，为一般工业固体废物。

本项目施工期、运营期产生的固体废物排放情况见表 5.4-2。

表 5.4-2　固体废物产生及处置情况汇总

阶段	固废种类	排放量	属性	处理、处置方式
施工期	泥浆	3080.93m^3	一般固废	经固液分离后，液相循环使用，用于钻井液的配制，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后就地防渗填埋
	岩屑	1005.9m^3	一般固废	
	施工弃土	11286m^3	一般固废	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	8.4t/a	生活垃圾	集中收集至三塘湖采油厂生活点附近的垃圾填埋场进行卫生填埋
运营期	油泥（砂）	16.06t/a	危险废物	暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置
	落地油	1.3t/a	危险废物	作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至牛圈湖联合站原油处理系统处理

5.4.2 施工期固体废物影响分析

本项目在钻井过程中所产生的固体废物主要是钻井岩屑、泥浆，经固液分离后，液相循环使用，用于钻井液的配制，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后就地防渗填埋。

岩屑本身无污染物，其主要成份为水和膨润土；泥浆中不含磺化物、铬等有毒物质，

均属于一般工业固废，对井场周围的环境影响较小。

在地面工程施工中，会产生一定量的生活垃圾、建筑垃圾。将这些生活垃圾运至三塘湖基地生活垃圾填埋场进行卫生填埋；建筑垃圾运至地方工业垃圾处理场进行处理。与油田开发过程中产生的固体废物对环境的影响相比，地面施工过程影响时间短、影响程度小。

5.4.3 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）。

（1）落地原油

油田在钻井、试油、修井、采油及运输等过程中将会产生落地油。

根据现场调查，建设单位在落地油处理中采取了有效措施，井下作业必须带罐（车）操作，将落地油 100%进行回收，回收后的落地原油拉运至牛圈湖联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

井喷、井漏及管线、储罐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。原油落地后上层能收集的原油回收送至牛圈湖联合站原油处理系统处理，无法收集的原油和受侵染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2016 本）HW08 废矿物油和含矿物油废物，送至牛圈湖废渣场暂存，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）油泥（砂）

本项目生产过程中产生的油泥（砂）在牛圈湖废渣场暂存，下一步交由有资质的单位进行无害化处置。

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。

5.4.4 退役期固体废物影响分析

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，对这些废弃管线、残渣将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，暂存

在牛圈湖废渣场，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.5 生态环境影响分析

5.5.1 生态环境影响因素及类型

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

5.5.1.1 生态环境影响类型

（1）占地对地表土壤、植被影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

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

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站、道路等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

（2）污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源强小，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（绿化工程），较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

5.5.1.2 生态环境影响因素

环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油田开发工程（钻井、地面设施建设、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

本项目部署井数 14 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

管道敷设过程中的地沟挖掘、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）10.45km，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。

（3）道路

根据工程分析，在油田区内部需修建道路 5.4km，主要影响因素是修路过程中的施工行为，包括道路修建过程中的土方、路基平整、道路占地及施工机械的运行等。道路建成后的占地为永久性占地，路基两侧影响范围内的占地为临时性占地。

（4）地面构筑物的修建

本工程新建计量阀组 2 座，改造拉油站 2 座、注水站 1 座、计量阀组 1 座及配套的供配电、消防等地面建筑。地面构筑物修建过程中土方的产生及堆放、占地为主要的生态影响因素。设计中已经充分考虑了这些影响，各站场的选址尽可能选在地势平坦，且地表植被较少的地段，最大限度减少土方量，将对植被的影响限制到最小。

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。
地面构筑物建设	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2、施工过程对四周植被和土壤产生不利影响。

5.5.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

（1）永久性占地区域

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

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

（2）临时性占地区域

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

5.5.2 工程占地影响分析

根据调查，本工程区块建成后新增占地 47.995hm^2，其中永久占地 4.11hm^2，临时占地 14.48hm^2。

由于项目施工和建设改变了土地利用现状，其排放污染物也可间接影响周围区域现有的生态系统。但由于本工程占地所在区域内没有敏感的、受国家重点保护的动、植物，因此，本工程间接影响的区域一般不会造成当地物种的明显变化，自然组分受干扰较小。

5.5.3 对植被的影响分析

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

5.5.3.1 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、道路、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。

项目位于荒漠地区，生物生产量按照 0.75t/（hm^2·a）计算，本项目对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响下表 5.5-2。

表 5.5-2　　评价区域占地类型及生物量损失

植被类型	占地类型	工程内容	占地面积（hm^2）	生物量损失（t/a）	影响时间（a）
裸地	永久占地	井场	1.68	1.26	永久
		井场道路	2.43	1.82	永久
	小计		4.11	3.08	——
	临时占地	井场	5.04	3.78	3-5
		井场道路	1.08	0.81	3-5
		管线	8.36	6.27	3-5
	小计		14.48	10.86	——
合计			18.59	13.94	——

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 14.48hm^2，永久占地面积为 4.11hm^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 18.59hm^2 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 13.94t/a（见表 5.5-2）。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

5.5.3.2 道路修建对植被的影响

本项目建设过程中需修建油区简易道路 5.4km。在道路修建过程中，除了路基永久性地占用原有土地外，主要影响的是道路两侧的植被。施工完成后，由于区域内有冬季降雪，在融雪季节道路两侧有积水产生，有利于荒漠植被的自然恢复。

5.5.3.3 管线敷设对植被的影响

集输管线的敷设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道敷设过程中管沟部分的植被被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的集输管线管径较小，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表

进行平整后，植物会逐渐自然恢复。

5.5.3.4 人类活动对植被的影响

项目开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区形成次生荒漠化。但评价区植被分布不均匀，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

5.5.3.5 突发性事故对植被的影响

项目开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和含油污水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

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

5.5.4 对野生动物的影响分析

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

5.5.4.1 施工期对野生动物的影响

井场构筑物建设、管道敷设及道路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，

而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和生活基地等人员活动较多的区域。

5.5.4.2 运营期对野生动物的影响

在生产运营期内，部分野生鸟类和兽类（啮齿类动物）将逐渐适应新的环境而在开发区域内重新出现；在采油井场、噪声较小的场站周围，常见有麻雀等活动。就整个区域而言，区域内野生脊椎动物种类和种群数量没有明显变化。

5.5.4.3 事故对野生动物的影响

发生事故时常常导致原油及天然气的泄出和渗漏，从而可能影响工程区域内的野生脊椎动物的生存环境。事故类型的不同，对野生动物的影响范围和程度也有所不同。当发生井喷事故时，井场周围范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对保护动物不会造成影响。如果发生火灾事故，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

5.5.4.4 对野生动物分布的影响

本项目开发区位于荒漠，原始动物类型中有荒漠型动物类群分布。开发建设进入运营期后，由于场站等的建设，改变了原有的动物食物结构，因而在荒漠区会形成伴人型动物（啮齿类及伴人型鸟类）的新动物群落，改变开发区域内野生动物的原有区系分布状况。

5.5.4.5 对野生动物生境的影响

区域内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，开发过程中的钻探和地面建设占地将使原有野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于未干扰时有所减少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类（啮齿类）和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩散，而钻井作业结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.5.5 对土壤的影响分析

5.5.5.1 正常情况下对土壤环境的影响

正常生产情况下，对土壤环境的影响主要为对各类土壤的永久性占用，运行期内将改变土地原有利用方式。

类比其他油田周围污染现状调查结果，正常工况下，油气集输过程中落地油对土壤的污染主要集中在表层 0~20cm，仅在采油井周围 50m 内，一般多呈点片状分布，对土壤的影响仅在局部和表层，影响不大。

5.5.5.2 事故状态对土壤环境的影响

（1）井喷

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

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的 0~20cm 表层土壤，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

（2）集输管线泄漏

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

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

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

5.5.6 对荒漠生态景观的影响分析

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 4.11hm^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 4.11hm^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，同时还增加了局部区域的异质性。

5.5.7 生态系统结构和功能完整性

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 5.5-3。

表 5.5-3　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
	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。

本项目建设区域内没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，本项目占地面积 18.59hm^2，其中永久占地 4.11hm^2，临时占地 14.48hm^2，占地类型主要为戈壁，地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对

于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.6 环境风险评价

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）和国家环境保护总局《关于防范环境风险加强环境影响评价管理的通知》，项目实施后环境风险评价的基本内容包括风险调查、环境风险潜势初判、风险识别、风险事故情形分析、风险预测与评价、环境风险管理等，其具体如下：

（1）项目风险调查。在分析建设项目物质及工艺系统危险性和环境敏感性的基础下，进行风险潜势的判断，确定风险评价等级。

（2）项目风险识别及风险事故情形分析。明确危险物质在生产系统中的主要分布，筛选具有代表性的风险事故情形，合理设定事故源项。

（3）开展预测评价。各环境要素按确定的评价工作等级分别预测评价，并分析说明环境风险危害范围与程度，提出环境风险防范的基本要求。

（4）提出环境风险管理对策，明确环境风险防范措施及突发环境事件应急预案编制要求。

（5）综合环境风险评价过程，给出评价结论与建议。

5.6.1 风险潜势初判

本项目涉及的风险物质为石油，本次评价按集输管网管径、拉油站储罐体积计算原油在线量，以此计算危险物质与临界量的比值（Q 值）。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C，Q 按下式进行计算：

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

式中：q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，该项目风险潜势为I；

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

本项目 Q 值具体见表 5.6-1。

表 5.6-1　环境风险物质与临界量的比值结果

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
1	原油	/	615	2500	0.246
项目 Q 值 Σ					0.246

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)附录 C 要求，当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ，不再对行业及生产工艺(M)及环境敏感程度(E)进行判定，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.6.2 环境保护目标识别

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。项目区周围 5km 范围内没有固定的居民居住、无重要生物群落、无地表水体，如泄漏物料遇明火发生火灾或爆炸，仅对现场工作人员造成影响，因此应保护现场工作人员的人身安全，及时撤离，不因本项目的风险事故而遭受人身伤害。

5.6.3 环境风险识别

5.6.3.1 物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油，其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.6-2。

表 5.6-2　物质危险性一览表

名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
原油	有各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	原油本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状。	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100、℃ 沸点：300-325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1-6.4%（v） 自然燃点 380-530℃	属于高闪点液体

5.6.3.2 生产设施危险性识别

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、站场、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。钻井过程中遇到地下油、气、水层时，油、

气或水窜进井内的钻井液里，加快了即将流动和循环的速度。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、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）站场危险性识别

拉油站等油气集输、储运设施等发生泄漏会引发火灾、爆炸事故。站场常见的事故主要是因腐蚀造成管汇撬、管线等发生泄漏，泄漏后还有可能引起火灾和爆炸，在影响人身和设备安全的同时，污染环境。本项目 3 座计量阀组，2 座集中拉油站，各场站站内布置相对集中、操作条件要求严格，正常情况下不会有环境风险发生。

（3）输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，事故发生时会有大量的原油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

（4）罐车原油泄漏

本项目集中拉油站原油由罐车拉运至牛圈湖联合站，因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，原油拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内采出液溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

5.6.3.3 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）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。

（2）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。

（3）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。

（4）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。

5.6.4 环境风险分析

（1）对土壤的影响分析

拉油罐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性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

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

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；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。在泄漏事故发生的最初，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表层 20cm 以上深度内积聚）。

（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。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

（3）对地下水环境的影响

拉油罐泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，定期对储罐上的安全保护设施，如截断阀进行检查，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，送至主体装置区进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm～10cm 或 0cm～20cm 表层土壤中，其中表层 0cm～5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对当地地下水体环境产生大的影响。

（4）对大气环境的影响分析

拉油罐泄漏后，原油进入环境空气，其中的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.6.5 环境风险防范措施

5.6.5.1 钻井、井下作业风险防范措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井

口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

（2）固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

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

（4）钻井、井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地侵染土壤产生的含油污泥交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

5.6.5.2 井场事故风险防范措施

（1）井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地侵染土壤交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。

（2）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。

（3）在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（4）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

（5）储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

5.6.5.3 集中拉油站事故风险防范措施

（1）原油储罐应进行防腐，焊接要经过 100%探伤，选择刚性不燃的坚固基础，投用前须严格按照《压力容器安全技术监察规程》进行强度和气密性试验。

（2）在储罐区严格用火管理；采用有效的避雷装置和接地装置等防止雷电的措施。

（3）加强储罐和管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

（4）定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

（5）储罐四周设防火堤，使储罐漏液时不至于外流。

（6）站内所有设备、管线应做防雷、防静电接地。

（7）安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

（8）在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规范设置可燃可燃气体报警装

置。

5.6.5.4 管线事故风险防范措施

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

（2）定期对设备进行维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（3）定期对输油管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（4）在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患。

（5）严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

5.6.5.5 运输过程风险防范措施

（1）配备具有危险货物运输资质的驾驶员和押运员。

（2）出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

（3）采出液装卸参照《汽车运输危险货物规则》（JT617-2004）配装表中进行，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装采出液时，应预留容积不得少于罐体总容量 5%的膨胀余量。采出液中的石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。

（4）行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看车箱底部四周有无泄漏液体，若有原油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

（5）检查随车配备的消防器材的数量及有效性。要随车携带不发火的工具、专业堵

漏设备、劳动防护用品，不得穿钉子鞋和化纤服装。运输过程中如发生事故时，驾驶员和押运员应立即向安全生产管理部门、环境保护部门、质检部门报告，并应看护好车辆，共同配合采取一切可能的警示、救援措施。

5.6.6 突发环境事件应急预案

本工程针对环境风险事故已采取多种防范措施，将风险事故的概率降至较低的水平，但概率不会降为零，一旦发生事故仍需采取应急措施，控制和减少事故危害，根据《突发环境事件应急管理办法》(原环境保护部令第 34 号)、《危险废物经营单位编制应急预案指南》(原国家环境保护总局公告 2007 年第 48 号)、《新疆维吾尔自治区突发环境事件应急预案编制导则(试行)》(新环发(2014)234 号)、《危险废物经营单位审查和许可指南》(环境保护部公告 2009 年第 65 号)等文件要求，以及项目运行过程中存在的风险事故类型，需制定适用于本工程的事故应急预案，以便在事故发生后，迅速有效的采取应急措施，在短时间内使事故得到有效控制。

（1） 应急预案编制程序

环境风险应急预案编制程序见图 5.6-1。

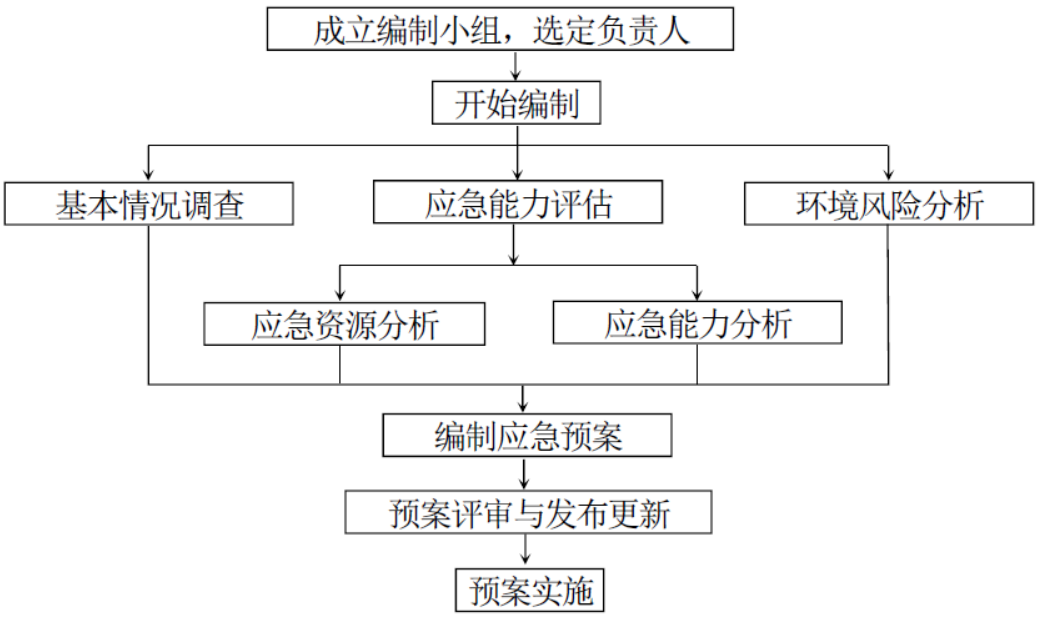


图 5.6-1 环境风险应急预案编制工作程序

（2） 应急预案主要内容

本工程应根据环境风险特点，制定相应的应急预案，具体应急预案编写内容及要求

见表 5.6-3。

表 5.6-3　环境风险事故应急预案内容

序号	项目	内容及要求
1	应急预案简介	包括应急预案编制目的、适用范围、文本管理及修订
2	单位基本情况及周围环境综述	包括单位基本情况、危险废物及其经营设施基本情况、周边环境状况
3	启动应急预案的情形	明确启动应急预案的条件和标准
4	应急组织机构	以事故应急响应为主线，明确事故报警、响应、结束、善后处置等环节的主管部门与协作部门及其职责；以应急准备及保障机构为支线，明确各应急日常管理部门及其职责；要体现应急联动机制；明确发生事故时应请求支援的外部应急/救援力量名单及其可保障的支持方式和支持能力，装备水平、联系人员及联系方式、抵达时限等，并定期更新。
5	应急响应程序-事故发现及报警(发现紧急状态时)	规定单位内部发现紧急状态时，应当采取的措施及有关报警、求援、报告等程序、方式、时限要求、内容等；明确哪些状态下(如泄漏、火灾或爆炸可能威胁单位/厂区外的环境或人体健康时)应当报告外部应急/救援力量并请求支援；明确哪些状态下(如在事故可能影响到厂外的情况下)应当自行或协助地方政府向周边临近单位、社区、受影响区域人群发出警报信息以及警报方式
6	应急响应程序-事故控制(紧急状态控制阶段)	明确接到发生事故后，各应急机构应当采取的具体行动措施。包括响应分级、警戒与治安、应急监测、现场应急处置措施和应急响应终止程序。明确应急预案的启动级别及条件；明确事故应急状态下的现场警戒与治安秩序维护的方案，包括单位内部警戒和治安的人员以及同当地公安机关的协作关系；明确事故状态下的监测方案，包括检测泄漏、压力集聚情况，气体发生的情况，阀门、管道或其他装置的破裂情况，以及污染物的排放情况等；明确各事故类型的现场应急处置的工作方案，包括现场危险区、隔离区、安全区的设定方法和每个区域的人员管理规定，切断污染源和处置污染物所采用的技术措施及操作程序，控制污染扩散和消除污染的紧急措施；预防和控制污染事故扩大或恶化的措施，污染事故可能扩大后的应对措施，有关现场应急过程记录的规定等
7	应急响应程序-后续事项(紧急状态控制后阶段)	明确事故得到控制后的工作内容。如应急协调人必须组织进行后期污染监测和治理，清理事故现场，进行事故总结和责任认定，报告事故，将事故记录生成记录，补充和完善应急装备，修订和完善应急预案等
8	人员安全及救护	明确紧急状态下，对伤员现场急救、安全转送、人员撤离以及危害区域内人员防护等方案
9	应急装备	列明应急装备、设施和器材清单，清单应当包括种类、名称、数量以及存放位置、规格、性能、用途和用法等信息，以利于在紧急状态下使用。规定应急装备定期检查和维护措施，以保证其有效性
10	应急预防和保障方案	包括预防事故的方案、应急设施设备器材及药剂的配备、保

序号	项目	内容及要求
		存、更新、养护等方案；应急培训和演习方案
11	事故报告	规定向政府部门或其他部门报告事故的时限、程序、方式和内容等
12	事故的新闻发布	明确事故的新闻发布方案，负责处理公共信息的部门，以确保提供准确信息，避免错误报道
13	应急预案实施和生效时间	明确应急预案实施和生效的时间
14	附件	包括组织机构名单、值班联系通讯表、组织应急响应有关人员联系通讯表、危险废物相关方应急咨询服务通讯表、外部应急救援单位联系通讯表、政府有关部门联系通讯表、单位平面布置图及撤离路线、危险废物相关生产环节 流程图、危险废物理化特性及处理措施简表、应急设施配置图、周边区域道路交通示意图和疏散路线、交通管制示意图，周边区域的单位、社区、重要基础设施分布图及有关联系方式，供水、供电单位的联系方式，风险事故评估报告，保障制度等

5.6.7 环境风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为储罐破裂、火灾爆炸等几种类型。工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

表 5.6-4　环境风险评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="10">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。</td></tr>
<tr><td rowspan="10">风险调查</td><td rowspan="2">危险物质</td><td>名称</td><td>原油</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>存在总量</td><td>615t</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="8">环境敏感性</td><td rowspan="2">大气</td><td colspan="4">500m 范围内人口数小于 500 人</td><td colspan="4">5km 范围内人口数小于 1 万人</td></tr>
<tr><td colspan="8">每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）__/___人</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地表水</td><td colspan="2">地表水功能敏感性</td><td colspan="2">F1 □</td><td colspan="2">F2 □</td><td colspan="2">F3 □</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境敏感目标分级</td><td colspan="2">S1 □</td><td colspan="2">S2 □</td><td colspan="2">S3 □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="2">地下水功能敏感性</td><td colspan="2">G1 □</td><td colspan="2">G2 □</td><td colspan="2">G3 □</td></tr>
<tr><td colspan="2">包气带防污性能</td><td colspan="2">D1 □</td><td colspan="2">D2 □</td><td colspan="2">D3 □</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">物质及工艺系统危险性</td><td>Q 值</td><td colspan="2">Q＜1☑</td><td colspan="2">1≤Q＜10 □</td><td colspan="2">10≤Q＜100 □</td><td>Q＞100 □</td></tr>
<tr><td>M 值</td><td colspan="2">M1 □</td><td colspan="2">M2 □</td><td colspan="2">M3 □</td><td>M4 □</td></tr>
<tr><td>P 值</td><td colspan="2">P1 □</td><td colspan="2">P2 □</td><td colspan="2">P3 □</td><td>P4 □</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">环境敏感程度</td><td>大气</td><td colspan="2">E1 □</td><td colspan="3">E2 □</td><td colspan="2">E3□</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="2">E1 □</td><td colspan="3">E2 □</td><td colspan="2">E3 □</td></tr>
<tr><td>地下水</td><td colspan="2">E1 □</td><td colspan="3">E2 □</td><td colspan="2">E3 □</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险潜势</td><td>IV+□</td><td colspan="2">IV □</td><td colspan="2">III □</td><td colspan="2">II □</td><td>I☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价等级</td><td colspan="3">一级□</td><td colspan="2">二级□</td><td colspan="2">三级□</td><td>简单分析☑</td></tr>
<tr><td rowspan="3">风险识别</td><td>物质危险性</td><td colspan="4">有毒有害□</td><td colspan="5">易燃易爆☑</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="3">泄露☑</td><td colspan="6">火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="3">大气☑</td><td colspan="3">地表水□</td><td colspan="3">地下水□</td></tr>
<tr><td colspan="2">事故情形分析</td><td>源强设定方法</td><td colspan="2">计算法□</td><td colspan="3">经验估算法□</td><td colspan="3">其他估算法☑</td></tr>
<tr><td rowspan="5">风险预测与评价</td><td rowspan="3">大气</td><td>预测模型</td><td colspan="2">SLAB □</td><td colspan="3">AFTOX □</td><td colspan="3">其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测结果</td><td colspan="8">大气毒性终点浓度-1 最大影响范围____m</td></tr>
<tr><td colspan="8">大气毒性终点浓度-2 最大影响范围____m</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="9">最近环境敏感目标_____，到达时间_____h</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="9">下游厂区边界到达时间_____d</td></tr>
<tr><td colspan="9">最近环境敏感目标_____，到达时间_____d</td></tr>
<tr><td colspan="2">重点风险防范措施</td><td colspan="9">双层油罐、双层输油管线、设置环保沟和水封井，加油区域地面采取防渗措施。</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论与建议</td><td colspan="9">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</td></tr>
</table>

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）钻井过程大气污染防治措施

①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，可以通过采用高效设备的方式，减少污染物影响。

②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，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，使污染物达标排放，减轻对大气环境的影响。

（2）地面施工大气污染防治措施

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在井场建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，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，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度＜40km/h）。

②井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成戈壁砾石移动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

③集输管线尽可能沿公路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制 2m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，对开挖土壤及时回填，减少风蚀概率；土方应放置在背风一侧，尽量平摊，从管沟挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置风障。

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）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，防止油气泄漏进入大气环境。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减

少油气集输过程中烃类及油的排放量。

6.2 水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

6.2.1.1 钻井废水防治措施

（1）施工期钻井液经固液分离出的液相全部回用于钻井。

（2）使用水基钻井液，钻井过程中，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（3）在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行固封处理，可有效保护地下水层。

（4）对产生的废水排放进行严格管理，项目在钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，不会对所在区域地下水产生影响。

（5）钻井施工过程中采用两层套管序列井身结构，采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井。根据地下水资料可知，本项目区域浅层地下水深度在 15.4m，承压水埋深约在 100m，一开钻井采用水泥固井，钻至 200m，对浅水池以及承压水层所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。

在固井完井过程中，应按设计规定实施，确保施工质量，不得因固井不合格造成油气窜入地层，污染地下水源；应保证表层套管封固质量完好，防止井漏及油气窜层而污染地下水。防止井漏对区域地下水环境的影响。

6.2.1.2 管道试压废水防治措施

管道试压废水主要污染物为 SS，浓度在 40～60mg/L，用作为荒漠绿化或道路降尘。

6.2.1.3 施工期生活污水防治措施

据现场调查，钻井队均设置了可移动生活污水收集罐，定期清运至生活基地污水处理设施处理，不会对环境造成污染。

6.2.2 运营期废水防治措施

（1）井下作业过程中，严格按照吐哈油田分公司环境保护规定的要求，带罐作业，井下作业废水严禁直接外排，作业单位自带回收罐回收作业废水；洗井废水先运至牛圈

湖联合站的干化池（联合站北侧，5000m^3×2 座）内，稳定后进入联合站污水处理厂系统处理，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，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。

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

（3）井下作业施工单位应配备具有足够容量的油水罐，保证施工中产生的废液、废水全部进罐回收。

（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。

（5）修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

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）泥浆泵、钻机、柴油发电机等设备采用低噪声设备，降低噪声源强，加快施工进度，避免及减少形成污染影响。在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响。

（2）定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机、压裂车等高噪声设备。

（3）泥浆泵、柴油发电机和钻机等高噪声设备，应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）做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作。

（5）少量需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间。

6.3.2 运营期噪声防治措施

（1）尽量选用低噪声设备。

（2）对噪声强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，

采用不同的控制手段。

（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）实行工人巡检制，减少操作工人在该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

（6）定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

6.4 固废污染防治措施

6.4.1 施工期固废污染防治措施

6.4.1.1 钻井泥浆污染防治措施

（1）由于开挖大循环池存放钻井液及岩屑的形式会造成土壤及地下水污染，破坏生态环境，三塘湖采油厂根据《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》（新环发[2016]360 号）的相关要求，对本工程施工期产生的岩屑及钻井液采用固液分离方式处置，液相循环使用，用于钻井液的配制，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后就地防渗填埋，并逐步推行钻井废弃物不落地处置方式。

钻井废弃物不落地达标处理技术工艺流程如图 6.4-1 所示。工艺流程说明如下：

不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，钻井液及岩屑进入不落地系统后，经以下步骤进行处理：

钻井废弃物不落地装置工艺流程如下：

a、钻井液、岩屑经振动筛、除砂器、离心机多级分离后，实现初步分离，分离后的固相进入收集箱，再输送至甩干机和离心机进行二次深度固液分离，二次分离出的液相回用，分离出的固相进入固化罐，投加固化剂，进行钻井固体废弃物固化/稳定化作业。固化后进行检测，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）就地防渗填埋。

b、初步分离出的液相进入废水收集罐。通过废水收集罐进行处理，处理后的再生钻井液进入处理水储罐内用于钻井液配制。

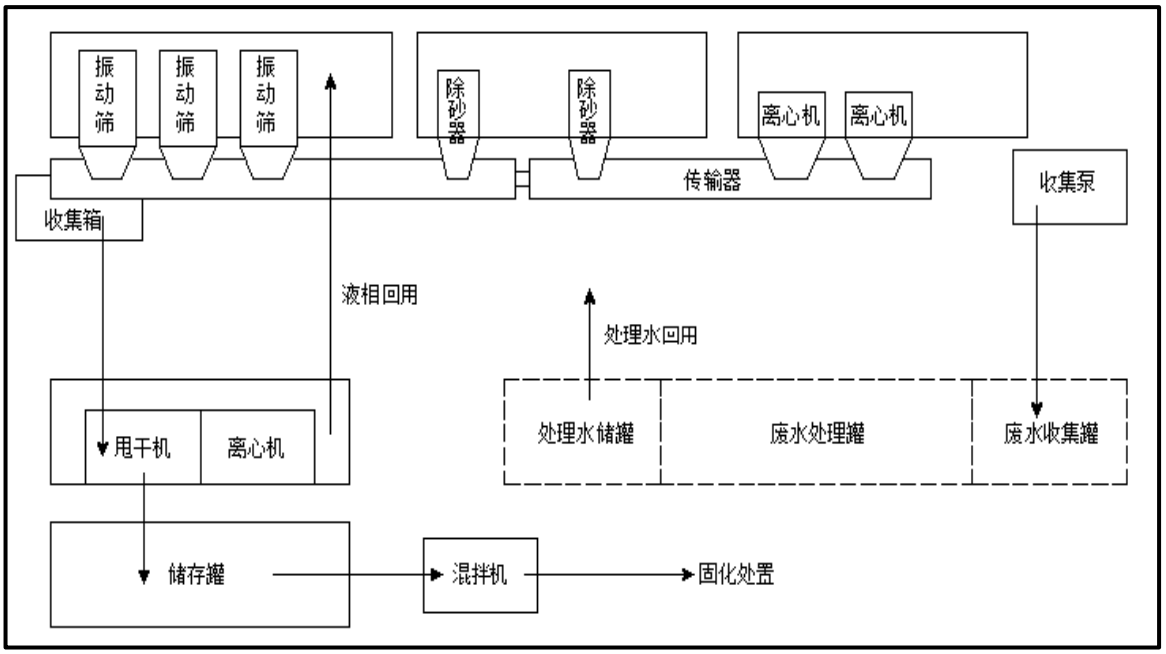


图 6.4-1 不落地处理系统工艺流程图

（2）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。

（3）施工结束后，施工废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

（4）施工营地设置生活垃圾箱，生活垃圾集中收集后定期清运至三塘湖基地生活垃圾填埋场填埋处理。

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牛圈湖联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

（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。

6.4.2.2 含油污泥污染防治措施

本项目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。暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置。

（1）牛圈湖废渣场依托可行性

牛圈湖区块东南建有 10000m^3 废渣场 1 个，主要贮存油泥砂等。中心坐标为东经 94°07′20″，北纬 43°55′30″。按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单的要求进行设计建设，采用 2mmHPD3 防渗薄膜，上用黄土夯实。已通过环保验收（《关于三塘湖油田牛圈湖区块开发建设工程竣工环境保护验收意见的函》（新环评价函[2011]255 号），详见附件）。

经调查，目前该废渣场已存放量为 7500m^3，剩余容量 2500m^3。

图 6.4-1　牛圈湖废渣场现状照片

（2）牛圈湖废渣场场地选址情况

经现场勘查，牛圈湖废渣场选址可满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单的要求，选址合理。

具体要求如下：

①场地应选择在油田作业区内。

②场地应距离城镇、行政村 5km 以上，距离省级公路 10km 以上。

③场地应避开湿地、低洼汇水处、泄洪道、泥石流易发区及自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、水源涵养区、生态公益林、基本草原、基本农田和其他需要特别保护的区域。

④场地常年地下水稳定潜水位应在 3m 以下，距离地表水多年平均水位线 5km 以上，当地多年平均降水量在 200mm 以下，蒸发量在 1500mm 以上，土地类型属于荒漠、戈壁的区域。

⑤场地不得位于已经被政府或行政管理部门规划进行开发利用的区域。

（3）含油污泥的管理要求

含油污泥属危险废物，其管理按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》、《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》（新环发[2016]360 号）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）和《吐哈油田分公司含油污泥管理办法》的要求进行严格的管理，主要要求如下：

1）含油污泥属危险废物，储存、处置要严格执行国家和地方环保部门的环保规定；

2）主要管理职责

①含油污泥产生单位为含油污泥管理责任主体，负责日常管理工作；

②含油污泥产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明含油污泥产生原因、回收数量和地点（站、队、点、井号及管线部位等），负责与含油污泥处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任；

3）监督管理

①含油污泥处置单位必须取得环保部门颁发的危废处理许可证和油田公司市场准入证；

②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；

③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；

④含油污泥产生和处置单位要签订经济合同，内容要满足《废矿物油回收利用污染

控制技术规范》（HJ607-2011）要求，处理后泥土中含油率应小于 2%。合同条款中应明确泥土去向，满足政府环保部门要求，不准随意抛弃、堆放；

⑤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；

⑥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；

⑦公司安全环保处会同相关部门不定期检查含油污泥收集、贮存、运送、处置过程，结果纳入 HSE 管理考核内容；

⑧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；

4）贮存、运输、处置主要管理规定

①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；

②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。

③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。

④处置单位应为从事含油污泥收集、运送、贮存、处置人员配备必要的防护用品。

6.5 生态环境保护措施

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

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 井场、管线等工程生态保护措施要求

（1）对油田区域内的临时性占地（井场、道路、管线）等合理规划，严格控制占地

面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

①井场（采油井）永久占地 30m×40m，注水井井场永久占地 30m×40m；

②施工占地：水平井控制在 80m×60m；

③集油管线施工作业带宽度不得超过 8m

④注水管线施工作业带宽度不得超过 8m；

⑤道路施工作业宽度不得超过 2m；

（2）钻井废弃物 100%回收，减少对周围土壤、植被的影响。

（3）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。

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

6.5.1.2 管线工程生态保护措施要求

（1）对油田区域内的临时性占地（管线埋设）合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域。管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大，支线管道施工作业带宽度控制在 8m，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）管线敷设力求线路顺直，缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上，减少扰动土地。

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

（6）施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工

效率，尽可能缩短施工工期。

6.5.1.3 道路工程生态保护措施要求

（1）无道路区域作业车辆“一”字型行驶

道路施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆沿原有道路行驶，不得并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

（2）道路选线过程中应尽量利用原有道路，新建巡检道路选线尽量沿管线敷设走向铺设，避让植被密集区域。

（3）道路施工扰动宽度控制在 2m。

（4）严禁在道路两侧取弃土。

6.5.1.4 对荒漠植物生态保护措施要求

经调查，项目区域绝大部分地段很少或根本无植物生长，地表大面积裸露，景观单调，项目区的植被利用价值低。无重点保护野生植物。

对于荒漠植物的生态保护要求如下：

（1）设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。

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

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

（4）井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

（5）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荒漠野生植物生存环境造成威胁。

（6）加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。

6.5.1.5 对野生动物的生态环保措施要求

经调查，项目评价区域气候极端干燥，为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一，没有国家及自治区级保护动物。

对于野生动物的生态保护要求如下：

（1）设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（2）为了更好的保护野生动物，建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

（3）对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

（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，避免对野生动物的惊扰。

6.5.1.6 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和道路施工期和钻井期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线、道路、井工程等项目承包招标书中。

6.5.1.7 其它生态保护措施要求

（1）在工程管理和施工人员进场前进行环境教育及相关培训；

（2）严禁施工人员进行非石油生产的其它活动，如：严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物；并在在施工营地、施工便道及钻井区设置“保护野生动植物”等警示牌，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。

（3）施工期避开大风天气作业，避免风蚀引起的水土流失。所有挖方均进行回填，不产生弃土。

（4）施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做的工完料净场地清，以利于植被的自然恢复。

6.5.2 运营期生态环境保护措施

本项目严格遵守国家和地方有关野生动植物保护和水土保持等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展起到了一定的积极作用。

6.5.2.1 井场等永久占地工程生态保护措施要求

永久占地地面硬化：由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量；对油田区及油田公路、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。

6.5.2.2 其它生态保护措施要求

（1）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。

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

（3）定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

通过上述处理方法，油田运营期产生的污染物不会对环境造成危害。

6.5.3 退役期生态环境保护措施

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终进入退役期。当油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的开发工作人员将陆续撤离，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

退役期生态环境保护措施如下：

（1）扬沙污染防治措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

（2）固体废物污染防治措施

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。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

（3）及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生污染地下水和土壤。

（4）井场地表恢复

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，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。

油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.5.4 生态恢复方案

6.5.4.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

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

（1）禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其它法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

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

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

6.5.4.2 生态环境分区恢复治理

（1）井场生态恢复治理

①永久占地治理措施

施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

②临时占地治理措施

工程施工结束后，应对井场、管线等施工共计 14.48hm^2 的临时占地内的土地进行平

整，实施砾石覆盖等措施。

钻井开始前应先对井场占地范围内进行平整，弃土集中专门堆放，将弃土装入编织袋堆放在外侧，形成拦挡，并做好排水引流，钻井结束后，应对临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。

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

典型生态保护措施平面示意见图 6.6-1 井场砾石压盖措施典型设计图。

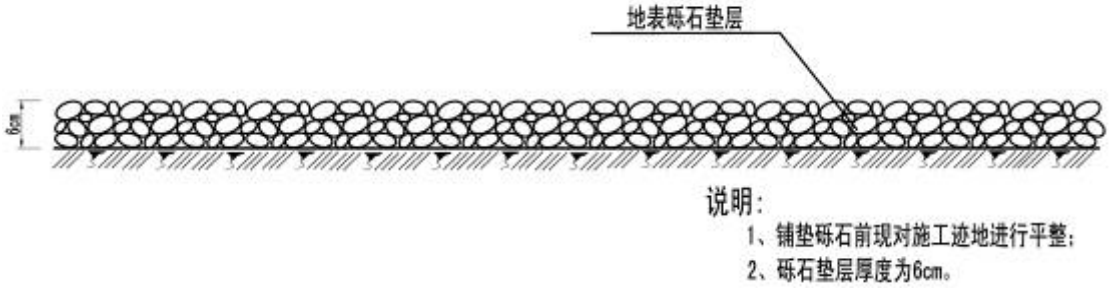


图 6.5-1　井场砾石压盖措施典型设计图

（2）管线生态恢复治理

①工程保护措施

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植被恢复措施

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

（3）道路生态恢复治理

①工程保护措施路面用简易砂石铺设，路宽控制在 4.5m，不设路肩及路基。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，必要时应设置截排水沟、挡土墙等相应保护措施。

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 1.08hm^2 临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和荒漠景观协调。

②植被恢复措施

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

（4）植被恢复要求

植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行植被恢复。

7 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

三塘湖油田西峡沟马 2 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 16941 万元，其中钻井工程投资 14848 万元，地面工程投资 2093 万元。环保投资 254 万元，占总投资的 1.5%。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。

本项目开发是中国石油天然气股份有限公司积极支持西部大开发、支持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，提高当地国税、地税有着显著的作用。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

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外输（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

项目总投资 16941 万元，环保投资约 254 万元，占总投资的 1.5%。本工程环保投资估算见表 7.3-1。

表 7.3-1　　环境保护投资估算

阶段	项目名称	环保措施	投资（万元）
施工期	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	40
	施工营地生活垃圾	清运至三塘湖生活基地垃圾填埋场	10
	施工废水、固废	固液分离处理系统	280
	施工营地生活污水	生活污水污水罐、生活污水清运	10
	站场、道路和管线施工产生的施工扬尘	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布；管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整。	10
	井口防喷	井口防喷器	70
运营期	无组织挥发油气	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与站场、管线同步建设	7
	防渗膜铺装	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	20
	含油污泥	交 HW08 类危废处置单位处理	25
	采出水、井下作业废水	由罐车送至牛圈湖联合站污水处理系统处理	20
	井场、站场噪声	采用低噪声设备、基础减震、隔声等	7

退役期	地面构筑物、管线拆除产生的施工扬尘	严格按国家环保部《防治城市扬尘污染技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措施	10
	建筑垃圾	清运至垃圾填埋场填埋	10
	生态恢复	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复。	15
环境管理		环境影响评价、环境监理、环保验收、应急预案等	60
合计			254

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、地面设施建设、道路修建、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 254 万元，环境保护投资占总投资的 1.5%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8 环境管理与监测计划

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

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

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理制度

开展企业环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。环境管理包括机构设置及职责、管理制度、管理计划、环保责任制等内容。

中国石油吐哈油田公司依据《健康安全与环境管理体系第一部分：规范》（Q/SY1002），对照《中国石油天然气集团公司 HSE 管理体系管理手册》及《中国石油天然气股份公司勘探与生产分公司 HSE 管理体系管理手册》的要求，编制并批准了《吐哈油田公司健康、安全与环境管理体系管理手册》。

作业区所属的中国石油吐哈油田公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系，为减少运营井和退役井对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施，起到了积极作用。

8.1.1.1 机构设置

中国石油吐哈油田公司在环境管理机构设置上实行逐级负责制。

油田公司管理体系最高管理者负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执

行提供必要的支持和物质保障等；日常环境管理工作由安全环保科负责，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保科负责环境标准的贯彻实施，确保所有有关管理体系方面要求和管理文件能正确、完全的执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的各类环境问题以及发生污染事故的处理等。

8.1.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施 HSE 管理体系程序文件相关规定，编写相关作业指导书，保障 HSE 管理体系在本单位的有效运行。本项目在开发期与运营期对环境造成一定的影响，特别是开发期对周边的生态环境影响较大。为了最大限度地减轻开发期作业活动对沿线生态环境的不利影响，最大限度地减轻项目建设对沿线地区环境的影响，建设单位除自身实施 HSE 管理外，还应完善环境监理制度。

8.1.1.3 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“总体规划、达标排放”的原则，在生产过程中，油田采出水全部回注。

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

2）加强环保设备的管理

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

3）落实管理制度

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

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

（2）环境污染事故的预防与管理

1）对事故隐患进行监护

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

2）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

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

3）加强风险管理

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

8.1.1.4 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的开发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。

8.1.2 管理体系及体系运行

三塘湖油田西峡沟马 2 区块建成后由吐哈油田公司统一管理。在本次开发建设项目的实施过程中，将依托吐哈油田公司在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（QHSE 管理体系），减少施工期和运营期对周围环境的影响，落实各项环保和安全措

施。

吐哈油田公司三塘湖采油厂在环境管理机构设置上为多级 HSE 管理网络，实行逐级负责制，其环境管理机构设置见图 8.1-1。

HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保处负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全的执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。吐哈油田公司三塘湖采油厂在生产经营管理方面采用精细化管理，强化执行力，关注细节，注重过程管理，形成了具有现代企业经营的管理模式。

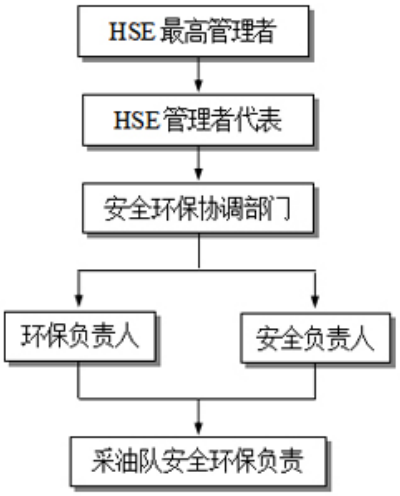


图 8.1-1　吐哈油田环境管理机构设置

8.1.3 环境管理计划

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

8.1.3.1 施工期环境管理计划

建设项目施工期环境监督管理计划见表 8.1-1。

表 8.1-1　施工期环境保护监督管理计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。井场建设施工前，也要严格规定临时占地范围。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低。严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。 施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管道产生的土方，回填在管垄处，土方不集中产生。对于拟永久使用的伴行道以及各场站等，建设完成后，应因地制宜的进行地表原始景观恢复。	工程承包商	施工期	环境监理公司 环境监察总队 哈密市生态环境局 自治区生态环境厅	纳入工程费用
2	声环境	靠近强声源的工人佩戴耳塞，限制工作时间。加强对施工机械和车辆的维修，保持较低噪声水平。				
3	大气环境	粉状材料(石灰、水泥)的运输要袋装或罐装，禁止散装，堆放时设篷盖。 运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬。				
4	水环境	以钻井队为单位，核算清水的用水定额，建立奖惩制度，控制和减少清水用量。安装泥浆泵冷却水循环系统、振动筛的污水循环系统，减少用清水冲洗设备，尽量采用擦洗的方式清洁设备。杜绝水的跑、冒、滴、漏现象。钻井期产生的钻井废水同废弃泥浆、岩屑一同排入固液分离系统中处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后，剩余的少量液相由钻井施工单位回收至钻井液配制站，用于其他区块井场的钻井液配制，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后就地防渗填埋。				

8.1.3.2 运营期环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-2。

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	实施时间	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。 定期维护集输支线、注水支线、电力设施底部等设施的地面砾石。	中国石油吐哈油田分公司石三塘湖采油厂	运行期	自治区生态环境厅 自治区环境监察总队 哈密市生	纳入工程费用
2	声环境	对井场的厂界噪声进行定期监测，在噪声超标点位采取必要的隔声降噪措施。				
3	大气环境	对大气进行定期监测。				
4	水环境	对污水的处理设施进行定期维护。				

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
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			态环境局	
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做出快速反应并及时处理。				
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系。 实施环境监测计划				纳入运行管理费用

（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。

8.1.3.3 退役期环境管理计划

建设项目退役期环境监督管理计划见表 8.1-3。

表 8.1-3　退役期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好闭井期的地表恢复工作，人工种植地表原有植物，拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能。	中国石油吐哈油田分公司三塘湖采油厂	闭井期	自治区生态环境厅 自治区环境监察总队 哈密市生态环境局	纳入退役期闭井管理费用中
2	声环境	闭井期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。				
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。				
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响。				

8.1.3.4 环保设施竣工验收管理

根据《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）中**第十七条：**“编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设

项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告”；**第十九条：**“编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。前款规定的建设项目投入生产或者使用后，应当按照国务院环境保护行政主管部门的规定开展环境影响后评价”，取消了建设项目竣工环境保护验收行政许可，改为由建设单位自主验收，建设项目环保设施验收的责任主体为建设单位，进一步强化了建设单位的环境保护“三同时”主体责任。

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

（1）环境工程设计

1）必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，按要求制定环境风险事故应急预案。

2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

（2）环境保护设施验收建议

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

1）验收范围

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

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

2）验收工作流程

①建设项目竣工后，建设单位或委托的相关技术机构应当依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、本环境影响报告书和审批决定等要求，如实查验、

监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，同时还应如实记载其他环境保护对策措施“三同时”落实情况，编制竣工环境保护验收报告。验收报告编制人员对其编制的验收报告结论终身负责，不得弄虚作假。

②验收报告编制完成后，建设单位应组织成立验收工作组。验收工作组由建设单位、设计单位、施工单位、环境影响报告书（表）编制机构、验收报告编制机构等单位代表和专业技术专家组成。

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

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

⑤验收报告存档备查。

3）建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.1-4。

表 8.1-4　拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

治理项目	污染源	位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
废水	采出水	牛圈湖联合站	保持正常运行，处理达标后回注油层	依托联合站污水处理系统	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)相关标准
	井下作业废水	井场	作业单位自带回收罐回收作业废水，洗井废水先运至牛圈湖联合站的干化池内，稳定后进入污水处理系统处理，处理达标的上清液回注油层，底泥暂存在废渣场，下一步交由有资质	依托联合站污水处理系统；依托联合站干化池 2×5000m^3	

治理项目	污染源	位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
			的单位进行无害化处置；		
废气	烃类无组织挥发	集输过程	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。	若干	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）周界外浓度最高点
噪声	各类机泵	采油井场	低噪声设备	若干	设备设在密闭房间内
固废	废弃泥浆、钻井岩屑	钻井井场	废弃泥浆、岩屑经固液分离后的液相循环使用，固相经检测达标后就地填埋。	固液分离装置若干	钻井固体废物预处理后需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)
	油泥(砂)	牛圈湖联合站	暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置	——	含油污泥处理应符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)及危险废物暂存、处置的相关要求
	落地油	井场	保证原油不落地，回收率达 100%	作业罐若干	井场无落地油痕迹
生态恢复	水土流失	集油支线、注水支线、电力设施底部	恢复地貌	——	恢复地貌
	植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度	——	《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）
	工程占地	井场、管线、计量站、道路	严格控制占地范围	——	
	土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填；井场泥浆、落地油处理情况	——	
环境监测	发挥其施工期和运营期的监控作用				
环境管理	成立环保领导小组，安排专职环保管理工作人员 1 人				
	环保设施与措施、环境管理规章制度、建设期环境监理报告、环境风险事故应急预案				

8.1.4 污染物排放管理要求

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.1-5。

表 8.1-5　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	排放量	执行的排放标准	建议总量指标（t/a）
施工期	废水	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	全部进入固液分离装置中，循环使用	3000m³	0	——	——
		管道试压废水	SS		354m³			
		生活污水	COD、BOD_5、SS		714m³	0		
	废气	钻井废气	烃类	无组织排放	9.14t	0	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控点浓度限值	——
			CO		5.38t	0		
			NO_X		24.62t	0		
			SO_2		0.03t	0		
	固废	钻井岩屑	/	经固液分离后的液相循环使用，固相经检测达标后就地防渗填埋。	1005.9m³	0	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)	——
		钻井泥浆	/		3080.93m³	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	11286m³	0	——	
		生活垃圾	/	集中收集，统一运至三塘湖基地生活垃圾填埋场进行填埋处理	8.4t	0		
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，洗井废水先运至牛圈湖联合站的干化池内，稳定后进入污水处理系统处理，处理达标的上清液回注油层；	189.91m³/a	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			35100m³/a	0		——
	废气	采油及集输挥发废气	烃类	无组织排放	50.6	50.6	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）周界外浓度最高点	50.6
	固废	油泥（砂）	石油类	暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置	16.06	0	《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》	——

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量	排放量	执行的排放标准	建议总量指标（t/a）
		落地油	石油类	作业单位 100%回收，运至牛圈湖联合站原油处理系统进行处理	1.3	0	(DB65/T3999-2017)及危险废物暂存、处置的相关要求	——

8.1.5 企业环境信息公开

本企业参照《企业事业单位环境信息公开办法》（环保部第 31 号）等规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

（2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

8.2 环境监测计划

8.2.1 施工期环境监理计划

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，国家环境保护部等部门联合下发了《关于在重点建设项目中开展工程环境监理试点的通知》（环发[2002]41 号），对青藏铁路、西气东输工程等 13 个建在生态敏感区、生态环境影响突出的国家重点工程实行环境监理试点。本项目可以充分借鉴相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

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

因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

（1）环境监理人员要求

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

2）必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

3）具有一定的油气田开发和输油管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

1）监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

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

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

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

环境监理工作的重点见表 8.2-1。

表 8.2-1　现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场	（1）井位布设是否满足环评要求 （2）各井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； （3）施工作业是否超越了限定范围； （4）废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集油气管沟开挖现场	（1）集油气线路由是否满足环评要求 （2）是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； （3）施工作业是否超越了作业带宽度； （4)挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； （5）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； （6）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	道路建设现场	（1）道路路由是否满足环评要求 （2）施工作业是否超越了限定范围； （3）临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； （4）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； （5）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种；	各项环保措施落实到位
4	保护动物和保护植物	（1）是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 （2）是否严格施工作业带宽度，减少占地	环评中环保措施落实到位

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

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

表 8.2-2　运营期环境监测计划

监测对象		监测频率	监测点	监测因子	监测单位
环境质量	大气	1 次/年	井场周围	NMHC	委托监测或建设单位自行监测
	土壤	1 次/年	拉油站周围	pH、石油类、砷、汞、铬、镉	
	地下水	1 次/年	周边水源井	pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、氯化物、硫酸盐、石油类、硫化物	
污染源	废气	1 次/季度	拉油站厂界四周	NMHC	
	噪声	2 次/年	拉油站厂界四周	等效连续 A 声级	

8.3 环境影响后评价

根据《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）中**第十九条：**“编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。前款规定的建设项目投入生产或者使用后，应当按照国务院环境保护行政主管部门的规定**开展环境影响后评价**”，建设单位应按要求开展三塘湖油田西峡沟马 2 块条湖组油藏产能建设项目的环境影响后评价，旨在评价该区块在实施后的实际环境影响，并汲取环评的经验和教训。确保项目环境影响评价及其建议的减缓措施得到了有效的贯彻实施，同时也可以确定为提高项目的环境经济效益所需的改进措施。

8.3.1 环境影响后评价时段

结合环境监测结果和环境管理成果，对西峡沟马 2 区块环境质量进行定期跟踪评价。

根据区块的开发方案，建议后评价时段为开发期结束后。

8.3.2 环境影响后评价内容

为验证本项目实施后，各项环境减缓措施的有效性，应对本次环境影响评价的主要结论和项目环境保护措施的实施情况进行跟踪、监测和评价。主要回顾和跟踪评价内容见表 8.3-1。

表 8.3-1　项目环境影响后评价的主要内容

序号	项目		工作内容	主要目的和意义
1	环境监测与回顾评价		（1）大气环境监测与回顾评价 （2）地下水环境监测与回顾评价 （3）土壤环境监测与回顾评价 （4）噪声环境监测与回顾评价 （5）生态环境监测与回顾评价	掌握环境变化趋势
2	污染源调查		西峡沟马 2 区块污染源调查	掌握基础数据
3	清洁生产水平		西峡沟马 2 区块清洁水平调查	掌握基础数据
4	环境保护措施回顾	施工阶段	（1）审核环保初步设计和 EMP （2）检查施工临时占地的还原 （3）检查粉尘和噪声污染控制措施，决定施工时间 （4）检查空气污染物的排放 （5）检查施工场所生活污水和含油废水的处理和排放	（1）严格执行三同时； （2）确保临时占地满足环保要求 （3）减少建设对周围环境的影响，执行相关环保法规和标准 （4）确保水质不被污染 （5）确保景观和土地资源不被严重破坏，避免造成水土流失
		运营阶段	（1）检查运营期 EMP 的实施 （2）检查监测计划的实施 （3）检查有必要采取一步的环保措施 （4）检查环境敏感点的环境质量是否满足其相应质量标准要求。 （5）加强监督，防止突发事故，预先制定紧急事故应对方案，一旦发生施工能及时消除危险。	（1）落实 EMA （2）落实监测计划 （3）切实保护环境 （4）加强环境管理，切实保护人群健康 （5）确保污水排放满足标准。
5	环境管理		总量控制执行情况；在线监测建设；动态管理系统建设；公众意见；环保投资比例	回顾并修改环境管理各项措施

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

项目名称：三塘湖油田西峡沟马 2 块条湖组油藏产能建设项目；

建设单位：中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司三塘湖采油厂；

项目性质：新建；

工程投资：项目总投资 16941 万元，其中环保投资约 254 万元，占比 1.5%。

建设内容及规模：本项目在马 2 井区部署井位 18 口（利用老井 4 口），新钻 14 口，配套建设供配电、仪表、建筑、给排水及消防、防腐、道路等。设计单井初期产量 8.5t/d，新建产能 3.57 万吨。

9.2 环境质量现状结论

（1）环境空气

基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求，项目所在区域为达标区。各监测点非甲烷总烃小时浓度均不超标，满足 2.0mg/m^3 浓度限值的要求。

（2）地下水

监测结果表明，评价区域地下水各项指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准要求，评价区域地下水水质良好。

（3）声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声功能区标准限值，说明项目所在区域背景声环境质量现状较好。

（4）土壤环境

根据监测结果可知，各监测点土壤中各项指标均符合《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土壤环境质量较好。

9.3 污染物排放情况结论

（1）生态环境

本项目对生态环境的影响主要表现在工程占地，本工程新增永久占地 4.11km^2，临时占地 14.48km^2，施工活动和工程占地在井区油气集输范围内呈点、线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

由于油田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本工程的建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境

本工程施工期废气主要包括钻井施工活动中大功率柴油机和发电机燃烧产生的废气，站场及管线施工产生的扬尘以及施工车辆尾气等。整个油田的开发周期是短暂的，施工期的废气污染随施工的结束而消失。

运营期废气主要为无组织挥发烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响。

（3）水环境

本工程施工期产生的废水主要是钻井废水及施工人员生活污水。钻井废水进入固液分离装置处理后回用于井区生产，不外排；生活污水排至污水收集罐，拉运至三塘湖生活基地污水处理设施处理，不会对水环境造成污染。

运营期废水主要包括采出水、井下作业废水。采出水及井下作业废水送至牛圈湖联合站污水处理系统处理，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。

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。

（4）噪声环境

本工程施工期的噪声是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响，钻井期施工人员生活营地距井场较远，不会对施工人员产生影响。

运营期噪声主要为井场抽油机、拉油站内各类机泵产生的机械噪声以及巡检车辆产生的交通噪声，运营期井场、站场昼夜厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)）。本工程地处荒漠地区，周边无人群居住，项目开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

（5）固体废物

本工程施工期产生的钻井岩屑经固液分离后的液相循环使用，用于其他区块井场的钻井液配制，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后就地防渗填埋；生活垃圾清运至三塘湖生活基地垃圾填埋场填埋处理。

运营期产生的固体废物为事故状态下产生的落地原油。落地原油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。本工程产生的固体废物根据其废物属性，按照一般固废和危险固废要求分类安全处置，不会对区域环境造成不利影响。

（6）环境风险

根据本工程建设内容，项目可能发生的风险事故类型主要为井场、站场事故、输油管线泄露。环境风险最大可信事故为集输管线泄露。

原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响，本项目发生风险事故时，对环境的主要影响为对地下水环境的影响，根据分析可知，油气泄漏一般会在很短的时间内发现，采取紧急措施的前提下不会对地下水水质产生影响。总体而言，本工程环境风险程度属于可接受程度范围内。

项目在制定严格的事故风险防范措施及应急预案后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。

9.4 主要环境影响结论

本工程属于《产业结构调整指导目录》（2019 年本）中鼓励类项目，符合产业政策要求。运营期废气、废水及噪声等污染物均能实现“达标排放”，固体废物能够实现妥善处置；项目建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；项目开发对生态环境的影响较小，不会造成区域生态系统的崩溃或生物多样性下降；项目在运行过程中还存在一定的环境风险，但通过采取相应的环境风险防范措施后，其影响和风险是可以接受的。综上所述，从环境保护角度考虑，本项目的建设可行。

9.5 环境保护措施

（1）施工期

本工程钻井及各项地面工程建设过程中将产生一定量的废气、废水、固体废物和噪声。污染物的排放仅发生在施工期内，施工期结束后，污染物的排放即结束。

（2）运营期

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期对井场的设备、阀门等检查、检修，定期对集输管线进行巡检。

采出水和井下作业废水送至牛圈湖联合站污水处理系统处理，处理后的净化水用于油田注水，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。

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。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。加强噪声防范，做好个人防护工作。

落地原油属于《国家危险废物名录》（2016 本）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，交由具备相应危废处理资质的单位进行转运、接收及无害化处理。

9.6 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，进行了两次网上公示，

在第二次网上公示期间进行了两次报纸公示，并在项目所在地进行张贴公示，公示期间没有收到反馈。

9.7 经济损益性分析

本工程在建设过程中，由于井场、地面设施建设、敷设管线及道路建设等都需要占用一定量的土地，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，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。

9.8 环境管理与监测计划

本次评价根据工程的特点，提出了相关的环境管理要求和监测计划，要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

9.9 总结论

本项目的建设符合国家产业政策。废水、废气和噪声均满足达标排放要求，固体废物实现无害化处置；项目建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；项目开发对生态环境的影响较小，不会造成区域生态系统的崩溃或生物多样性下降；工程在运行过程中存在一定的环境风险，但通过采取相应的环境风险防范措施，其影响是可以接受的。

综上所述，在建设和运营过程中严格执行“三同时”制度，落实本报告中提出的各项环境保护措施和建议的前提下，环境制约因素可以得到克服，从环境保护角度论证，本项目的建设可行。