

三塘湖盆地条湖凹陷条 34 块 P₂1 油藏
产能建设项目

环境影响报告书

(征求意见稿)

项目建设单位：中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分
公司勘探公司

项目评价单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二〇年三月

0 概述

0.1 建设项目的特点

本项目位于三塘湖盆地条 34 区块，行政隶属新疆哈密地区巴里坤哈萨克自治县。北西距巴里坤县城 11km，北东距木炭窑 27km，东南距岔哈泉 15km，区块位于已建牛圈湖联合站西北约 58km 处。

本项目动用条湖凹陷条 34 块芦草沟组油藏，动用含油面积 1.31km²，石油地质储量 210 万吨，技术可采石油储量 10.6 万吨，采用直井+水平井压裂开发。区块钻井 11 口，其中水平井 3 口、直井 8 口，采用不规则井网，井排距 300-400 米，衰竭式开发。区块计划年产油 1.59 万吨/年，不产气。主要地面工程包括新建新建拉油站 1 座，新建单井集油管线 10.3km，道路 3km，配套自控系统、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通等辅助设施。

单井采油通过新建集输管线输至条 34 块拉油站，经过数控多通阀选井装置选井计量后，进入 40m³ 油罐。通过装车栈桥外运至牛圈湖联合站。

0.2 环境影响评价技术路线

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（环保部令第44号），本项目为石油开采项目，为新区块开发，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》中第四十二条石油和天然气开采业中132项石油开采新区块开发中的“石油开采新区块开发”，对照名录，应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勘探公司（以下简称“勘探公司”）于2019年10月委托南京国环科技股份有限公司开展《三塘湖盆地条湖凹陷条34块 P₂₁ 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及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定

环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

受评价单位委托，新疆天熙环保科技有限公司于2019年11月对拟建项目评价区域声环境、水环境、土壤及环境空气质量现状进行了监测。在以上工作基础上，评价单位编制完成了本项目环境影响报告书。

具体评价工程程序图如下：

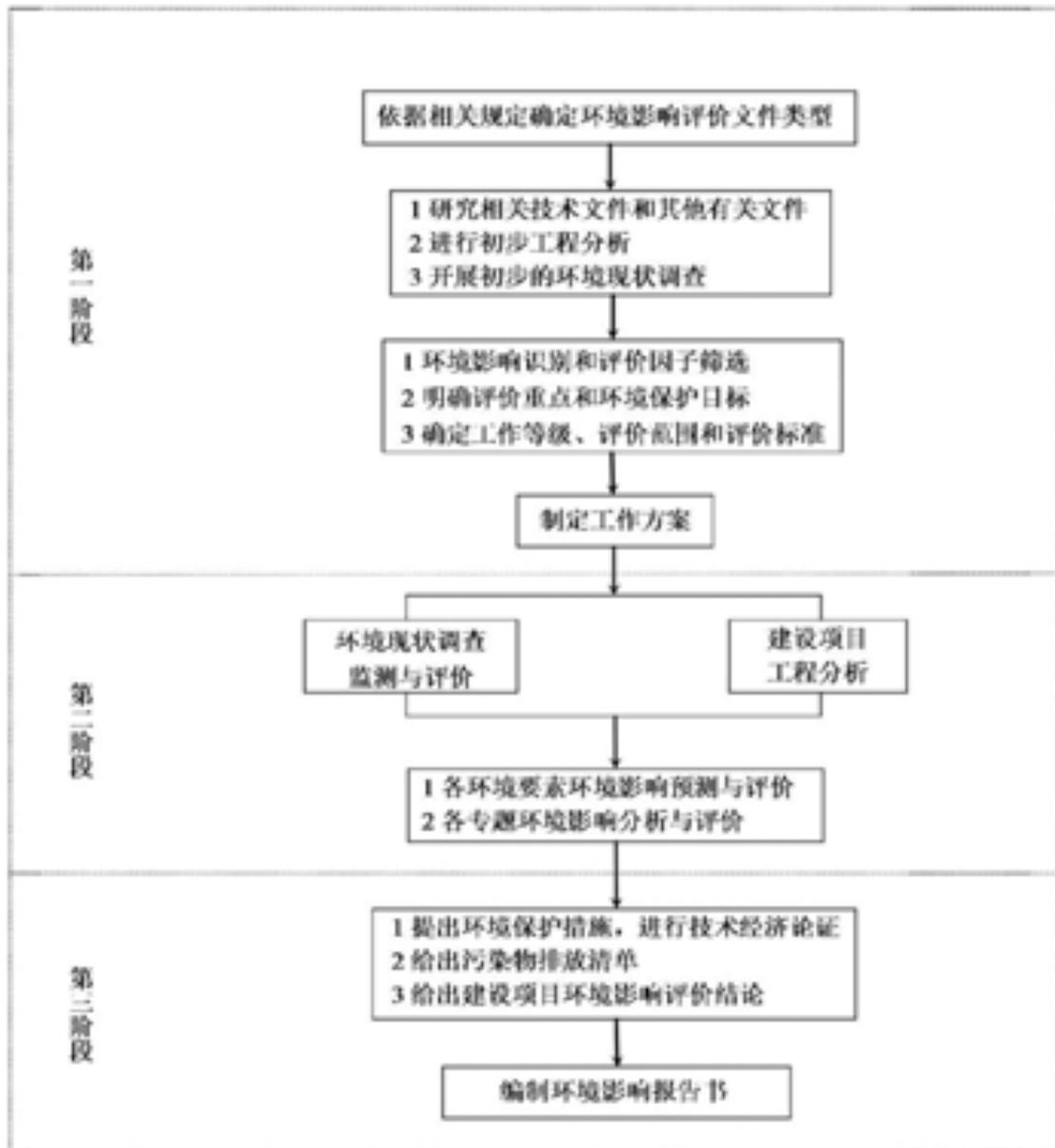


图0.2-1 建设项目环境影响评价工作程序图

0.3 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。

0.4 关注的主要环境问题

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、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。

0.5 环境影响报告的主要结论

本报告书的主要结论为：本项目的建设符合相关国家产业政策及规划。

钻井期间采用合格的柴油，加强车辆的管理可减少了对大气环境的影响；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；各井场生活污水排入移动旱厕；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；运营期油气集输及处理采用全密闭流程，可减少非甲烷总烃的无组织排放；采出水经处理后回注油层，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，下一步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，该项目可行。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 法律

(1)《中华人民共和国环境保护法》(全国人大常委会, 2014.4.24 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》(中华人民共和国主席第四十八号令, 2018 年 12 月 29 日第二次修正);

(3)《中华人民共和国大气污染防治法》(中华人民共和国主席第三十一号令, 2018 年 10 月 26 日修正);

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

(5)《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(中华人民共和国主席令第七十七号, 1997 年 3 月 1 日施行; 2018 年 12 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议作出修改);

(6)《中华人民共和国土壤污染防治法》(全国人民代表大会常务委员会, 2019 年 1 月 1 日实施);

(7)《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(全国人民代表大会常务委员会, 2016 年 11 月 7 日修订);

(8)《中华人民共和国土地管理法》(全国人大常委会, 2004 年 8 月 28 日第二次修正);

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

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

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

(12)《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);

(13) 《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;

(14) 《中华人民共和国防洪法》(全国人大常委会, 2015 年 4 月 24 日根据《关于修改〈中华人民共和国港口法〉等七部法律的决定》第二次修正);

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

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

(17) 《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;

(18) 《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;

(19) 《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;

(20) 《中华人民共和国突发事件应对法》(全国人大大会常会, 2007 年 11 月 1 日起施行)。

1.1.2 法规及规范性文件

(1) 《建设项目环境保护管理条例》(国务院令第 253 号, 1998 年 11 月 29 日发布施行, 2017 年 7 月 16 日根据《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)修订, 2017 年 10 月 1 日起施行);

(2) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》(环境保护部令第 44 号, 2017 年 9 月 1 日实施, 2018 年 4 月 28 日根据《关于修改〈建设项目环境影响评价分类管理名录〉部分内容的决定》(国务院令第 682 号)修正);

(3) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》(国发[2013]37 号);

(4) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发[2015]17 号);

(5) 《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》(国发[2016]31 号);

(6) 《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》(国发[2018]22 号);

(7) 《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》(环办[2014]30 号);

- (8)《关于加强环境噪声污染防治工作改善城乡声环境质量的指导意见》(环境保护部等十一部委,环发[2010]144号,2010年12月15日);
- (9)《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》(国发[2010]46号);
- (10)《国务院关于印发全国生态环境保护纲要的通知》(国发[2000]38号);
- (11)《关于印发〈全国地下水污染防治规划(2011-2020年)〉的通知》(环保部,环发[2011]128号);
- (12)《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》(中共中央办公厅、国务院办公厅,2017年2月7日印发);
- (13)《中华人民共和国土地管理法实施条例》(国务院令第256号,1999年1月1日施行,2014年7月29日根据《国务院关于修改部分行政法规的决定》第二次修订);
- (14)《关于执行大气污染物特别排放限值的公告》(2013年第14号);
- (15)《关于发布〈环境空气细颗粒物污染综合防治技术政策〉的公告》(环保部公告2013年第59号);
- (16)《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》(环办环评[2018]11号);
- (17)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评[2017]84号);
- (18)关于印发《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》的通知,环发[2014]197号;
- (19)《工业和信息化部关于进一步加强工业节水工作的意见》(工信部节[2010]218号);
- (20)《产业结构调整指导目录》(2019年本),2020年1月1日施行;
- (21)《国家危险废物名录》(环境保护部令第39号,2016年6月14日);
- (22)《危险废物污染防治技术政策》(国家环保总局、国家经济贸易委员会、科学技术部,环发[2001]199号);
- (23)《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告2012年第18号,2012年03月07实施);
- (24)《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)

(25) 关于印发《能源发展“十三五”规划》的通知(发改能源〔2016〕2744号, 国家发展改革委 国家能源局);

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

(27) 《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日起施行;

(28) 《关于发布《环境影响评价公众参与办法》配套文件的公告》(环办[2018]48号);

(29) 《关于印发<建设项目环境影响评价信息公开机制方案>的通知》(环发[2015]162号)。

(30) 《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令第34号, 2015年6月5日起实施);

(31) 《突发环境事件信息报告办法》(环境保护部(第17号), 2011年4月18日);

1.1.3 地方法律、法规和文件

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告(第35号), 2017年1月1日实施);

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

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

(4) 《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;

(5) 《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;

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

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

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

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

(10)《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告(第40号), 自2017年7月1日起施行);

(11)《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;

(12)《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;

(13)《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;

(14)《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录(第一批)》(新政办发[2017]175号), 2007年8月1日施行;

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

(16)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

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

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

(19)《新疆水环境功能区划》(新政函[2002]194号), 2002年12月;

(20)《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;

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

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

(23)《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;);

(24)《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月15日施行;

(25)《新疆“十三五”能源发展规划》;

(26)《吐哈油田公司油气勘探“十三五”发展规划(哈密区块)》;

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

1.1.4 相关导则及技术规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016);

(2)《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2008);

(3)《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018);

(4)《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009);

(5)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016);

(6)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011);

(7)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);

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

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

(10)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》(试行);

(11)《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014);

(12)《石油化工企业环境保护设计规范》(SH3024-1995);

(13)《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;

(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);

(17)《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T301-2016)。

1.1.5 其他相关文件

(1) 《三塘湖盆地条湖凹陷条 34 块 P₂l 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勘探公司，2019 年 10 月；

(2) 《三塘湖盆地条湖凹陷条 34 块 P₂l 油藏产能建设方案》，中国石油吐哈油田公司，2019 年 7 月；

(3) 《关于三塘湖盆地条湖凹陷条 34 块 P₂l 油藏产能建设方案的批复》，吐哈油公商务字[2019]132 号，2019 年 9 月；

(4) 《吐哈油田公司油气勘探“十三五”发展规划（哈密区块）环境影响报告书》及其批复（新环函[2017]796 号）；

(5) 《三塘湖油田牛圈湖区块开发建设项目》环境影响报告书及其环评批复（新环监函[2007]83 号）；

(6) 《三塘湖油田牛圈湖区块开发建设工程竣工环境保护验收报告》及其验收意见（新环评价函[2011]255 号）。

1.2 评价目的、原则及方法

1.2.1 评价目的

(1) 通过实地调查和现状监测，了解三塘湖盆地条湖凹陷条 34 块 P₂l 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、区域总体规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为

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。

1.2.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用符合时效的数据资料及成果，补充必要的现状监测，结合工程设计和预测数据，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

1.2.3 评价方法

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)的要求，本次评价主要采用现场调查与监测法、模型法等方法开展环评工作。主要评价环节和要素的评价方法见表 1.2-1。

表 1.2-1 环境影响评价方法一览表

评价环节及环境要素		评价方法
工程分析		类比分析法、资料分析法
环境现状调查分析与评价	地表水、地下水环境	监测法
	大气环境现状	
	声环境现状	
	土壤环境现状	
	生态环境现状	资料收集法、现场调查法
环境影响识别		矩阵法
环境影响评价	大气、地表水、地下水、声环境影响预测	数学模式法
	生态及固废环境影响预测	类比分析法、资料分析法
风险评价		数学模式法

1.3 环境影响因素识别和评价因子

1.3.1 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 1.3-1。

表 1.3-1 环境影响因素识别表

环境影响因素	施工期					运营期					退役期			
	占地	废气	废水	固体废物	噪声震动	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	○	+	○	+	○	+	++	○	+	○	+	+	○	+
地下水	○	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	○	++	+	○	+	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	+	○	++	+	○	+
植被	+	+	+	+	○	+	+	○	+	○	++	+	○	+
动物	+	+	○	+	+	+	+	○	+	○	+	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

1.3.2 评价因子

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 1.3-2。

表 1.3-2 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 、非甲烷总烃	非甲烷总烃
地下水	pH、总硬度、溶解性总固体、高锰酸盐指数、氨氮、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、汞、锰、砷、铅、六价铬、镉、氰化物、氟化物、石油类、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻	石油类

环境要素	现状评价因子	影响预测因子
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

1.4 环境功能区划和评价标准

1.4.1 环境功能区划

1.4.1.1 环境空气

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。

1.4.1.2 水环境

（1）地表水：本项目所在区域内无地表水体。

（2）地下水：本项目所在区域内地下潜水埋藏较深，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。

1.4.1.3 声环境

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

1.4.1.4 生态环境

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-II₄ 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。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持建设规划》和《关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》，项目区属于自治区“三区公告”中的重点监督区。

1.4.2 环境质量标准

1.4.2.1 环境空气质量标准

本项目油田区域属于大气环境二类功能区。

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 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/m³ 执行。

具体标准限值见表 1.4-1。

表 1.4-1 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	单位	标准来源
基本 污染物	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《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		
1 小时平均		10			
O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³		
	1 小时平均	200			
特征 污染物	非甲烷总烃	1 小时平均	2	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》

1.4.2.2 地下水环境质量标准

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 1.4-2。

表 1.4-2 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	氰化物	≤0.05	
9	氟化物	≤1.0	
10	铁	≤0.3	
11	锰	≤0.1	
12	汞	≤0.001	
13	砷	≤0.01	
14	镉	≤0.005	
15	铬 (六价)	≤0.05	
16	铅	≤0.01	
17	钠	≤200	
18	硫酸盐	≤250	
19	氯化物	≤250	
20	挥发性酚类	≤0.002	
21	石油类	≤0.05	参照《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准

1.4.2.3 声环境质量标准

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

1.4.2.5 土壤环境质量标准

项目所在地周边无耕地，评价区内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，具体标准值见表 1.4-3。

表 1.4-3 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

序号	污染物项目	风险筛选值（第二类用地）
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
基本项目（半挥发性有机物）		
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并[a] 蒽	15
39	苯并[a] 芘	1.5
40	苯并[b] 荧蒽	15
41	苯并[k] 荧蒽	151
42	蒽	1293
43	二苯并[a,h] 蒽	1.5
44	茚并[1,2,3-cd] 芘	15
45	萘	70
其他项目		
46	石油烃	4500

1.4.3 污染物排放标准

1.4.3.1 废气排放标准

(1) 施工期

①采油及集输过程中无组织排放的非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度要求。

②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 1.4-4。

表 1.4-4 大气污染物排放标准（单位：mg/m³）

污染物	排放限值	监控点	标准来源
非甲烷总烃	4.0	周界外最高浓度点	《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) 运营期

本项目运营期无燃气锅炉，故无废气产生。

1.4.3.2 废水排放标准

本项目采出水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注地层，不向外环境排放，标准值见表 1.4-5。

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 1.4-5 碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法

注入层平均空气渗透率， μm^2		≤ 0.01	$> 0.01 \sim \leq 0.05$	$> 0.05 \sim \leq 0.5$	$> 0.5 \sim \leq 1.5$	> 1.5
控制指标	悬浮固体含量，mg/L	≤ 1.0	≤ 2.0	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 30.0
	悬浮物颗粒直径中值， μm	≤ 1.0	≤ 1.5	≤ 3.0	≤ 4.0	≤ 5.0
	含油量，mg/L	≤ 5.0	≤ 6.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 50.0
	平均腐蚀率，mm/a	≤ 0.076				
	硫酸盐还原菌（SRB），个/MI	≤ 10	≤ 10	≤ 25	≤ 25	≤ 25
	铁细菌（IB），个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$

腐生菌 (TGB), 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

注: ① $1 < n < 10$; ②清水水质指标中去掉含油量;

1.4.3.3 噪声排放标准

(1) 施工期: 施工期场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011), 标准限值见表 1.4-6。

表 1.4-6 建筑施工场界噪声限值 (单位: dB(A))

昼间	夜间
70	55 (夜间噪声最大声级超过限值的幅度不高于 15dB(A))

(2) 营运期: 厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区标准, 即昼间 60 dB(A), 夜间 50 dB(A)。

1.4.3.4 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)。

1.5 评价工作等级与评价范围

1.5.1 环境空气

(1) 评价等级

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 规定, 分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i (第 i 个污染物), 及第 i 个污染物地面浓度达标准限值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$, 其中 P_i 定义为:

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

式中: P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

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

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

估算模式 AERSCREEN 是基于 AERMOD 估算模式的单源估算模型，可计算污染源包括点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，能够考虑地形、熏烟和建筑物下洗的影响，可以输出 1 小时、8 小时、24 小时及年均地面浓度最大值，评价污染源对周边空气环境的影响程度和范围。本次评价将根据建设项目所在地的地貌特征及气象条件，利用环境影响评价技术导则《大气环境》(HJ2.2-2018) 公布的 AERSCREEN 估算模式确定大气评价等级。

表 1.5-1 大气环境评价工作等级分级判据

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

表 1.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		40.3
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-28.5
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/ $^{\circ}$	/

筛选结果见表 1.5-3。

表 1.5-3 主要污染物估算模型计算结果表

类别	污染源	污染物	下风向最大质量浓度 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	下风向最大质量浓度占标率 P_{max} (%)	下风向最大质量浓度出现距离 (m)	D10% (m)
无组织排放	油气集输	非甲烷总烃	89.5	4.475	2185	0
	储罐废气	非甲烷总烃	4.66	0.233	0	0

根据筛选结果可知，项目污染物浓度最大占标率为非甲烷总烃，占标率为 4.475%，属于 $1\% \leq P_{\text{max}} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中的相关规定，确定评价等级为二级。

(2) 评价范围

本次大气环境影响评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定和估算结果，确定本次环境空气评价范围为：以项目区块为中心区域，边长为 5km 的矩形。评价范围见图 1.5-1。

1.5.2 水环境

1.5.2.1 地表水评价等级和评价范围

(1) 评价等级

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。项目井区位于哈密地区三塘湖盆地，井区内无地表水体，输油管道沿线无穿越任何地表水体。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水不直接向外环境排放，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

(2) 评价范围

项目运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

1.5.2.2 地下水评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 分级标

准，本项目属于 F 类“石油、天然气”中的石油开采项目，属于 I 类建设项目。

表 1.5-4 地下水环境敏感程度分级表

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

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

表 1.5-5 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

根据表 1.5-4、表 1.5-5 可知，由于项目区内无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

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

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水调查范围的确定的方法，本环评采用查表法确定地下水环境现状调查的评价范围，具体见表 1.5-6。

表 1.5-6 地下水环境现状评价范围参照表

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

三级	≤ 6	
----	----------	--

由上述分析可知，本项目地下水环境影响评价工作等级为二级，项目地下水环境现状调查评价范围周边区域的6-20km²；由于本项目地下水环境不敏感，评价范围确定为：以本次开发区块中心为中心，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20km²。

1.5.3 声环境

(1) 评价等级

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

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外200m作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划类别及敏感目标等实际情况适当缩小”。根据项目特征，本次噪声评价以井场边界向外200m作为噪声评价范围。

1.5.5 土壤环境

(1) 建设项目土壤环境影响类型与影响途径

表1.5-7 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

项目对土壤环境可能产生的影响主要为原油泄漏入渗造成的土壤污染和石油开采过程中。故将本次项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直入渗。

(2) 评价等级

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

本项目总占地规模为 15.8hm²，属于中型（5~50hm²），项目周边均为戈壁，不存在耕地、园地等土壤环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，敏感程度为“不敏感”，因此按照《环境影响评价技术导则·土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中表 4 污染影响型评价工作等级划分表，本项目土壤环境影响评价等级为二级。

表1.5-8 污染影响型敏感程度分级表

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

表1.5-9 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

(3) 现场调查范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018），本项目评价工作等级为二级，为污染影响型项目，调查范围为占地范围内和占地范围外 0.2km 范围内，评价范围见图 1.5-2。

表 1.5-10 现状调查范围

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

三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内
①涉及大气沉降途径影响的，可根据主导风向下风向的最大落地浓度点适当调整。			
②矿山类项目只开采区与各场地的占地；改、扩建的指现有工程与拟建工程的占地。			

1.5.6 环境风险

(1) 评价等级

本项目危险物质影响环境的途径主要为大气环境和地下水环境，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B 和附录 C，本项目 Q 值<1；M 分值为 10，以 M3 表示；不存在工艺系统危险性 (P)；根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 D，项目大气环境敏感程度为 E3，地表水环境敏感程度为 E3，地下水环境敏感程度为 E2；详见表 1.6-9。

表1.5-11 环境敏感程度 (E) 分级

环境要素	大气	地表水		地下水	
判断依据	5km 范围内人数>5 万；	环境敏感目标	地表水功能敏感性	包气带防污性能	地下水功能敏感性
	E3	S3	F3	D2	G3
	大气环境敏感程度	地表水环境敏感程度		地下水环境敏感程度	
	E3	E3		E2	

本项目环境风险潜势综合等级为 I，评价工作等级判定为简单分析。详见表 1.5-12~1.5-14。

表1.5-12 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区 (E3)	III	III	II	I

注：IV⁺为极高环境风险

表1.5-13 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV ⁺ 、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a

^a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。

表1.5-14 项目各环境要素风险评价工作等级划分表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境
环境风险工作评价等级	简单分析	简单分析	简单分析
工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	采用解析法进行地下水影响分析与评价

(2) 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的规定,本项目环境风险评价范围为距离项目厂界 3km 的范围;地下水环境风险评价范围同地下水环境评价范围。

1.5.6 生态环境

(1) 评价等级

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ/T19-2011)中的规定,本工程总占地面积为 0.158km²,项目区单井管线总长度共计 10.3km,且所在区域生态敏感性一般。因此,本项目的生态环境评价工作等级判定为三级。生态环境影响评价等级判定依据见表 1.5-15。

表1.5-15 生态环境影响评价工程等级划分

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

(2) 评价范围

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。

1.5.7 评价范围一览表

拟建项目各评价专题的环境影响评价范围汇总情况见表 1.5-16。

表1.5-16 环境评价范围一览表

序号	项目	评价等级	评价范围
----	----	------	------

序号	项目	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	以项目厂址中心，边长为 5km 的方形区域，见图 1.5-1
2	地表水	三级 B	——
3	地下水	二级	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 ，见图 1.5-1
4	噪声	二级	以井场边界向外 200m
5	生态	三级	以井场、站场边界外扩 1km 范围内，管线、道路两侧各 200m 区域，见图 1.5-1
6	土壤	二级	占地范围外 1km 范围，见图 1.5-2
7	环境风险	三级	距离项目厂界 3km 的范围，见图 1.5-1； 地下水环境风险评价范围同地下水环境评价范围

1.6 评价内容和评价重点

1.6.1 评价工作内容

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

1.6.2 评价重点

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

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 大气、地下水环境影响评价；
- (4) 环境风险影响评价及风险管理；
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

1.6.3 评价时段

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

1.6.4 评价对象

根据工程内容和环境现状调查，本次评价的对象包括本项目开发建设所涉及

到的井区、站场、集输管线及道路。

1.7 环境保护目标

现场踏勘结果表明，项目区评价范围无自然保护区、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。考虑到本项目位于准葛尔盆地东部戈壁荒漠，生态系统脆弱，可恢复性差，地下水和自然荒漠生态系统是重点保护目标。

(1) 大气环境

评价区内环境空气保护目标为油区内部的工作人员，具体见表1.7-1。

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

(2) 水环境

根据现场调查可知，评价区域内无地表水域、无地下水井和坎儿井的分布，最近的坎儿井为岔哈泉村的西坎儿井，位于本项目区块的东南侧，距本项目距离为 36km。

本项目采出水经牛圈湖联合站污水处理系统达标处理后，作为压力回注采油的含油层，不外排。

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

(3) 声环境

评价区内声环境保护目标主要为油区的工作人员。

油田区域噪声符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

(4) 生态环境

根据现场调查可知，评价区域内只有零星植被分布（覆盖度小于 5%），以荒漠植物为主，偶见梭梭、膜果麻黄，梭梭和膜果麻黄属于新疆地方一级保护植物。评价区域内无需要保护的野生动物。

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

表 1.7-1 环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	与园区相对位置 (方位, 距离)	规模	保护要求
空气环境	油区工作人员	油区内部	50 人	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)二级标准
地下水环境	评价区域内地下水	—	—	《地下水质量标准》 (GB/T14848-93)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
土壤环境	评价区域内			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)
生态环境	梭梭、膜果麻黄	评价区域内	—	自治区一级保护植物

表 1.7-2 风险环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
	厂址周边 5km 范围内					
环境 空气	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数/人
	1	油区工作人员	油区内部	—	工作人员	50
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					50
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					50
	大气环境敏感程度 E					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	/	/		/	
	内陆水体排放点下游 10km 范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	1	/	/	/	/	
	地表水环境敏感程度 E					E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	/	/	/	/	/
	地下水环境敏感程度 E					E2

1.8 相关规划相符性分析

1.8.1 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。

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

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，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。

新疆国家层面和自治区层面禁止开发区域分别为 44 处和 63 处。其中哈密地区罗布泊野骆驼国家级自然保护区、哈密天山森林公园和哈密东天山生态功能自然保护区、白石头风景名胜区分别属于国家级和自治区级禁止开发区域。

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。本项目所在区域不在国家级和自治区级禁止开发区域内。

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）。

（1）限值开发区域（重点生态功能区）—限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的重点生态功能区。其功能定位是：保障国家及自治区生态安全的主体区域，全疆乃至全国重要的生态功能区，人与自然和谐相处的生态文明区。

（2）新疆重点生态功能区分为四种类型：水源涵养型、水土保持型、防风

固沙型和生物多样性维护型生态功能区。

准噶尔东部荒漠草原生态功能区属于生物多样性维护型，其发展方向为：在该区域内，禁止对野生动植物进行滥捕滥采，保持和恢复野生动植物物种和种群平衡，实现野生动植物资源的良性循环和永续利用。加强防御外来物种入侵的能力，防止外来有害物种对生态系统的侵害。加强生态建设和管理，减少人为干扰，对其进行封禁，要维持好天然草地的生态平衡，保护好现有野生动植物生存环境。具体重点生态功能区的类型和发展方向见表 1.8-1。

表 1.8-1 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。

(3) 开发管制原则：

①对各类开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰，不得损害生态系统的稳定和完整性。

②在重点生态功能区的范围内进一步划定生态红线，生态红线区是产业发展的禁止区，是一切项目开发不能越过的底线。

③开发矿产资源、发展适宜产业和建设基础设施，都要控制在尽可能小的空间范围之内。做到天然草地、林地、水库水域、河流水面、湖泊水面等绿色生态空间面积不减少。

④根据资源环境承载能力合理布局能源基地和矿产基地，尽可能减少对农业空间、生态空间的占用并同步修复生态环境。

(4) 相符性分析：

本项目为石油开采项目，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），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；在项目施工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

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。

1.8.1.3 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 1.8-2。

表 1.8-2 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	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。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

相符性分析：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。

1.8.1.4 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。

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

1.8.1.5 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。

相符性分析：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。

1.8.1.6 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。

相符性分析：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。

1.8.1.7 “三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

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

(2) 环境质量底线

本项目为石油天然气开采项目，运营期项目采出水依托牛圈湖联合站处理达标后回注油藏，生活污水依托三塘湖生活基地污水处理设施处理，不会对周围地下水环境造成影响。

项目所在区域的环境空气、声环境、地下水、土壤的环境质量均较好，均可达到相应的环境功能区划要求。

(3) 资源利用上线

项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，项目用地不占用耕地、园地等。

项目运营过程中不消耗水资源，用电量也较小，符合资源利用上限的要求。

(4) 环境准入负面清单

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划[2017]891 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）的规定，本项目不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

综上，本项目建设符合“三线一单”要求。

2 建设项目工程分析

2.1 区块油气资源概况

2.1.1 勘探开发历程

三塘湖盆地从二十世纪三十年代开始了地质调查，到 1992 年完成了二十万分之一的石油地质普查、重磁力普查和四十分之一的电法普查。之后分别于 1993、1999、2001、2006、2016 年五个年度在三塘湖采集 $1\text{km}\times 2\text{km}$ 、 $2\text{km}\times 2\text{km}$ 、 $2\text{km}\times 4\text{km}$ 密度 22 条、238km 二维测线。

条湖凹陷石板墩构造带受控于白依山断层和石板墩断层，呈北西南东走向，构造带主体被 2018 年采集三维区块满覆盖。2000 年 3 月，在石板墩 2 号构造上部署了条 5 井，在卡拉岗组 3674.5—3692m 压后获得最高日产 20m^3 的工业油流，中二叠统芦草沟组 3411—3418.2m、3425.8—3436.2m 也分别获得日产 0.51m^3 和 0.475m^3 的低产油流。随后相继部署了条 7、条 8、条 17、条 19、条 20、条 22、条 24、条 25 及条 28 等井，主要勘探目的层为前侏罗系，在二叠系及石炭系发现丰富的油气显示。条 7 井在芦草沟组 2842.0—2860.0m 获得日产 0.24m^3 的低产油流；条 17 井在条湖组 2140-2154m 井段试油，无油嘴放喷获得日产 10.38m^3 的高产油气流，在石炭系卡拉岗组 3378m-3394m 井段获得日产 0.132m^3 的低产油气流；条 20 井在条湖组 1907-1917m 井段获得日产 0.11m^3 的低产油气流；条 19 井在石炭系卡拉岗组 3570-3586m 井段获得日产 0.6m^3 的低产油气流；条 25 井芦草沟组 3052-3063 米压裂试油，日产油 0.81 方，日产水 0.53 方，累计产油 10.66 方；条 28 井成功发现了条中 1 号构造石炭系卡拉岗组油藏。对其油源进行对比分析认为，卡拉岗组的油来自上覆二叠系芦草沟组。

2017 年 10 月，在三塘湖盆地条湖凹陷南缘冲断带上钻探条 34 井，该井在侏罗系、三叠系及二叠系钻井揭示油气显示 240.9m/18 层；测井解释芦草沟组油层 56.12m/10 层、油气显示级别为荧光-油迹级。2018 年 3 月对二叠系芦草沟组第一试油层 3341.9-3352.4m 试油，体积压裂后最高日产 21.46m^3 ，后长期稳定在日产 6.95m^3 以上。2018 年 9 月对芦草沟组第二试油层 3291.0—3294.0m 试油，体积压裂后 5-6mm 油嘴自喷日产油 25.87m^3 ，目前日产油 10.56m^3 。研究分析认

为该块在二叠系芦草沟组发育多套油层。结合构造解释、储层预测及邻井对比分析，认为条湖凹陷二叠系芦草沟组油藏为地层岩性油藏，具扩展勘探潜力。

条湖凹陷已在石炭系、二叠系等层系发现多个火山岩油藏、凝灰岩油藏、砂岩油藏，提交探明储量 339.65 万吨、预测储量 3526 万吨，其中北小湖、石板墩油田已经开发建产。具体可分为三个阶段：第一阶段是中生代勘探突破及扩展阶段：1993 年在条湖凹陷部署的塘参 1 井下侏罗统获得工业油流，发现了北小湖油田，并提交探明储量 149 万吨，次年在石板墩构造带部署的条 3 井在头屯河组获得低产油流，提交控制储量 1045 万吨，同一构造带于 2000 年部署的条 5 井在石炭系卡拉岗组压裂获得高产工业油流，提交控制储量 512 万吨。第二阶段是火山岩油藏发现及扩展阶段：2009 年在石板墩构造带部署的条 17 井条湖组获得日产 18 方高产工业油流，并提交预测储量 1589 万吨。目前已探明 161.3 万吨；2011 年在条中部部署条 28 井在卡拉岗组获得 49.9 方高产工业油流，随后钻探条 30 井，落实预测储量 1715 万吨。第三阶段为凝灰岩油藏发现及扩展阶段：2017 年在石板墩构造带西段部署的条 34 井获得工业油流，发现了条 34 块 P₂l 凝灰岩油藏，随后钻探的条 3401H 井和条 3402H 井等井也获得工业油流，含油面积得到落实，从而拉开了芦草沟组油藏的开发序幕。

通过技术分析，条 34 块芦草沟组上、下油藏动用石油地质储量 210 万吨，技术可采储量 10.6 万吨，地质储量见表 2.1-1。

表 2.1-1 条 34 块芦草沟组上、下油藏动用石油低质储量情况

区块	层位		含油面积 km ²	有效厚度 m	有效孔隙度 %	含油饱和度 %	体积系数	原油密度 g/cm ³	原油地质储量		采收率 %	技术开采储量	
									10 ⁴ m ³	10 ⁴ t		10 ⁴ m ³	10 ⁴ t
条 34	P ₂ l 上	新增	0.35	14.8	9.9	63.5	1.05	0.861	31	27	5.0	1.6	1.4
	P ₂ l 下	新增	1.31	28.6	9.4	63.5	1.05	0.861	213	183	5.0	10.7	9.2
	合计		1.31							244	210		12.3

条 34 块在三塘湖油田区域位置示意图见图 2.1-1。

2.1.2 油气资源概况

2.1.2.1 区域地层特征

区域钻井揭示条湖凹陷的地层自上而下依次为新生界的第四系、第三系，中生界的下白垩统、上侏罗统齐古组、中侏罗统头屯河组、西山窑组、中上三叠统小泉沟群，上古生界的中二叠统条湖组、芦草沟组、上石炭统卡拉岗组、哈尔加

乌组。该区共存在四期大的区域不整合面，分别是 P₂/C₂k、T₂k/P₂、J₁₋₂/T₂k 和 J₃q/K，其中前三个不整合在地震剖面上表现为明显的角度不整合接触关系，齐古组和下白垩统为平行不整合接触关系。

该区油气主要产层为西山窑组、条湖组、芦草沟组、卡拉岗组和哈尔加乌组，区域划分对比标志清楚。条湖组为一套火山岩、火山碎屑岩夹滨浅湖碎屑岩、河漫沼泽建造，该层系为凝灰岩油藏的主要含油目的层位，地层深度在 1500-2700m 之间。芦草沟组为一套半深湖—滨浅湖相深灰色、灰黑色泥岩、粉砂质泥岩、钙质泥岩，深灰色页岩以及沉凝灰岩、凝灰质泥岩和凝灰岩，在不同层段夹有灰岩、白云岩、碳酸盐岩、砂砾岩沉积，最大厚度位于条湖南缘条 7 井附近，可达 800m，向北快速减薄至剥蚀尖灭。该套地层是盆地内的主要烃源岩及储集层，地层深度在 2000-3400m 之间。卡拉岗组地层以发育大套火山岩为主，纵向上，与其上覆的沉积岩地层在岩性、电性上响应特征均有明显差异，易于划分对比。卡拉岗组地层电性上表现为低自然伽玛、低声波时差、低补偿中子、高密度、高电阻的“三低两高”特征。哈尔加乌组上部发育一套碎屑岩沉积，电性上以高自然伽玛为特征，下部以更高电阻中酸性火山岩为特征。从岩性来看，卡拉岗组以棕褐色、灰色玄武岩、安山岩、凝灰岩为主，而下伏哈尔加乌组上部发育一套较为稳定的灰色、灰黑色泥岩、碳质泥岩、夹砂岩及煤线等碎屑岩（源岩）标志地层，哈尔加乌组下部多为灰绿色、棕色、灰、灰黄色等颜色较杂的玄武岩、安山岩，地层深度在 1400-4500m 之间。

三塘湖油田条湖凹陷地层发育简表见表 2.1-2。

2.1.2.2 区域构造特征

三塘湖盆地是在阿尔泰褶皱带与北天山褶皱带共同作用形成的改造型盆地，受区域构造作用，盆地分为东北冲断隆起带、中央拗陷带和西南逆冲推覆带三个一级构造单元。

三塘湖盆地现今呈南北分带、东西分块的构造格局，一级构造单元划分为北部冲断隆起带、中央拗陷带和南缘逆冲推覆带（图 2.1-2 三塘湖盆地构造单元划分图）。按中央拗陷带内部结构和断裂特征，又将其自西北向东南进一步划分为“五凹五凸”十个二级构造单元，即汉水泉凹陷、苏海图凸起、**条湖凹陷**、北湖凸起、马朗凹陷、条山凸起、淖毛湖凹陷、苇北凸起、乌通凹陷和库木苏凸起。

在平面上，围绕条山凸起，形成了一系列平行于条山凸起的近东西走向的大型鼻隆构造带；这些鼻隆带自东向西倾伏于凹陷中，总体是东高、西低，控制油气运移聚集，是油气运移聚集的优势方向。

条 34 块位于条湖凹陷南部逆冲推覆石板墩构造带，地震反射特征不是很清晰，全区地震追踪难度较大，但在构造主体区块地震反射特征相对较好，特别是三叠系底界为不整合面，在地震剖面上也对应着一个波峰，该反射层反射强度大，连续性较好，有一定的可追踪性。该区块长期处于油气运移的优势指向区，凹陷中发育多套烃源岩，纵向上发育众多储盖组合，各种类型的圈闭条件及良好的油气保存条件，构成了条湖南缘油气富集的基本地质条件。

本区发育三套储集层：①侏罗系西山窑组、八道湾组储层以砂岩为主，主要分布在底部三角洲控制的河道砂体内，储集性能好；②二叠系条湖组、芦草沟组储层以玄武岩、凝灰岩为主，玄武岩储层主要分布在顶部的风化淋滤带上，储集性能好；芦草沟组储层主要分布在浅湖沉积区，面积上分布较广，储集性能好。③石炭系卡拉岗组储层以火山岩为主（主体为玄武岩），石炭系火山岩发育风化壳和内幕型两类储层，气孔、溶孔和裂缝为主要的储集空间，储集性能较好。

本区盖层有三类：①侏罗系中统发育厚层的泥岩，可作为西山窑组油气藏的盖层；②侏罗系下统八道湾组泥岩可以作为八道湾组砂岩油藏，八道湾组泥岩和三叠系厚层紫红色泥岩，可作为条湖组顶部风化壳油藏的区域性盖层；③中二叠统条湖组发育大套的火山岩，厚度较大，岩性致密，芦草沟组发育大套灰质泥岩，均可作为卡拉岗组顶部油气聚集的有效盖层。

本区发育中、下三套含油气系统。一是以二叠系芦草沟组为主要烃源岩的中含油气系统，主要是芦草沟组生油岩、条湖组火山岩和中生界砂岩储层的下生上储式组合和芦草沟组为生油岩，内部凝灰岩为储层的自生自储式组合；二是以上石炭统为烃源岩的下含油气系统，主要发育以上石炭统卡拉岗组为储层，二叠系条湖组致密火山岩为盖层的下生上储式火山岩油藏组合。通过油源对比分析认为，条中 1、2 号构造石炭系卡拉岗组原油具有典型的芦草沟组原油生物标志特征，确定本区石炭系卡拉岗组的油主要来源于芦草沟组源岩，为上生下储式中含油气组合系统。

2.1.2.3 油藏类型

芦草沟组油层纵向上主要分布在条 34 块凝灰岩储层中，油层平面分布不受构造控制，具有大面积分布特征，油藏类型为均匀分布、近源聚集的凝灰岩油藏，含油性不受构造高低控制，主要受岩性和物性控制。

芦草沟组凝灰岩油藏是夹持于 P₂l 源岩内部连续分布的上下两套凝灰岩油层，芦草沟组二段烃源岩埋藏深、演化程度高、优质源岩发育，油源断裂和微裂缝沟通源岩和凝灰岩储层，源储紧密叠置，是条 34 块芦草沟组油藏形成的主要机制。

综合分析，确定条 34 块二叠系芦草沟组油藏为层状岩性油藏。油藏埋深 3250~3540m，最大油柱高度 290m。

条 34 块二叠系芦草沟组油藏参数见表 2.1-3。

2.1.2.4 油气物性

(1) 原油物性

三塘湖油田条 34 块原油性质：地面原油密度 0.8332~0.8775g/cm³，平均值为 0.861g/cm³。原油粘度 8.22~125.5mPa·s，平均值为 36.0mPa·s（50℃），凝固点 18~25℃，初馏点 63~185℃，汽油含量 2.5~21.0%，含蜡量 33.7~47.6%，属于轻质、低粘、高蜡、中凝、普通凝灰岩藏油。

(2) 天然气性质

根据条 34 块的构造特征、储层物性特征及前期勘探情况，条 34 区块试油、试采没有天然气产生。

(3) 地层水

条 34 区块试油、试采没有见到明显水层，参考相邻区块同层位芦草沟组水样分析结果：地层水水型为 NaHCO₃ 型。

2.2 区块开发现状及环境影响回顾

2.2.1 区块开发现状

条 34 块现状已开发 2 口老井（条 3401H、条 3402H），均为采油井，水平井，2018 年开始施工建设，目前均在正常运行使用，区块单井平均日产液 22.5m³/d、日产油 10.9t/d、日产水 11.6m³，含水 38.1%，不产气。

目前，条 34 块建有简易拉油站 1 座，设有 9 具 40m³油罐，撬装装车泵 1 台，

简易装车鹤管 1 套。采用“单井—油罐”的生产流程，生产原油通过汽车拉运至牛圈湖联合站进行处理。

现有工程情况详见表 2.2-1。

表 2.2-1 条 34 块现有工程情况表

序号	项目名称	规格	数量	备注
1	标准化设计采油井口及井场	采油井 30×40m;	2 座	采油井 2 座;
2	抽油机	14 型, 节能型	2 座	水平井
3	条 34 块拉油站	40m ³ 油罐 9 具, 撬装装车泵 1 台, 简易装车鹤管 1 套	1 座	——

2.2.2 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。

2.2.3 大气环境影响回顾

目前，条 34 块在各采油井口处设置电磁加热器满足集输要求，单井来液直接进站，经过数控多通阀选井装置选井计量后，进入 40m³ 油罐。通过装车栈桥外运至牛圈湖联合站。

经现场调查，井区现有的主要大气污染源为：井场、拉油站的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/m³）的要求，说明条 34 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。

2.2.4 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。

目前条 34 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。

经现场调查及本次地下水环境质量现状监测，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。

2.2.5 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。

2.2.6 固体废物环境影响回顾

条 34 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。

2.2.7 现存主要问题及整改措施建议

(1) 现存主要问题

根据现场调查结果可知：井场已平整，由砾石铺垫，井场钻屑储集防渗池上

部已经覆土，井场及钻屑储集防渗池上部没有污油出现，油区道路总体规范，无有车辆乱碾乱轧的痕迹。条 34 块拉油站为简易拉油站，设有 9 具 40m³ 撬装式油罐，撬装装车泵 1 台，露天存放，未安装油气回收装置。



图 2.2-1 条 34 块简易拉油站现状照片

(2) 整改建议措施

针对区域遗留的环境问题，在本次开发调整建设过程中，建议重点采取以下措施：

(1) 本项目建设中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道，减少对油田区域地表的扰动和破坏，施工结束后，要及时平整施工场地，清理施工废弃物，以便临时占地自然恢复。

(2) 为进一步减少 VOCs 排放，规范区块原油储存及拉运要求，建议尽快在条 34 块简易拉油站基础上进行地面工程配套，按要求安装油气回收装置。

2.3 建设项目概况

2.3.1 工程基本情况

2.3.1.1 项目名称和性质

项目名称：三塘湖盆地条湖凹陷条 34 块 P₂₁ 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勘探公司；

项目性质：新建；

2.3.1.2 建设地点

本项目位于三塘湖盆地条 34 区块，行政隶属新疆哈密地区巴里坤哈萨克自治县。北西距巴里坤县城 11km，北东距木炭窑 27km，东南距岔哈泉 15km，距离牛圈湖联合站约 58km。条 34 块向南约 5km 已建有简易公路，交通较为便利。

中心点经纬度坐标：地理位置见图 2.3-1。

2.3.1.建设规模及组成

根据《三塘湖盆地条湖凹陷条 34 块 P₂₁ 油藏产能建设方案》：方案设计动用条湖凹陷条 34 块芦苇沟组油藏，动用含油面积 1.31km²，石油地质储量 210 万吨，技术可采石油储量 10.6 万吨，采用直井+水平井压裂开发。区块钻井 11 口，其中水平井 3 口、直井 8 口，采用不规则井网，井排距 300-400 米，衰竭式开发。区块计划年产油 1.59 万吨/年，不产气。主要地面工程包括新建新建拉油站 1 座，新建单井集油管线 10.3km，道路 3km，配套自控系统、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通等辅助设施。

单井采油通过新建集输管线输至条 34 块拉油站，经过数控多通阀选井装置选井计量后，进入 40m³ 油罐。通过装车栈桥外运至牛圈湖联合站。

具体工程组成见表 2.3-1。

表 2.3-1 本项目主要工程组成一览表

类别	名称	工程量		建设内容	备注
主体工程	钻井工程	采油井	11 口	新钻采油井 9 口，利用老井 2 口	新建
		注水井	—	—	—
	采油工程	采油井井口装置	9 口	井口装置均为 14 型抽油机，37kW，每个采油井配套井口电加热器，电加热器规格为 20kW 2.5MPa。	新建
		老井利用	2 口		依托
	集输工程	条 34 块拉油站	1 座	40m ³ 撬装式原油储罐 9 具（依托现有）； 撬装 2 车位侧装式装车栈桥 1 座 撬装原油装车泵（Q=50m ³ /h，H=32m，P=7.5kW）2 台，1 用 1 备	新建
		计量阀组	1 套	拉油站内设 8 井式撬装数控多通阀选井装置 1 套	依托
		单井管线	10.3km	20# 无缝钢管，D76×4	新建
		站内集输管线	300m	20# 无缝钢管，D159×5	新建
	注水工程	本工程不考虑注水工程			—
	公用工程	供配电	依托条 34 块已建的 10kV 莲油线		
消防		按《吐哈油田分公司钻井井控管理实施细则》配备各种消防器材			新建

类别	名称	工程量	建设内容	备注
	道路	新建 3km 的巡检道路，路面宽度为 4.5m，砂石路面		新建
	生活	依托三塘湖采油厂生活基地		依托
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 100×10 ⁴ t/a		依托
	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 2000m ³ /d		依托
	含油污泥	依托牛圈湖废渣场对含油污泥进行暂存，规格均为 10000m ³ ，交由有资质的单位进行无害化处置		依托
	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		依托
环保工程	废气	施工扬尘：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		——
		钻井废气：采用高质量柴油机、柴油发电机		新建
		无组织非甲烷总烃：油田开发采用密闭集输流程		新建
	废水	各井场设置泥浆池，长约 20 米，宽约 30 米，深约 2 米，进行防渗处理。施工期钻井废水排入井场泥浆池；		新建
		设置移动旱厕，施工期生活污水排入旱厕自然蒸发，施工结束覆土填埋；		新建
		运营期井下作业废水-洗井废水和采出水依托牛圈湖联合站污水处理系统；		依托
		运营期井下作业废水-压裂酸化废水由自带回收罐回收，依托牛圈湖、牛东废液池蒸发处理；		依托
	防渗膜铺装	修井及井下作业过程铺设防渗膜		新建
	噪声	①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置；④切合实际地提高工艺过程自动化水平；⑤定时保养设备；		新建
	固废	施工期钻井泥浆排入泥浆池自然干化；		新建
		施工射孔返排液自带回收罐回收，依托牛圈湖、牛东废液池蒸发处理；		依托
		施工生活垃圾依托三塘湖基地生活垃圾填埋场处理		依托
		每个钻井井场设置不落地处理系统，由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成		新建
		落地原油和含油污泥依托牛圈湖废渣场暂存，下一步交由有资质的单位进行无害化处置		依托
环境风险	①安装防喷器和井控装置等安全措施；②按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材；③井下作业配备回收罐；		新建	
	应急救援设备和仪器依托三塘湖采油厂		依托	
生态恢复	①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施；		新建	

2.3.1.4 投资估算

项目总投资 6101 万元，其中钻井投资 5244 万元，地面工程投资 857 万元。

环保投资 510 万元，占总投资的 8.36%。

2.3.1.5 劳动组织及定员

条 34 区块采用作业区的管理模式，从事工艺过程操作和辅助操作的工人采用轮班工作制。岗位定员的标准依据中国石油天然气总公司《油田地面建设工程设计定员标准》，同时考虑本项目的实际情况、生产装置的自动化水平、以及生产岗位的连续性。本项目用工实行轮休制度，采用四班两倒工作制。

本项目不新增定员，均依托吐哈油田分公司勘探公司已有人员进行管理。

2.3.2 开发部署方案

根据《三塘湖盆地条湖凹陷条 34 块 P₂₁ 油藏产能建设方案》：方案设计动用条湖凹陷条 34 块芦草沟组油藏，动用含油面积 1.31km²，石油地质储量 210 万吨，技术可采石油储量 10.6 万吨，采用直井+水平井压裂开发。区块钻井 11 口，其中水平井 3 口（条 3401H、条 3402H、条 34-1H）、直井 8 口（条 34、条 3403、条 3404、条 3405、条 34-2、条 34-3、条 34-4、条 34-5），采用不规则井网，井排距 300-400 米，衰竭式开发。区块计划建产能 1.59 万吨。

按照产能建设部署，条 34 块共部署开发井 11 口，设计新钻井 9 口，利用老井 2 口，直井单井产能 4.0t/d，水平井单井产能 7.0t/d，新建产能 1.59×10⁴ 吨/年。不产气。

区块开发部署表见表 2.3-2，区块产量指标预测详见表 2.3-3，井网部署图见图 2.3-2。

表 2.3-2 条 34 块油藏开发部署表

井别	井号	井数(口)
采油井	条 34-1H、条 34、条 3403、条 3404、条 3405、条 34-2、条 34-3、条 34-4、条 34-5	9
老井利用	条 3401H、条 3402H	2
合计		11

表 2.3-3 条 34 块开发方案产量指标预测表

年度	采油井数 (口)	地质储量 (10 ⁴ t)	可采储量 (10 ⁴ t)	年产油量 (10 ⁴ t)	年产液量 (10 ⁴ m ³)	采油速度 (%)	石油采出 程度 (%)	含水 (%)	累计油量 (10 ⁴ t)
2020	11								
2021	11								
2022	11								
2023	11								

年度	采油井数 (口)	地质储量 (10 ⁴ t)	可采储量 (10 ⁴ t)	年产油量 (10 ⁴ t)	年产液量 (10 ⁴ m ³)	采油速度 (%)	石油采出 程度 (%)	含水 (%)	累计油量 (10 ⁴ t)
2024	11								
2025	11								
2026	11								
2027	11								
2028	11								
2029	11								
2030	11								
2031	11								
2032	11								
2033	11								
2034	11								
2035	11								
2036	11								
2037	11								
2038	11								

2.3.3 主体工程

本项目主体工程包括钻井工程、采油工程、集输工程及地面工程。

2.3.3.1 钻井工程

根据开发方案，部署开发采油井数 11 口，其中水平井 3 口，直井 8 口。

本项目采用直井+水平井压裂开发。钻井工艺流程包括确定井位、井场准备、钻井、完井和连接集输管线等步骤。

水平井：井深 2500m。新钻井总进尺 8.25×10^4 m，预计单井完井周期 22d。

(1) 井网与布井方式

根据部署原则及油藏特征，结合调整区开采现状，采用不规则井网，井排距 300-400 米，整体部署，分批实施，衰竭式开发。

(2) 井身结构

本项目采油井采用二开井身结构。

一开： $\phi 375\text{mm} * \phi 273\text{mm} * 400\text{m}$ 。采用 375mm 钻头一开钻穿砾石层，钻至

井深 400m，下入 273mm 表层套管固井，水泥返至地面；

二开： $\phi 216\text{mm} \times \phi 139.7\text{mm} \times 3800\text{mm}$ （完钻井深）。采用 $\phi 216\text{mm}$ 钻头按设计轨迹钻至设计井深，下入 139.7mm 油层套管，采用常规水泥浆体系固井，水泥返至地面，套管射孔完井。采油井井身结构设计数据表见表 2.3-4 和图 2.3-3。

表 2.3-4 条 34 块采油井井身结构设计数据表

类型	开钻次序	井深 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下入深度 (m)	环空水泥浆返至井深 (m)
水平井	一开	400	375	273	400	地面
	二开	4110	216	139.7	完钻井深 3800	水泥浆返至造斜点以上 100m
直井	一开	400	375	273	400	地面
	二开	3465	216	139.7	完钻井深 3800	—

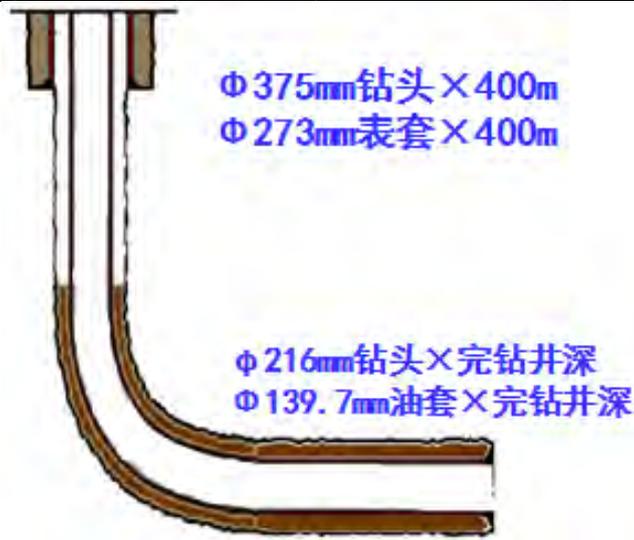


图 2.3-3-1 条 34 块井身（水平井）结构示意图

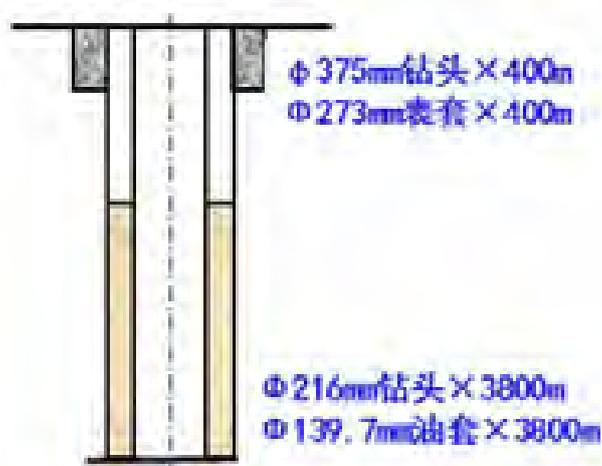


图 2.3-3-2 条 34 块井身（直井）结构示意图

(3) 钻井设备

钻井钻机优选 ZJ50 及以上钻机。

目的层采用 SP1635L、MD6645A 等高效 PDC 钻头，配合高压喷射复合钻井达到快速钻进的目的。一开表层采用单扶塔式钻具组合，二开水平井直井段采用稳斜钻具组合，定向段采用复合导向钻具组合控制井斜，满足对井身质量的控制要求。

(4) 钻井液

一开：采用坂土钻井液；

二开：采用聚合物钻井液体系、聚磺钻井液体系、MEG 钻井液体系和弱凝胶钻井液体系，钻井液密度控制在 1.30g/cm^3 以内。

(5) 完井方式

采用套管固井完井。表层套管固井水泥浆体系选用天山 G 级 (MSR) 水泥，油层采用常规水泥浆体系固井，水泥返至地面。采用 35MPa 的环形防喷器，根据后期采油作业要求，采用 105MPa 的 $\phi 273\text{mm} \times \phi 139.7\text{mm}$ 标准套管头。

(6) 钻井周期

条 34 块直井钻井周期为 40 天，建井周期为 43 天；直导眼+水平井钻井周期为 90 天，建井周期为 93 天。

(7) 钻井井场平面布置

钻井井场的布置本着结构简单、流程合理的原则进行布局。钻井井场布置有值班房、录井房、配电房、罐区、不落地设备区、岩屑堆放场地等。

井场平面布置图详见图 2.3-4。

2.3.3.2 采油工程

(1) 完井方式：优选套管固井完井，主要采用“速钻桥塞+分簇射孔”压裂工艺，射孔方式为速钻桥塞、射孔一体化电缆作业工艺。

根据条 34 区块火山岩油藏储层特点以及油藏开发方案的要求，为满足该区块油井正常开发，优选套管固井完井。完井采用外径 $\Phi 139.7$ 毫米、P110 钢级、壁厚 9.17 毫米的套管组合。条 34 块主要采用“速钻桥塞+分簇射孔”压裂工艺，射孔方式为速钻桥塞、射孔一体化电缆作业工艺；速钻桥塞压裂第 1 级采用油管传输射孔工艺射孔，射孔参数为 YD102 枪、127 弹、相位 60° 、孔密 16 孔/米，

不负压；其它级采用桥塞、射孔一体化电缆作业工艺，射孔参数为 YD86 枪、DP36RDX25-6 弹、相位 60°、孔密 16 孔/m，不负压。

(2) 采油方式：以有杆泵采油为主。按抽油泵的最大举液能力进行不同产液量下泵径的选择，当油井日产液降低为 10m³/d 时，选择泵径 32mm；日产液降低为 5m³/d 时，选择泵径 28mm 泵。

(3) 压裂改造：直井速钻桥塞（可溶桥塞）细分层体积压裂；水平井速钻桥塞（可溶桥塞）缝控体积压裂。

(4) 储层保护：储层岩石呈强水敏性，且对酸敏感性较强。要求开发全过程实施有效的油层保护措施。转抽、检泵作业时首选不压井作业技术，尽量减少压井作业避免或降低作业过程中压井液对储层的伤害；需实施压井作业的油井，常规压井可选无机盐压井液。压井液中加入 1.5%BCS-851 的防膨剂可有效降低储层水敏性矿物的膨胀伤害。

2.3.3.3 油气集输工程

(1) 集输工艺

本项目采油“单井采出液→拉油站→处理站”集输工艺，单井采出液经单井集油管线输送进入条 34 块拉油站内选井装置，需要计量的单井通过计量管线输送至计量器计量，计量后与其它单井产液混合后进入站内的油罐内暂存，再由装车栈桥装车外运至牛圈湖联合站。具体工艺见图 2.3-5。

(2) 采油井口

单井均采用抽油机生产，抽油机选型采用新型节能型 14 型抽油机，功率 37kw，满足公司节能要求。采用“井口加热”集输工艺，在采油井口处设置电磁加热器满足集输要求。

采油井场满足工艺设施的布置安装和修井时的作业用地要求，井口安装、标志标识等采用标准化设计。

(3) 单井集油管线

根据油品性质，抽油机井口的回压控制小于 1.5MPa，单井集油管线规格为 D76×4，管材选用 20 无缝钢管，管线外采用 40mm 黑夹克聚氨酯防腐保温。管线埋地敷设，管顶埋深-2m。本项目新建单井管线示意图 2.3-6。

(4) 选井装置

站内设 8 井式撬装数控多通阀选井装置 1 套，站外来液进入选井装置，需要计量的单井通过计量管线输送至计量装置（消气器+流量计计量）计量，计量后与其它单井产液混合后进入生产油罐。

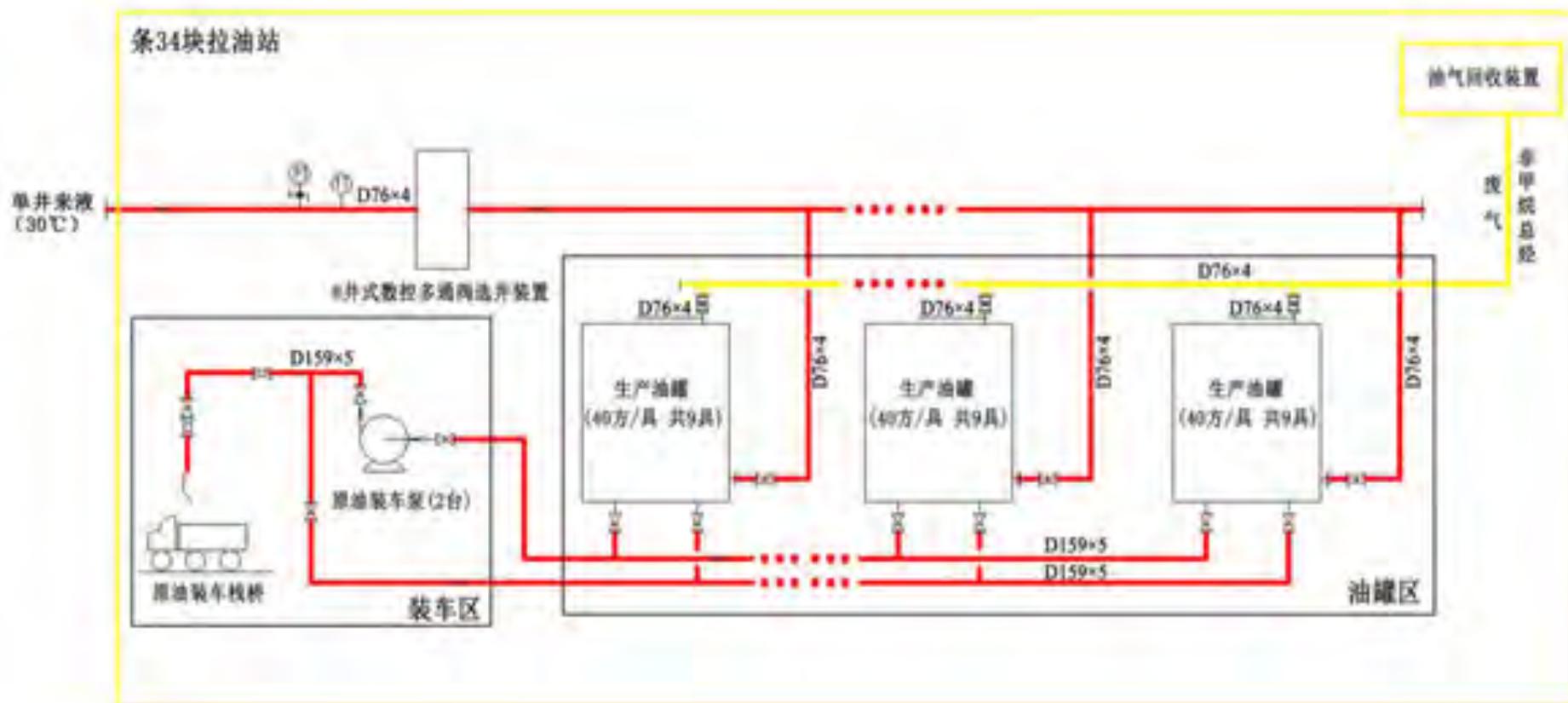


图 2.3-5 项目油气集输工艺流程图

(5) 油品储罐

根据开发方案预测，条 34 块 10 年最大产液量为 74m³/d，根据《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）中要求，同时考虑区块位置及距离因素，原油储存天数按 4 天计，需要设置 40m³油罐 9 具，目前该场站已经建设 9 具撬装式 40m³油罐，满足要求，油罐全部利用。

(6) 集输管线

站内集输管线规格为 D159×5，管材选用 20 无缝钢管，管线外采用 40mm 黑夹克聚氨酯防腐保温。管线在站内地面低支架敷设。

(7) 原油装车系统

站内设置撬装 2 车位侧装式装车栈桥 1 座，装车栈桥及配套装车鹤管依托现有。

配套撬装原油装车泵（Q=50m³/h H=32m P=7.5kW）2 台，1 用 1 备。

(8) 主要工程量汇总

油气集输主要工程量见表 2.3-5。

表 2.3-5 新建集输工程主要工程量表

序号	项目名称	规格	数量	备注
一	单井部分			
1	标准化设计采油井口及井场	采油井 30×40m;	11 座	新钻水平井 3 座、 直井 8 座
2	抽油机	14 型，节能型，功率 37kw	11 座	
3	单井集输管线	20 无缝钢管，D76×4	10.3km	40mm 厚黑夹克防腐保温
4	撬装式防爆电磁加热器	20kw，PN2.5MPa，节能型	11 台	
二	条 34 块拉油站			
1	撬装 40m ³ 钢制油罐	包括呼吸阀、阻火器、电加热棒等配套附件	9 具	依托原有
2	撬装 8 井式数控多通阀选井装置	PN2.5MPa	1 套	依托原有
3	单井计量系统		4 套	消气器+流量计
4	闸阀	Z41H-25，DN150，PN2.5MPa	10 个	依托原有
5	闸阀	Z41H-25，DN100，PN2.5MPa	5 个	依托原有
6	站内集输汇管 (站内地面低支架敷设)	20 无缝钢管，D159×5	0.3km	新建，40mm 厚黑夹克防腐保温
7	撬装装车泵	Q=50m ³ /h H=32m P=7.5kW	2 台	依托原有，装车泵

序号	项目名称	规格	数量	备注
				棚内，一用一备
8	装车鹤管	撬装 2 车位	1 套	依托原有
9	装车栈桥	撬装侧装式 2 车位	1 座	依托原有

2.3.3.4 地面工程

由开发方案可知，条 34 块产能建设规模为 1.59×10^4 t/a，本次设计拉油站拉运油品为含水原油，因此，拉油规模确定为 2.2×10^4 m³/a（含水原油）。

条 34 块生产的原油在拉油站进行储存，因此条 34 拉油站的功能确定为原油集输、储存及拉运。

本次工程在已建简易拉油站基础上进行地面工程配套，满足该区块原油储存及拉运要求。条 34 块拉油站平面布置示意图详见图 2.3-7。

2.3.4 公用工程

2.3.4.1 供排水及消防

(1) 供水水源

根据《三塘湖盆地条湖凹陷条 34 块 P21 油藏产能建设方案》，考虑区块位置及距离因素，条 34 块暂不进行注水工程。

(2) 排水

本项目新增采出水 61m³/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) 消防

根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 中的相关要求：总容量不大于 500m³、且单罐容量不大于 100m³的井场卧式油罐，可不设灭火系统和消防冷却水系统。因此，在油罐区设置移动式消防器材，配备 MFTZL35 型推车式磷酸铵盐干粉灭火器 5 具，配备 MFZL8 型磷酸铵盐干粉灭火器 18 具。

此外，拉油站内各新建设备间各设置 MFZL8 型磷酸铵盐干粉灭火器 2 具，共计 8 具。

2.3.4.2 供配电

(1) 单井、阀组供配电

条 34 块单井变压器电源就近从已建 10kV 单井干线“T”接，架空线采用 LGJ-70/10 钢芯铝绞线，可以满足本次新建单井、阀组及井口电磁加热器的用电需求。

(2) 拉油站供配电

条 34 拉油站外就近设杆上变压器台，变压器采用 S13-M-315/10，10/0.4kV315kVA，变压器电源引自站外已建 10kV 架空线路，线路末端设 10kV 永磁真空断路器及 10kV 隔离开关保护。条 34 拉油站内设防爆配电箱 4 面，照明配电箱 1 面，为场区动力、照明供电，电源引自新建杆上变压器配电箱。

2.3.4.3 管线防腐及保温

- (1) 单井集油管线的埋地管线防腐采用 40mm 厚黑夹克聚氨酯防腐保温；
- (2) 场区内单井集输管线采用埋地弹性敷设，焊接连接，管底埋深 1.5m；
- (3) 站内集输管线在地面低支架敷设，焊接连接，采用 40mm 厚黑夹克聚氨酯防腐保温。

2.3.4.4 仪表自控工程

(1) 采油井口

实现抽油井油压、套压、冲程、冲次、示功图、启停时间、启停状态、电机综合电参（电流、电压、电量、有功功率、无功功率）等参数采集与传输，现场仪表信号通过 ZigBee 无线方式或 RS485 有线方式接入 RTU，RTU 将采集到的数据租用当地已建运营商网络上传至条 34 块拉油站新增的公网服务器，通过新增井口数据监控主机实现集中监控。

抽油井井口数据采集与传输需安装设备：无线压力变送器 2 台（油压、套压检测）、智能多功能电表 1 套（配电流互感器 3 个）、一体化无线载荷传感器 1 套、RTU 系统 1 套（包括 RTU 控制柜及柜内辅件、公网无线路由器、Zigbee 定制天线等）。

RTU 配置：4AI/4DI/2DO；ZigBee 通信（与无线仪表通信）；通讯接口：RS-485 接口（2 路）；RS-232 接口（2 路）；USB（1 路）；Ethernet 接口（1 路）。

(2) 条 34 块拉油站

撬装数控选井装置配套 PLC 系统数据通过室外铠装六类非屏蔽双绞线传输，自撬装数控选井装置配套 PLC 系统 RJ45 口引出后接入控制室内通信专业工

业交换机，通过井口数据监控主机实现集中监控。

在条 34 块拉油站中控室内设置 1 套壁挂式可燃气体报警控制器，将现场可燃气体浓度检测仪表信号接入可燃气体报警控制器进行指示报警。

2.3.4.5 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 3km。

2.3.5 依托工程

牛圈湖联合站地处条 34 区块的东南面，距条 34 块井区约 58km。

本项目原油、采出液处理均采用罐车由条 34 块拉油站拉运至牛圈湖联合站，油泥砂等危废贮存由罐车拉运至牛圈湖废液、废渣场，生活垃圾依托由垃圾车运至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 2.3-8。依托工程环保手续履行情况详见附件及表 2.3-6。

表 2.3-6 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

2.3.5.1 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

牛圈湖联合站油气最大处理能力 100 万吨/年，占地面积 4200m²。设有油气分离、原油脱水、原油稳定、原油储存与外输、污水处理、变电等功能。

联合站的主要工程是对区块内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 2.3-9。

(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 5000m³ 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 60×10⁴t/a，二期处理规模最终达到 100×10⁴t/a；原油稳定采用闪蒸工艺，设计规模为 100×10⁴t/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 2.3-7。

表 2.3-7 原油处理系统主要生产设备

序号	设备名称	数量	规格型号	工艺参数
1	螺旋板换热器补水泵	2 台	KOL32/125-0.75/2	Q=5m ³ /h, H=20m, N=0.75kW
2	热水循环泵 (单级离心泵)	2 台	DFG50-160CD/2	Q=25m ³ /h, H=32m, N=4kW
3	热媒循环泵	3 台	RY-125-100-250	Q=180m ³ /h, H=60m, N=45kW
4	注油泵	1 台	KCB-55	Q=3.3m ³ /h, H=33m, N=1.5kW
5	导热油加热炉(旧)	2 具	YQW-2500Q	出口温度: 220℃, 设计压力: 0.8MPa
6	导热油加热炉(新)	2 具	YQW-3000(250)Q	出口温度: 350℃, 设计压力: 0.8MPa
7	燃气分离器	1 具	6.15m ³	温度: 70℃, 最高工作压力: 1.0MPa
8	导热油储油罐	1 具	20m ³	温度: 150℃, 最高工作压力: 0.1MPa
9	膨胀罐	1 具	10m ³	最高工作压力: 0.1MPa, 液位: 0.2m-1.0m
10	原油计量罐	2 具	13.9m ³	温度: 200/159℃, 最高工作压力: 1.5/0.4MPa
11	高效三相分离器	3 具	JW-WS3.0x13.2-0.6	压力:0.5MPa, 液位: 1.3±0.2m
12	分离缓冲罐	2 具	101m ³	压力:0.5MPa, 液位: 1.5±0.3m
13	原油提升泵	3 具	DFCZ50-200C	Q=50m ³ /h, H=40m, N=11kW
14	原油稳定塔底增压泵	3 台	80DFAY60	Q=50m ³ /h, H=60m,N=18.5kW

序号	设备名称	数量	规格型号	工艺参数
15	轻烃提升泵	2 台	DFLPHB40-50A	Q=1m ³ /h, H=60m,N=3kW
16	原油稳定塔	1 具	PN0.6Mpa, DN2000H=18850	压力: 0.15-0.25Mpa, 液位: 2.7m-4.5m
17	原稳塔顶分离器	1 具	PN0.6MPa, DN1000×3000	压力: 0.15-0.25MPa, 液位: 0.2m-0.7m
18	原稳塔顶空冷器	1 具	GP3X2-4-27-1.6S-23.4/D R-IIa	出口温度<50℃
19	进站原油—稳后原油 换热器	2 具	BES900-1.6-300-6.6/19-4 II	管程温度: 72.8℃, 壳程温度: 60℃
20	稳前—稳后原油换 热器	2 具	BES1400-1.6-850-7.45/19 -4II	管程温度: 112℃, 壳程温度: 72.8℃
21	稳前原油加热器	1 具	BES700-1.6-115-6/25-4I	进口温度: 100℃, 出口温度: 112℃,
22	撬装加药装置	1 套	BHJY-2*2-390/1.0-2	V=2m ³ ,P=0-1.0MPa,Q=0-390L/h
23	加药间配药泵	1 台	KCB18.3-2CY-1.1/1.45	Q=1.1m ³ /h, H=45m, N=1.5kW
24	仪表风空压机	2 台	LU30(W)-55E(W)型	流量: 6.9m ³ /min, 压力: 0.55-0.75MPa
25	微热再生干燥器	1 具	MAD-6	入口温度<38℃, 入口压力: 0.4-0.95MPa
26	仪表风缓冲罐	1 具	2m ³	温度 100℃, 最高工作压力: 1.0Mpa
27	仪表风储罐	2 具	5.03m ³	温度 60℃, 最高工作压力: 1.0Mpa

③主要工艺流程

原油脱水处理: 采用高效三相分离器储罐工艺, 使其达到净化原油标准。即: 接转站和单井来液→加热炉→三相分离器→缓冲罐→提升泵→原油稳定装置。脱水设备为高效三相分离器, 脱水温度 60℃。

原油处理工艺见图 2.3-10、图 2.3-11。

④依托可行性

牛圈湖联合站目前原油处理设计规模为 100×10⁴t/a, 目前该站实际处理原油量为 55×10⁴t/a, 本项目此次建产新增原油产能 1.59×10⁴t/a, 可以依托。

(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 2000m³/d, 目前实际处理含油污水 1800m³/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 2.3-12。

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 2000m³/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 1800m³/d。本项目未来平均新增污水 61m³/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 2.3-8。

表 2.3-8 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 ⁴ t/a	100	55	45	1.59	满足
污水处理	m ³ /d	2000	1800	200	61	满足

2.3.5.2 牛圈湖废液池、废渣场

(1) 废渣场

牛圈湖区块东南建有 1×10⁴m³ 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。已通过验收（《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），见附件）。

同时该区块建有废液池 2 座，每座 5000m³，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。

(2) 废液池

牛圈湖区块（牛圈湖联合站北侧）建有废液池 2 座，每座 5000m³，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 10000m³，目前实际使用容量为 6000m³，可以接纳本项目酸化、压裂废水；废渣场设计总容量 10000m³，目前实际使用容量为 5000m³，尚有较大容积，可以接纳本项目泥浆、岩屑等。

废液池池底、池壁均采用二层防水，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。目前吐哈油田正在进行废液池废液撬装处理装置环境影响评价工作，压裂和酸化废水经装置处理，出水可进入联合站污水处理系统处理达标后回注地层，待装置环保手续办理完毕后可在吐哈油田推广。

2.3.5.3 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 m²，近期总占地面积为 12240m²，其中填埋库区占地面积 0.75 万 m²，处理规模为 4t/d，其中总库容 3 万 m³，有效库容 2.71 万 m³，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施工期生活垃圾产生量，可以依托。

2.4 工程分析

2.4.1 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。

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

油田开发过程环境影响因素识别详见表 2.4-1，污染物排放流程见图 2.4-1。

表 2.4-1 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

建设活动	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	备注
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 生产期
	产生作业废气	环境空气	
	产生设备噪声	声环境	

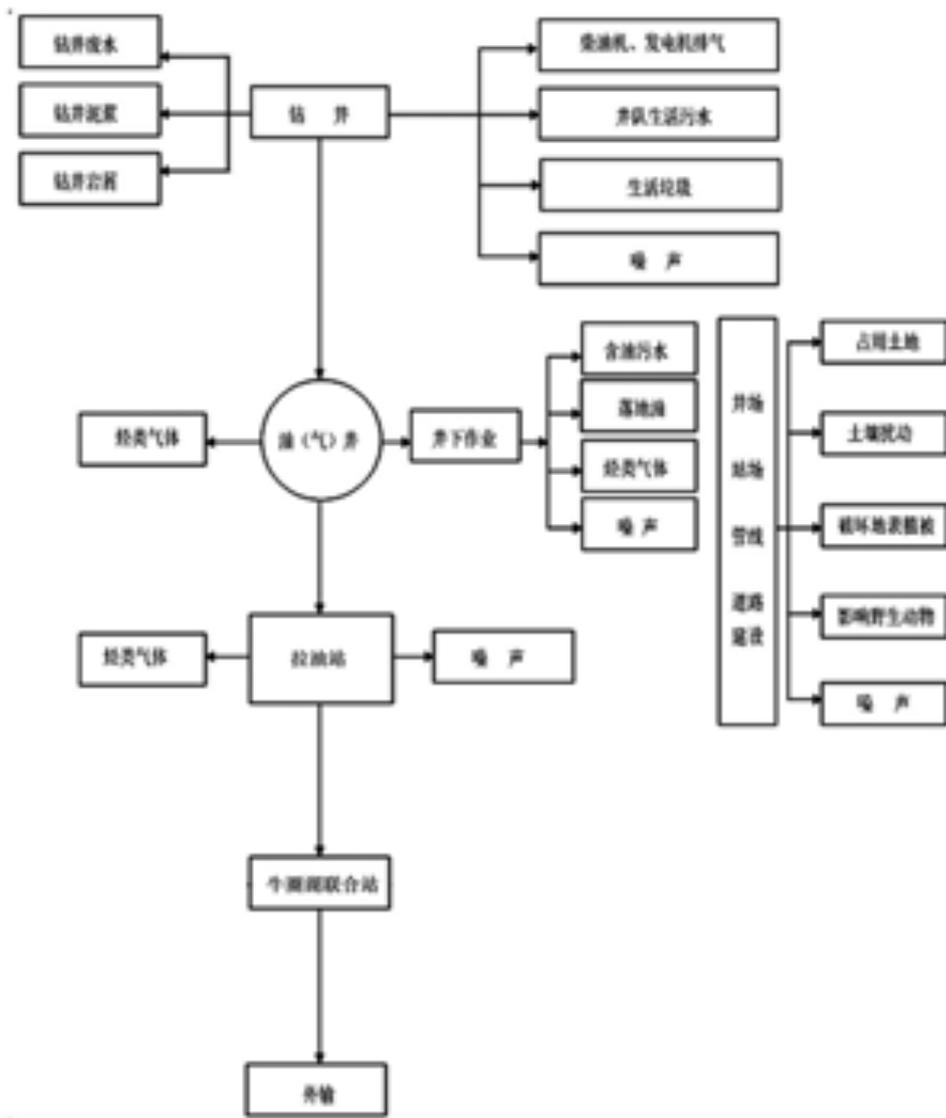


图 2.4-1 油田开发过程污染物排放流程

2.4.2 开发期污染源与污染物分析

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

2.4.2.1 废气污染源

施工期燃料废气主要为钻井施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧产生的废气及运输车辆尾气排放，主要污染物为烃类、CO、NO_x、SO₂等。

(1) 钻井废气

每个井队配备钻井钻机(电钻)2台,柴油发电机2台,柴油消耗量平均1.4t/d,本项目新钻井9口,其中水平井1口,直井8口;水平井平均钻井周期40d,直井平均钻井周期90d,钻井期间共耗柴油1064t。

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

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

式中:m—柴油机消耗柴油量t。

根据《普通柴油》(GB252-2015),规定柴油中硫的含量>50mg/kg,在此按柴油中硫含量为50mg/kg估算,燃烧1t柴油产生的SO₂为0.08kg。

钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

钻井期大气污染物排放情况详见表2.4-2。

(2) 车辆尾气

建设期各类工程及运输车辆较多,排放的尾气会对大气环境造成一定污染。经调查,平均每辆车日耗油量为11.52kg/d,平均每辆车日排放CO0.157kg/d,烃类物质0.269kg/d,NO₂为0.723kg/d,SO₂为0.008kg/d。本项目开发施工期各类车辆8余驾次/日,预计每天可排放CO1.26kg/d,烃类物质2.15kg/d,NO₂为5.78kg/d,SO₂为0.064kg/d。本次建设期以施工期300d计,则建设期施工车辆排放的污染物总量为:CO0.28t,烃类0.48t,NO₂1.30t,SO₂0.01t。

表 2.4-2 钻井期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放 (t)			
	烃类	CO	NO _x	SO ₂
柴油机燃料烟气	24.8	14.6	66.82	0.085
车辆尾气	0.646	0.377	1.74	0.019

2.4.2.2 废水污染源

(1) 钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时泥浆流失物、泥浆循环系统渗透物组成。根据类比调查,钻井废水中主要污染物浓度见表2.4-3。

表 2.4-3 钻井废水水质表

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度 (mg/L)	2000~2500	3000~4000	60~70	0.1~0.2	0.2~0.3
产生量 (t)	18.32	29.32	0.51	0.0015	0.0022

根据《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中（3）与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（详见表 2.4-4）计算钻井废水的产生量。

根据开发方案，本项目共新钻井 9 口井，为普通油井，新钻井总进尺 $3.42 \times 10^4 \text{m}$ ，故钻井作业废水每百米进尺排污系数为 21.43 吨，则钻井废水产生量约为 7329 吨。

表 2.4-4 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	排污系数
钻井作业	钻井液	普通油井	≥4 千米进尺	工业废水量	吨/百米—产品 ^①	21.43
			2~4 千米进尺		吨/百米—产品	21.43

注：①对于钻井作业，产品为钻井进尺。

（2）生活污水

单井钻井场一般人员为 30 人，按 3 个井场一同施工，每人每天用水量约 100L，则整个钻井期间生活用水为 2700m^3 ，按排污系数 0.85 计算，则整个钻井期间施工生活污水产生量为 2295t。

2.4.2.3 噪声污染源

施工期的噪声源主要是钻井过程发电机、钻机和各类泵的噪声以及地面工程建设过程中推土机、挖掘机等施工机械噪声。施工期主要噪声源详见见表 2.4-5。

表 2.4-5 施工期主要噪声源情况

序号	设备名称		数量	噪声强度 (dB(A))
1	钻井	钻机	1 台/队	90-110
		柴油机	3 台/队	95-100
		柴油发电机	2 台/队	100-105
		泥浆泵	2 台/队	80-90
2	地面工程建设	运输车辆		80-95
		推土机		90-100

序号	设备名称		数量	噪声强度 (dB(A))
		挖掘机		80-95
		电焊机		90-100

2.4.2.4 固体废物

(1) 钻井岩屑

本项目新钻井 9 口，其中水平井 1 口，直井 8 口。钻井岩屑按照下式进行计算：

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

式中：W—钻井岩屑排放量，m³；

D—井的直径，m；

h—井深，m。

计算可知，9 口新钻井岩屑量为 1563.07m³。

(2) 钻井泥浆

经调查，项目钻井期使用的泥浆体系，为环保水基泥浆，未添加磺化物。

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

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

式中：V—排到地面上的泥浆量 (m³)；

D—井眼的平均直径 (m)；

h—井深 (m)。

计算得知：直井最大排放泥浆量约为 384.7m³，直井最大排放泥浆量约为 419.7m³，则本项目泥浆总产生量为 3497.3m³。

表 2.4-6 钻井岩屑及泥浆估算表

类型	结构	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 单井岩屑量 (m ³)	总岩屑量 (m ³)	V 单井泥浆量 (m ³)	总泥浆量 (m ³)
新钻水平井 1 口	一开	0.375	400	44.15	44.15	116.5	116.5
	二开	0.216	4110	150.52	150.52	303.2	303.2
新钻直井 8 口	一开	0.375	400	44.15	353.2	116.5	932
	二开	0.216	3465	126.9	1015.2	268.2	2145.6
合计		/	/	/	1563.07		3497.3

(3) 井下射孔压裂返排液

石油钻井完井时，用专用射孔器射穿油层套管、水泥环并穿透油层一定深度从而建立起油气流的通道。在此过程中须使用射孔液，以防止射孔时发生井喷、射孔堵塞、地层损害等事故或不良后果。

经调查，本项目射孔液的主要成分为氯化钠或氯化钾类无机盐类水溶液，加适量黏土稳定剂，单井排放的压裂液为 20~40m³，总计排放最大量为 360m³。

(4) 施工土方

管线施工土方主要来自于埋地敷设管线开挖造成的土方。本项目新建管线 10.3km，经类比计算，本项目共产生施工土方量为 11242m³。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施。本项目不产生集中弃土。

(5) 钻井队生活垃圾

井场开发建设阶段，将有一部分人驻留在钻井、生产及建筑营地，常住井场人员按 30 人计算，按 3 个井场一同施工，施工期 300 天，每人每天产生生活垃圾 1.0kg，则整个油田开发期间产生的生活垃圾为 27t。

结合工艺流程及生产运营过程中的副产物产生情况，根据《固体废物鉴别标准 通则》(GB34330-2017) 的规定，判断其是否属于固体废物，给出判定依据及结果，根据《国家危险废物名录》(2016)，判定是否属于危险废物，见表 2.4-7，开发期项目固废的名称、类别、属性和数量等情况见表 2.4-8。

表 2.4-7 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量 (施工期)	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	钻井岩屑	钻井	固态	矿物	1563.07m ³	√	/	《固体废物鉴别标准 通则》 (GB34330-2017)
2	钻井泥浆	钻井	液态	钙、镁等无机物、水	3497.3m ³	√	/	
3	井下射孔压裂返排液	井下射孔	液态	氯化钠或氯化钾等无机盐	360m ³	√	/	
4	施工弃土	管线施工	固态	土	11242m ³	√	/	
5	生活垃圾	施工生活	固态	食品废物、纸、包装材料等	27	√	/	

表 2.4-8 项目开发期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性 鉴别方法	危险 特性	废物 类别	废物 代码	估算产生量 (施工期)	拟采取的处理处置方式
1	钻井岩屑	一般 工业 固废	钻井	固态	矿物	/	/	/	/	1563.07m ³	
2	钻井泥浆		钻井	液态	钙、镁等无机物、水	/	/	/	/	3497.3m ³	进入泥浆池中自然干化，完井后泥浆池覆土填埋平整处理
3	井下射孔压裂返排液		井下射孔	液态	氯化钠或氯化钾等无机盐	/	/	/	/	360m ³	采用钻井不落地技术收集，一开和二开上部为非磺化水基泥浆，在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相综合利用；二开下部为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，不能回用的和固相（按泥浆总量的 10% 计，即 350m ³ ，）进入泥浆池中自然晾晒，干化后就地填埋
4	施工弃土		管线施工	固态	土	/	/	/	/	11242m ³	收集入罐，统一收集运至废液池蒸发处理
5	生活垃圾		施工生活	固态	食品废物、纸、包装材料等	/	/	/	/	27	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

2.4.2.5 生态影响

生态影响主要体现在井场、道路、管线及拉油站的建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

本工程部署新井 9 口，新建单井站 9 座，新建单井集油管线 10.3km，道路 3km。

针对本项目建设内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算，详见表 2.4-9。

表 2.4-9 本项目占地情况一览表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	采油井(11 口井)	1.32	3.96	5.28	单井永久占地 30m×40m，施工总占地 80m×60m
2	单井管线	/	8.24	8.24	10.3km，作业带宽度 8m
3	井场道路	1.35	0.6	1.95	简易砂石路面，长度 3km，路面宽度 4.5m，扰动宽度 2m
4	条 34 拉油站	0.33	/	0.33	1 座，占地 78 m×42m
合计		3	12.8	15.8	/

2.4.2.6 开发期污染物排放情况汇总

综上所述，本项目开发期各种污染物汇总见表 2.4-10。

表 2.4-10 开发期污染物产生情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	主要处理措施及排放去向
废气	井场	钻井废气	烃类	24.8t	环境空气
			CO	14.6t	
			NO _x	66.82t	
			SO ₂	0.085t	
废水	井场	钻井废水	废水量	7329t	全部进入井场泥浆池，在泥浆池中自然蒸发
			SS	18.32t	
			COD	29.32t	
			石油类	0.51t	
			挥发酚	0.0015t	

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	主要处理措施及排放去向
			硫化物	0.0022t	生活污水进入移动旱厕
		生活污水	废水量	2295t	
			SS	0.57t	
			COD	0.8t	
			氨氮	0.011t	
固体废物	井场	钻井岩屑	/	1563.07m ³	进入泥浆池中自然干化, 完井后泥浆池覆土填埋平整处理。
		钻井泥浆	/	3497.3m ³	采用钻井不落地技术收集, 一开和二开上部为非磺化水基泥浆, 在井场进行固液分离, 分离后的液体回用于钻井液配备, 分离后的固相综合利用; 二开下部为磺化水基泥浆, 现场进行固液分离后, 液相回用于钻井液配备, 不能回用的和固相(按泥浆总量的 10% 计, 即 350m ³ ,) 进入泥浆池中自然晾晒, 干化后就地填埋
		射孔压裂返排液	无机盐、水	231m ³	收集入罐, 统一收集运至废液池蒸发处理
		施工土方	/	11242m ³	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	/	27t	集中收集, 统一拉运至三塘湖基地生活垃圾填埋场进行填埋处理
噪声	井场	柴油发电机	/	80~90	声环境
		钻机	/	80~90	
		泥浆泵	/	95~100	
	管道	施工机械	/	80~105	声环境

2.4.3 营运期污染源分析及污染物排放

2.4.3.1 废气污染物

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

(1) 油气集输无组织废气

本项目油气集输过程废气主要为无组织挥发性有机物。项目采用“井口加热”

集输工艺，油气集输采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。

根据中华人民共和国环境保护部科技标准司组织，由清华大学、北京大学、华南理工大学起草编制的《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南》中石油行业石油开采工艺过程排放源中 VOCs 的污染排放系数为 0.5g/kg 产品（天然气）、1.4175g/kg 产品（原油），计算本工程排放的 VOCs 的量。

本项目部署井采用衰竭式开采法，原油产能按年产量最大 1.59×10^4 t/a 计算，则井场及站场集输过程中 VOCs 无组织排放量为 22.54t/a。

根据指南中的规定“本指南适用的挥发性有机物包括烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃的 C2~C12 非甲烷碳氢化合物，醛、酮、醇、醚、酯、酚等 C1~C10 含氧有机物，卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等几类 152 种化合物”可知：依据上述排放系数计算的 VOCs 量中不包含甲烷，对本工程而言，VOCs 的排放量基本等同于非甲烷总烃。

（2）储罐的大小呼吸

项目条 34 块拉油站内设置了 9 座 40m^3 的储罐，根据对国内同类企业原油、储油罐的大、小呼吸过程损失量的类比调查，确定油品在储运过程中蒸发损耗的烃类气体排放系数按原油损耗的 0.044% 计算，原油产能按年产量最大 1.59×10^4 t/a 计算，则烃类挥发量为 6.996t/a。

评价要求对于油品储运过程油气采用油气回收装置回收，确保油气回收率大于 97%。按回收率 97% 计算，则本工程 VOCs（即非甲烷总烃）排放量为 0.21t/a。

2.4.3.2 废水污染物

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水和生活污水。

（1）井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。

根据《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中（3）与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（详见表 2.4-11）计算洗井废水的产生量。

表 2.4-11 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.04	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6112.1	回收回注	0

本工程均为低渗透油井，据表 2.4-10 计算洗井废水产生量为 27.13t/井次，化学需氧量产生量为 34679.3g/井次，石油类产生量为 6112.1g/井次。作业区井下作业每 2 年 1 次，则井下作业废水中各污染物产生情况详见表 2.4-12。

表 2.4-12 井下作业废水产生及排放情况一览表

序号	污染物指标	产生量 (t/a)	排放量	主要处理措施及排放去向
1	废水量	149.2	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至牛圈湖联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注油层，底泥暂存在废渣场，交由有资质的单位进行无害化处置
2	COD	0.19	0	
3	石油类	0.034	0	

本项目井下作业过程中，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，交由有资质的单位进行无害化处置。

(2) 采出水

油藏采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，油田开发初期，采出液中含水率相对油田开发后期较低，但随着开采时间延长，采出液的含水率也会不断加大。

根据开发方案预测，运营期采出水产生量平均约 $1.83 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，依托牛圈湖联合站污水处理系统处理，处理后水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 标准后回注地层。

表 2.4-13 采出水处理前后水质表

采出水水质		污染物						
		pH	SS	COD	氨氮	石油类	挥发酚	硫化物
处理前	污染物浓度(mg/L)	7~8	860	1200	80	200	2.1	1.6
处理后	污染物浓度(mg/L)	7~8	25	150	25	10	0.5	1.0

采出水水质	污染物						
	pH	SS	COD	氨氮	石油类	挥发酚	硫化物
污染物排放量(t)	/	0.4575	2.745	0.4575	0.183	0.00915	0.0183

(3) 生活污水

本项目不新增定员，均依托吐哈油田分公司勘探公司已有人员进行管理，故不新增生活污水。

2.4.3.3 噪声污染源

运营期间的噪声源主要包括井场、拉油站中各类机泵等，噪声排放情况见表 2.4-14。

表 2.4-14 运营期噪声排放情况

噪声源名称		声功率级 (dB(A))	排放规律	噪声特性
井场	井下作业(压裂、修井等)	80~120	间歇	机械
站场	机泵	85~90	连续	机械
罐车	行驶	75~85	连续	机械

2.4.3.4 固体废物

本工程不新增劳动定员，运营期固体废弃物主要为油泥（砂）和落地原油。

(1) 油泥（砂）

油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关，根据类比调查，油田开采的油泥（砂）产生量为 0.5~0.73t/万 t 原油，本工程最大产油量 1.59×10^4 t/a 计算，油泥（砂）最大产生量为 1.16t/a。油泥（砂）属于《国家危险废物名录》（2016 本）HW08 废矿物油和含矿物油废物，由罐车拉运至牛圈湖废渣场暂存，委托有资质的单位进行无害化处置。

(2) 落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后共 11 口油井，落地油总产生量约 1.1t/a。

根据吐哈油田公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100% 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。

(3) 生活垃圾

本项目不新增定员，均依托吐哈油田分公司勘探公司已有人员进行管理，故不新增生活垃圾。

结合工艺流程及生产运营过程中的副产物产生情况，根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）的规定，判断其是否属于固体废物，给出判定依据及结果，根据《国家危险废物名录》（2016），判定是否属于危险废物，见表 2.4-15，开发期项目固废的名称、类别、属性和数量等情况见表 2.4-16。

表 2.4-15 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量 (t/a)	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	油泥（砂）	牛圈湖联合站污水处理系统	固态	油/水和烃/水混合物	1.16	√	/	《国家危险废物名录》 (2016 年)
2	落地油	井下作业、阀门泄露、管线破损等	液态	原油	1.1	√	/	

表 2.4-16 项目运营期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量 (t/a)	拟采取的处理处置方式
1	油泥（砂）	危险废物	牛圈湖联合站污水处理系统	固态	油/水和烃/水混合物	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	1.16	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	落地油		井下作业、阀门泄露、管线破损等	液态	原油		毒性 T	HW08	251-001-08	1.1	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进行处理

2.4.3.5 运营期污染物排放情况汇总

综上所述，本项目运营期污染物产排情况汇总见表 2.4-17。

表 2.4-17 运营期产排污情况汇总（单位：t/a）

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	油气集输	无组织废气	非甲烷总烃	22.54	22.54	无组织排放
	储罐废气	无组织废气	非甲烷总烃	6.996	0.21	采用油气回收装置回收，回收率>97%，处理后无组织排放
废水	井场	采出水	废水量	18300	0	经牛圈湖联合站污水处理系统处理后回注油层
			SS	0.4575	0	
			COD	2.745	0	
			氨氮	0.4575	0	
			石油类	0.183	0	
			挥发酚	0.00915	0	
			硫化物	0.0183	0	
	井下作业废水	废水量	废水量	149.2	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，洗井作业产生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
			COD	0.19	0	
石油类			0.034	0		
固体废物	牛圈湖联合站污水处理系统	油泥（砂）	1.16	0	暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置	
	井场	落地油	1.1	0	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进行处理	

2.4.2.3 服役期满

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

井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

2.4.3 清洁生产分析

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

2.4.3.1 清洁生产技术和措施分析

(1) 钻井过程的清洁生产工艺

- 1) 采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。
- 2) 在钻井、注水、防砂等钻采工艺中，采取防渗漏措施（下入表层套管），防止钻井化学药剂对地下水的污染。
- 3) 钻井过程中，采用钻井泥浆循环系统、泥浆泵冷却水循环系统、废油品回收专用罐、钻井废水循环回收罐等环保设施，最大限度减少污染物排放量。
- 4) 作业井场采用泥浆循环系统、废油品回收专用罐等环保设施，泥浆循环利用率（重复利用）达到 90% 以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体做法如下。

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等祛除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用；井队充分回收利用污水，泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用，冲洗钻台等污水经防渗污水池（防渗材料：采用土工膜）沉淀处理后，打入污水循环回收罐循环使用。

③配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

④开钻前对井场泥浆池等做防渗漏处理，泥浆池容积大于设计井深的排污容积，且保证完井后废物表面低于地平面 50cm。

⑤完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油、洗件油及其他油品全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

5) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

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

7) 钻井废水、废钻井泥浆等采用钻井废弃物不落地达标处理技术，以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

8) 完钻后剩余的泥浆统一回收后供新钻井使用，不能回用的废泥浆及岩屑于防渗泥浆池内进行自然蒸发，等自然干化后，上层覆土 60cm 填埋处理。

(2) 原油集输及处理清洁生产工艺

1) 采用功能较强的 PLC 系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

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

3) 油气集输采用密闭集输流程

在集输方案的设计上进行了优化，充分考虑和利用油藏的自然能量，确定合理的采油方式和油井回压。在集输流程上，油气从井口至计量站，再输送至处理站，采用密闭流程，降低了油气的损耗，减少烃类物质的挥发量，从而节约了能源，降低了对大气环境的污染影响。

4) 优化布局，减少建设用地

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

(3) 运营期井下作业清洁生产工艺

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

2) 原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

3) 采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

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

拉运至牛圈湖联合站原油处理系统进行处理。

(4) 节能及其它清洁生产措施分析

1) 采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

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

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

(5) 建立有效的环境管理制度

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

本项目主要采取的环境管理措施如下：

1) 落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

2) 在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

3) 井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采油过程中加强管理，对管线管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

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

2.4.3.2 清洁水平分析

(1) 评价指标体系

《石油和天然气开采行业 清洁生产评价指标体系》(试行)中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的,是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性,评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标;二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看,可分为两类情况:一类是该指标的数值越低(小)越符合清洁生产要求(如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标);另一类是该指标的数值越高(大)越符合清洁生产要求(如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标)。因此,对二级指标的考核评分,根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标,按照最高值进行确定,即清洁生产具有较高水平。

清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 2.4-18~表 2.4-20。

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为:

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

式中: P_1 ——定量评价考核总分值;

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数;

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数;

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为:

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

式中： P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

表 2.4-18 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	km ²	15	符合行业标准要求	1.31	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	20	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	95	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000-3000m； 3000m 以上	10	≥40%； ≥50%； ≥60%	本工程井深 3800m：钻井液循环率 90%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	21.43	10
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	2.1	10
		柴油机烟气排放浓度	——	5	符合排放标准要求	符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织排放监控点浓度限值	5
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	项目废水不外排	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标		指标分值		本工程指标	得分
(1) 资源与能源消耗指标	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	10		一开：采用坂土钻井液； 二开：采用聚合物钻井液体系、聚磺钻井液体系、MEG 钻井液体系和弱凝胶钻井液体系，钻井液密度控制在 1.30g/cm ³ 以内。	10

		柴油消耗	具有节油措施	5	具有节油措施	5
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术	5
		钻井液收集设施	配有收集设施,且使钻井液不落地	5	井下作业时带罐作业	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
		(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10
开展清洁生产审核,并通过验收				20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
定制节能减排工作计划				5	制定有节能减排工作计划	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	废气钻井泥浆排入井场泥浆池(防渗)自然干化,施工结束后覆土填埋,符合相关法规要求	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 2.4-19 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	1.8	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液排放量	m ³ /井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥排放量	m ³ /井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m ³ /井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程指标	得分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施		具备	5	具备	5
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压	5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）		具备	5	具备	5
		防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处	5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施		集中回收处理	10	井下作业时带罐作业	10

		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	井下作业时带罐作业,落地原油运至牛圈湖联合站原油处理系统进行处理	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	吐哈油田分公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20

表 2.4-20 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标									
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程			
						本工程指标	得分		
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: ≤65	0.03	30		
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	—	0		
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10		
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10		
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5		
		COD	mg/L	5	乙类区: ≤150	0	5		
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5		
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5		
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5		
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5		
定性指标									
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本工程			
						本工程指标	得分		
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	井筒设施完好	5	
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	有套管气回收装置	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	10	井下作业时带罐作业	10
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		10	注水采油		10
		集输流程		全密闭流程, 并具有轻烃回收装置		10	全密闭流程, 未设置轻烃回收装置		5

(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证	10	吐哈油田分公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核，并通过验收	20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划	5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	按要求执行	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	按要求执行	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	已完成	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况,不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 2.4-21。

表 2.4-21 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 2.4-18~表 2.4-20 计算得出:本工程钻井作业定量指标得分 100 分,定性指标得分 100 分,综合评价指数得分 100 分;井下作业定量指标得分 100 分,定性指标得分 100 分,综合评价指数得分 100 分;采油作业定量指标得分 90 分,定性指标得分 95 分,综合评价指数得分 92 分;综合评价指数平均得分 97.3 分,该分值与表 2.3-21 中相比,达到 $P \geq 90$,属于清洁生产先进企业。但清洁生产指标中余热余能利用率未得分。

2.4.3.3 清洁生产建议

本项目较好地考虑了清洁生产的要求,但为更好地、持续地进行清洁生产,针对钻井液循环率低的情况,提出以下建议。

(1) 采用闭合泥浆循环系统。对钻井液性能进行四级净化,避免钻井液的频繁稀释及反复加药,这样可以使钻井液体积减小,耗药量降低,从而使完井后的废钻井液处理量降低。

(2) 回收再利用:可以用机械方法将废弃泥浆转化为干粉再用,主要回收加重剂和少量钻屑及膨润土。老井钻井泥浆用于新井压井。

(3) 搞好固井,防止固井工程事故,而增加钻井废液的排放量。

(4) 提高钻井泥浆固相控制效率。钻井液密度是一项重要的性能指标,其必须控制在一定范围内。随着钻井液的重复使用,泥浆中的固相含量一般会逐渐升高,升至一定限度后必须加药加水重新调制,因此,提高钻井液固控系统的处理效率,控制钻井液中固相含量的升高,对减少钻井液的产生和排放量起着重要作用。

(5) 提高钻井泥浆抑制能力,控制地层造浆。具体措施是采用具有抑制泥页岩水化作用的钻井液,抑制由于地层水向井筒浸渗而形成的表面造浆,从而减少在表层钻进时泥浆量的迅速增加。

(6) 搞好钻井设计，合理选择井身结构、井眼尺寸及钻井技术。采用定向井、丛式井组可节约井场占地，可以减少钻井过程对地貌的破坏。另外，丛式井在一个井场打多口井，可以提高泥浆和泥浆废水的重复利用率，减少钻井废水的排放量。钻水平井与取得相同产量的钻直井相比，可以减少钻井占地，节约钻井进尺，从而减少钻井液排放。分支井钻井是指在一口主井眼中钻两口或多口水平井。分支井在节约钻井进尺、减少能源消耗、提高钻井泥浆及废水的重复利用率，与水平井所起的作用相似。小井眼技术是指井眼直径不于常规井的钻井工艺。当钻井深度一定时，井眼直径越小，废钻井液的产生量越少。在可能的情况下，采用细孔井工艺会大幅度降低钻井废液产生量。

针对废洗井液产生指标高的情况，提出以下建议。

(1) 双管循环洗井流程

在建注水管线时专设洗井水回收管线，建成双路管网，收集各注水井排出的洗井污水，集中输送到采出水处理站进行处理，然后回注地层，

(2) 洗井水处理车流程

利用井口出水压力降污水注入洗井车内进行净化处理，处理后的清水排入水箱，再用泵车注入井内，如此循环直至合格。

2.4.3.3 持续清洁生产

清洁生产是一个相对的概念，推行清洁生产是一个不间断的过程。作为业主应成立相应的组织机构（或由环保、安全等部门牵头，其它部门参加），依据有关环保法规和节能、节水规定，在工程的开发建设和生产运营中，制定相应的预防污染计划和措施，并根据企业的经营发展情况，有组织、有计划地安排和协调，有序地实行清洁生产；广泛收集新的工艺信息，国内外先进技术信息，清洁生产技术信息，不断地开发研究和应用新的清洁生产技术；同时还要不断地对员工进行培训，以提高他们对清洁生产的认识和自觉推行清洁生产的意识，把清洁生产持续地推向各个生产岗位。

由于清洁生产是一个相对动态过程，因此，保持清洁生产的 P（计划）、D（实施）、C（检查）、A（改进）—持续改进是极其重要的。为了使清洁生产不间断地开展下去，必须做到以下几点：

(1) 建立和完善清洁生产组织；

- (2) 建立和完善清洁生产管理制度；
- (3) 制定持续清洁生产计划。

企业要在生产运营中，制定相应的预防污染计划，有序地推行清洁生产，定期对清洁生产情况作出评价。

①全面评价企业生产全过程及其各个过程单元或环节的运行管理现状，掌握运营过程的原材料、能源与产品、废物（污染物）的输入输出状况；

②分析识别影响资源能源有效利用，造成废物产生，以及制约企业生产效率的原因或“瓶颈”问题；

③产生并确定企业从产品、原材料、技术工艺、生产运行管理、以及废物循环利用等多途径进行综合污染预防的机会、方案与实施计划；

④不断提高企业管理者与广大职工清洁生产的意识与参与程度，促进清洁生产在企业的持续改进。

2.4.4 污染物排放总量控制

2.4.4.1 总量控制原则

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

2.4.4.2 污染物总量控制因子

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

废气污染物：SO₂、NO_x；

废水污染物：COD、氨氮；

固体废物：工业固体废物；

2.4.4.3 本项目污染物排放总量

- (1) 大气污染物

本项目产生的大气污染物主要有：开发期的钻井废气；运营期油气集输、暂存及外输过程中的烃类无组织排放等。

(2) 水污染物

本项目开发建设期间，废水主要来源于钻井过程中产生的钻井废水和管道的实验废水，钻井废水排至用防渗膜进行了防渗处理的泥浆池自然干化处理，完井后对泥浆池进行覆土填埋平整处理；管道试压废水用于荒漠绿化或道路降尘。

运营期产生的废水主要包括采出水、井下作业废水、生活污水等。采出水进入牛圈湖联合站污水处理系统处理达标后，全部用于注水，不直接排入外环境；洗井作业废水先暂存在联合站内的干化池中，稳定后进入牛圈湖联合站污水处理厂系统集中处理；压裂酸化作业废水拉运至废液池蒸发处理；本项目的生产废水不直接排入外环境，因此不对废水污染物进行总量控制。

(3) 固体废物

本项目产生的固体废物包括：开发期的钻井废弃泥浆、钻井岩屑、射孔返排液和生活垃圾；运营期的油泥(砂)及落地原油等。钻井废弃泥浆和钻井岩屑在井场修筑的泥浆池(防渗)中自然蒸发，完井后对泥浆池中进行了覆土填埋平整处理；射孔压裂返排液统一收集运至废液池蒸发处理；油泥作为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；落地原油 100%进行回收，回收后的落地原油运至牛圈湖联合站原油处理系统进行处理。

综上所述，本项目所有固体废物均综合利用或无害化处置，零排放。

2.4.4.4 总量控制建议指标

(1) 开发期

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

(2) 运营期

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知(财税[2015]71号)》，VOCs是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃(烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃)、含氧有机化合物(醛、酮、醇、醚等)、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本项目而言，其排放的VOCs基本可以等同为非甲烷总烃，故确定本项目建议总量控制指标为

非甲烷总烃，排放量估算量为 0.68t/a。由建设单位报请哈密市环保局确认本项目污染物允许排放总量，将其纳入地区总量控制指标内。

本次评价提出的为建议值，供环境保护行政主管部门对本项目实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

3 环境现状调查与评价

3.1 自然环境概况

3.1.1 地理位置

三塘湖盆地西峡沟区块隶属新疆哈密市巴里坤哈萨克自治县管辖，工区面积 234km²。条 34 区块行政隶属新疆哈密地区巴里坤哈萨克自治县。北西距巴里坤县城 11km，北东距木炭窑 27km，东南距岔哈泉 15km，距离牛圈湖联合站约 80km。条 34 块向南约 5km 已建有简易公路，交通较为便利。

中心点经纬度坐标：。地理位置见图 2.3-1。

3.1.2 地质构造及地形地貌

三塘湖盆地条湖凹陷条 34 区块位于巴里坤县的三塘湖盆地。巴里坤县位于东准噶尔地槽褶皱带与塔里木板块的边缘活动带—北天山优地槽褶皱带的结合部。在早古生代以前，处于“天山古大陆”的剥蚀阶段，从志留纪末和泥盆纪初期起，才发生了不同程度的下降运动，沉积了千米以上的浅海相沉积物，到了晚古生代末期，经历了华力西构造运动及广泛的火山活动。第四纪后喜山运动对该地区的影响比较强烈，山区普遍发生地层断裂和上升运动。该区的巴里坤山南北两侧和莫钦乌拉山南北两侧共计有 4 条深大断裂带，走向为东西向，南北向的小规模的断裂数以千计。

巴里坤县的地势东南高，西北低。地形特征是三山（巴里坤山、莫钦乌拉山、东准噶尔断块山系）夹两盆（巴里坤盆地、三塘湖盆地）。三塘湖盆地位于新疆北天山在莫钦乌拉山与东准噶尔断块山系之间，南与吐哈盆地隔山相望，西与准噶尔盆地相邻，北与蒙古国接壤。是一南北走向的一条山谷中的三片塘地，东西长约 500km，南北宽约 30-50km，由东南向西北倾斜。三塘湖盆地多为戈壁地带，呈荒漠与半荒漠景观。这里因风大，形成了风蚀蘑菇和第三级的雅丹地貌分布，平均海拔 1000m。

条 34 块位于条湖凹陷西南缘，是晚海西期形成的北西—南东走向继承性发育的断块圈闭。该区带构造形成时期早，断层活动时间长，构造主控断层为东侧

断层，断距不大，整体为向西抬升的断块构造。

3.1.3 地质

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 $2.3 \times 10^4 \text{km}^2$ 。牛圈湖油田位于三塘湖盆地东部的二级构造带马朗凹陷的西北部。项目区广泛分布着第四纪地层，岩性主要以疏松胶结的砂砾岩为主。据钻孔资料，第四纪砂砾岩层厚 56m 左右，下覆的第三纪砾岩层厚 205m。

油田自上而下钻遇的地层依次有：第四系（Q）、第三系（R）、下白垩统吐谷鲁群（K1tg）、中上侏罗统石树沟群（J2-3sh）、中一下侏罗统西山窑组（J2x）、三叠系（T）、二叠系（P）。

3.1.4 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。牛圈湖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 3.1-1。

表 3.1-1 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（厘米）	150
2	气候	太阳总辐射（千卡/厘米 ² ）	155.3
		日照时数（小时）	3373.4
		≥10℃活动积温	3440
		平均无霜冻期（天）	169
3	降水	一日最大降水量（毫米）	18.9
		年降水总量（毫米）	34.4
		年降水量（毫米）	3.0
		降雪日数（天）	5.5

序号	气象要素		数值
		积雪日数	16.6
		最大积雪深度（厘米）	5
		年冰雹日数（天）	0.5
4	风	年大风日数（天）	117.8
		年平均风速（米/秒）	6.2
		最大风速（米/秒）	25
		主导风向	W
5	年蒸发总量（毫米）		3790

资料来源：巴里坤县志，1993。

3.1.5 水文及水文地质

3.1.5.1 河流水系

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。

本项目条湖凹陷条 34 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。

3.1.5.2 区域水文地质

（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。

1) 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HCO₃·SO₄-Ca·Na型。

2) 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58.8-1767.84m³/d，换算涌水量34-197.34m³/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HCO₃·SO₄-Ca·Na 型或SO₄·HCO₃-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7.92-136.34 m³/d，换算涌水量0.44-44.83 m³/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0.025×108m³，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 $<1\text{g/L}$, 形成低矿化度水, 顺径流方向, 水化学类型由 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Na}$ 型转变为 $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Na}$ 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 $<1\text{g/L}$ 变为 $>1\text{g/L}$, 水化学类型 $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Na}$ 型转变为 $\text{SO}_4\text{-Ca}$ 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 $<1\text{g/L}$, 形成低矿化度水, 顺水流方向, 水化学类型由 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Na}$ 型转变为 $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Na}$ 型。

项目区所在区域水文地质情况见图3.1-1。

3.1.6 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。

3.1.7 水土流失情况

从本项目现场调查来看, 项目沿线区域的水土流失类型包含水力侵蚀和风力

侵蚀两类。评价区气候干旱，降雨量不大，年均降水量 34.4mm，年均蒸发量 3790mm。因此，降雨引起水蚀的情况在评价区极其微弱，主要为风蚀。项目建设所在区域为《新疆维吾尔自治区人民政府关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》中的重点监督区。

结合评价区现状调查和中华人民共和国水利部《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007)中风蚀强度分级表的规定，项目评价区域的风蚀强度主要属于重度侵蚀，该区原地貌土壤侵蚀模数为 8000 ($t/km^2 \cdot a$)。

3.2 环境空气现状调查与评价

3.2.1 项目所在区域环境质量达标情况

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，“依据评价所需环境空气质量现状、气象资料等数据可获得性、数据质量、代表性等因素，选择近 3 年中数据相对完整的 1 个日历年作为评价基准年”。对于项目所在区判定，导则中指出“优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告书中的数据或结论”。

根据《巴里坤县 2017 年环境质量年报》，2017 年，巴里坤县 SO_2 年均浓度为 $7\mu g/m^3$ ， NO_2 年均浓度为 $15\mu g/m^3$ ， PM_{10} 年均浓度为 $42\mu g/m^3$ ， $PM_{2.5}$ 年均浓度为 $21\mu g/m^3$ ， O_3 8 小时第 90 百分位数浓度为 $89\mu g/m^3$ ，CO 第 95 百分位数浓度为 $1.634mg/m^3$ ，各项指标年均值均达到《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准要求。故本项目所在区为达标区。

表 3.2-1 基本污染物年均浓度监测结果

污染物	评价指标	现状浓度	标准值 (二类)	占标率%	达标情况
SO_2	年平均质量浓度 ($\mu g/m^3$)	7	60	11.7	达标
NO_2	年平均质量浓度 ($\mu g/m^3$)	15	40	37.5	达标
PM_{10}	年平均质量浓度 ($\mu g/m^3$)	42	70	60	达标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度 ($\mu g/m^3$)	21	35	60	达标
CO	95% 保证率日均质量浓度 (mg/m^3)	1.634	4	40.9	达标
O_3	90% 保证率日均质量浓度 ($\mu g/m^3$)	89	160	55.6	达标

3.2.2 特征因子补充监测

本次大气环境质量补充监测特征因子委托新疆天熙环保科技有限公司进行监测。

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的要求,在项目所在地及主导风向下风向5km范围内各设置2个监测点进行补充监测,详见表3.2-2和图3.2-1所示。

表 3.2-2 项目大气现状监测点相对位置

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	项目所在地		——	非甲烷总烃
G2	区块下风向		东南边界外 2km	

(2) 监测因子

补充监测因子均为特征污染物,为非甲烷总烃。监测时同步记录监测期间气象条件(风向、风速、气温、气压、稳定度等常规气象参数值)。

(3) 监测时间及频次

非甲烷总烃监测时间为2019年11月4日至11月6日,11月8日至11月11日共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。采样时间及频次见表3.2-3。

表 3.2-3 各污染物采样时间及频率

污染物名称	采样频率	采样时段	采样时间
非甲烷总烃		一次采样	

(4) 监测及分析方法

监测分析方法均按《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及国家环保局颁发的《环境监测技术规范》(大气部分)、《空气和废气监测分析方法》的有关要求进行。具体见表3.2-4。

表 3.2-4 监测方法

序号	监测项目	监测方法	检出限
1	非甲烷总烃	气相色谱法 (HJ604-2017)	0.07mg/m ³ (以碳计)

3.2.2 现状质量监测结果及评价

(1) 评价方法

采用单因子标准指数法。

$$I_{ij} = \frac{C_{ij}}{C_{si}}$$

式中： I_{ij} —i 指标 j 测点指数；

C_{ij} —i 指标 j 测点监测值 (mg/m^3)；

C_{si} —i 指标二级标准值 (mg/m^3)。

(2) 评价标准

非甲烷总烃参考《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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 进行评价。

(3) 评价结果

监测时间段大气环境现状监测结果见表 3.2-5。

表 3.2-5 项目特征污染物监测结果汇总

污染物名称	测点编号	小时浓度		
		范围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	超标率 (%)	最大浓度污染指数
非甲烷总烃	G1	0.43~1.13	—	0.565
	G2	0.46~1.34	—	0.67

由表 3.2-5 监测结果可知，评价区域内各监测点非甲烷总烃小时浓度值在 $0.43\sim 1.34\text{mg}/\text{m}^3$ 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃” $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准，未出现超标现象，评价区域现状环境空气质量较好。

3.3 水环境现状调查与评价

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

3.3.1 现状监测

(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 3.2-1 和表 3.3-1。

表 3.3-1 地下水环境监测点布置

编号	监测点位	监测点位坐标	监测因子
GW1	区块上游水井		水位、pH、总硬度、溶解性总固体、高锰酸盐指数、氨氮、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、汞、锰、砷、铅、六价铬、镉、氰化物、氟化物、石油类、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻
GW2	区块东侧水井		
GW3	区块西侧水井		
GW4	区块下游水井		
GW5	区块下游水井		

(2) 监测项目

监测项目包括：pH、总硬度、溶解性总固体、高锰酸盐指数、氨氮、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、汞、锰、砷、铅、六价铬、镉、氰化物、氟化物、石油类；8 项阳离子和阴离子：K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、Cl⁻、SO₄²⁻，同时记录井深、地面高程、现场 GPS 定位、水温、水位。

(3) 监测时间及频次

监测时间为 2019 年 11 月 12 日，监测 1 次。

(4) 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。

3.3.2 现状质量监测结果及评价

(1) 评价标准

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

(2) 评价方法

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

1) 对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法如下：

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

式中：P_i—第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i—第 i 个水质因子的监测浓度值（mg/L）；

S_{si}—第 i 个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

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

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} (pH \leq 7.0)$$

$$P_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} (pH_j > 7.0)$$

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—地下水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su}—地下水水质标准中规定的 pH 值上限。

(3) 监测结果及评价

评价区域地下水水质监测统计结果见表 3.3-2。

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

项目	标准值	GW1		GW2		GW3		GW4		GW5	
		监测值	污染指数								
pH	6.5-8.5										
总硬度	≤450										
溶解性总固体	≤1000										
高锰酸盐指数	≤3.0										
氨氮	≤0.5										
硝酸盐氮	≤20										
亚硝酸盐氮	≤1.0										
挥发酚	≤0.002										
汞	≤0.001										
锰	≤0.1										

项目	标准值	GW1		GW2		GW3		GW4		GW5	
		监测值	污染指数								
砷	≤0.01										
铅	≤0.01										
六价铬	≤0.05										
镉	≤0.005										
氰化物	≤0.05										
氟化物	≤1.0										
石油类	≤0.05										
硫酸盐	≤250										
氯化物	≤250										
钾	——										
钠	——										
钙	——										
镁	——										
碳酸根	——										
重碳酸根	——										
水温 (°C)	——										

由表 3.3-2 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。

3.4 声环境现状调查与评价

3.4.1 现状监测

(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 3.2-1。

所有监测点设在场地红线外一米。

表 3.4-1 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		LAeq
N2	区块边界南		LAeq
N3	区块边界西		LAeq
N4	区块边界北		LAeq

(2) 监测日期、频率

2019 年 11 月 2 日至 3 日进行了现场监测，连续两天，每天昼间、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。

3.4.2 现状质量监测结果及评价

其监测结果见表 3.4-2。

表 3.4-2 声环境质量现状监测及评价结果 (单位: dB(A))

测点序号	测量时段	等效 A 声级 dB(A)		平均值 dB(A)	评价标准	超标率
		11 月 2 日	11 月 3 日			
N1	昼间	45.6	46.3	45.96	60	0
	夜间	39.4	39.6	39.5	50	0
N2	昼间	45.3	45.1	45.2	60	0
	夜间	38.2	37.8	38	50	0
N3	昼间	44.8	45.2	45	60	0
	夜间	38.5	37.5	38.03	50	0
N4	昼间	43.5	44.5	44.03	60	0
	夜间	38.6	38.6	38.6	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。

3.5 土壤环境现状调查与评价

(1) 监测点位及监测因子

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的要求布设监测点。现状监测点位图见图 3.2-1，监测项目见表 3.5-1。

表 3.5-1 土壤环境现状监测点位

标号	布点位置	相对位置	土地性质	取土样类型	取样深度	监测点位坐标	监测因子
D1	条 34 区块拉油站	占地范围内	建设用地	表层样	0~0.2m		GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）、pH、石油烃
D2	条 3401H 井	占地范围内	建设用地	柱状样	0~3m		pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍及石油烃
D3	条 3402H 井	占地范围内	建设用地	柱状样	0~3m		
D4	条 34-4 井	占地范围内	建设用地	柱状样	0~3m		
D5	土壤背景样	占地范围外	戈壁	表层样	0~0.2m		GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）、pH、石油烃、土壤含盐量
D6	地表漫流上游	占地范围外	戈壁	表层样	0~0.2m		pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃

(2) 监测时间及频次

2019 年 11 月 12 日在各监测点采样一次。

(3) 采样要求

- ①表层样：在 0~0.2m 处取样。
- ②柱状样：在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 处分别采样。

(4) 监测分析方法

- ①建设用地：按 GB36600-2018 表 3 土壤污染物分析方法执行。
- ②戈壁：参照 GB36600-2018 表 3 土壤污染物分析方法执行。

(5) 监测结果及评价

土壤环境质量现状监测统计结果见表 3.5-2、表 3.5-3。

表 3.5-2 建设用地上壤检测结果表（全测样）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	监测值		筛选值	管控值
		D1(0-0.2m)	D5(0-0.2m)		
1	pH			——	——
2	水溶性总盐			——	——
重金属和无机物					
1	砷			60	140
2	镉			65	172
3	铬（六价）			5.7	78
4	铜			18000	36000
5	铅			800	2500
6	汞			38	82
7	镍			900	2000
挥发性有机物					
8	四氯化碳			2.8	36
9	氯仿			0.9	10
10	氯甲烷			37	120
11	1,1-二氯乙烷			9	100
12	1,2-二氯乙烷			5	21
13	1,1-二氯乙烯			66	200
14	顺-1,2-二氯乙烯			596	2000
15	反-1,2-二氯乙烯			54	163
16	二氯甲烷			616	2000
17	1,2-二氯丙烷			5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷			10	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷			6.8	50
20	四氯乙烯			53	183
21	1,1,1-三氯乙烷			840	840
22	1,1,2-三氯乙烷			2.8	15
23	三氯乙烯			2.8	20

序号	污染物项目	监测值		筛选值	管控值
		D1(0-0.2m)	D5(0-0.2m)		
24	1,2,3-三氯丙烷			0.5	5
25	氯乙烯			0.43	4.3
26	苯			4	40
27	氯苯			270	1000
28	1,2-二氯苯			560	560
29	1,4-二氯苯			20	200
30	乙苯			28	280
31	苯乙烯			1290	1290
32	甲苯			1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯			570	570
34	邻二甲苯			640	640
半挥发性有机物					
35	硝基苯			76	760
36	苯胺			260	663
37	2-氯酚			2256	4500
38	苯并[a] 蒽			15	151
39	苯并[a] 芘			1.5	15
40	苯并[b] 荧蒽			15	151
41	苯并[k] 荧蒽			151	1500
42	蒽			1293	12900
43	二苯并[a,h] 蒽			1.5	15
44	茚并[1,2,3-cd] 芘			15	151
45	萘			70	700
其他项目					
46	石油烃			4500	9000

表 3.5-3 建设用地土壤检测结果表（特征因子）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	监测值										筛选值	管控值
		D2 (0-0.5m)	D2 (0.5-1.5m)	D2 (1.5-3m)	D3 (0-0.5m)	D3 (0.5-1.5m)	D3 (1.5-3m)	D4 (0-0.5m)	D4 (0.5-1.5m)	D4 (1.5-3m)	D6 (0-0.2m)		
重金属和无机物													
1	pH											—	—
2	砷											60	140
3	镉											65	172
4	铬（六价）											5.7	78
5	铜											18000	36000
6	铅											800	2500
7	汞											38	82
8	镍											900	2000
其他项目													
9	石油烃											4500	9000

根据监测结果，项目建设场地及占地范围外评价区的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

3.6 生态环境现状调查与评价

3.6.1 生态系统调查与评价

3.6.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于 II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II₄ 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 3.6-1，项目与新疆生态功能区划位置关系见图 3.6-1。

表 3.6-1 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属 行政区	主要 生态 服务 功能	主要生态 环境问题	主要生态 敏感因子、 敏感程度	主要保护目 标	主要保 护措施	适宜发展 方向
生态区	生态亚区	生态功 能区							
II 准噶尔 盆地温性 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

3.6.1.2 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。

3.6.2 植被现状调查与评价

3.6.2.1 区域自然植被概况

本项目评价区域自然植被区划属于诺敏戈壁州，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，平均海拔 1500 米左右。

北部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*)、霸王 (*Sarcozygium xanthoxylon* Bunge) 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驼绒藜 (*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*) 以及裸果木 (*Gymnocarpos przewalkii*)，还出现了蒙古荒漠的花棒 (*Hedysarum scoparium*)；泉水溢出带和河流下游低地有盐化草甸和芦草盐化草甸；三塘湖至淖毛湖有一长条宽窄稀疏不一的胡杨林带。

植物名录见表 3.6-2。

表 3.6-2 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	<i>Ceratoides lateens</i>	藜科	半灌木
2	短叶假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i>	藜科	半灌木
3	松叶猪毛菜	<i>Salsola laricifolia</i>	藜科	半灌木
4	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>	藜科	小灌木
5	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	藜科	灌木
6	合头草	<i>Sympegma regelii</i>	藜科	小半灌木
7	冷蒿	<i>Artemisia frigida</i>	菊科	小半灌木
8	灌木短舌菊	<i>Brachanthemum fruticosum</i>	菊科	小半灌木
9	灌木亚菊	<i>Ajania fruticulosa</i>	菊科	小半灌木
10	怪柳	<i>Tamarix chinensis</i>	怪柳科	小灌木
11	琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	怪柳科	小灌木
12	多根葱	<i>Liliaceae</i>	百合科	多年生草本

序号	植物名称	拉丁名	科名	生活型
13	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>	麻黄科	灌木
14	霸王	<i>Zygophyllum xanthoxylum</i>	蒺藜科	小灌木

3.6.2.2 油区自然植被概况

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，偶见梭梭、膜果麻黄。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。梭梭和膜果麻黄属于新疆地方一级保护植物。项目区植被类型见图 3.6-2。

3.6.3 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 3.6-3。

表 3.6-3 评价区野生动物名录

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

由于三塘湖区块已开发多年，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，因此，评价区域内野生动物种类和种群数量的减少是多年来开发所导致的必然趋势。

随着油田开发力度和范围将逐步加大，会继续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。

3.6.4 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—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。分布横贯整个三塘湖油田，在该区域占有绝对优势，井场、集输管道、前线联合站及生活点全部分布在该类土壤上，油区外围道路（三塘湖乡到牛圈湖联合站道路 80km）和防洪设施（防洪堤 6 条长 16.75km；导流坝 2 条长 17.80km）也分布在石膏灰棕漠土。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 3.6-3。

3.6.5 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 3.6-4。

3.6.6 与重要生态敏感区的位置关系

区域内无文物古迹分布, 也无地下水源保护区。

3.6.7 评价区生态环境现状综合评价

三塘湖条 34 区块开发涉及到的区域内, 很少或根本无植物生长, 为戈壁, 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。

4 环境影响预测与评价

4.1 大气环境影响分析与评价

4.1.1 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 NO_x、SO₂、烃类等；二是在管线敷设、道路工程等在建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等。

(1) 钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

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

(2) 施工扬尘

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

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

钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

4.1.2 运营期大气环境影响分析

4.1.2.1 污染源参数

根据工程分析内容，本工程运营期废气为采油、集输、油罐暂存过程中非甲烷总烃挥发。本工程原油不在站场内进行处理，分离后拉运至牛圈湖联合站处理。

拟建项目无组织污染面源参数调查清单见表 4.1-1。

表 4.1-1 矩形面源参数表

编号	名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	非甲烷排放速率/(kg/h)
		X	Y								
A1	集输废气	0	0	1055	3000	3300	0	0.8	7200	正常	3.13
A2	储罐废气	1720	1560	1023	78	42	0	3	7200	正常	0.0292

注：以厂界西南侧顶点为原点。

4.1.2.2 等级判定

(1) 估算模式

①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。

②估算模型参数

估算模型参数选择见表 4.1-2。

表 4.1-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/°C		40.3
最低环境温度/°C		-28.5
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

(2) 预测结果

预测结果见表 4.1-3。

表 4.1-3 估算模型计算结果表

下风向距离/m	非甲烷总烃预测质量浓度/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		占标率/%	
	A1	A2	A1	A2
10	68.0	4.63	3.4	0.232
25	68.2	4.54	3.41	0.227
50	68.5	4.46	3.425	0.223
75	69.2	4.38	3.46	0.219
100	70.4	4.3	3.52	0.215
200	73.9	4.01	3.695	0.201
500	75.8	3.31	3.79	0.166
1000	74.7	2.53	3.735	0.127
1500	80.2	2.03	4.01	0.102
2000	64.6	1.67	3.23	0.084
2500	51.3	1.41	2.565	0.071
3000	39.5	1.22	1.975	0.061
4000	32.9	0.927	1.645	0.046
5000	28.3	0.775	1.415	0.039
6000	68.02	0.636	3.401	0.032
下风向最大质量浓度 及占标率/%	89.5	4.66	4.475	0.233
最大落地浓度距离/m	2185	0	/	
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 $89.5\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 2185m，对周围环境空气的贡献值较小，占标率为 4.475%。

(4) 等级判定结果

根据大气污染源强情况，项目排放废气最大地面浓度占标率 $P_{\text{max}}=4.475\%$ ，大于 1% 小于 10%，结合《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中附录 B 推荐的估算模型 AERSCREEN 估算分析，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。

综上，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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 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。

4.2 地表水环境影响分析

项目区域内没有地表水系，输油管道沿线无穿越任何地表水体。在油田正常开采及油气集输过程中，运营期产生的废水主要包括井场产生的井下作业废水、站场产生少量含油废水。井下作业严禁废水外排，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至牛圈湖联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层，不外排进入环境，不会对地表水环境产生环境影响。

4.3 地下水环境影响分析与评价

4.3.1 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

4.3.1.1 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，钻井废水全部进入不落地系统循环利用，不外排。因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

4.3.1.2 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 2295m^3 。据现场调查，钻井队均设置了可移动旱厕收集处理，施工结束后，原地覆土填埋。不会对环境造成污染。

4.3.1.3 管线施工对地下水的影晌

本工程的管道敷没埋深为-1.5m, 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晌很小。因此, 正常的管线埋设对地下水造成影响的很小。

4.3.2 运营期地下水环境影响分析

4.3.2.1 井下作业废水对地下水的影晌

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理, 不对地下水产生不利影晌。

4.3.2.2 油田采出水对地下水的影晌

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 $2000\text{m}^3/\text{d}$, 目前实际处理量约 $1800\text{m}^3/\text{d}$, 条 34 区块采出水产生量平均约 $61\text{m}^3/\text{d}$, 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晌。

本项目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晌。

4.3.2.3 落地油对地下水的影晌

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 $0\sim 20\text{cm}$ 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。

4.3.2.4 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。

4.3.3 事故状态下对地下水的影响分析

4.3.3.1 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 375mm 钻头钻至井深 400m，下入 273mm 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 216mm 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。

4.3.3.2 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，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

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

4.3.3.3 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。

4.3.3.4 原油泄漏对地下水的影响

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

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。渗漏污染物通过饱水包气带全部进入浅层地下水。

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

（1）情景设置

本次评价针对单井管线和储罐泄漏对地下水产生的影响进行预测。

①当集输管线发生全管径泄漏，根据伯努利方程进行泄漏量计算，计算公式如下：

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

式中： Q_L ——液体泄漏速率，kg/s；

P ——容器内介质压力，kPa，取 2500kPa；

P_0 ——环境压力，kPa，取 101.325kPa；

C_d ——液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64，取 0.62；

A ——裂口面积， m^2 ，取 $0.01m^2$ ；

g ——重力加速度；

h ——裂口之上液位高度，m，在此取 0.2m；

ρ ——泄漏液体密度， kg/m^3 ，在此取 $890kg/m^3$ ；

根据上述公式计算出该段集输管线发生全管径泄漏时，泄漏速率为 16.84kg/s，事故应急反应时间为 30min，据此计算液体的泄漏量为 30.3t。管线输送为油水混合物，项目区块最低含水率为 45%，集输管线全管径泄漏最大原油泄漏量为 16.64t，按照表层土壤对污染物截留率 90% 计算，进入含水层原油为

1.664t。

②假定油罐底部泄漏孔径大小为 0.05m，裂口之上液位高度为 2m。原料泄漏速率为 8.15kg/s，假定发现泄漏后 30min 处理完毕，则单罐泄漏量为 14.67t。按照土壤表层对污染物截留率 90% 计算，进入含水层原油为 1.467t。

(2) 预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类。

(3) 预测模型

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

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

式中：x、y—计算点处的位置坐标；t—时间(d)；

C(x,y,t)—t时刻点 x,y 处的示踪剂浓度(g/L)；

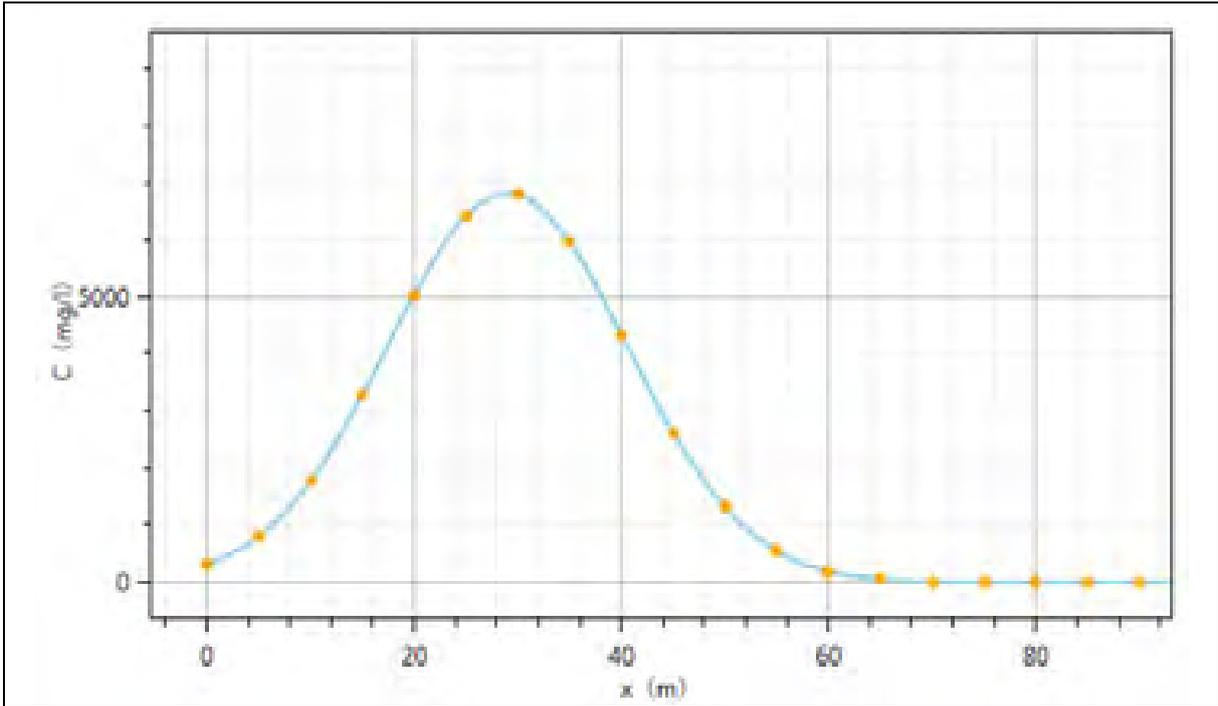
M—含水层厚度(m)； m_M —瞬时注入的质量(kg)；

U—水流速度(m/d)； n_e —孔隙度，无量纲；

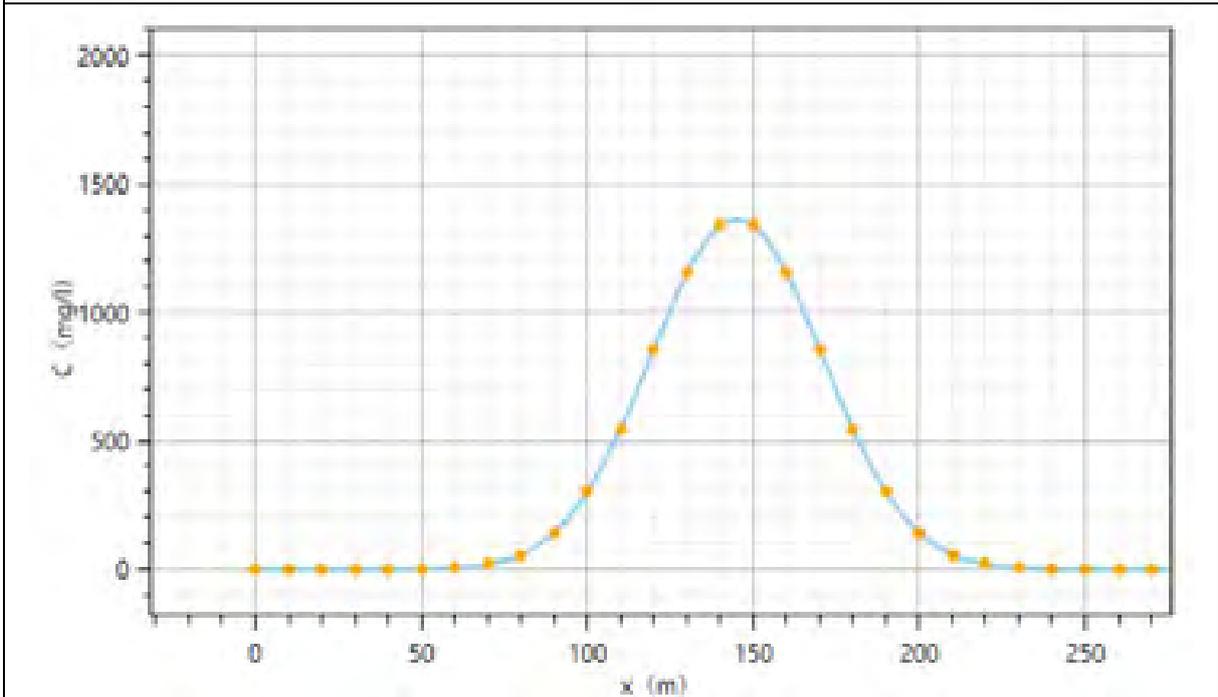
D_L —纵向弥散系数(m^2/d)； D_T —横向 y 方向的弥散系数(m^2/d)； Π —圆周率；

(4) 预测结果

当集输管线发生全管径泄漏及储油罐发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 4.3-1、图 4.3-2。



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

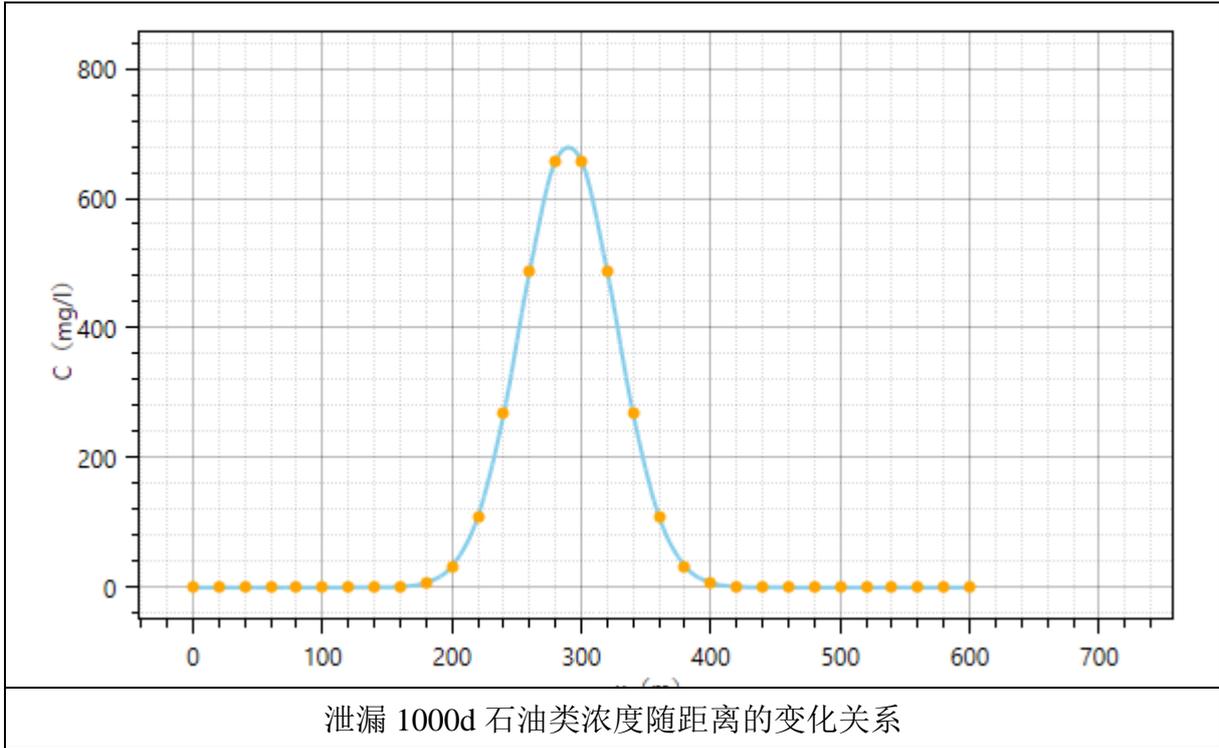
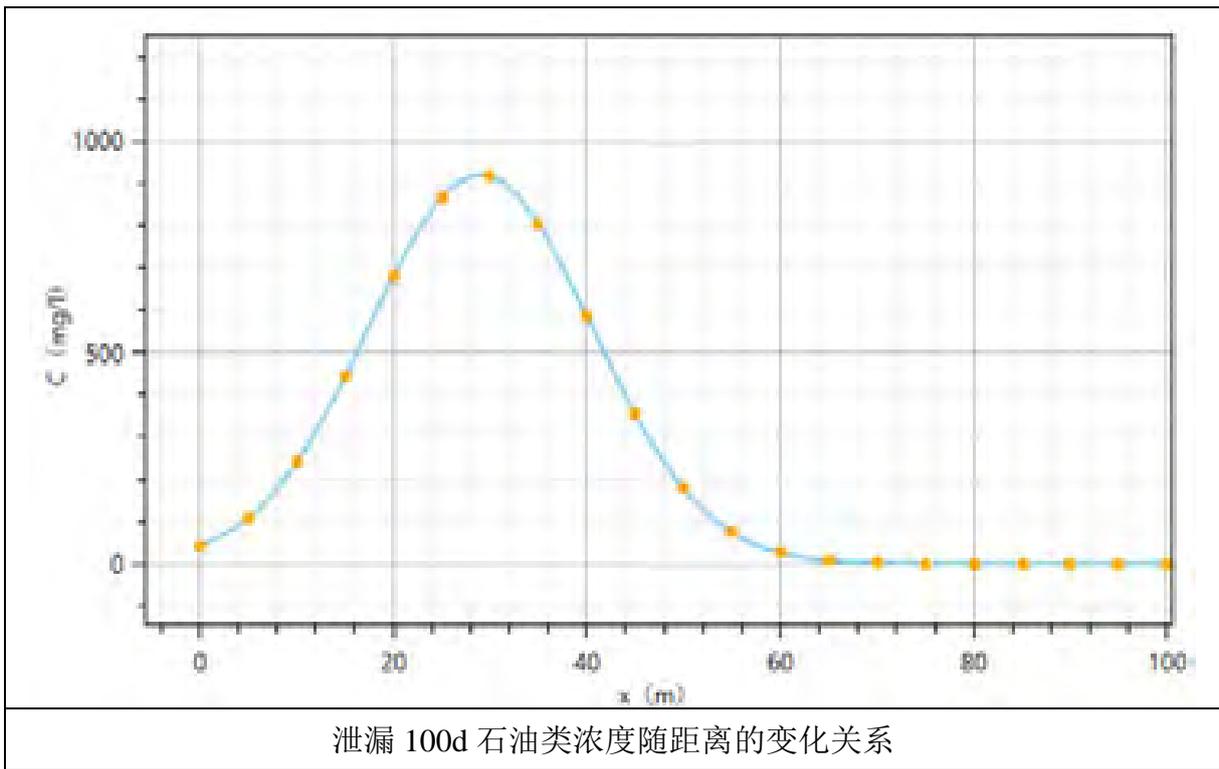


图 4.3-1 集输管线发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系



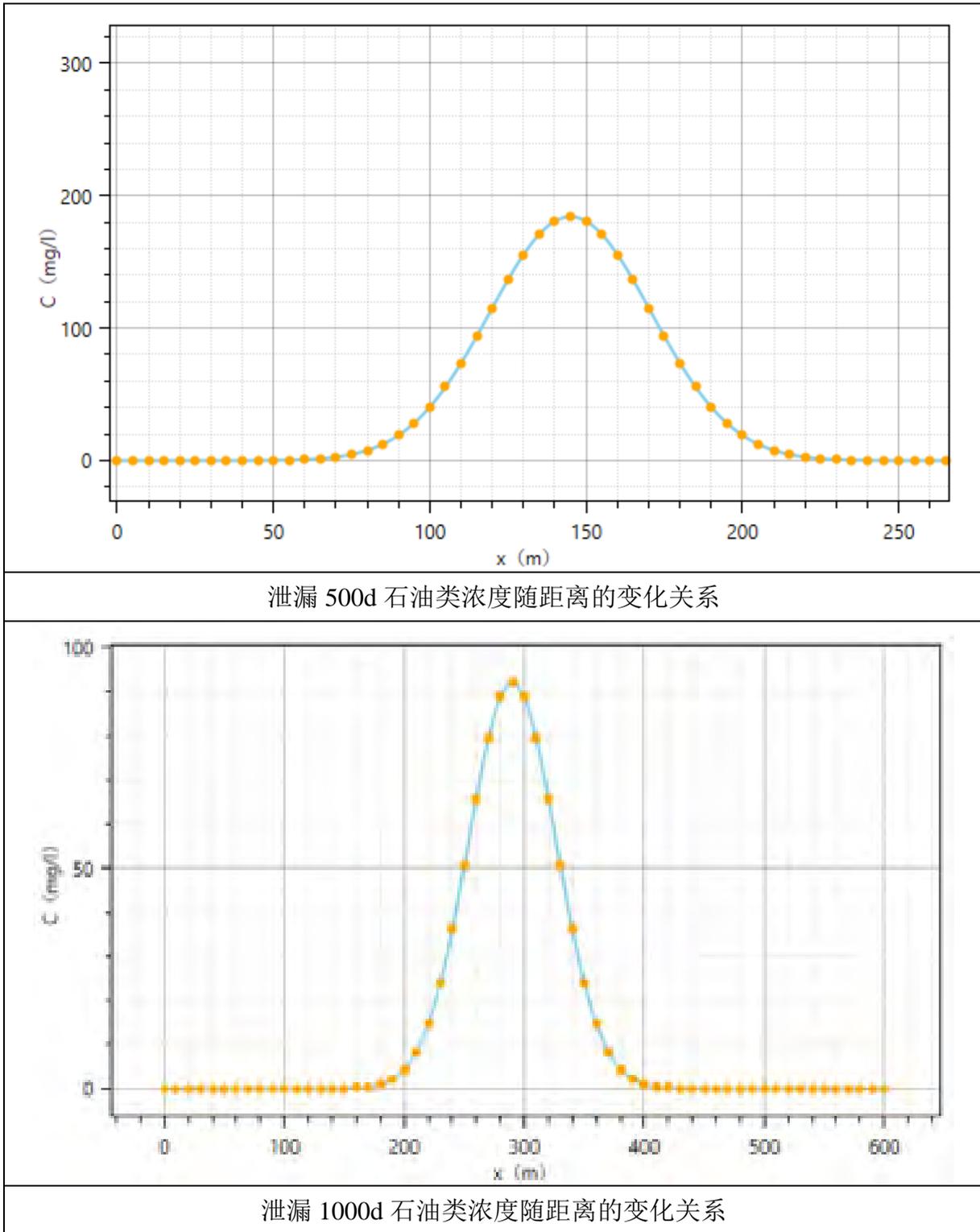


图 4.3-2 储油罐发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集输管线及储油罐发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物运移距离分别为 30m、145m 和 290m。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等，2009)，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污

染仅限于 20cm 表层，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm。本项目区域浅层地下水深度在 15.4m，承压水埋深约在 100m，泄漏的原油进入地下水的可能性很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

4.3.4 地下水环境影响评价结论

运营期产生的采出水和井下作业废水拉运至牛圈湖联合站污水处理系统处理，处理达标后回注油层；管道的选材有效防止管线腐蚀穿孔，降低管道泄漏等事故的发生；正常情况下不会对地下水环境产生影响。

运营期间对地下水可能产生不利影响的主要是突发事件，包括集输管线、油罐发生原油泄漏，若及时采取有效措施治理污染，避免对地下水污染。综上所述，本工程运营期只要建设方严格按照拟定的环保措施进行，对生产废水进行妥善处置，对地下水环境造成的影响很小。

4.4 声环境影响分析与评价

4.4.1 施工期声环境影响分析

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

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

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

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r —预测点距离声源的距离 (m)；

r_0 —参考位置距离声源的距离 (m)；

预测结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

方位 \ 距场界距离	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
东	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
西	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
南	88.18	68.18	62.16	58.63	54.2	48.18	44.66	42.16
北	75.92	55.92	49.90	46.38	41.94	35.92	32.40	29.90

由预测结果可以看出：

(1) 钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。昼间距离井场 10m 处，夜间 50m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A) 的要求。

(2) 昼间施工噪声在 30m 外，夜间施工噪声在 100m 外满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。根据现场调查评价范围内没有自然保护区、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，不产生噪声扰民现象，对局部环境的影响是暂时的，钻井期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。开发期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，因此必须要做好劳动防护措施。

4.4.2 营运期声环境影响分析

本工程运营期噪声污染源主要为井场和站场的各类机泵和拉油车辆运输等。

4.4.2.1 站场噪声影响分析（固定噪声源影响预测）

根据《环境影响评价技术导则—声环境》(HJ2.4-2009)，本次评价选用导则中的噪声预测模式——Noisesystem。

(1) 预测源强

场站内噪声源主要为各类机泵，机泵噪声源强在 85dB(A)~90dB(A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施。

(2) 预测评价标准

项目所在区域声环境功能区属于 2 类区。拟建项目东、西、南、北厂界噪声均执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

(3) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)的技术要求,本次评价采取导则上推荐模式。

①声级计算

建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值(L_{eqg})计算公式:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1L_{Ai}} \right)$$

式中:

L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值, dB(A);

L_{Ai} —i 声源在预测点产生的 A 声级, dB(A);

T—预测计算的时间段, s;

t_i —i 声源在 T 时段内的运行时间, s。

②预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式

$$L_{eq} = 10 \lg (10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中:

L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值, dB(A);

L_{eqb} —预测点的背景值, dB(A)。

③户外声传播衰减计算

户外声传播衰减包括几何发散 (A_{div})、大气吸收 (A_{atm})、地面效应 (A_{gr})、屏障屏蔽 (A_{bar})、其他多方面效应 (A_{misc}) 引起的衰减。

距声源点 r 处的 A 声级按下式计算:

$$L_p(r) = L_p(r_0) - (A_{div} + A_{atm} + A_{bar} + A_{gr} + A_{misc})$$

在预测中考虑反射引起的修正、屏障引起的衰减、双绕射、室内声源等效室外声源等影响和计算方法。

(4) 预测结果

项目建成后,正常工况下,站场对厂界噪声预测结果见表 4.3-3。

表 4.3-2 厂界噪声预测结果 (单位: dB(A))

类型	测点位置	固定声源距厂界距离(m)	新建工程贡献值	现状监测值		叠加值		超标值		标准值	
				昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
厂界噪声	N1	1800	27.9	45.96	39.5	46.03	39.79	—	—	60	50
	N2	1560	29.2	45.2	38	45.31	38.54	—	—		
	N3	1720	28.3	45	38.03	45.09	38.47	—	—		
	N4	1720	28.3	44.03	38.6	44.14	38.99	—	—		

由预测结果可知,厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求,且周边无环境敏感点,因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

4.4.2.2 车辆运输噪声影响分析

本项目建成投产后,进出的运输车辆增加,运输车辆进出时行驶速度较慢,一般为 25~30km/h 左右,主要为大型车辆,大型车在距离行驶中心线处的噪声值约为 77~78dB(A)。

(1) 预测模式

运输噪声的预测因子为等效 A 级声级。影响交通噪声的因素很多,主要包括道路的交通参数(车流量、车速、车种类等),道路的地形地貌条件,路面设施等。

本评价次预测模式选择《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)所列预测模式:

I 第 i 类车等效声级的预测模式

$$L_{eq}(h)_i = \left(\overline{L_{0E}}\right)_i + 10\lg\left(\frac{N_i}{V_i T}\right) + 10\lg\left(\frac{7.5}{r}\right) + 10\lg\left(\frac{\psi_1 + \psi_2}{\pi}\right) + \Delta L - 16$$

式中: $L_{eq}(h)_i$ —第 i 类车的小时等效声级, dB(A);

$\left(\overline{L_{0E}}\right)_i$ —第 i 类车速度为 V_i , km/h; 水平距离为 7.5m 处的能量平均 A 声级, dB(A);

N_i —昼间, 夜间通过某个预测点的第 i 类车平均小时车流量, 辆/h;

r —从车道中心线到预测点的距离, m, ($r > 7.5m$);

V_i —第 i 类车的平均车速, km/h;

T —计算等效声级的时间，1h；

ψ_1 、 ψ_2 —预测点到有限长路段两段的张角，弧度；

ΔL —由其他因素引起的修正量，dB(A)。

II 总车流等效声级为：

$$Leq(T) = 10\lg(10^{0.1Leq(h)大} + 10^{0.1Leq(h)中} + 10^{0.1Leq(h)小})$$

(2) 预测结果

根据上述公式计算得到运输噪声预测结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 运输噪声影响预测结果 (单位: dB(A))

道路名称 \ 距离	20m	40m	60m
拉油道路	41.0	39.0	37.7

注：夜间接不运输计算。

在不考虑高程差的情况下，从预测结果来看，在没有设置减速路障，公路两侧20m距离昼间可以满足2类区标准要求。运输路线沿途无声环境敏感点，故本项目交通噪声对周围声环境影响较小。

4.4.3 声环境影响评价小结

项目区施工期的这些噪声均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

项目运营期噪声污染源主要为站场各类机泵及运输车辆噪声。经预测，运营期噪声源对背景噪声的贡献较小，厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求，且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，运营期噪声影响属于可接受范围内。

4.5 固体废物影响分析

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。

4.5.1 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，经泥浆不落地装置固液分离后，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)后进入牛圈湖废渣场填埋。

岩屑本身无污染物，其主要成份为水和膨润土；泥浆中不含碘化物、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。

4.5.2 运营期固体废物影响分析

油田生产过程中产生的固体废物主要是落地原油和油泥（砂）。

(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，作业单位将落地油 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。

4.5.3 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。

4.6 对土壤的影响分析

4.6.1 正常情况下对土壤环境的影响

(1) 钻井影响

钻井作业产生的固体废弃物主要是排出的泥浆、钻井岩屑等。岩屑对土壤的影响较小，对土壤产生影响的主要是粘附在钻屑上的泥浆。

本工程全部采用泥浆不落地技术，岩屑随钻井泥浆带出，一开和二开上部为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的岩屑综合利用；二开下部为磺化水基泥浆，拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理，达标固废用于铺筑井场、道路等，对达标净化水用于单井回注。

综上所述，只要对钻井作业产生废弃泥浆、钻井岩屑，进行妥善的处置，对地表土壤的影响范围和程度都将降到最小。

(2) 管线临时占地对土壤环境的影响

本工程管线临时占地中开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

(3) 落地原油影响

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。

(4) 施工各种废弃物对土壤的影响

施工废物也会对土壤环境产生影响，包括钻井泥浆、管道防腐材料以及施工生活垃圾，如塑料袋等。这些残留于土壤的固体废物，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。

综上，油气田开发对土壤影响，呈点块状（如井场、站场等）和线状（如集输管线和井场道路等）分布，影响范围明确。该建设工程在施工期对土壤环境影响较大，运行期一般影响较小。

4.6.2 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，影响植物的生长和恢复。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）。

4.7 生态环境影响分析

4.7.1 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。

4.7.1.1 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。

4.7.1.2 生态环境影响因素

生态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生态环境因素。

（1）钻井

本项目共部署井数 11 口，新钻井 9 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）10.3km，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 3km，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

本工程新建拉油站 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 4.7-1。

表 4.7-1 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、钻前施工过程中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、施工过程中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、施工过程中对四周植被和土壤产生不利影响。

4.7.1.3 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。

4.7.2 工程占地影响分析

根据调查，本工程区块建成后新增占地 15.8hm²，其中永久占地 3hm²，临时占地 12.8hm²。

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。

4.7.3 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。

4.7.3.1 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碾压。

项目位于荒漠地区，生物生产量按照 $0.75t/(hm^2 \cdot a)$ 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 4.7-2。

表 4.7-2 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	1.32	0.99	永久
		井场道路	1.35	1.0125	永久
		条 34 块拉油站	0.33	0.2475	永久
	小计		3	2.25	——
	临时占地	井场	3.96	2.97	3-5
		井场道路	0.6	0.45	3-5
		管线	8.24	6.18	3-5
	小计		12.8	9.6	——
	合计			15.8	11.85

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 $15.8hm^2$ ，永久占地面积为 $3hm^2$ 。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 $15.8hm^2$ 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 $11.85t/a$ （见表 4.7-2）。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。

此外，评价区有保护植物 2 种，重点保护的植物有膜果麻黄、梭梭，为自治区一级保护植物，在评价区域东部偶有分布，通过加强环保宣传教育，普及野生

动物保护相关法律法规，以及严格的环境保护管理措施，可以有效的避免施工及人员活动对保护植物的破坏。

4.7.3.2 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 3km。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。

4.7.3.3 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。

4.7.3.4 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。

4.7.3.5 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。

4.7.4 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。

4.7.4.1 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。

4.7.4.2 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。

4.7.4.3 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。

4.7.4.4 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。

4.7.4.5 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。

4.7.5 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 3hm^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 3hm^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。

4.7.6 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 4.7-3。

表 4.7-3 本项目区域生态环境完整性等级表

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

标准	生态系统完整性						项目区域
	高	好	适度	差	恶化		
斑块连续性	很好	较好	一般	较差	很差		适度
营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小		差
组成 丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化		好

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

本项目建设区域内没有自然保护区、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 15.8hm²，其中永久占地 3hm²，临时占地 12.8hm²，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 环境风险评价与分析

5.1 环境风险评价目的

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素、项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起的有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境的影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接收水平。

本项目为油田开采项目，石油原油属于易燃易爆危险物质，在储存、运输过程中可能发生泄漏、火灾爆炸等突发事件。

根据《关于印发〈突发环境事件应急预案管理暂行办法〉的通知》（环发〔2010〕113号）、《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）、《关于加强生物质发电项目环境影响评价管理工作的通知》（国环发〔2008〕82号）和《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的要求，需要对本项目建设进行环境风险评价，通过评价认识本项目的风险程度、危险环节和事故后果影响大小，从中提高风险管理的意识，提出本项目环境风险防范措施和应急预案，杜绝环境污染事故的发生。

5.2 风险潜势初判

5.2.1 环境敏感程度（E）的确定

（1）大气环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），大气环境敏感程度分级见下表：

表 5.2-1 大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人

分级	大气环境敏感性
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

本项目周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人（约 50 人）；项目周边 500m 范围内人员仅为油区工作人员（50 人）小于 500 人；油气输送管线管段周边 200m 范围内无大气环境敏感目标，因此，本项目大气环境敏感程度为 E3。

（2）地表水环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），地表水环境敏感程度分级见下表：

表 5.2-2 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

表 5.2-3 地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表 5.2-4 环境敏感目标分级

分级	地表水环境敏感特征
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类 2 包括的敏感保护目标

本项目区域内无地表水体，项目产生的废水不外排。因此，地表水功能敏感性分区为 F3，环境敏感目标分级为 S3，因此，地表水环境敏感程度分级为 E3。

(3) 地下水环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），地下水环境敏感程度分级见下表：

表 5.2-5 地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E2
D3	E2	E3	E3

表 5.2-6 地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区

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

表 5.2-7 包气带防污性能分级

敏感性	地下水环境敏感特征
D3	Mb≥1.0m, K≤1.0×10 ⁻⁶ cm/s, 且分布连续、稳定
D2	0.5m≤Mb<1.0m, K≤1.0×10 ⁻⁶ cm/s, 且分布连续、稳定 Mb≥1.0m, 1.0×10 ⁻⁶ cm/s<K≤1.0×10 ⁻⁴ cm/s, 且分布连续、稳定
D1	岩(土)层不满足上述“D2”和“D3”条件

Mb: 岩土层单层厚度。
K: 渗透系数。

由表 5.2-5 可知, 本项目地下水环境敏感程度分级为 E2。

5.2.2 危险物质及工艺系统危害性 (P) 的确定

(1) Q 值的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 C, Q 按下式进行计算:

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

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量, t;

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时, 将 Q 值划分为: (1) $1 \leq Q < 10$; (2) $10 \leq Q < 100$; (3) $Q \geq 100$ 。

Q 值的确定见表 5.2-8。

本项目条 34 块拉油站共设置 9 具 40m³ 油罐, 体积充装系数为 0.85, 密度取 0.861g/cm³, 则原油最大储存量为 263.5 吨。

表 5.2-8 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 qn/t	Q 值
1	原油	8002-05-9*	263.5	2500	0.105
2	石油气	68476-85-7	0.12	10	0.012
项目 Q 值 Σ					0.117

注: 原油 CAS 号根据《危险化学品目录》(2018) 确定。

综上, 本项目 $Q=0.117 < 1$, 环境风险潜势为 I。

(2) M 值的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 C, 本项目为石油开采项目, 根据表 5.2-9 判定, 本项目 M 分值为 10, 以 M3 表示 ($M1 > 20$;

10<M₂≤20; 5<M₃≤10; M₄=5)。

表 5.2-9 行业及生产工艺 (M)

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、危险物质贮存罐区（罐区）	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 ^b （不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5

^a 高温指工艺温度≥300℃，高压指压力容器的设计压力（P）≥10.0MPa；
^b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

(3) P 值的确定

对照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C，本项目 Q<1，环境风险潜势为 I，根据表 5.2-10 判定，本项目不存在工艺系统危险性 (P)。

表 5.2-10 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P)

危险物质数量与临界量比值 (Q)	行业及生产工艺 (M)			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q<100	P1	P2	P3	P4
1≤Q<10	P2	P3	P4	P4

5.2.3 风险潜势判断

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)表 2 划分依据，本项目大气环境（环境低度敏感区 E3）、地表水（环境低度敏感区 E3）、地下水环境（环境中度敏感区 E2），不存在工艺系统危险性 (P)，环境风险潜势综合等级为 I 级，风险评价等级为简单分析，定性分析说明影响后果。

表 5.2-11 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV ⁺	IV	III	III

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区 (E3)	III	III	II	I

注: IV+为极高环境风险

5.2.4 环境保护目标识别

本项目所在区域为戈壁地区, 干旱少雨, 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。

表 5.2-12 风险环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
	厂址周边 5km 范围内					
环境空气	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数/人
	1	油区工作人员	油区内部	—	工作人员	50
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					50
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					50
	大气环境敏感程度 E					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能	24h 内流经范围/km		
	1	/	/	/		
	内陆水体排放点下游 10km 范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	1	/	/	/	/	
地表水环境敏感程度 E					E3	
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	/	/	/	/	/
	地下水环境敏感程度 E					E2

5.3 环境风险识别及分析

5.3.1 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 5.3-1。

表 5.3-1 原油的理化特性及毒理特性一览表

理化性质	化学品名称	原油（未经处理的石油）	热值	41870KJ/kg
	主要成分	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物	火焰温度	1100℃
	外观及性状	黑褐色并带有绿色荧光，具有特殊气味的粘稠性油状液体	自然燃点	380-530℃
	沸点	300-325℃	闪点	-6.7~32.2℃
	熔（凝固）点	-60℃	爆炸极限	1.1-6.4%（v）
	相对密度	（水=1）：0.8332~0.8775g/cm ³ ，平均值为0.861g/cm ³	溶解性	不溶于水
	稳定性	常温常压稳定		
危险性	<p>易燃易爆。</p> <p>【燃烧与爆炸特性】其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。</p>			
毒理学资料	<p>急性毒性：LD₅₀≥4300mg/kg；LC₅₀无资料。</p> <p>健康危害：刺激眼睛和皮肤，导致皮肤红肿、干燥和皮炎，食入将引发恶心、呕吐和腹泻，影响中枢神经系统，表现为兴奋，继而引发头痛、眼花、困倦及恶心，更严重者将精神崩溃、失去意识、陷入昏迷，甚至由于呼吸系统衰竭导致死亡。吸入高浓度蒸汽将影响中枢神经系统肺损伤，引发恶心、头痛、眼花至昏迷。</p>			
应急处置原则	<p>【急救措施】</p> <p>皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。</p> <p>眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。</p> <p>吸入：迅速撤离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入：催吐，就医。</p> <p>【灭火方法】</p> <p>消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。灭火剂：二氧化碳、干粉、泡沫。</p> <p>【泄漏应急处置】</p> <p>切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>			
防护措施	<p>工程控制：采用通风装置；</p> <p>呼吸系统防护：无资料；</p> <p>眼睛防护：化学安全防护眼镜；</p> <p>身体防护：橡胶工作服；</p> <p>手防护：防护手套。</p>			

安全措施	<p>【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物质。</p> <p>【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p> <p>【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。</p>
------	--

表 5.3-2 石油气的理化特性及毒理特性一览表

基本信息	危险货物编号	21053		
	CAS 号	68476-85-7		
	化学品名称	混烃(参照液化石油气)		
	别名	液化石油气、压凝汽油		
理化性质	主要成分	丙烷、丙烯、丁烷、丁烯等	蒸气压	<1380kP(37.8℃)
	外观及性状	无色气体，有特殊臭味	闪点	-74℃
	相对密度	(水=1): 0.5~0.6; (空气=1): 1.5~2.0	溶解性	不溶于水
	爆炸极限	5~33% (v)	引燃温度	426~537℃
	稳定性	常温常压稳定		
危险性	<p>危险性类别：第 2.1 类易燃气体。</p> <p>【燃烧与爆炸特性】极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。</p> <p>燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳。</p>			
毒理学资料	<p>毒性：IV级，轻度危害。</p> <p>急性毒性：LD₅₀无资料；LC₅₀无资料。</p> <p>侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。</p> <p>健康危害：本品有麻醉作用。</p> <p>急性中毒：有头晕、头痛、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、脉缓等；重症者可突然倒下，尿失禁，意识丧失，甚至呼吸停止。可致皮肤冻伤。</p> <p>慢性影响：长期接触低浓度者，可出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲劳、情绪不稳以及植物神经功能紊乱等。</p>			

<p>应急处置原则</p>	<p>【急救措施】 皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：给饮牛奶或用植物油洗胃和灌肠。就医。</p> <p>【灭火方法】 切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。</p> <p>【泄漏应急处置】 迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</p>
<p>防护工程</p>	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。提供良好的自然通风条件。 呼吸系统防护：高浓度环境中，建议佩戴空气呼吸器。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其它防护：工作现场严禁吸烟。避免高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</p>

5.3.2 生产系统危险性识别

根据工程内容，结合油田项目的风险经验分析，项目可能发生风险事故的单元为井场、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。根据国内石油化工系统事故类型及引发原因统计，见表 5.3-3。站场可能产生的风险事故类型主要为储罐引起的火灾爆炸事故，占 28.5%，事故发生的原因主要为明火，占 66%。

表 5.3-3 国内石油化工系统事故类型及原因统计

序号	事故类型	比例 (%)	引发事故原因	比例 (%)
1	火灾爆炸事故	28.5	明火	66
2	人身伤亡事故	20.8	电气及设备	13
3	设备损坏事故	24.0	静电	8
4	跑、冒油事故	15.7	雷电	4
5	其他	11.0	其他	9

(3) 贮运系统危险性识别

①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。

②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。

另据中国石化总公司《石油化工典型事故汇编》(1983-1993 年)统计，炼油系统共发生 293 起事故，其中储运系统 74 起，占 25.3%。可见罐区事故发生较多。尽管随着防灾减灾技术的不断提高，目前事故率及作业伤亡人数在不断降低，以一亿工作小时事故死亡人数比较，远低于建筑业和矿业，但是储运系统事故发生率仍然较高。

5.3.3 风险事故类型分析

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。

5.3.4 环境影响途径识别

根据项目物质危险性识别、生产系统危险性识别，本项目危险物质在事故情形下对环境的影响途径主要是油罐泄露导致火灾爆炸事故对周围环境产生影响。

表 5.3-4 项目环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	条 34 块拉油站	油罐	原油	泄露	大气	周边 3 公里居民
2				火灾	大气	
3				爆炸	大气	
4	集输管道	集输管道	原油	泄露	大气 地下水	

5.3.5 风险事故情形设定

5.3.5.1 大气风险事故情形设定

- (1) 条 34 块拉油站原油储罐发生泄漏，无组织烃类挥发对周围环境的影响；
- (2) 条 34 块拉油站原油储罐火灾产生次生影响；
- (3) 条 34 块拉油站原油储罐爆炸对周围环境造成的影响。

5.3.5.2 地下水风险事故情形设定

- (1) 集输管道原油泄漏对地下水的影响。

5.4 源项分析

5.4.1 大气环境影响事故源强

5.4.1.1 油罐泄漏源强计算

本项目条 34 块拉油站共设置 9 具 40m³ 油罐，选取单具原油储罐阀门、接头处破裂导致原油泄漏作为最大可信事故。

原油泄漏速度 Q_L 选用《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 推荐的伯努利方程计算：

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

式中： Q_L —液体泄漏速度，kg/s；

C_d —液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64，取 0.62；

A —裂口面积，m²；

P —容器内介质压力，油罐为常压罐，取 101325Pa；

P_0 —环境压力，取 101325Pa；

g —重力加速度，9.81m/s²；

h —裂口之上液位高度，取 0.4m；

ρ —密度，取 861kg/m³。

原油泄漏孔径采用《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 中标 E.1 中数据，原油泄漏孔径为 0.01m，孔径面积 0.0000785m²，泄漏持续时间为 10min。

由上式估算原油泄漏速度为 0.1174 kg/s，则 10min 内泄漏原油 70.44 kg。

5.4.1.2 原油储罐火灾次生危害源强计算

(1) 二氧化硫产生量

油品火灾伴生/次生二氧化硫产生量计算：

$$G_{\text{二氧化硫}} = 2BS$$

式中： $G_{\text{二氧化硫}}$ —二氧化硫排放速率，kg/h

B—物质燃烧量，kg/h

S—物质中硫的含量，本项目取 0.52%。

(2) 一氧化碳产生量

油品火灾伴生/次生一氧化碳产生量计算：

$$G_{\text{一氧化碳}} = 2330qCQ$$

式中： $G_{\text{一氧化碳}}$ —一氧化碳排放速率，kg/s；

C—物质中碳的含量，本项目取 85%；

q—化学不完全燃烧值，本项目取 6.0%；

Q—参与燃烧的物质质量，t/s。

经计算，本项目考虑条 34 块拉油站内油罐区发生火灾，原油燃烧速率企业 0.042kg/(m²·s)，油罐区围堰面积 564.2m²，则二氧化碳排放速率为 0.246kg/s，一氧化碳排放速率为 2.81kg/s。

5.4.2 地下水环境影响事故源强

在事故情景下，集输管线或拉油站油罐一旦发生损坏破裂，会有原油泄漏，穿过包气带从而进入地下水。

具体源项计算见第 4.3.3.4 节。

5.5 环境风险影响分析

本次环境风险评价重点从环境的角度对事故后果的影响进行分析。当发生储罐泄漏主要会对环境空气、水、生态环境产生不利影响。

5.5.1 对环境空气的影响分析

油罐泄漏后，原油进入环境空气，其中的轻组分烃类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。

5.5.2 对地下水环境的影响分析

原油储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，不会对当地地下水环境产生大的影响。

5.5.3 对生态环境的影响分析

原油泄漏对生态系统的影响主要表现为对土壤和植被的破坏。

（1）对土壤的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的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。

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

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。

5.6 环境风险防范措施

5.6.1 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。

5.6.2 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。

5.6.3 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定设置可燃可燃气体报警装置。

5.6.4 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 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。

5.7 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。

5.7.1 应急预案编制程序

环境风险应急预案编制程序见图 5.7-1。



图 5.7-1 环境风险应急预案编制工作程序

5.7.2 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 5.7-1。

表 5.7-1 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撑能力，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

序号	项目	内容及要求
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

5.8 环境风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为原油储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价,本项目须加强管理,严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案,尽可能杜绝各类事故的发生和发展,将事故发生

概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

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 开发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，并添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，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 $<40\text{km/h}$ ）。

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 1.8m 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

本项目运营期的大气污染物排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线集输、油罐暂存等工段产生的无组织挥发烃类。

6.1.2.1 油气集输废气污染治理措施

(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) 本项目油气集输过程废气主要为无组织挥发性有机物。项目采用“井口加热”集输工艺，油气集输采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。

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。

(3) 对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

6.1.2.2 油罐暂存废气污染治理措施

本项目条 34 块拉油站内设有 9 具 40m³ 油罐，依托原有，在油品储运过程中会产生无组织挥发烃类。

根据“关于发布《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》指导性文件的公告（环境保护部公告 2013 年第 31 号）”中第八条在油类（燃油、溶剂）的储存、运输和销售过程中的 VOCs 污染防治技术措施包括：

①储油库、加油站和油罐车宜配备相应的油气收集系统，储油库、加油站宜配备相应的油气回收系统；

②油类（燃油、溶剂等）储罐宜采用高效密封的内（外）浮顶罐，当采用固定顶罐时，通过密闭排气系统将含 VOCs 气体输送至回收设备；

③油类（燃油、溶剂等）运载工具（汽车油罐车、铁路油槽车、油轮等）在装载过程中排放的 VOCs 密闭收集输送至回收设备，也可返回储罐或送入气体管网。

(1) 结合《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》和《2016 年国家先进污染防治技术目录（VOCs）》（环境保护部公告第 2016 年第 75 号）的要求，本次评价要求对于油品储运过程油气设置油气回收装置进行回收，确保油气回收率大于 97%。

(2) 对原油运载工具（汽车油罐车）在装载过程中排放的 VOCs 密闭收集输送至回收设备。

(3) 根据《“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案》要求，建议本工程运营后期开展泄漏检测与修复(LDAR)，建立健全管理制度，加强压缩机等动密封点，以及液位计、仪表连接件等静密封点的泄漏管理。严格控制储存、装卸损失，优先采用压力罐、低温罐、密封的浮顶罐，采用固定顶罐的应安装顶空联通置换油气回收装置；有机液体装卸必须采取密闭底部装载、顶部浸没式装载等方式，原油装卸过程采取油气回收措施，使用具有油气回收接口的车辆。

综上，本项目采取的无组织废气控制措施和处理系统技术成熟可靠，能够有效控制无组织烃类的污染，在运行过程中严格管理，确保废气控制措施正常运转，厂界非甲烷总烃无组织排放达到《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值。

6.2 水环境保护措施

6.2.1 开发期废水防治措施

6.2.1.1 钻井废水防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量和处置两方面加以考虑。对钻井、试油修井作业的临时排污池（泥浆池），须按照油田公司的要求进行防渗处理，以满足环保要求。

(1) 节水减少排放量

由于钻井过程中因设备清洗、冷却等需消耗大量清水，如不采取有效节水措施，在浪费水资源的同时，也造成钻井废水大量的产生，给废水存储设施造成容量的负担，并带来后续处理负荷的增加。因此，必须在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

本项目在工程和技术管理上可采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，积累资料，分析研究在各种气候、各类施工作业条件下的合理用水量，以此为定额，在保证正常作业的情况下，控制清水用量。

②合理用水，实行用水管理。动力设备等冷却水要循环使用；不得耗用新鲜水冲洗设备，设备冲洗应使用回用水，尽量采用擦洗的方法清洗设备；做好污水循环系统，水的重复利用率要求达到 40-50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

(2) 废水处置

本项目在钻井过程产生的废水主要包括泥浆废水和钻台、钻具冲洗水。井场内设置泥浆池，钻井废水排入泥浆池中，因项目所在区域气候干燥、日照强烈，蒸发量很大，大部分废水可在短期内得到自然蒸发。钻井结束后，与排入池内的废泥浆、岩屑干化覆土填埋。

对钻井作业的泥浆池，须按照吐哈油田分公司的要求进行防渗处理。在池体底部防渗的基础上，重点要做好池体侧壁的防渗，并在施工合同及检查中将此明文标示，以保证防渗效果。其容量可以满足钻井废水、泥浆和岩屑的排放要求。

6.2.1.2 施工期生活污水防治措施

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

6.2.2 运营期废水防治措施

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水。

(1) 井下作业废水

①井下作业废水的产生是临时性的。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，压裂酸化废水拉运至废液池（牛圈湖废液池或牛东废液池）蒸发处理；洗井废水先运至牛圈湖联合站的干化池（联合站北侧， $5000\text{m}^3 \times 2$ 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、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

(2) 采出水

本项目采出水经牛圈湖联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后，全部回注油层，不向外环境排放。

6.2.3 地下水保护措施

本项目油井在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 400m，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，要按设计规定实施，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。

综上所述，在采取了相应的保护措施后，本项目不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

同时，推广使用清洁无害的泥浆，严格要求套管下入深度，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。

6.4 噪声污染防治措施

6.4.1 开发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；

6.4.2 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。

6.5 固废污染防治措施

6.5.1 开发期固废污染防治措施

6.5.1.1 钻井泥浆污染防治措施

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全部进行不落地处理，使施工期固体废物实现回用及妥善处理，不外排。岩屑进入钻井废弃物不落地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，固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，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）后进入牛圈湖废渣场填埋。

岩屑堆存场地设有 50cm 高的围堰，围堰及岩屑堆存场地底部均采用 HDPE 防渗膜进行防渗，渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，满足《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2011）中的相关标准要求。

(1) 不落地达标处理工艺

不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，具体设备详见表 6.5-1。

表 6.5-1 不落地系统设备一览表

序号	设备名称	数量	备注
1	振动筛	3 台	
2	除砂器	2 台	
3	离心机	3 台	
4	甩干机	1 台	
5	混拌机	1 台	
6	收集泵	1 台	
7	泥浆罐	若干	

钻井废弃物不落地达标处理技术工艺流程如图 6.5-1 所示。工艺流程说明如下：

①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）进入牛圈湖废渣场填埋。

②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。

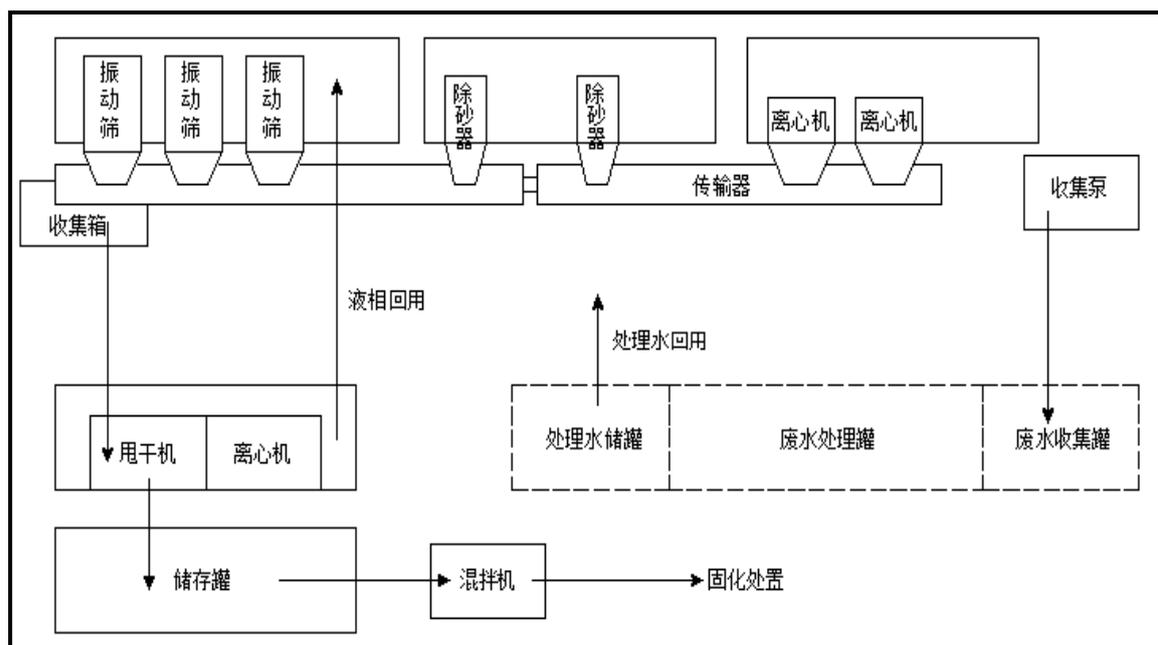


图 6.5-1 不落地处理系统工艺流程图



不落地设备



大颗粒筛分器

图 6.5-2 设备现场照片

(2) 控制钻井废弃物产生量的措施

保护环境的首要工作是控制污染源，因此，要从源头上控制钻井废弃物的产生量。

① 优选钻井液材料，尽可能采用无毒、低毒材料，聚合物钻井液能满足的井段不使用聚磺钻井液。禁止使用国家明文规定有毒有害成分的钻井液材料。

② 加强油料的管理，避免外泄，含油废弃物单独堆放，减少含油废弃物的产生量。

③ 含油固废必须与水基固废分开存放，不得混放。

④采用固液分离装置进行固液分离，并分类存放在各自收集系统内，钻井过程应尽可能回用分离后的油基钻井液。

6.5.1.2 其它固体废物污染防治措施

(1) 射孔压裂返排液

项目射孔作业产生的射孔返排液主要成分为无机盐和水，为一般工业固废，自带回收罐回收，依托牛圈湖、牛东废液池蒸发处理。

(2) 施工土方

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

(3) 施工生活垃圾

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站处理。

(4) 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。

(5) 完井后，井场废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

上述技术措施在实际应用中，对各类的固废产生取得了很好的效果。只要加强管理，采取切实可行的措施，本项目开发期的固体废物不会对周围环境产生影响。

6.5.2 运营期固废污染防治措施

6.5.2.1 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。

6.5.2.2 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 $1 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的废渣场 1 个，主要贮存油泥砂等。中心坐标为东经 $94^\circ 07' 20''$ ，北纬 $43^\circ 55' 30''$ 。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)，见附件)。

经调查，目前该废渣场已存放量为 7500 m^3 ，剩余容量 2500 m^3 。



图 6.5-3 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，牛圈湖废渣场场地选址可满足《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、风景名胜區、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管理和处理；

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 开发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) 井场、管线建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，原则上应避开植被长势良好、茂密的区域，特别是生长着自治区一级保护植物（膜果麻黄和梭梭）的区域，选择裸地或植被稀疏的区域进行井场建设。

(2) 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；
- 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道路施工作业宽度不得超过 2m；

(3) 钻井废弃物 100%回收，减少对周围土壤、植被的影响。

(4) 泥浆池必须严格落实防渗处理设施，确保固废及其渗滤液不对土壤环境和地下水产生影响。

(5) 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。

(6) 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，尽量避让植被较多的区域，减少因施工造成的植被破坏，管线建设过程不得破坏自治区一级保护植物（膜果麻黄和梭梭）。

(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, 不得破坏自治区一级保护植物(膜果麻黄和梭梭)。

(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, 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。

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, 不得破坏自治区一级保护植物(膜果麻黄和梭梭)。

(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。在闭井施工过程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。

（5）加强环保宣传

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区域生长的自治区一级保护植物：梭梭和膜果麻黄，有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁踩踏破坏。加强对《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏自治区一级保护植物的法律后果。

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。

6.6 生态恢复方案

6.6.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

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

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

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

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

6.6.2 生态环境分区恢复治理

6.6.2.1 勘探期生态恢复治理

油田勘探爆破、探查活动结束后，对勘探活动造成的地表土壤破坏进行平整，对地表植被进行恢复，恢复其原有生态功能。

6.6.2.2 井场生态恢复治理

（1）井场生态恢复治理范围

本项目部署 11 口井。所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

（2）生态环境恢复治理措施

①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，应对井场施工共计 3.96hm² 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图 6.6-1 井场砾石压盖措施典型设计图。

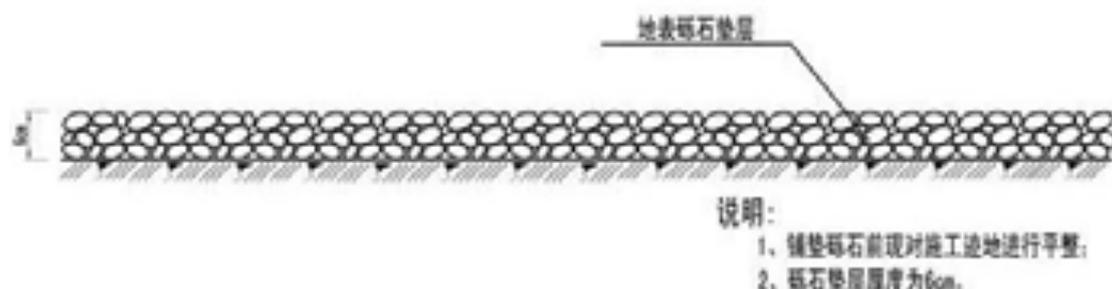


图 6.6-1 井场砾石压盖措施典型设计图

6.6.2.3 泥浆池生态恢复治理

泥浆池底部敷设土工膜进行防渗。本项目在限定的井场范围内修筑泥浆池，岩屑和废弃泥浆排入井场内经防渗处理后的泥浆池中。施工结束后，废弃泥浆和岩屑干化后，在防渗泥浆池进行就地填埋，掩埋、填平、覆土、压实；覆土层 > 0.6m。

6.6.2.4 管线生态恢复治理

(1) 管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类单井管线，共计临时占地 8.24hm²，该范围内需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

① 工程保护措施

支线管道施工作业带宽度控制在 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。

6.6.2.5 道路生态恢复治理

(1) 道路生态恢复治理范围

本项目需修建简易油田公路，路面宽度 4.5m，临时占地 0.6hm²，该范围内需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

①工程保护措施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 15.hm²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。

(3) 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。

6.6.3 生态环境恢复进度安排

生态环境恢复计划将贯穿油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产运营期及闭井期。

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。

三塘湖盆地条湖凹陷条 34 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 6101 万元，其中钻井投资 5244 万元，地面工程投资 857 万元。环保投资 510 万元，占总投资的 8.36%。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 6101 万元，环保投资约 510 万元，占总投资的 8.36%。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）
开发期	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	24
	施工营地生活垃圾	清运至三塘湖生活基地垃圾填埋场	2
	施工废水、固废	不落地处理系统	165
	施工营地生活污水	移动旱厕	6
	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	55

阶段	项目名称	环保措施	投资 (万元)
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
		油气回收装置	60
	防渗膜铺装	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	16
	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	4
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	36
	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			354

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 510 万元，环境保护投资占总投资的 8.36%。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，在管理上要强制制度的落实，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

三塘湖盆地条湖凹陷条 34 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。

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司勘探公司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。

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。中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司勘探公司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。

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	环境监理单位 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、岩屑一同排入不落地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，固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，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)后进入牛圈湖废渣场填埋。				

8.1.3.2 运营期环境管理计划

(1) 日常环境管理

1) 搞好环境监测，掌握污染现状

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

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

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

2) 加强环保设备的管理

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

3) 落实管理制度

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

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

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

1) 对事故隐患进行监护

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

2) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

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

3) 加强风险管理

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

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-2。

表 8.1-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	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，以便能及时采取补救措施。 定期维护集输支线、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勘探公司	运行期	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	纳入工程费用
2	声环境	对井场的厂界噪声进行定期监测，在噪声超标点位采取必要的隔声降噪措施。				
3	大气环境	对大气进行定期监测。				
4	水环境	对污水的处理设施进行定期维护。				
5	景观保护	对项目区域内的环境保护和生态恢复措施的执行和落实情况进行监督				
6	管道保护	在施工结束、投入运行之前，集输干支线要完成永久性标志的设置，并对易遭车辆碰撞破坏的局部管道采取防护措施，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

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勘探公司	闭井期	自治区生态环境厅 自治区环境监察总队	纳入退役闭井管理费用中
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。				

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
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。			察总队	
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。			哈密市生态环境局	

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,下一步交由有资质的单位进行无害化处置;	依托联合站污水处理系统;依托联合站干化池 2×5000m ³	
废气	烃类无组织挥发	集输、暂存过程	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
			原油储罐加装油气回收装置	1套	
噪声	各类机泵	拉油站站场	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、岩屑一同排入不落地系统中处理并实现固液分离,分离后的液相循环使用,固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地,经检测达标后进入牛圈湖废渣场填埋。	泥浆不落地装置若干	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、电力设施底部	恢复地貌	永久占地: 3hm ² 临时占地: 12.8hm ²	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		

治理项目	污染源	位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
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 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

序号	场地	监督内容	监理要求
4	保护动物和保护植物	(1) 是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 (2) 是否严格施工作业带宽度, 减少占地	环评中环保措施落实到位
5	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; (2) 施工季节是否合适; (3) 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被, 有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

8.2.2 运营期环境监测计划

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

表 8.2-2 运营期环境监测计划

监测对象		监测频率	监测点	监测因子	监测单位
环境质量	大气	1 次/年	井场周围	非甲烷总烃	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	非甲烷总烃	
	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盆地条湖凹陷条 34 区块 P₂₁ 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，对三塘湖盆地条湖凹陷条 34 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	三塘湖盆地条湖凹陷条 34 区块污染源调查	掌握基础数据
3	清洁生产水平	三塘湖盆地条湖凹陷条 34 区块清洁生产调查	掌握基础数据
4	环境保护措施回顾	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
		①检查运营期 EMP 的实施 ②检查监测计划的实施 ③检查有必要采取进一步的环保措施 ④检查环境敏感点的环境质量是否满足其相应质量标准要求。 ⑤加强监督，防止突发事件，预先制定紧急事故应对方案，一旦发生施工能及时消除危险。	①落实 EMA ②落实监测计划 ③切实保护环境 ④加强环境管理，切实保护人群健康 ⑤确保污水排放满足标准。
5	环境管理	总量控制执行情况；在线监测建设；动态管理系统建设；公众意见；环保投资比例	回顾并修改环境管理各项措施

8.4 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.4-1。

表 8.4-1 本项目污染物排放清单

时段	类别	污染源	污染物	产生量	排放量	治理措施	执行标准	建议总量指标 (t/a)
施工期	废水	钻井废水	废水量	7329t	0	全部进入泥浆不落地装置中，循环使用	—	—
			SS	18.32t	0			
			COD	29.32t	0			
			石油类	0.51t	0			
			挥发酚	0.0015t	0			
			硫化物	0.0022t	0			
		生活污水	废水量	2295t	0	生活污水进入移动旱厕		
			SS	0.57t	0			
	COD		0.8t	0				
	氨氮		0.011t	0				
	废气	钻井废气	烃类	24.8t	0	无组织排放	《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	14.6t	0			
			NO _x	66.82t	0			
			SO ₂	0.085t	0			
固废	钻井岩屑	/	1563.07m ³	0	进入泥浆池中自然干化，完井后泥浆池覆土填埋平整处理。	《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	/	3497.3m ³	0	采用钻井不落地技术收集，一开和二开上部为非磺化水基泥浆，在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相综合利用；二开下部为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，不能回用的和固相（按泥浆总量的 10% 计，即 350m ³ ，）进入泥浆池中自然晾晒，干化后就地填埋			
	施工土方	/	11242m ³	0	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施			
	生活垃圾	/	27t	0	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			

时段	类别	污染源	污染物	产生量	排放量	治理措施	执行标准	建议总量指标 (t/a)
运营期	废水	井下作业废水	废水量	149.2	0	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；	《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	—
			COD	0.19	0			
			石油类	0.034	0			
		采出水	废水量	18300	0	经牛圈湖联合站污水处理系统处理后回注油层		—
			SS	0.4575	0			
			COD	2.745	0			
			氨氮	0.4575	0			
	石油类		0.183	0				
	挥发酚		0.00915	0				
	硫化物	0.0183	0					
	废气	油气集输废气	烃类	22.54	22.54	无组织排放	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 周界外浓度最高点	—
储罐废气		烃类	6.996	0.21	采用油气回收装置回收，回收率>97%，处理后无组织排放	—		
固废	油泥(砂)	石油类	1.16	0	暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置	《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	石油类	1.1	0	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		—	

9 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

根据《三塘湖盆地条湖凹陷条 34 块 P₂₁ 油藏产能建设方案》：本项目动用条湖凹陷条 34 块芦草沟组油藏，动用含油面积 1.31km²，石油地质储量 210 万吨，技术可采石油储量 10.6 万吨，采用直井+水平井压裂开发。区块钻井 11 口，其中水平井 3 口、直井 8 口，采用不规则井网，井排距 300-400 米，衰竭式开发。区块计划年产油 1.59 万吨/年，不产气。主要地面工程包括新建新建拉油站 1 座，新建单井集油管线 10.3km，道路 3km，配套自控系统、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通等辅助设施。

单井采油通过新建集输管线输至条 34 块拉油站，经过数控多通阀选井装置选井计量后，进入 40m³ 油罐。通过装车栈桥外运至牛圈湖联合站。

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状

根据《巴里坤县 2017 年环境质量年报》，2017 年巴里坤县空气质量各项基本指标达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级要求。因此，环评认为项目所在区域属于环境空气质量达标区域。

根据特征因子补充监测结果，评价范围内各监测点的非甲烷总烃小时平均浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”标准要求，未出现超标现象，评价区域现状环境空气质量较好。

9.1.2.2 水环境质量现状

根据地下水监测结果表明，评价区内各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准，评价区域地下水质量较好。

9.1.2.3 声环境质量现状

根据监测结果表明：项目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。

9.1.2.4 土壤环境质量现状

根据监测结果，项目建设场地及占地范围外评价区的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

9.1.2.5 生态环境质量现状

（1）生态功能区划：本项目开发区域属于 II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区-II₄ 准噶尔盆地东部荒漠、野生动物保护生态亚区-25 诺敏戈壁荒漠化敏感生态功能区。

（2）土壤类型：开发区内分布的土壤为石膏灰棕漠土。该土壤母质为砾质洪积物，植被极少，生物累积作用微弱，因此在农业上的利用价值较低。

（3）植被：项目开发涉及到的区域内只有零星植被分布，地表大面积裸露，景观单调，植被覆盖度小于 5%，主要为疏叶骆驼刺和戈壁藜，项目区的植被利用价值低。梭梭和膜果麻黄属于新疆地方一级保护植物。

（3）野生动物：据调查，项目所在地区内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。随着油田开发力度和范围将逐步加大，会继续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）土地利用类型：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。

9.1.3 主要环境影响

9.1.3.1 环境空气影响评价结论

(1) 施工期废气：本项目钻井作业柴油发电机烟气排放及施工扬尘对周围环境影响较小。

(2) 运营期废气：经预测，本项目集输、暂存过程无组织挥发的非甲烷总烃下风向各个距离的浓度均能满足《大气污染物综合排放标准详解》(GB16297-1996) 中监控点无组织排放监控浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求，不会对周围环境产生不利影响。项目在生产工艺中采用密闭流程，可有效减少无组织烃类的排放，挥发物较少，无组织烃类可达标排放。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

9.1.3.2 水环境影响评价结论

(1) 本项目钻井过程中的钻井废水、废弃钻井泥浆和钻井岩屑等排入井场旁的泥浆池中自然晾晒，泥浆池做防渗处理，干化后在防渗泥浆池中填埋处理；泥浆池则在完井后定点填埋，避免二次污染。因此，项目钻井期的废水及废物均可得到有效的处置，正常情况下对地下水的影响较小；

(2) 本项目推广使用水基泥浆，同时严格要求套管下入深度、保证固井质量等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响；

(3) 本项目射孔作业产生的射孔返排液，主要成分为无机盐和水，自带回收罐回收，运至牛圈湖废液池或牛东废液池蒸发处理，不外排，正常情况下不会对地下水产生影响；

(4) 运营期间产生的采出水进入已建牛圈湖联合站污水处理系统处理，经处理后的水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中标准后用于回注，不外排进入环境；井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐收集后，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；压裂酸化废水拉运至废液池蒸发处理。本项目运营期间产生的采出水、井下作业废水均得到有效的处理，可有效防范对地下水的影响；

(5) 落地油 100% 进行回收，并且油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此不存在污染地下水的可能；

(6) 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，因而不会对当地地下水产生影响；

(7) 井喷及输油管道原油泄漏事故对水环境的影响主要表现为对其周围地表水体的影响，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染；

(8) 油田开采不会对地下水资源量及环境水文地质条件造成影响。现有地下水的补给量和可开采量完全可以保障本项目以及现有水源井的取水，因此，本项目取水不会对现有水源井取水功能造成影响。

本项目开发过程中对区域水环境的影响主要来自于非正常状态。非正常的状态可以通过加强管理和采取有效的控制措施加以防范，只要加强管理，防患于未然，对水环境可能造成的影响可以避免。

综上所述，正常生产状况下，油田建设期和生产运行过程中废水及固废均得到了有效的处理处置，不会对地下水环境产生不利影响。

9.1.3.3 声环境影响评价结论

本项目钻井期噪声随施工结束而消失。生产运营期，井场和管线正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。井区周围噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准限值要求，且本项目位于戈壁荒漠，周边 500m 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，有效地使设备在各种工况下达到最佳状态，降低噪声影响。

9.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

本项目可能对环境造成影响的固体废物主要为钻井废弃物(钻井废弃泥浆和钻井岩屑)、射孔返排液、施工弃土、钻井期生活垃圾和运营期产生的油泥。

本项目钻井期间产生的钻井岩屑、废弃泥浆排入开挖的防渗泥浆池处理后，可以有效减缓工程建设对井场周围环境的影响；钻井完井时射孔作业产生的射孔返排液自带回收罐回收，依托牛圈湖、牛东废液池蒸发处理；施工人员生活垃圾集中收集统一拉运至三塘湖基地生活垃圾填埋场进行填埋处理。

运营期产生的油泥暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置；单井落地原油由作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至牛圈湖联合站

原油处理系统进行处理。采取以上措施后，运营期固体废物不会对周围环境产生影响。

综上所述，若在建设、处置和运行管理中严格执行防治措施及吐哈油田分公司各项要求，则本项目在开发建设和生产运营过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，不会对周围环境产生影响。

9.1.3.5 生态环境影响评价结论

(1) 占地影响

钻井、集输、地面工程建设占用土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。本项目建设临时占地 15.8hm²，永久占地 3hm²。临时占地属暂时性影响，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临时性占地和影响将消除，破坏的生态环境可逐步自然恢复。而井场、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，长久影响生态系统的类型和结构。

(2) 对植被的影响

本项目在油田开发过程中临时占地面积为 15.8hm²，永久占地面积为 3hm²。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 15.8hm² 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 11.85t/a。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

(3) 对野生动物的影响

由于本项目建设开发时期，极少动物出入该区域，故该项目对动物区域性生境不产生明显影响。

(4) 对土壤环境的影响

评价区位于戈壁生态系统，临时和永久性占地对土壤环境产生不利影响。土壤有机质分解强烈，使表土内有机质含量大幅度降低，不利于重新栽植其它植被，并且使土壤的富集过程受阻，使土壤生产力下降。这些影响将改变受影响区域原有生态系统，使脆弱的生态系统更易遭到破坏。

(5) 对土地利用变化的影响分析

本项目建成运营后，将有 3hm² 的戈壁被永久占用，油田开发区域内的土地利用类型在油田开发前后有一定的变化，土地利用类型主要由沙地变为建筑、道

路用地，但变化幅度很小，因此油田开发建设不会对该区域内的土地利用类型造成较大影响。

(6) 对生态系统稳定性及完整性影响

油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地。但施工区域与周围植被没有明显的隔离，临时占地一般在 3-5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

9.1.3.6 环境风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为原油储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

9.1.4 环境保护防治措施

9.1.4.1 施工期

本项目钻井过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。

(1) 废气防治措施：钻井期大气污染主要为钻井场柴油发电机燃料产生的废气，采用高效设备的方式，定期对钻机（电钻）、柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，减轻对大气环境的影响；地面工程产生的扬尘采取的措施为：首先合理规划、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。

(2) 废水防治措施：本项目施工废水主要为钻井废水、管道试压废水和施工生活污水。

①钻井废水：各井场内设置泥浆池，钻井废水排入泥浆池中，大部分废水在

泥浆池内自然蒸发。钻井结束后，与排入池内的废泥浆、岩屑干化覆土填埋。对钻井、试油修井作业的临时排污池（泥浆池），须按照油田公司的要求进行防渗处理，以满足环保要求。

②管道试压废水：用作为荒漠绿化或道路降尘。

③施工生活污水：油田钻井队均设置了移动旱厕，生活污水均排入移动旱厕。施工结束后，原地覆土填埋。

（3）噪声防治措施：泥浆泵、柴油发电机、钻机等设备采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

（4）固废防治措施：①钻井过程产生的泥浆和钻井岩屑在钻井期间存放在防渗泥浆池中自然晾晒，干化后在防渗泥浆池中填埋处理。完井后，泥浆池定点填埋，在其上部覆土 0.6m 以上，避免二次污染；②射孔作业产生的射孔返排液自带回收罐回收，运至牛圈湖废液池或牛东废液池蒸发处理；③施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土；④施工建筑垃圾运至地方工业垃圾处理站处理；⑤施工生活垃圾运至三塘湖基地生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

（5）生态保护措施：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；②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。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和避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；③开展施工环境监理；④施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做的工完料净场地清，以利于植被的恢复。

污染物的排放仅发生在施工期内，钻井作业结束后，污染物的排放即告结束。

9.1.4.2 运营期

本项目运营期主要包括采油、集输过程，在整个生产过程中，将产生无组织排放的非甲烷总烃、采出水、井下作业废水、落地原油、含油污泥及泵类等设备产生的噪声。

(1) 废气防治措施：本项目装置均采用全密闭流程，尽量减少非甲烷总烃的无组织排放，减少对大气环境的影响。车辆运输过程，汽车尾气不连续排放，对该区域大气环境基本不会产生不利影响。

(2) 废水防治措施：①本项目井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐收集后，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进行处理，上清液达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中主要指标后，经管线回注油层；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；压裂酸化废水拉运至废液池蒸发处理，不外排进入环境；②采出水进入已建牛圈湖联合站污水处理系统处理，经处理后的水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中标准后用于回注，不外排进入环境。

(3) 噪声：发声设备进行合理的布局，减弱噪声对操作人员的影响，同时针对设备，采用降噪控制，避免不必要的噪声产生。

(4) 固废：单井落地原油、修井落地原油由作业单位 100% 回收，回收后的落地原油运至牛圈湖联合站原油处理系统进行处理，不对周围环境产生不利影响；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，不会对周围环境产生不利影响。

(5) 生态保护措施：①对于永久占地（油田区及油田公路、集输管线上方、电力设施底部）地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；②定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染；③开展生态环境恢复治理工作。

通过采取各类污染防治措施，可以有效降低施工期和运营期油田开发对周围环境的影响。

9.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目无需申请总量控制指标。

9.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》(2019 年本)，将“常规石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

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。

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

9.1.7 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目所在区域环境质量较好，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护 and 恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求与建议

(1) 在项目建设运行中，应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。

(2) 加强管材腐蚀机理研究、推广应用新型防腐管材，加强作业废水处理系统和输水管线管理，防止管道腐蚀穿孔。

(3) 作业废水在环保部门监督下，处理满足回注标准后方可回注。

(4) 建立健全地下水动态监控机制，增设监测点，加大监测频次，掌握地下水水质动态变化情况，为水质保护提供动态信息和科学依据。

(5) 油泥（砂）、落地原油等危废应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存、处置，及时交送有资质单位进行处理，禁止随意掩埋或倾倒。

(6) 项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

(7) 针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位必须制定详细的环境风险防范措施和应急预案，并定期进行预案演练。