



2020 年马海东油田产能建设项目 环境影响报告书

建设单位：胜利油田东胜精攻潍北石油开发有限公司青海
分公司

评价单位：森诺科技有限公司

编制时间：二〇二〇年十一月

打印编号：1602234838000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	3e8045		
建设项目名称	2020年马海东油田产能建设项目		
建设项目类别	42_132石油、页岩油开采		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称（盖章）	胜利油田东胜精攻滩北石油开发有限公司青海分公司		
统一社会信用代码	91632824M A 759U D T 5B		
法定代表人（签章）	张明君		
主要负责人（签字）	王传喜		
直接负责的主管人员（签字）	王传喜		
二、编制单位情况			
单位名称（盖章）	森诺科技有限公司		
统一社会信用代码	913705001647347212		
三、编制人员情况			
1.编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
孔英	2015035370350000003509370499	BH 012766	
2.主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
孔英	工程概况、工程分析、区域环境概况、环保措施可行性论证、环境影响经济损益分析	BH 012766	
姚文喆	概述、总则、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境管理与监测计划、结论	BH 013003	

目 录

概述	1
1 建设项目概述	1
2 环境影响评价的工作程序及过程	2
3 分析判定相关情况	2
4 关注的主要环境问题及环境影响	11
5 环境影响评价的主要结论	12
1 总则	13
1.1 编制依据	13
1.2 评价目的、评价方法及评价重点	16
1.3 评价因子识别与选取	18
1.4 环境功能区划	20
1.5 评价标准	20
1.6 评价工作等级及评价范围	25
1.7 环境保护目标	26
2 现有工程及在建工程	29
2.1 现有工程、在建工程基本概况	29
2.2 现有工程及在建工程回顾	32
2.3 在建工程存在问题及后续管理要求	42
3 本项目工程概况与工程分析	43
3.1 本项目工程概况	43
3.2 油藏特征	46
3.3 油气资源概况	46
3.4 区块开发规划	46
3.5 项目组成	47
3.6 能源消耗	55
3.7 施工周期	55
3.8 工程占地	55
3.9 劳动定员	55

3.10	工程分析	55
3.11	主要污染物排放及治理措施	61
3.12	清洁生产与循环经济分析	71
3.13	污染物排放总量控制分析	72
4	区域环境概况	74
4.1	地理位置	74
4.2	地质	74
4.3	地形地貌	74
4.4	气候气象	75
4.5	水文及水文地质	75
4.6	土壤、植被、生物多样性	78
5	环境现状调查与评价	82
5.1	环境空气质量现状监测与评价	82
5.2	地表水质量现状监测与评价	83
5.3	地下水质量现状监测与评价	88
5.4	声环境质量现状监测与评价	96
5.5	土壤环境质量现状监测与评价	97
5.6	生态环境质量现状调查与评价	106
6	环境影响预测与评价	116
6.1	环境空气影响评价	116
6.2	地表水环境影响评价	123
6.3	地下水环境影响评价	129
6.4	声环境影响评价	143
6.5	固体废物对环境的影响分析	148
6.6	生态影响分析	154
6.7	土壤环境影响评价	162
6.8	环境风险评价	177
7	环境保护措施及其可行性论证	188
7.1	施工期环保措施论证	188

7.2	运营期环保措施论证	190
7.3	闭井期环境保护措施论证	192
7.4	环保措施汇总	192
8	环境影响经济损益分析	195
8.1	社会效益分析	195
8.2	环境效益分析	195
8.3	经济效益分析	195
8.4	环保投资	196
8.5	小结	196
9	环境管理与监测计划	198
9.1	环境管理目的	198
9.2	环境保护管理计划	198
9.3	污染物排放清单	200
9.4	环境监测计划	201
9.5	信息公开	202
10	结论	204
10.1	建设项目概况	204
10.2	环境现状评价结论	204
10.3	环境影响评价	205
10.4	环境风险	207
10.5	公众意见采纳情况	208
10.6	环境影响经济损益分析	208
10.7	环境管理与监测计划	208
10.8	清洁生产	208
10.9	污染物总量控制	208
10.10	产业政策及选址可行性	208
10.11	结论	209
10.12	要求与建议	209
10.13	“三同时”竣工验收一览表	209

11 附件	错误!未定义书签。
附件 1 本项目立项文件.....	错误!未定义书签。
附件 2 委托书.....	错误!未定义书签。
附件 3 现有工程、在建工程环保手续.....	错误!未定义书签。
附件 4 试油成果说明.....	错误!未定义书签。
附件 5 探矿权证.....	错误!未定义书签。
附件 6 关于发现可供开采油气资源情况报告的回执....	错误!未定义书签。
附件 7 采出液委托处理协议.....	错误!未定义书签。
附件 8 环境质量现状监测报告.....	错误!未定义书签。
附件 9 专家意见.....	错误!未定义书签。
附件 10 修改说明.....	错误!未定义书签。
附件 11 海西州预审意见.....	错误!未定义书签。
12 附图	错误!未定义书签。
附图 1 本项目在青海省“三线一单”生态环境分区的位置	错误!未定义书签。
附图 2 地下水勘察点柱状图.....	错误!未定义书签。

概述

1 建设项目概述

胜利油田东胜精攻石油开发集团股份有限公司成立于1993年6月，是中国石油化工股份有限公司（SINOPEC）旗下控股子公司。也是中国陆上石油行业第一家以股份制形式、油地结合开发难动用储量的油公司，公司总部驻地为山东省东营市。

胜利油田东胜精攻淮北石油开发有限公司青海分公司（以下简称“东胜公司”）隶属于胜利油田东胜精攻石油开发集团股份有限公司，成立于2020年4月21日，分公司驻地位于青海省海西蒙古族藏族自治州大柴旦行委人民东路60号。公司主要负责青海省大柴旦地区马海东油田的油气开发和管理的工作，马海东油田位于青海省海西蒙古族藏族自治州大柴旦行委西北方向，工区面积约 6.9km^2 ，目前已知含油控制面积 3.3km^2 ，地质储量 $263.07\times 10^4\text{t}$ 。

中国石油化工集团有限公司胜利油田分公司油气勘探管理中心（以下简称“勘探中心”）在中石化马海东油田开发区域内已部署了4口预探井，井号分别为山古1、山古101、山3、山古102，预探井环评目前均已取得海西州生态环境局批复，其中山古1、山古101试油结果表明具备工业开采价值，山3、山古102正在建设中，目前山古1、山古101、山3、山古102开采权及后期管理工作已全部移交至东胜公司。参考前期勘察成果，东胜公司在马海东油田新部署了山古101-1、山古101-2等2口探井，目前2口探井环评已得到海西州生态环境局批复，项目正在建设中。由于开发区块储层情况相似，参考已完成试油的2口探井油藏情况，剩余4口探井均较大可能具备工业开采价值，为加快对油藏的开采进度，东胜公司拟部署“2020年马海东油田产能建设项目”，拟对该6口探井进行转开发井工程，总公司胜利油田东胜精攻石油开发集团股份有限公司以“东胜油发[2020]95号”对该项目实施方案予以批复（见附件1），批复总投资2482.9万元（含山古101-1、山古101-2探井费用），其中本项目总投资1309.59万元。

本项目建设地点位于青海省海西蒙古族藏族自治州大柴旦行委马北作业区东侧，开发区域属于马海东油田新区块。主要建设内容包括6口预探井转开发油井，新建6座单井井场，井场内新建 $\phi 76\times 4\text{mm}$ 单井集油管线480m、6台 40m^3 井场电加热高架罐。另配套建设供配电、通信、自控、进井道路等工程。项目建成投产后，采出液拉运至中石油青海油田采气二厂马北联合站进行后续处理。项目投产后，最大年产油量 $1.26\times 10^4\text{t}$ ，最大年产液量 $2.11\times 10^4\text{t}$ 。

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范，项目的建设可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口，从而达到节约外汇花销的目的。

2 环境影响评价的工作程序及过程

根据《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日）、《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日）、《建设项目环境保护管理条例》（2017年10月1日），本项目应开展环境影响评价工作。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2018年4月28日），本项目属于“石油、页岩油开采”类别中的“石油开采新区块开发”，应编制环境影响报告书。东胜公司委托森诺科技有限公司开展本项目的环境影响评价工作（委托书见附件2）。

评价单位接受委托后，立即按照项目类型确定了项目负责人并成立了项目组，按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）及其他法律法规、技术规范要求的工作程序开展环境影响评价工作。

项目组首先进行了现场踏勘，在研究相关技术文件和其他项目相关文件的基础上，进行了初步工程分析和初步的环境现状调查；根据环境影响识别结果、环境保护目标分布情况和确定的工作等级、评价范围及评价标准，制定了工作方案；根据工作方案，并结合本项目工程分析、环境现状调查与评价，开展了各环境要素和各专题的环境影响分析与评价工作，据此提出了切实可行的环境保护措施和环境管理要求。

环评工作过程中，根据《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，建设单位作为责任主体开展了项目信息公示和公众意见调查等工作，收集公众对本项目建设的意见，目的是完善拟采取的环境保护措施，最大限度减少工程建设对环境的影响，充分发挥工程建设的环境效益和社会效益。在以上工作的基础上，编制完成了本环境影响报告书。

3 分析判定相关情况

3.1 选址符合性分析

马海东油田位于中石油马北油气田东侧，地面海拔约在2900m~3200m范围内，所在区域是典型的戈壁沙漠区，地面植被覆盖率较低。

1) 工程选址原则

(1) 本项目新建连接各井场的通井道路，尽量依托周边现有道路，仅在局

部进行整改，减少新增永久占地和对地表植被的破坏；

(2) 本项目需新建6座单井井场，井场面积均小于原探井施工井场面积，合理规划井场设施布局，压减新增永久占地。

2) 井场选址可行性分析

本项目为探井转开发井，井场位置已经确定，建设地点位于青海省海西蒙古族藏族自治州大柴旦行委马北作业区东侧，周边均为戈壁沙漠，土地利用类型为沙地、裸土地，评价范围内无环境敏感目标。

3) 管线路由合理性分析

本项目采用单井拉油的集输方式，井场外不新建管线，采出液通过罐车拉运至附近中石油青海油田采气二厂马北联合站，在站内进行后续处理。拟建管线均为井口至电加热高架罐的工艺管线，铺设于井场内。

综上所述，本项目选址充分考虑了工程对周边区域环境的影响，选址合理可行。

3.2 政策符合性分析

1) 《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2020年1月1日）

本项目为油田产能建设工程，根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2020年1月1日），本项目属于鼓励类范围（第七类石油、天然气中的第1条常规石油、天然气勘探与开采），项目的建设符合国家产业政策。

2) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012年3月7日）

根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012年3月7日），分析本项目的符合性，详见表1。

表1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012年3月7日）符合性分析一览表

文件要求	项目情况	符合情况
一、总则（（一）、（二）条为文件说明性条款）		
（三）到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目采用清洁生产工艺和技术，生产废水回用率达到100%，固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。	符合

文件要求	项目情况	符合情况
(四) 石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举, 油气田整体开发与优化布局相结合, 污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产, 发展循环经济, 强化末端治理, 注重环境风险防范, 因地制宜进行生态恢复与建设, 实现绿色发展。	拟开展污染防治与生态保护的措施。拟推行清洁生产, 发展循环经济, 强化末端治理, 注重环境风险防范, 因地制宜进行生态恢复与建设, 实现绿色发展。	符合
(五) 在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的, 要在开发前对生态、环境影响进行充分论证, 并严格执行环境影响评价文件的要求, 积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	不在环境敏感区, 在开发前对生态、环境影响进行了充分论证, 并拟严格执行环境影响评价文件的要求, 积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	符合
二、清洁生产		
(一) 油气田建设应总体规划, 优化布局, 整体开发, 减少占地和油气损失, 实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目油气和废物均集中收集、处理与处置。	符合
(二) 油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂, 逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂, 鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目不涉及钻井工程。	——
(三) 在勘探开发过程中, 应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收, 落地原油回收率应达到 100%。	本项目开发中原油不落地, 井下作业采用船型围堰施工。井下作业过程中拟配备泄油器、刮油器等。	符合
(四) 在油气勘探过程中, 宜使用环保型炸药和可控震源, 应采取防渗等措施预防燃料泄漏对环境的污染。	本项目不涉及油气勘探过程。	——
(五) 在钻井过程中, 鼓励采用环境友好的钻井液体系; 配备完善的固控设备, 钻井液循环率达到 95%以上; 钻井过程产生的废水应回用。	本项目不涉及钻井工程。	——
(六) 在井下作业过程中, 酸化液和压裂液宜集中配制, 酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置, 压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油(气)过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目均为直井, 开发区域地下油层岩性较好, 运营期井下作业过程无需开展酸化、压裂作业。	——
(七) 在开发过程中, 适宜注水开采的油气田, 应将采出水处理满足标准后回注; 对于稠油注汽开采, 鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	本项目采出液分离出的采出水经马北联合站站内污水处理系统处理达标后回注。	符合
(八) 在油气集输过程中, 应采用密闭流程, 减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式, 新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%, 2010年12月31日前建设的油气田油气集输损耗率不高于 0.8%。	采出液密闭管输至井场高架罐, 采用浸没式装车的方式通过罐车密闭拉运至马北联合站, 在站内进行三相分离	符合

文件要求	项目情况	符合情况
(九) 在天然气净化过程中, 应采用两级及以上克劳斯或其他实用高效的硫回收技术, 在回收硫资源的同时, 控制 SO ₂ 排放。	本项目伴生气不含 H ₂ S, 不涉及天然气净化。	——
三、生态保护		
(一) 油气田建设宜布置丛式井组, 采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术, 以减少废物产生和占地。	本项目不涉及钻井工程。	——
(二) 在油气勘探过程中, 应根据工区测线布设, 合理规划行车线路和爆炸点, 避让环境敏感区和环境敏感时间。对爆点地表应立即进行恢复。	本项目不涉及油气勘探。	——
(三) 在测井过程中, 鼓励应用核磁共振测井技术, 减少生态破坏; 运输测井放射源车辆应加装定位系统。	本项目不涉及核磁共振测井及放射源。	——
(四) 在开发过程中, 伴生气应回收利用, 减少温室气体排放, 不具备回收利用条件的, 应充分燃烧, 伴生气回收利用率应达到 80% 以上; 站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本项目伴生气含量较低, 气体中不含 H ₂ S, 集输过程中尽量采取措施减少伴生气的挥发, 部分可随采出液在马北联合站内分离处理。	符合
(五) 在油气开发过程中, 应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井, 加强对油气田地下水水质的监控, 防止回注过程对地下水造成污染。	井场周围设置井界沟。本项目周边无浅层地下水, 正常开发过程对工区下层承压地下水基本无影响。	符合
(六) 位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井, 若有较大的生态影响, 应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区, 应采取保护措施, 保护零散自然湿地。	本项目评价范围内不存在环境敏感区。	符合
(七) 油气田退役前应进行环境影响后评价, 油气田企业应按照后评价要求进行生态恢复。	退役前拟进行环境影响后评价, 建设单位将按照后评价要求进行生态恢复。	符合
四、污染治理		
(一) 在钻井和井下作业过程中, 鼓励污油、污水进入生产流程循环利用, 未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中, 未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式。	污油、污水全部进入马北联合站, 经站内污水处理系统处理后用于注水开发, 不外排。	符合
(二) 在天然气净化过程中, 鼓励采用 SO ₂ 尾气处理技术, 提高去除效率。	本项目伴生气不含 H ₂ S, 不涉及天然气净化。	——
(三) 固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试油(气)后应立即封闭废弃钻井液贮池。	固体废物收集、贮存、处理处置设施拟按照标准要求采取防渗措施。	符合

文件要求	项目情况	符合情况
(四) 应回收落地原油, 以及原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质, 含油污泥资源化利用率应达到90%以上, 残余固体废物应按照《国家危险废物名录》(2016年8月1日)和危险废物鉴别标准识别, 根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目原油不落地。原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质, 含油污泥资源化利用率达到100%(委托有资质的单位处置)。	符合
(五) 对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	正常工况下土壤不会受到污染, 事故状态下, 建设单位将启动应急预案及时处理受污染土壤。	符合
五、鼓励研发的新技术		
(一) 环境友好的油田化学剂、酸化液、压裂液、钻井液, 酸化、压裂替代技术, 钻井废物的随钻处理技术, 提高天然气净化厂硫回收率技术。	钻井工程在探井阶段已完成, 本项目内不涉及钻井液、酸化液、压裂液的使用, 不涉及天然气净化。	---
(二) 二氧化碳驱采油技术, 低渗透地层的注水处理技术。	本项目油井采用天然能量开发方式。	符合
(三) 废弃钻井液、井下作业废水及含油污泥资源化利用和无害化处置技术, 石油污染物的快速降解技术, 受污染土壤、地下水的修复技术。	本项目不涉及钻井工程, 运营期井下作业废水处理回注地层用于油田开发, 不外排; 含油污泥委托有资质单位资源化利用和无害化处置。	符合
六、运行管理与风险防范		
(一) 油气田企业应制定环境保护管理规定, 建立并运行健康、安全与环境管理体系。	制定了环境保护管理规定, 建立并运行了健康、安全与环境管理体系。	符合
(二) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	加强了油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。	符合
(三) 在开发过程中, 企业应加强油气井套管的检测和维护, 防止油气泄漏污染地下水。	设置监测工艺, 加强油气井套管的检测和维护, 防止油气泄漏污染地下水。	符合
(四) 油气田企业应建立环境保护人员培训制度, 环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建立了环境保护人员培训制度, 环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	符合
(五) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别, 制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作, 采取环境风险防范和应急措施, 防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	对勘探开发过程进行了环境风险因素识别, 正式投产前将制定突发环境事件应急预案, 并定期进行演练。采取环境风险防范和应急措施, 防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	符合

3.3 规划符合性分析

1) 与《青海省矿产资源总体规划(2016-2020年)》(2017年5月24日)符合性分析

本项目位于青海省海西蒙古族藏族自治州大柴旦行委马北作业区东侧,项目周边无环境敏感区。

根据《青海省矿产资源总体规划(2016-2020年)》(2017年5月24日):“重点加强海西地区和东部地区的矿产资源开发。海西地区应按照建成全国重要的循环经济示范区、新型工业化基地和城乡发展一体化示范区的要求,进一步加大石油、天然气、煤炭、盐湖矿产、铁矿、有色金属、贵金属等矿产的勘查、开发力度,提高综合开发、循环利用和精深加工水平,进一步提高矿产资源开发利用水平和矿产资源开发利用效益,实现矿业就地转型、提质增效和循环发展;加强新能源矿产(可燃冰、煤层气、铀矿、油页岩、页岩气、油砂、干热岩)、新材料矿产(钛矿、三稀矿产、晶质石墨)、地下水的调查评价与勘查力度,提交一批可供进一步工作或可供开发的矿产地,为经济社会发展提供优质有效的资源保证”。

本项目为位于海西州的石油开采项目,不属于《青海省矿产资源总体规划(2016-2020年)》(2017年5月24日)中划定的“国家禁止开发区域”和“省级禁止开发区域”,项目的建设符合规划要求。

2) 与《青海省主体功能区规划》(2018年6月26日)符合性分析

青海省规划的能源开发布局是:“以建设柴达木千 $\times 10^4$ t级油田为目标,加大油气勘探开发力度,增加储量,提高产量,完善油气输送网络,进一步提高原油加工和天然气化工技术装备水平”。

本项目为石油开发项目,马海东油田位于限制开发区域柴达木重点开发区域。根据《青海省主体功能区规划》(2018年6月26日)的要求:“对划入限制开发区域的能源和矿产资源,可以进行点状、带状的开发”。

本项目包含6口油井,属于点状开发,因此项目的开发建设符合《青海省主体功能区规划》(2018年6月26日)的要求。

3) 与《青海省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》(2016年1月)符合性分析

本项目符合《青海省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》(2016年1月)在能源化工领域中“持续推进油气资源勘探开发”的要求。

3.4 “三线一单”符合性分析

本项目为石油开采项目，与《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评[2016]150号）中“三线一单”符合性分析见表2。

表2 与“三线一单”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿业开发项目的环评文件	经青海省生态环境主管部门核查，本项目建设地点不涉及青海省生态保护红线，符合青海省生态保护红线相关规划要求	符合
2	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据	本项目符合《青海省矿产资源总体规划（2016-2020年）》（2017年5月24日）要求，该项目的实施进一步提高矿产资源开发利用水平和矿产资源开发利用效益。同时项目区域内土地类型均为沙地、裸土地，该项目实施将提高土地资源利用价值	符合
3	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关规划环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求	本项目运营期的大气污染物为挥发性有机物，根据大气环境影响预测结果，本项目正常运营时大气污染物对区域环境空气质量影响较小，符合大气环境功能区要求；本项目污染物均能达标排放，建成后对环境影响较小；本项目运营期各类废水均可妥善处理，且项目所在地区无浅层地下水，土地类型均为沙地、裸土地，在做好防渗的前提下，对土壤和地下水影响较小。各项污染物均能实现达标排放，项目建设后不会突破环境质量底线	符合
4	环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在规划环评清单式管理试点的基础上，从	本项目属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2020年1月1日）中鼓励类范围：第七类石油、天然气中的第1条常规石油、天然气勘探与开采，项目的建设符合国家产业政策。且本项目不属于《市场准入负面	符合

序号	要求	项目情况	符合性
	布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用	清单（2019年）》中禁止准入项目，本项目的建设符合相关政策、规划要求	

3.5 与《青海省人民政府 关于实施“三线一单”生态环境分区管控的通知》（青政[2020]77号）符合性分析

根据《青海省人民政府 关于实施“三线一单”生态环境分区管控的通知》（青政[2020]77号），“按照生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线的管控要求，将全省行政区域从生态环境保护角度划分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类环境管控单元。”

拟建项目位于柴达木地区重点管控单元（见附图1），文件要求重点协调好保护和开发的关系，保护好原生生态地表地貌，合理开发矿产资源。推进产业布局优化、转型升级，不断提升资源利用效率，加强污染物排放控制和环境风险防控。根据本报告书分析，本项目开发区域地表植被稀疏，井场占地面积较小，施工无需新增临时占地，探井施工过程中已改变了原有地貌，本项目施工均在探井井场内，不会破坏占地范围以外的原生生态地表地貌，且在开发过程中对污染物排放控制和环境风险的防控均可满足文件相关要求，符合《青海省人民政府 关于实施“三线一单”生态环境分区管控的通知》（青政[2020]77号）相关管控要求。

3.6 与《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）符合性分析

本项目与《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）符合性分析见表3。

表3 与“环办环评函[2019]910号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有	本项目位于新开发区块，根据勘探结果目前仅包含6口探井转开发井，后续确定产能规模后将以区块为单位开展区块环评；本次评价提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；本项目对依托的环保设施均论证了其可行性和有效性，	符合

序号	要求	项目情况	符合性
	效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	项目依托处置可行	
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评	目前处于该文件过渡期，由于新区块产能规模尚未完全确定，本次仅对6口勘探井转开发油井。在确定产能规模后，后续将以区块开展区块环评；本项目6口探井均取得了环评批复，目前计划转入开发井，本项目为新开发区块，需编制本环境影响报告书对开发区块进行评价	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》等排放标准要求	本项目废水不排放至周边地表水体，不涉及水污染物总量控制指标	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	本项目废水依托马北联合站污水处理系统处理达标后用于油田回注开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)要求；本项目不涉及钻井过程	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》(2017年10月1日)要求评价	本项目不涉及钻井工程；运营期主要固体废物为油泥砂，委托有危险物资质的单位无害化处置，本项目固废章节按《建设项目危险废物环境影响评价指南》(2017年10月1日)要求进行评价	符合

序号	要求	项目情况	符合性
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H ₂ S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO ₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本项目伴生气不含 H ₂ S；高架罐采取电加热，不涉及废气污染物有组织排放	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目不涉及钻井，对施工期占地均控制在永久占地内，且施工周期较短，对周边生态环境影响较小	符合
8	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管	本项目不涉及青海省生态保护红线	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见	符合

4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为探井转开发井，钻井过程及试油过程均已经在探井环评中予以评价，因此，本项目关注的主要环境问题及环境影响如下：

1) 废气：本项目施工期会产生施工扬尘、施工废气等大气污染物；运营期废气主要为无组织挥发的烃类废气。本次评价主要关注以上大气污染物对大气环境的影响以及相应的大气污染防治措施的可行性和可靠性。

2) 废水：本项目施工期废水主要为管线试压废水和生活污水。运营期废水主要为采出水、井下作业废水、生活污水。环评中主要关注处理后的采出水和井下作业废水回注的可行性。

3) 噪声：本项目施工期噪声污染源主要是施工机械、运输车辆等，运营期

主要为抽油机、通井机等。环评中主要关注噪声的环境影响以及控制措施的可行性。

4) 固体废物：施工期主要产生的固体废物是施工废料、生活垃圾。运营期产生的固体废物主要为油泥砂、生活垃圾。环评中主要关注油泥砂处理方式的可行性。

5) 环境风险：本项目运营期的环境风险主要是泄漏、火灾、爆炸事故。环评中主要关注泄漏等突发环境事件的环境影响。

5 环境影响评价的主要结论

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范；正常工况下，施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境和声环境影响小，不改变区域的环境功能。项目总体符合清洁生产要求，采取的环保措施可行。项目存在采出液泄漏、火灾爆炸等环境风险，评价结果表明，本项目突发环境事件的概率较低，环境风险潜势较低，在采取风险防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，本项目的环境风险可控。综上所述，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 法律法规

- 1) 《中华人民共和国环境保护法》(2015年1月1日);
- 2) 《中华人民共和国环境影响评价法》(2018年12月29日);
- 3) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(2018年12月29日);
- 4) 《中华人民共和国大气污染防治法》(2018年10月26日);
- 5) 《中华人民共和国水污染防治法》(2018年1月1日);
- 6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020年9月1日);
- 7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》(2019年1月1日);
- 8) 《中华人民共和国突发事件应对法》(2007年11月1日);
- 9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012年7月1日);
- 10) 《中华人民共和国水土保持法》(2011年3月1日);
- 11) 《中华人民共和国水法》(2016年7月2日);
- 12) 《中华人民共和国城乡规划法》(2019年4月23日);
- 13) 《中华人民共和国矿产资源法》(2009年8月27日);
- 14) 《中华人民共和国野生动物保护法》(2018年10月26日);
- 15) 《中华人民共和国土地管理法》(2020年1月1日)。

1.1.2 国务院行政法规、部门规章与规范

- 1) 《建设项目环境保护管理条例》(2017年10月1日);
- 2) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2018年4月28日);
- 3) 《国务院办公厅转发环境保护部等部门关于推进大气污染联防联控工作改善区域空气质量指导意见的通知》(国办发[2010]33号);
- 4) 《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);
- 5) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98号);
- 6) 《国土资源部 国家发展和改革委员会关于发布实施<限制用地项目目录(2012年本)>和<禁止用地项目目录(2012年本)>的通知》(国土资发[2012]98号);

- 7) 《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);
- 8) 《关于印发〈建设项目环境影响评价政府信息公开指南(试行)〉的通知》(环办[2013]103号);
- 9) 《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》(环发[2015]178号);
- 10) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发[2015]17号);
- 11) 《关于印发〈控制污染物排放许可制实施方案〉的通知》(国办发[2016]81号);
- 12) 《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);
- 13) 《国家危险废物名录》(2016年8月1日);
- 14) 《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》(2015年12月10日);
- 15) 《建设项目环境保护事中事后监督管理办法(试行)》(2015年);
- 16) 《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》(环发[2015]178号);
- 17) 《关于印发〈“十三五”环境影响评价改革实施方案〉的通知》(环环评[2016]95号);
- 18) 《关于印发〈全国生态保护“十三五”规划纲要〉的通知》(环生态[2016]151号);
- 19) 《国务院办公厅关于促进开发区改革和创新发展的若干意见》(国办发[2017]7号);
- 20) 《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);
- 21) 《关于印发〈生态环境部贯彻落实〈全国人民代表大会常务委员会关于全面加强生态环境保护 依法推动打好污染防治攻坚战的决议〉实施方案〉的通知》(环厅[2018]70号);
- 22) 《关于加强固定污染源废气挥发性有机物监测工作的通知》(环办监测函[2018]123号);
- 23) 《排污许可管理办法(试行)》(2018年1月10日);
- 24) 《环境影响评价公众参与办法》(2019年1月1日);
- 25) 《产业结构调整指导目录(2019年本)》(2020年1月1日);
- 26) 《固定污染源排污许可分类管理名录(2019年版)》(2019年11月20日);
- 27) 《关于油田回注采油废水和油田废弃钻井液适用标准的复函》(环函

[2005]125号);

28) 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评[2016]150号);

29) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012年3月7日);

30) 《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);

31) 《关于印发<2020年挥发性有机物治理攻坚方案>的通知》(环大气[2020]33号)。

1.1.3 青海省、海西州相关规章与规范

1) 《青海省矿产资源总体规划(2016-2020年)》(2017年5月24日);

2) 《青海省主体功能区规划》(2018年6月26日);

3) 《青海省生态功能区规划》(2006年)

4) 《青海省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》(2016年1月);

5) 《青海省水功能区划(2015-2020年)》(2014年3月31日);

6) 《海西蒙古族藏族自治州沙区植物保护条例》(2011年1月12日修订)。

1.1.4 环境影响评价技术导则与技术规范

1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ 2.1-2016);

2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018);

3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018);

4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016);

5) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2009);

6) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018);

7) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2011);

8) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)

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/T 349-2007);

10) 《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ 589-2010);

11) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012);

12) 《大气污染防治工程技术导则》(HJ 2000-2010);

13) 《水污染治理工程技术导则》(HJ 2015-2012);

14) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T 6628-2005);

- 15) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004);
- 16) 《采油废水治理工程技术规范》(HJ 2041-2014);
- 17) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ 612-2011);
- 18) 《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013);
- 19) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》(2017年10月1日)。

1.1.5 项目依据文件

- 1) 《2020年马海东油田产能建设项目环境影响评价工作委托书》(胜利油田东胜精攻淮北石油开发有限公司青海分公司, 2020年7月5日);
- 2) 《柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古1预探井建设项目环境影响报告表》、环评批复、验收调查报告及意见;
- 3) 《柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古101评价井建设项目环境影响报告表》、环评批复、验收调查报告及意见;
- 4) 《柴达木盆地马北凸起马海东构造带山3预探井环境影响报告表》及环评批复;
- 5) 《柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古102评价井环境影响报告表》及环评批复;
- 6) 《柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古101-1预探井建设项目环境影响报告表》及环评批复;
- 7) 《柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古101-2预探井建设项目环境影响报告表》及环评批复;
- 8) 与项目有关的其他文件。

1.2 评价目的、评价方法及评价重点

1.2.1 评价目的

环境影响评价是项目建设环境管理的重要环节之一,通过本次环境影响评价,拟达到以下主要目的:

- 1) 通过现场调查与工程分析,确定工程建设过程以及运营过程中的环境影响要素,并对各要素的影响程度和影响范围进行分析和预测;
- 2) 依据国家有关法律、法规以及技术规范的要求,对项目拟采取的环境保护措施进行分析、论证、评价,判定项目拟采取的环保措施是否可行,并针对存在的不足提出切实可行的改善措施;

3) 对工程建设过程以及运营过程进行环境风险分析、预测、评价, 对项目拟采取的风险控制措施进行评价, 并针对存在的不足提出切实可行的措施;

4) 在以上各项工作的基础上对项目进行综合评价, 从环境保护角度判断项目是否满足环境容量、生态系统的要求, 从而整体判定项目是否具有环境可行性。

1.2.2 评价方法

本次评价工作在充分利用现有资料的基础上, 针对影响环境的主要因子, 分别采用以下评价方法:

1) 项目所在地环境概况调查、地表水、地下水环境现状调查采用收集资料和测量法, 生态环境现状调查采用现场调查法和搜集资料法, 土壤环境现状调查采用现场调查法和测量法, 环境空气与声环境现状调查采用现场调查和测量法;

2) 工程分析以物料衡算为主、类比分析法为辅, 查阅参考资料分析法作为以上两种方法的补充;

3) 环境空气影响预测采用 AERSCREEN 估算模式, 环境空气质量现状评价采用单因子指数法;

4) 声环境影响预测采用 BREEZE NOISE 软件预测模式, 声环境现状评价采用实测法;

5) 地下水影响评价以环境影响分析为主, 现状评价采用标准指数法;

6) 地表水影响评价以环境影响分析为主, 现状评价采用标准指数法;

7) 土壤影响预测采用 HYDRUS-1D 软件预测模式, 预测污染物运移趋势和对土壤的环境影响;

8) 生态环境影响预测以类比分析法为主。

1.2.3 评价重点

针对该项目的实际情况, 本次评价的重点是:

1) 工程分析: 判定工程运营期的环境影响因素和环境影响因子, 确定主要污染源参数;

2) 施工期及运营期大气环境影响评价、土壤环境影响评价、固废环境影响评价、生态环境影响评价、环境风险评价;

3) 环境保护措施经济技术论证: 对项目拟采取的环境保护措施从经济可行性、技术可靠性两方面进行论证, 针对不足提出切实可行的改进措施。

1.3 评价因子识别与选取

1.3.1 环境影响因素识别

1.3.1.1 施工期环境影响因素

1) 本项目中地面建设原探井阶段临时占地转变为永久占地带来对土地表层的扰动、地貌改变、土地利用格局变化;

2) 施工机械排放的施工废气, 施工现场产生的施工扬尘对大气环境的影响;

3) 施工期施工机械产生的施工噪声对周围声环境的影响;

4) 施工期产生的施工废料、生活垃圾对周围环境的影响;

5) 施工期产生的生活污水、管线试压废水对周围环境的影响。

1.3.1.2 运营期环境影响因素

项目建成运营后, 将促进项目周边地区经济发展, 对产业结构调整起到一定作用, 同时也会带来一些环境问题, 主要表现在以下几个方面:

1) 探井临时占地已恢复平整, 但转开发过程中地面工程永久占地将改变土地利用性质, 改变原有地貌;

2) 井场无组织挥发的烃类废气对大气环境产生一定影响;

3) 采油设备噪声对周围声环境的影响, 以及井下作业期间机械设备产生的井下作业噪声对周围声环境的影响;

4) 事故状态落地油对土壤的影响。

1.3.1.3 闭井期环境影响因素

1) 闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中, 将有少量施工扬尘、和施工机械废气产生, 主要污染物为颗粒物、SO₂、NO₂、C_mH_n等, 对大气环境产生一定的影响。

2) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备及建筑垃圾、油泥砂等固体废物, 会对周围环境造成一定的影响;

3) 井场设备拆卸和车辆运输产生的噪声会对周围声环境产生影响。

通过对项目开发的环境影响活动分析, 归纳列出了环境影响矩阵, 见表 1-1。

表 1-1 本项目环境影响矩阵

工程活动		自然环境因素			生态环境因素		
		大气	地表水	声环境	土壤	植被	景观
施工期	地面施工活动	-1S	/	-1S	-2L	-1L	-1L

工程活动		自然环境因素			生态环境因素		
		大气	地表水	声环境	土壤	植被	景观
运营期	永久占地	/	/	/	-2L	-1L	-1L
	采油工程	-1L	/	-1L	/	/	-1L
	集输工程	-1L	/	/	/	/	/
	井下作业	-1S	/	-1S	-1S	/	-1S
闭井期	井口封堵	-1S	/	-1S	-1S	/	/
	设备拆除	-1S	/	-1S	-1S	/	/
	井场清理	-1S	/	-1S	-1S	/	+2L

注：表中“1”表示影响较小；“2”表示影响较大；“+”表示有利影响；“-”表示不利影响；“L”表示长期影响；“S”表示短期影响。

1.3.2 评价因子选取

根据环境影响因素识别结果，确定本次评价选取的主要评价因子见表 1-2。

表 1-2 评价因子一览表

环境要素	现状评价	预测因子
环境空气	PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、O ₃ 、CO	挥发性有机物（以非甲烷总烃表征）
地表水	pH、溶解氧、BOD ₅ 、COD、高锰酸盐指数、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、阴离子表面活性剂、石油类、氨氮、硫化物、粪大肠菌群	——
地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类	——
声环境	等效连续 A 声级	等效连续 A 声级
土壤环境	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
生态环境	植被、动物、土壤、土地利用功能	——

1.4 环境功能区划

本项目所在地的环境功能区划情况详见表 1-3。

表 1-3 本项目所在地的环境功能区划情况

类型	功能区名称	保护级别	备注
环境空气	二类环境空气质量功能区	二级	/
地表水	/	III类	鱼卡河
地下水	/	III类	/
声环境	2类功能区	2类噪声限值	/
土壤环境	建设用地	参考建设用地第二类用地	建设项目占地范围内

1.5 评价标准

1.5.1 环境质量标准

本次评价执行环境质量标准见表 1-4。

表 1-4 环境质量标准一览表

项目	执行标准	标准分级或分类	备注
环境空气	《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)	二级	详见表 1-5
	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)	——	
	《大气污染物综合排放标准详解》(1997 年)	——	
地表水	《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)	III类	详见表 1-6
地下水	《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)	III类	详见表 1-7
	石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)	III类	
声环境	《声环境质量标准》(GB 3096-2008)	2类	昼间 60dB (A), 夜间 50dB (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)》(GB 36600-2018)	筛选值中第二类用地	详见表 1-8
生态	根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2011),以工程生态环境影响评价范围内(井口为中心 1km 范围内)的生态环境现状,以不减少区域内动植物种类,以项目施工前生态环境质量的某些具有代表性或特殊意义的指标如绿地数量及生物群落生物量、土壤侵蚀等作为评价标准。满足区域有关生态环境法规的规定和要求,确保工程建设实施后区域生态环境质量不下降。区域内无大型野生动物,植物主要为驼绒藜,覆盖度小于 10%	——	——

表 1-5 环境空气质量标准

序号	污染物名称	取值时间	单位	标准限值	标准来源
基本污染物					
1	SO ₂	年平均	μg/m ³	60	《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及其修改单(生态环境部公告2018年第29号)
		24小时平均	μg/m ³	150	
		1小时平均	μg/m ³	500	
2	NO ₂	年平均	μg/m ³	40	
		24小时平均	μg/m ³	80	
		1小时平均	μg/m ³	200	
3	PM ₁₀	年平均	μg/m ³	70	
		24小时平均	μg/m ³	150	
4	PM _{2.5}	年平均	μg/m ³	35	
		24小时平均	μg/m ³	75	
5	CO	1小时平均	mg/m ³	10	
		24小时平均	mg/m ³	4	
6	O ₃	8小时平均	μg/m ³	160	
		1小时平均	μg/m ³	200	
其他污染物					
1	总挥发性有机物	8h平均	μg/m ³	600	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录D
2	挥发性有机物(非甲烷总烃)	1次值	mg/m ³	2.0	《大气污染物综合排放标准详解》(1997年)

表 1-6 地表水环境质量标准

序号	水质因子	单位	III类水域标准
1	pH	无量纲	6~9
2	溶解氧(≥)	mg/L	5
3	高锰酸盐指数	mg/L	6
4	化学需氧量(COD)	mg/L	20
5	五日生化需氧量(BOD ₅)	mg/L	4
6	氨氮(NH ₃ -N)	mg/L	1.0
7	总磷(以P计)	mg/L	0.2
8	总氮	mg/L	1.0
9	铜	mg/L	1.0
10	锌	mg/L	1.0
11	氟化物(以F计)	mg/L	1.0
12	硒	mg/L	0.01
13	砷	mg/L	0.05

14	汞	mg/L	0.0001
15	镉	mg/L	0.005
16	铬（六价）	mg/L	0.05
17	铅	mg/L	0.05
18	氰化物	mg/L	0.2
19	挥发酚	mg/L	0.005
20	石油类	mg/L	0.05
21	阴离子表面活性剂	mg/L	0.2
22	硫化物	mg/L	0.2
23	粪大肠菌群	MPN/L	10000

表 1-7 地下水环境质量标准

序号	水质因子	单位	III类
1	pH	无量纲	6~9
2	氨氮（以 N 计）	mg/L	0.50
3	硝酸盐（以 N 计）	mg/L	20.0
4	亚硝酸盐（以 N 计）	mg/L	1.00
5	挥发性酚类（以苯酚计）	mg/L	0.002
6	氰化物	mg/L	0.05
7	砷	mg/L	0.01
8	汞	mg/L	0.001
9	铬（六价）	mg/L	0.05
10	总硬度	mg/L	450
11	铅	mg/L	0.01
12	氟化物	mg/L	1.0
13	镉	mg/L	0.005
14	铁	mg/L	0.3
15	锰	mg/L	0.10
16	溶解性总固体	mg/L	1000
17	耗氧量（COD _m 法，以 O ₃ 计）	mg/L	3.0
18	硫酸盐	mg/L	20.0
19	氯化物	mg/L	250
20	菌落总数	CFU/100mL	100
21	总大肠菌群	MPN/100mL 或 CFU/100mL	3.0
22	石油类	mg/L	0.05
23	K ⁺	mg/L	/
24	Na ⁺	mg/L	200
25	Ca ²⁺	mg/L	/
26	Mg ²⁺	mg/L	/

27	CO ₃ ²⁻	mg/L	/
28	HCO ₃ ⁻	mg/L	/
29	Cl ⁻	mg/L	/
30	SO ₄ ²⁻	mg/L	/

注：石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准限值。

表 1-8 土壤环境质量标准

序号	监测项目	单位	标准值
特征污染物			
1	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500
重金属和无机物			
2	砷	mg/kg	60
3	镉	mg/kg	65
4	铬 (六价)	mg/kg	5.7
5	铜	mg/kg	18000
6	铅	mg/kg	800
7	汞	mg/kg	38
8	镍	mg/kg	900
挥发性有机物			
9	四氯化碳	mg/kg	2.8
10	氯仿	mg/kg	0.9
11	氯甲烷	mg/kg	37
12	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	9
13	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	5
14	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66
15	顺-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	596
16	反-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	54
17	二氯甲烷	mg/kg	616
18	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	5
19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	10
20	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	6.8
21	四氯乙烯	mg/kg	53
22	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	840
23	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	2.8
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8
25	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
26	氯乙烯	mg/kg	0.43
27	苯	mg/kg	4
28	氯苯	mg/kg	270
29	1, 2-二氯苯	mg/kg	560

序号	监测项目	单位	标准值
30	1, 4-二氯苯	mg/kg	20
31	乙苯	mg/kg	28
32	苯乙烯	mg/kg	1290
33	甲苯	mg/kg	1200
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
35	邻二甲苯	mg/kg	640
半挥发性有机物			
36	硝基苯	mg/kg	76
37	苯胺	mg/kg	260
38	2-氯酚	mg/kg	2256
39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
43	蒽	mg/kg	1293
44	二苯并[a, h]蒽	mg/kg	1.5
45	茚并[1, 2, 3-cd]芘	mg/kg	15
46	萘	mg/kg	70

1.5.2 污染物排放标准

本次评价工作采用的污染物排放标准见表 1-9。

表 1-9 污染物排放标准一览表

项目	执行标准		标准分级或分类	备注
废气	无组织排放	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)	—	4.0mg/m ³
废水	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012), 处理后回用, 不外排		表 1	见表 1-10
噪声	施工期:《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)		—	见表 1-11
	运营期:《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)		2 类区	
固体废物	《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB 18599-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)		—	危险废物委托有资质单位处理
	《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)			

表 1-10 回注水控制标准限值

注入层平均空气渗透率, μm^2		≤ 0.01	$>0.01 \sim \leq 0.05$	$>0.05 \sim \leq 0.5$	$>0.05 \sim \leq 1.5$	>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/年	≤ 0.076				
	SRB, 个/mL	≤ 10	≤ 10	≤ 25	≤ 25	≤ 5
	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: $1 < n < 1.5$; ②: 清水水质指标中去掉含油量。						

表 1-11 噪声排放标准 (单位: dB (A))

类别	昼间	夜间
施工期	70	55
运营期	60	50

1.6 评价工作等级及评价范围

1.6.1 评价等级

根据环境影响评价技术导则的有关要求,并结合项目所处的地理位置、环境功能区划、排放污染物种类及排放量,以及执行排放标准限值等,确定该项目各环境要素的评价等级,详见表 1-12。

表 1-12 环境影响评价等级确定

项目	判定依据		评价等级
环境空气	最大地面浓度占标率	$P_{\text{非甲烷总烃}}=0.0195\% < 1\%$	三级
声环境	环境声功能区划	2类区	三级
	评价范围内敏感目标噪声增加值	无敏感目标	
	受影响人群变化	评价范围内无居民	
地表水	排放方式	不外排	三级 B
地下水	建设项目类别	I类	二级
	项目场地地下水环境敏感程度	不敏感	
土壤环境	影响类型	污染影响型	二级
	项目类别	I类	
	占地规模	占地面积 1.92hm^2 , 小型	

项目	判定依据		评价等级
	敏感程度	周边无土壤环境敏感目标, 属于不敏感	
生态环境	本项目占地面积 $0.0192\text{km}^2 < 2\text{km}^2$, 管线长度 $0.48\text{km} < 50\text{km}$, 影响区域生态敏感性为一般生态敏感区		三级
环境风险	本项目环境风险潜势为 I 级		简单分析

1.6.2 评价范围

根据本项目各环境要素评价等级, 结合当地气象、水文、地质条件和项目“三废”排放情况及井场周围企事业单位、居民分布特点, 确定本次评价范围见表 1-13, 评价范围见图 1-1。

表 1-13 评价范围确定

项目	评价等级	评价范围
环境空气	三级	不设置评价范围
地表水	三级 B	/
地下水	二级	厂址周围 37.5km^2 范围
声环境	二级	厂界及周边 200m 范围内
土壤环境	二级	井场及厂界外 200m 范围内 (管线两侧 200m 范围内, 管线位于井场范围内)
生态环境	三级	井场厂界外 1000m 范围内 (管线两侧 200m 范围内, 管线位于井场范围内)
环境风险	简单分析	不设置评价范围

注: 本项目开发区域不含浅层地下水, 地下水评价范围的设定依据详见 6.1.3.2 章节。

1.7 环境保护目标

根据现场调查, 确定了本项目评价范围内无居民区等环境敏感目标, 其他环境保护目标见表 1-14。

表 1-14 其他环境保护目标一览表

类型	序号	名称	保护对象	保护内容	环境功能区
1	生态	评价范围内生态环境	生态环境	生态	柴达木盆地荒漠生态功能区
2	地下水	评价范围内地下水	地下水环境	承压水	《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III 类
3	环境空气	周边大气环境	大气环境	大气	《环境空气质量标准》(GB 3095-2012) 二类区
4	土壤	井场及评价范围内土壤环境	土壤环境	土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB

类型	序号	名称	保护对象	保护内容	环境功能区
					36600-2018) 筛选值中 第二类用地

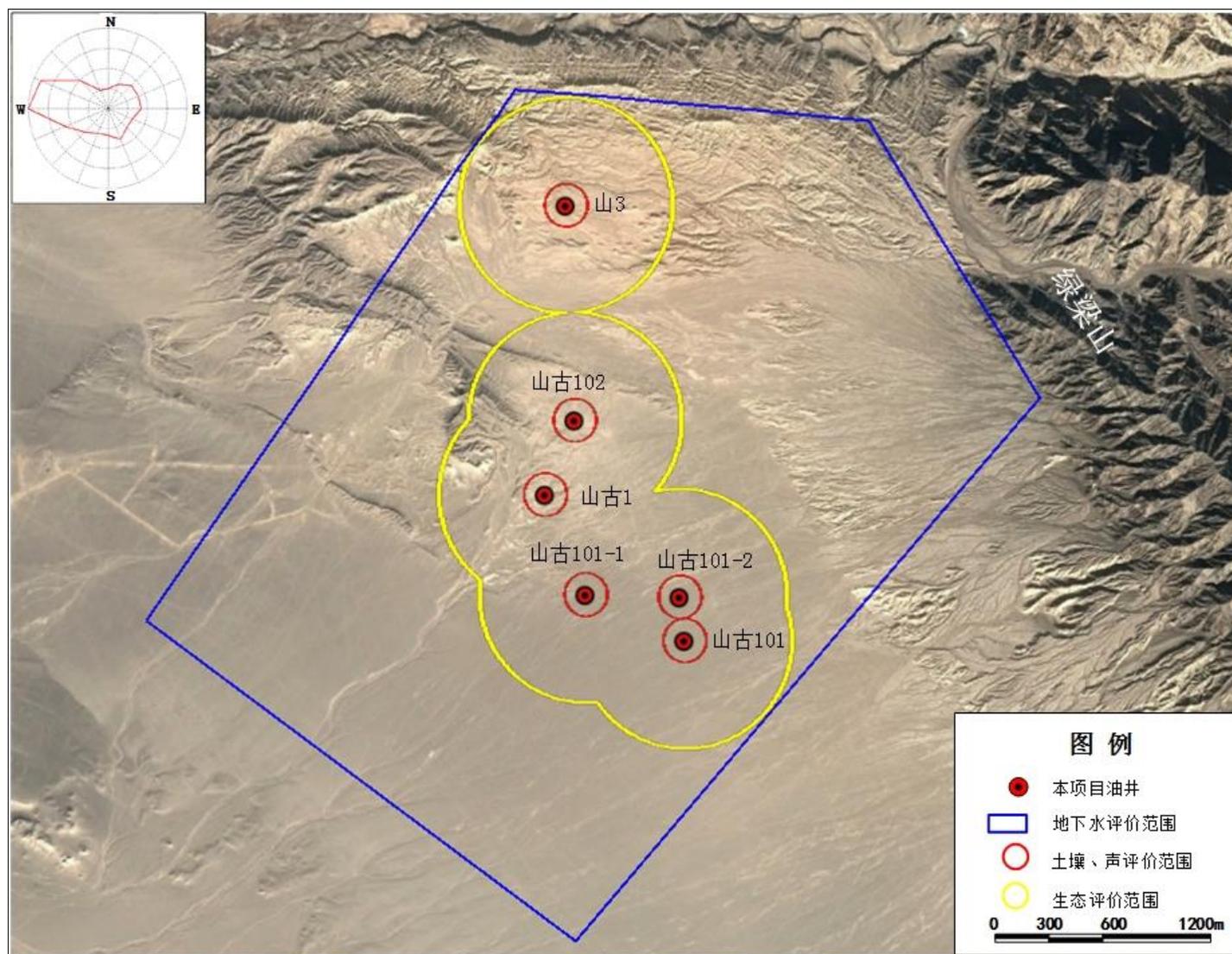


图 1-1 本项目评价范围及环境保护目标分布图

2 现有工程及在建工程

2.1 现有工程、在建工程基本概况

2.1.1 地理位置

本项目现有及在建工程包含6口探井，均位于青海省海西州大柴旦镇西北方向中石油马北作业区东侧，地理位置详见表2-1，现有工程及在建工程位置关系见图2-1。

表 2-1 现有工程地理位置一览表

序号	井号	地理位置	井口经度坐标	井口纬度坐标
1	山古1	青海省海西州大柴旦镇西北41km处	██████████	██████████
2	山古101	青海省海西州大柴旦镇西北方39km处	██████████	██████████
3	山3	青海省海西州大柴旦镇西北方46.7km处	██████████	██████████
4	山古102	青海省海西州大柴旦镇西北方46.1km处	██████████	██████████
5	山古101-1	青海省海西州大柴旦行委西北方45.60km处	██████████	██████████
6	山古101-2	青海省海西州大柴旦行委西北方44.70km处	██████████	██████████

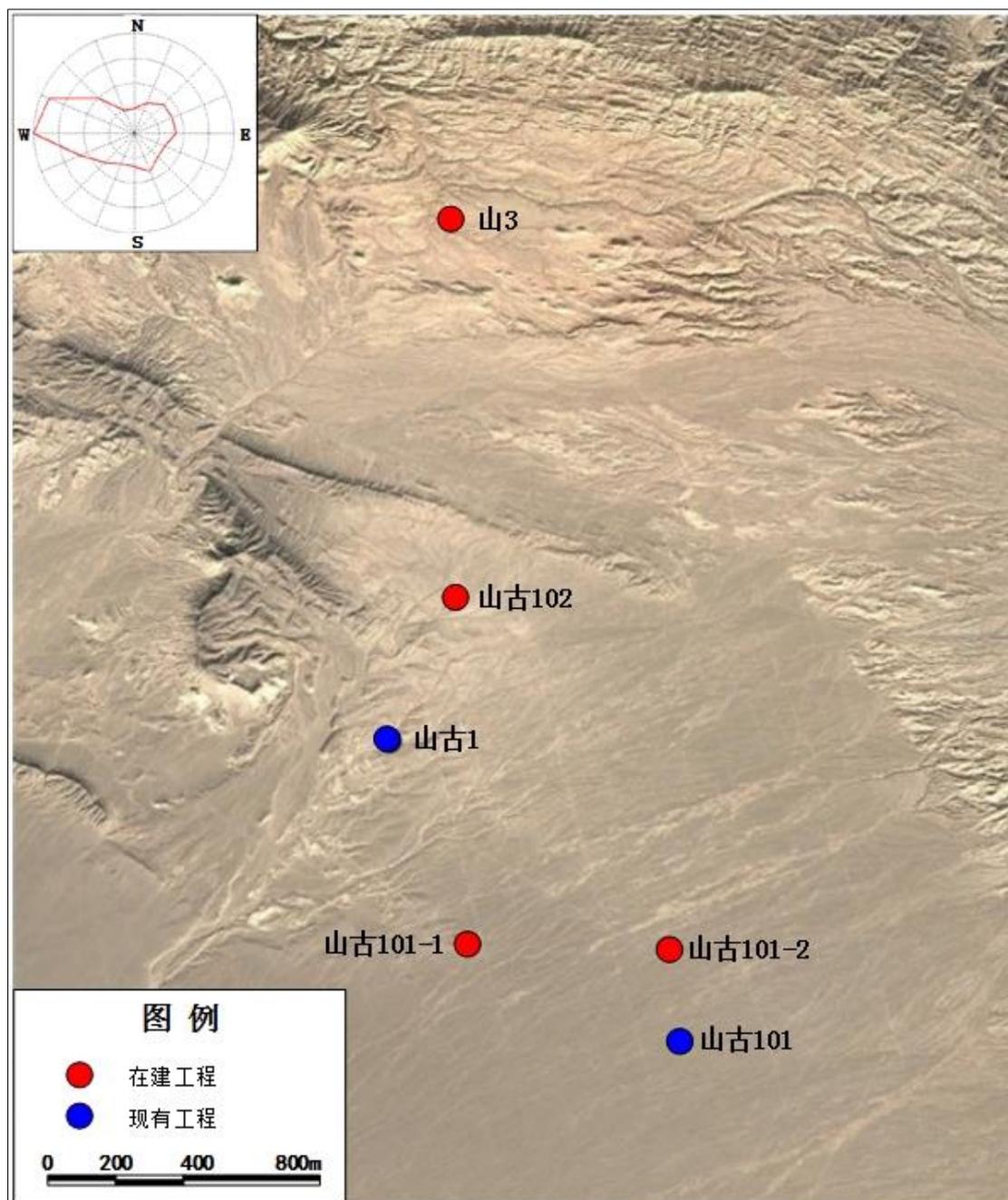


图 2-1 现有工程及在建工程位置关系图

2.1.2 现有工程、在建工程环保手续

本项目 6 口预探井环保手续齐全，其中山古 1、山古 101、山 3、山古 102 等 4 口预探井已由勘探中心移交至东胜公司负责后续开发及管理工作。现有及在建工程环保手续详见表 2-2、附件 3。

表 2-2 现有工程环保手续一览表

序号	井号	建设单位	项目名称	审批部门	环评批复时间	环评批复文号	验收情况/计划
1	山古 1	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司油气勘探管理中心	柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古 1 预探井建设项目	原海西州环境保护局	2017 年 4 月 6 日	西环审[2017]23 号	2020 年 7 月 21 日完成企业自主验收
2	山古 101	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司油气勘探管理中心	柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古 101 评价井建设项目	原海西州环境保护局	2017 年 10 月 24 日	西环审[2017]92 号	2020 年 7 月 21 日完成企业自主验收
3	山 3	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司油气勘探管理中心	柴达木盆地马北凸起马海东构造带山 3 预探井	原海西州环境保护局	2019 年 3 月 4 日	西环审[2019]7 号	建设中，已进入试油阶段。计划于 2021 年 3 月 30 日前完成验收
4	山古 102	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司油气勘探管理中心	柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古 102 评价井建设项目	原海西州环境保护局	2019 年 3 月 4 日	西环审[2019]6 号	井场已恢复平整。计划于 2021 年 1 月 30 日前完成验收
5	山古 101-1	胜利油田东胜精攻滩北石油开发有限公司青海分公司	柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古 101-1 预探井建设项目	海西州生态环境局	2020 年 9 月 14 日	西生审[2020]116 号	井场已恢复平整。计划 2020 年 1 月 30 日前完成验收
6	山古 101-2	胜利油田东胜精攻滩北石油开发有限公司青海分公司	柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古 101-2 预探井建设项目	海西州生态环境局	2020 年 9 月 14 日	西生审[2020]115 号	钻井已结束，拟开展试油工作。计划 2020 年 1 月 30 日前完成验收

注：建设进度截至 2020 年 11 月 25 日。

2.2 现有工程及在建工程回顾

2.2.1 工艺流程

本项目现有工程及在建工程均为探井，工艺流程大致相同，主要分为钻井作业和试油作业两个阶段：

2.2.1.1 钻井作业

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井泥浆将钻屑带出井眼，以保证持续钻进。钻井作业按其顺序可分为三个阶段，即钻前准备、钻进、钻完井。

1) 钻前准备

钻前工程包括进井场的道路平整，井场平整、设备基础（包括钻机、井架、钻井泵等基础设备）、泥浆池、放喷池、生活区和生产区活动板房搭建等建设。

在钻井准备过程中，对一般防渗区（泥浆池、泥浆循环系统、材料房、移动环保旱厕等）应做好防渗工作，铺设 0.75mm 厚的环保型 HDPE 防渗布（渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s），铺设防渗布四周均使用配套重物压紧防止滑落；重点防渗区（放喷池、柴油储罐等）应铺设 2mm 厚的环保型 HDPE 防渗布（渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10}$ cm/s）。

2) 钻进

钻井时，柴油机带动转盘，转盘又带动钻杆和钻头旋转，用足够的压力将钻头压到井底的岩石上，利用钻头上的牙齿切削、破碎井下岩层。完成一开钻井后，下表层套管，再改以较小尺寸之钻头继续钻井，直至钻井到目的地层深度或层次后，下油层套管。

钻头旋转时，吃入地层破碎岩石，随着井眼被加深，钻头不断下移，同时，循环系统通过钻杆的中心向地下注入钻井液，泥浆从钻头的水眼冲出，冲刷岩石，清洗井底，然后带着破碎的岩屑从钻具及井壁外面的环形空间返回到地面，返出的泥浆经振动筛、除砂器除去岩屑后，流回泥浆循环系统，通过钻井泵再次将钻井液打入井内。钻井过程中泥浆不断循环，起着冲击岩石、冷却钻头、携带岩屑、清洗井底、保护井壁、润滑钻具等多方面的作用。

3) 钻完井

钻完井是钻井工程的最后环节。钻井完成后，钻井队对钻井产生的钻井废水、泥浆池进行治理，对钻井设备进行搬家，准备下一口井的钻井工作。在泥浆池完成治理后，应对其进行固化填埋处理，恢复地貌；在未发生井喷事故的情况下，放喷池铺设

的防渗布可进行回收再利用，若有井喷事故发生或有钻井后期可能产生的油泥砂排入了放喷池，应将油泥砂和沾油的废防渗布作为危险废物及时委托有资质的单位前来拉运进行无害化处理。

2.2.1.2 试油作业

试油就是利用专用的设备和方法，对通过地震勘察、录井、测井等间接手段初步确定的可能含油层位进行直接的测试，并取得目的层的产能、压力、温度、油气水性质以及地质资料的工艺过程。

试油结束后应进行封井作业，分为临时封井或长期封井两种；若试油结束后认为该井具备工业开采价值，则进行临时封井，下入水泥塞暂时封堵井口，待该井正式决定开采后打开并安装采油井口装置后进行开采；若该井无工业开采价值，则向井筒灌注高密度水泥进行长期封井。

2.2.2 现有工程回顾

2.2.2.1 柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古1预探井建设项目

1) 工程概况

山古1预探井已于2020年7月21日完成企业自主验收，目前该井已临时封井，现场已推填平整，恢复地貌。工程实际建设内容见表2-3。建设现状见图2-2。

表 2-3 山古1预探井实际建设内容一览表

建设项目	实际工程内容	现状
钻井工程	井型为直井，实际井深2360m，钻井井场规格为90m×50m	已临时封井
辅助工程	①修建了1座临时生活区，1座临时生产区； ②修建了2000m施工临时土路，道路宽7m	生活区、生产区均已恢复地貌，设施均已拆除
环保工程	①钻井井场内设置了50m×23.5m×3.7m（长×宽×高）泥浆池1座，池内铺设了0.75mm厚的环保型HDPE防渗布（渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s）进行防渗处理； ②钻井井场外两侧设置了2座18m×8m×1.5m（长×宽×高）的放喷池作为应急设施，池内铺设了2mm厚的环保型HDPE防渗布（渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10}$ cm/s）进行防渗处理； ③施工现场设置了移动旱厕1座	泥浆池、放喷池均已推填平整，移动旱厕已撤出现场

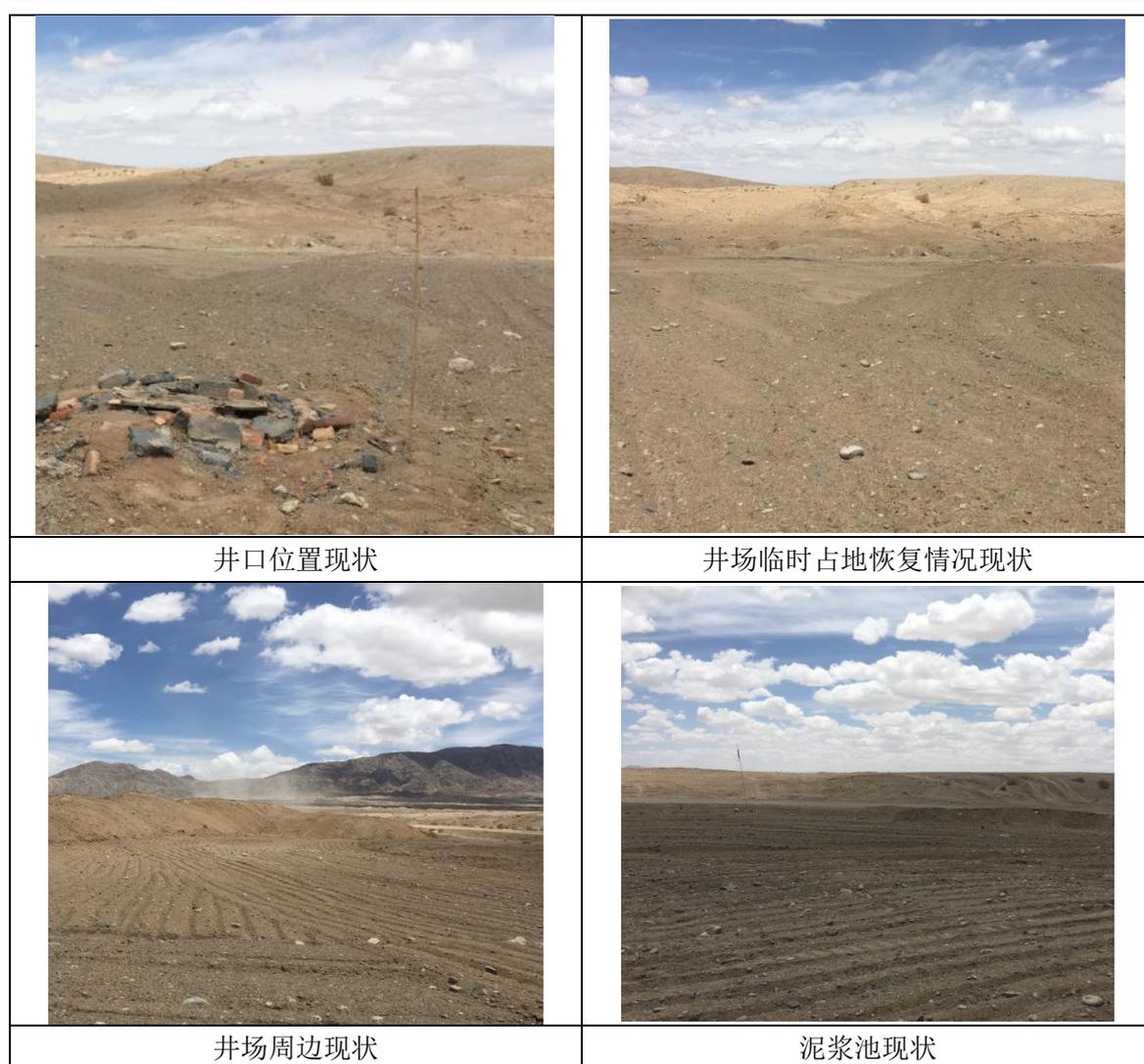


图 2-2 山古 1 预探井井场及周边环境现状

2.2.2.2 柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古 101 评价井建设项目

1) 工程概况

山古 101 评价井已于 2020 年 7 月 21 日完成企业自主验收目前该井已临时封井,现场已推填平整,恢复地貌。工程实际建设内容见表 2-4,建设现状见图 2-3。

表 2-4 山古 101 评价井实际建设内容一览表

建设项目	实际工程内容	现状
钻井工程	井型为直井,实际井深 2550m,钻井井场规格为 120m×80m	已临时封井
辅助工程	①修建了 1 座临时生活区,1 座临时生产区; ②修建了 3000m 施工临时土路,道路宽 7m	生活区、生产区均已恢复地貌,设施均已拆除
环保工程	①钻井井场内设置了 52m×22m×4m (长×宽×高) 泥浆池 1 座,池内铺设了 0.75mm 厚的环保型 HDPE 防渗布 (渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s) 进行防渗处理;	泥浆池、放喷池均已推填平整,移动旱厕

建设项目	实际工程内容	现状
	②钻井井场外两侧设置了2座18m×8m×1.5m（长×宽×高）的放喷池作为应急设施，池内铺设了2mm厚的环保型HDPE防渗布（渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10}$ cm/s）进行防渗处理； ③施工现场设置了移动旱厕1座	已撤出现场

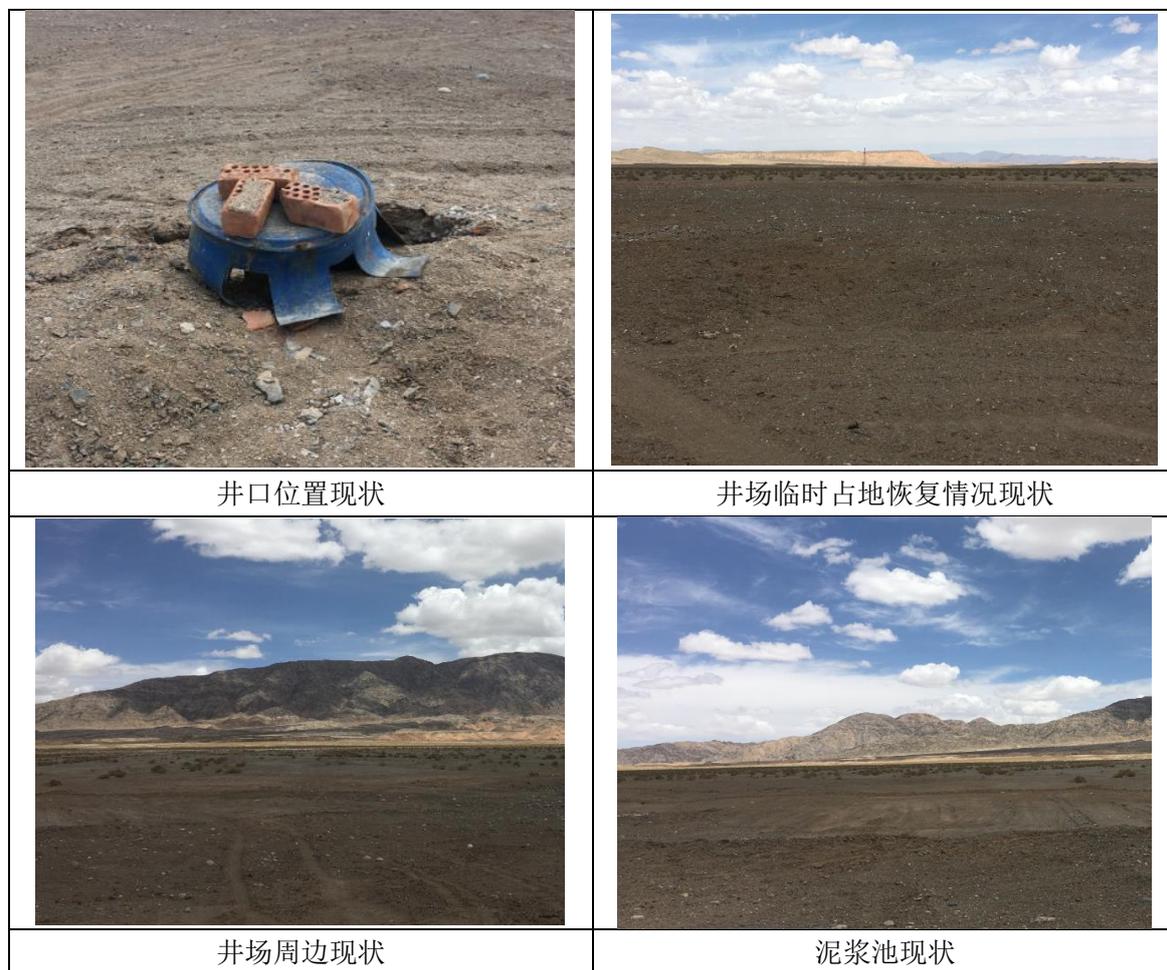


图 2-3 山古 101 评价井井场及周边环境现状

2.2.2.3 污染物排放及处理情况

现有工程均已通过竣工环保验收，污染物排放及处理情况基本相同，详见表 2-5。

表 2-5 污染物排放及处理情况表

序号	污染物类型	污染物名称	处理措施	处理效果
1	废气	施工扬尘、施工废气	施工单位在钻井过程和试油期对施工区域采取了土地压实硬化、施工作业场地洒水降尘、土石方采用篷布遮盖且四周修建围护设施。选用优质柴油	对环境影响较轻，施工结束后影响已消失

序号	污染物类型	污染物名称	处理措施	处理效果
2	废水	钻井废水、生活污水	钻井废水排入泥浆池中，上清液产生量极小，在当地气候及光照条件下，大部分上清液在较短的时间内已自然蒸发。剩余少量钻井废水已在泥浆池中随钻井固废一同进行了固化处理；生活污水已拉运至附近马北联合站，经站内生活污水处理系统处理后排入蒸发池	对环境的影响较轻，施工结束后影响已消失
3	噪声	施工噪声	项目按照环评要求落实了噪声污染防治措施，有效地降低了噪声对周边声环境的影响	随着施工的结合，该影响已消失
4	固体废物	钻井固废、生活垃圾、工程弃土	钻井固废排入设置防渗的泥浆池，完井后对泥浆池进行了治理；生活垃圾暂存于施工场地临时设置的垃圾桶内，已由施工单位拉运至附近柴旦镇生活垃圾填埋场填埋，现场未发现遗弃的生活垃圾；少量工程弃土在施工结束后均已用于周边土地平整	目前已恢复地貌，对土壤环境影响较轻

2.2.3 在建工程回顾

2.2.3.1 柴达木盆地马北凸起马海东构造带山3预探井

1) 工程概况

山3预探井目前正在建设中，完工后勘探中心将移交至东胜公司管理。根据《柴达木盆地马北凸起马海东构造带山3预探井环境影响报告表》（西环审[2019]7号），本项目建设内容见表2-6。

表2-6 山3预探井建设内容一览表

建设项目	工程内容
钻井工程	井型为直井，设计井深2300m，钻井井场规格为120m×90m
辅助工程	①修建1座临时生活区，1座临时生产区； ②修建2000m施工临时土路，道路宽7m
环保工程	①钻井井场内设置4000m ³ 泥浆池1座，池内铺设0.75mm厚的环保型HDPE防渗布（渗透系数≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s）进行防渗处理； ②钻井井场外两侧设置2座18m×8m×1.5m（长×宽×高）的放喷池作为应急设施，池内铺设2mm厚的环保型HDPE防渗布（渗透系数≤1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s）进行防渗处理； ③施工现场设置移动旱厕1座，另在生活区新建1个200m ² 污水池，采用防渗布进行防渗处理，用于接纳项目施工期生活污水及移动厕所的粪便等； ④生活区新建1个垃圾坑，规格为4m×4m×1.5m，铺设防渗布； ⑤配置4个H ₂ S检测仪，分别位于钻台面上、钻台面下井口处、泥浆出口、室内

2) 污染物排放及处理情况

根据《柴达木盆地马北凸起马海东构造带山3预探井环境影响报告表》及批复“西环审[2019]7号”，该项目污染防治措施要求见表2-7。

表 2-7 污染物排放及处理情况表

序号	污染物类型	处理措施	处理效果
1	废气	切实落实扬尘控制措施，避免大风天施工作业，易产生扬尘的建筑材料运输、装卸、堆放时应做好有效的防风抑尘措施。施工现场可采取洒水、围挡等措施，物料集中堆放采取遮盖措施，车辆不要装载过满并采取密闭或者遮盖等措施；施工机械、运输车辆采用合格燃油，加强设备维护	对周边环境影响较轻
2	废水	施工期钻井废水、不含油地层水均收集至泥浆池中，上清液外运至春风一号联合站处理，剩余部分随泥浆池一同固化填埋；生活污水排入移动旱厕中，收集入污水池，定期拉运至环卫部门指定地点处理；返排出的压裂废水和含油地层水排入井场油罐中，拉运至春风一号联合站处理。废水均禁止随意排放至周边环境	对周边环境影响较轻
3	噪声	严格落实机械设备噪声污染防治措施，合理安排施工时间，减少人为噪声，高噪声机械设备应采用吸声、消声、隔声、减振等降噪措施	对周边环境影响较轻
4	固体废物	钻井固废全部排入泥浆池中，完井后进行固化填埋处理，泥浆池推填平整，恢复地貌；生活垃圾收集至垃圾坑中，定期清运至附近中石油马北采油管理区垃圾填埋场填埋处理；井喷时产生的落地油、废弃油泥属于危险废物，应集中收集至放喷池中，事故处理完成后连同沾油的废防渗布一同委托有资质单位处理	对周边环境影响较轻，施工结束后恢复地貌；危险废物委托有资质单位处理

2.2.3.2 柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古102评价井建设项目

1) 工程概况

山古102评价井目前正在建设中，完工后勘探中心将移交至东胜公司管理。根据《柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古102评价井环境影响报告表》（西环审[2019]6号），该项目建设内容见表2-8。

表 2-8 山古102评价井建设内容一览表

建设项目	工程内容
钻井工程	井型为直井，设计井深2600m，钻井井场规格为120m×90m
辅助工程	①修建1座临时生活区，1座临时生产区； ②修建800m施工临时土路，道路宽7m
环保工程	①钻井井场内设置2500m ³ 泥浆池1座，池内铺设0.75mm厚的环保型HDPE防渗

建设项目	工程内容
	布（渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s）进行防渗处理； ②钻井井场外两侧设置2座18m×8m×1.5m（长×宽×高）的放喷池作为应急设施，池内铺设2mm厚的环保型HDPE防渗布（渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10}$ cm/s）进行防渗处理； ③施工现场设置移动旱厕1座，另在生活区新建1座污水池，采用防渗布进行防渗处理，用于接纳项目施工期生活污水及移动厕所的粪便等； ④生活区新建1个垃圾坑，规格为4m×4m×1.5m，铺设防渗布； ⑤配置4个H ₂ S监测仪，位于钻台面上、钻台面下井口处、泥浆出口、室内

2) 污染物排放及处理情况

根据《柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古102评价井环境影响报告表》及批复“西环审[2019]6号”，该项目污染防治措施要求见表2-9。

表2-9 污染物排放及处理情况表

序号	污染物类型	处理措施	处理效果
1	废气	切实落实扬尘控制措施，避免大风天施工作业，易产生扬尘的建筑材料运输、装卸、堆放时应做好有效的防风抑尘措施。施工现场可采取洒水、围挡等措施，物料集中堆放采取遮盖措施，车辆不要装载过满并采取密闭或者遮盖等措施；施工机械、运输车辆采用合格燃油，加强设备维护	对周边环境影响较轻
2	废水	施工期钻井废水、不含油地层水均收集至泥浆池中，上清液外运至春风一号联合站处理，剩余部分随泥浆池一同固化填埋；生活污水排入移动旱厕中，收集入污水池，定期拉运至环卫部门指定地点处理；返排出的压裂废水和含油地层水排入井场油罐中，拉运至春风一号联合站处理。废水均禁止随意排放至周边环境	对周边环境影响较轻
3	噪声	严格落实机械设备噪声污染防治措施，合理安排施工时间，减少人为噪声，高噪声机械设备应采用吸声、消声、隔声、减振等降噪措施	对周边环境影响较轻
4	固体废物	钻井固废全部排入泥浆池中，完井后进行固化填埋处理，泥浆池推填平整，恢复地貌；生活垃圾收集至垃圾坑中，定期清运至附近中石油马北采油管理区垃圾填埋场填埋处理；井喷时产生的落地油、废弃油泥属于危险废物，应集中收集至放喷池中，事故处理完成后连同沾油的废防渗布一同委托有资质单位处理	对周边环境影响较轻，施工结束后恢复地貌；危险废物委托有资质单位处理

2.2.3.3 柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古101-1预探井建设项目

1) 工程概况

山古101-1预探井目前正在建设中。根据《柴达木盆地马北凸起马海东构造

带山古 101-1 预探井建设项目环境影响报告表》(西生审[2020]116 号), 该项目建设内容见表 2-10。

表 2-10 山古 101-1 预探井建设内容一览表

项目分类	项目组成	备注
主体工程	钻井工程	新钻山古 101-1 预探井 1 口
	钻井井场	钻井井场规格为 100m×100m, 为临时占地, 施工结束后恢复地貌
	生产区	钻井井场建设生产区 1 处, 内设水罐区、油罐区、地质房、住井房、配电房等, 均为临时建筑, 施工结束后拆除、撤出, 现场恢复地貌
辅助工程	生活区	钻井井场 200m 以外建设 1 处生活区 (50m×70m), 内设值班房、办公室、宿舍等, 采用集装箱移动板房, 均为临时建筑, 施工结束后拆除、撤出, 现场恢复地貌
	进井道路	修建简易进井道路 200m, 宽 5m
环保工程	放喷池	钻井井场外新建放喷池 2 处 (位于钻井井场左右两侧), 配套放喷通道管线 2 条 (各 100m), 放喷池规格为 18m×8m×1.5m (长×宽×深), 放喷池处应作为重点防渗区, 池内进行防渗处理, 铺设 2mm 厚的环保型 HDPE 防渗布 (渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10}$ cm/s), 作为应急设施用于收集事故状况下的井口喷出物, 也可用于收集钻井后期可能产生的少量油泥砂
	泥浆池	钻井井场内新建泥浆池 1 座, 规格为 40m×40m×2.5m (长×宽×深), 泥浆池作为一般防渗区, 池内进行防渗处理, 铺设 0.75mm 厚的环保型 HDPE 防渗布 (渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s), 用于收集钻井固废和钻井废水
	移动环保旱厕	生活区新建移动环保旱厕 1 座
	垃圾箱	生活区设置 2 个垃圾箱, 用于收集施工期生活垃圾及一般固废
	H ₂ S 监测装置	配置 4 套 H ₂ S 监测仪, 分别位于钻台面上、钻台面下井口处、泥浆出口、室内
	其他防渗措施	一般防渗区: 本项目施工过程中, 泥浆循环系统、材料房、移动环保旱厕下均铺设 0.75mm 厚的环保型 HDPE 防渗布 (渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s), 各设备下所铺设防渗布四周均使用配套重物压紧 重点防渗区: 本项目柴油罐采用 40m ³ 单层地上罐, 柴油罐所在位置应作为重点防渗区, 应铺设 2mm 厚的环保型 HDPE 防渗布 (渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10}$ cm/s), 若不慎洒落柴油, 沾油的废防渗布应作为危险废物委托有资质单位处理

2) 污染物排放及处理情况

根据《柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古 101-1 预探井建设项目环境影响报告表》及批复“西生审[2020]116 号”, 该项目污染防治措施要求见表 2-11。

表 2-11 污染物排放及处理情况表

序号	污染物类型	处理措施	处理效果
1	废气	切实落实扬尘控制措施, 避免大风天施工作业, 易产生扬尘的建筑材料运输、装卸、堆放时应做好有效的防风抑尘措施, 加强工程管	对周边环境影响较轻

序号	污染物类型	处理措施	处理效果
		理，定期对设备进行维修和保养。施工现场可采取洒水、围挡等措施，物料集中堆放采取遮盖措施，车辆不要装载过满并采取密闭或者遮盖等措施；施工机械、运输车辆采用合格燃油，加强设备维护	
2	废水	钻井废水均排入井场设置防渗的泥浆池中，静置、沉淀后将上清液抽出，通过罐车拉运至马北联合站处理达标后用于油田回注开发，不外排。剩余全部钻井废水在完井后与泥浆池一同固化处理；试油废水均排入井场油罐中，通过罐车拉运至马北联合站处理达标后用于油田回注开发，不外排；生活污水部分排入移动环保旱厕，其余收集沉淀后用于洒水抑尘工作	对周边环境影响较轻
3	噪声	严格落实机械设备噪声污染防治措施。采用效率高、噪声低的机械设备，及时维护机械和车辆，加强文明施工，减少噪声对环境的影响	对周边环境影响较轻
4	固体废物	钻井采用水基泥浆，钻井固废全部排入泥浆池中，完井后进行固化填埋处理，泥浆池推填平整，恢复地貌；生活垃圾清运至附近垃圾处理厂集中处理；钻井后期产生的含油泥砂排入放喷池，含油泥砂及沾油的废防渗布均应按照危险废物委托有资质单位处理；若发生井喷事故，井口会喷出的原油、落地油等固体废物，原油可通过放喷管线引入设置防渗的主、副放喷池内，落地油落在土壤里形成油泥砂，需全部收集存入放喷池中。收集后应全部按照危险废物处理，事故处理完成后应及时委托有资质单位拉运进行无害化处置；项目完工后，应进行设备搬迁及临时占地恢复工作，需要对一般防渗区及重点防渗区铺设的HDPE防渗布根据不同使用情况分别进行处置。若在施工过程中防渗布均未受到油类物质污染的情况下，各类防渗布均可进行回收，回收后其外观性能完好的防渗布将可再次利用，无法回收使用的按照一般工业固废拉运至附近垃圾处理场妥善处置。泥浆池铺设的防渗布在完成泥浆池治理后，与泥浆池一同固化，填埋平整。施工期间放喷池若由于发生井喷或收集了钻井后期可能产生的油泥砂，则沾油的废防渗布应按照危险废物处理委托有资质单位处理；柴油储罐若发生泄漏导致柴油落到下方防渗布上，则沾油的废防渗布也应按照危险废物委托有资质理单位处理。项目产生的危险废物均应按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单(环境保护部公告2013年第36号)进行管理、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012)相关要求进行处置和运输	对周边环境影响较轻，施工结束后恢复地貌；危险废物委托有资质单位处理

2.2.3.4 柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古 101-2 预探井建设项目

1) 工程概况

根据《柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古 101-2 预探井建设项目环境影响报告表》(西生审[2020]115号)。该项目建设内容见表 2-12。

表 2-12 山古 101-2 预探井建设内容一览表

项目分类	项目组成	备注
主体工程	钻井工程	新钻山古 101-2 预探井 1 口
	钻井井场	钻井井场规格为 100m×100m, 为临时占地, 施工结束后恢复地貌
	生产区	钻井井场建设生产区 1 处, 内设水罐区、油罐区、地质房、住井房、配电房等, 均为临时建筑, 施工结束后拆除、撤出, 现场恢复地貌
辅助工程	生活区	钻井井场 200m 以外建设 1 处生活区 (50m×70m), 内设值班房、办公室、宿舍等, 采用集装式移动板房, 均为临时建筑, 施工结束后拆除、撤出, 现场恢复地貌
	进井道路	修建简易进井道路 250m, 宽 5m
环保工程	放喷池	钻井井场外新建放喷池 2 处 (位于钻井井场左右两侧), 配套放喷通道管线 2 条 (各 100m), 放喷池规格为 18m×8m×1.5m (长×宽×深), 放喷池处应作为重点防渗区, 池内进行防渗处理, 铺设 2mm 厚的环保型 HDPE 防渗布 (渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10}$ cm/s), 作为应急设施用于收集事故状况下的井口喷出物, 也可用于收集钻井后期可能产生的少量油泥砂
	泥浆池	钻井井场内新建泥浆池 1 座, 规格为 40m×40m×2.5m (长×宽×深), 泥浆池作为一般防渗区, 池内进行防渗处理, 铺设 0.75mm 厚的环保型 HDPE 防渗布 (渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s), 用于收集钻井固废和钻井废水
	移动环保旱厕	新建移动环保旱厕 1 座
	生活垃圾箱	生活区设置 1 个生活垃圾箱, 用于收集施工期生活垃圾
	H ₂ S 监测装置	配置 4 套 H ₂ S 监测仪, 分别位于钻台面上、钻台面下井口处、泥浆出口、室内
	其他防渗措施	一般防渗区: 本项目施工过程中, 泥浆循环系统、材料房、移动环保旱厕下均铺设 0.75mm 厚的环保型 HDPE 防渗布 (渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s), 各设备下所铺设防渗布四周均使用配套重物压紧 重点防渗区: 本项目柴油罐采用 40m ³ 单层地上罐, 柴油罐所在位置应作为重点防渗区, 应铺设 2mm 厚的环保型 HDPE 防渗布 (渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10}$ cm/s), 若不慎洒落柴油, 沾油的废防渗布应作为危险废物委托有资质单位处理

2) 污染防治措施

根据《柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古 101-2 预探井建设项目环境影响报告表》及批复“西生审[2020]115号”, 该项目污染防治措施与《柴达木盆地马北凸起马海东构造带山古 101-1 预探井建设项目环境影响报告表》(西生审

[2020]116号)相同,不再赘述,详见表2-12。

2.3 在建工程存在问题及后续管理要求

本项目6口探井均编制了探井环评,探井转开发油井前需完成该探井的竣工环保验收后方可投产。截至2020年11月27日,目前6口探井现场目前进度、存在问题及后续管理要求见表2-13。

表2-13 6口探井现场目前进度、存在问题及后续管理要求

序号	井号	目前进度	存在问题	后续管理要求
1	山古1	2020年7月21日已完成企业自主验收	---	---
2	山古101	2020年7月21日已完成企业自主验收	---	---
3	山3	目前已进入试油阶段	尚不具备验收条件	待试油结束后,泥浆池完成治理后,与放喷池一同推填平整,恢复地貌后开展竣工环保验收工作
4	山古102	井场已恢复平整	目前尚未开展验收	已列入验收计划,于2021年1月30日前完成验收
5	山古101-1	井场已恢复平整	目前尚未开展验收	已列入验收计划,于2021年1月30日前完成验收
6	山古101-2	钻井已结束,目前拟开展试油工作,泥浆池尚未完成治理	(1)尚不具备验收条件;(2)山古101-2探井施工过程中,现场泥浆池铺设的防渗布边缘部分出现破损、滑落,可能导致土壤被钻井固废、钻井废水污染,无法满足泥浆池整体防渗要求	(1)待试油结束后,泥浆池完成治理后,与放喷池一同推填平整,恢复地貌后开展竣工环保验收工作;(2)建设单位应与钻井施工单位制定整改措施,保证泥浆池防渗满足环评要求,钻井固废、钻井废水不会对土壤造成污染,在泥浆池治理结束后,应对泥浆池下方土壤进行监测,若不满足标准要求应开展进一步土壤修复工作

3 本项目工程概况与工程分析

3.1 本项目工程概况

项目名称：2020年马海东油田产能建设项目；

建设地点：青海省海西蒙古藏族自治州大柴旦行委马北作业区东侧，地理位置见图 3-1，周边关系见图 3-2；

建设性质：改扩建；

建设单位：胜利油田东胜精攻滩北石油开发有限公司青海分公司；

建设投资：总投资 1309.59 万元，其中环保投资 24.75 万元。

建设规模：本项目对 6 口预探井进行探井转开发油井。新建 6 座单井井场，井场内新建 $\phi 76 \times 4\text{mm}$ 单井集油管线 480m、6 台 40m^3 井场电加热高架罐。另配套建设供电、通信、自控、进井道路等工程。项目建成投产后，采出液拉运至中石油青海油田采气二厂马北联合站进行后续处理。项目投产后，最大年产油量 $1.26 \times 10^4\text{t}$ ，最大年产液量 $2.11 \times 10^4\text{t}$ 。

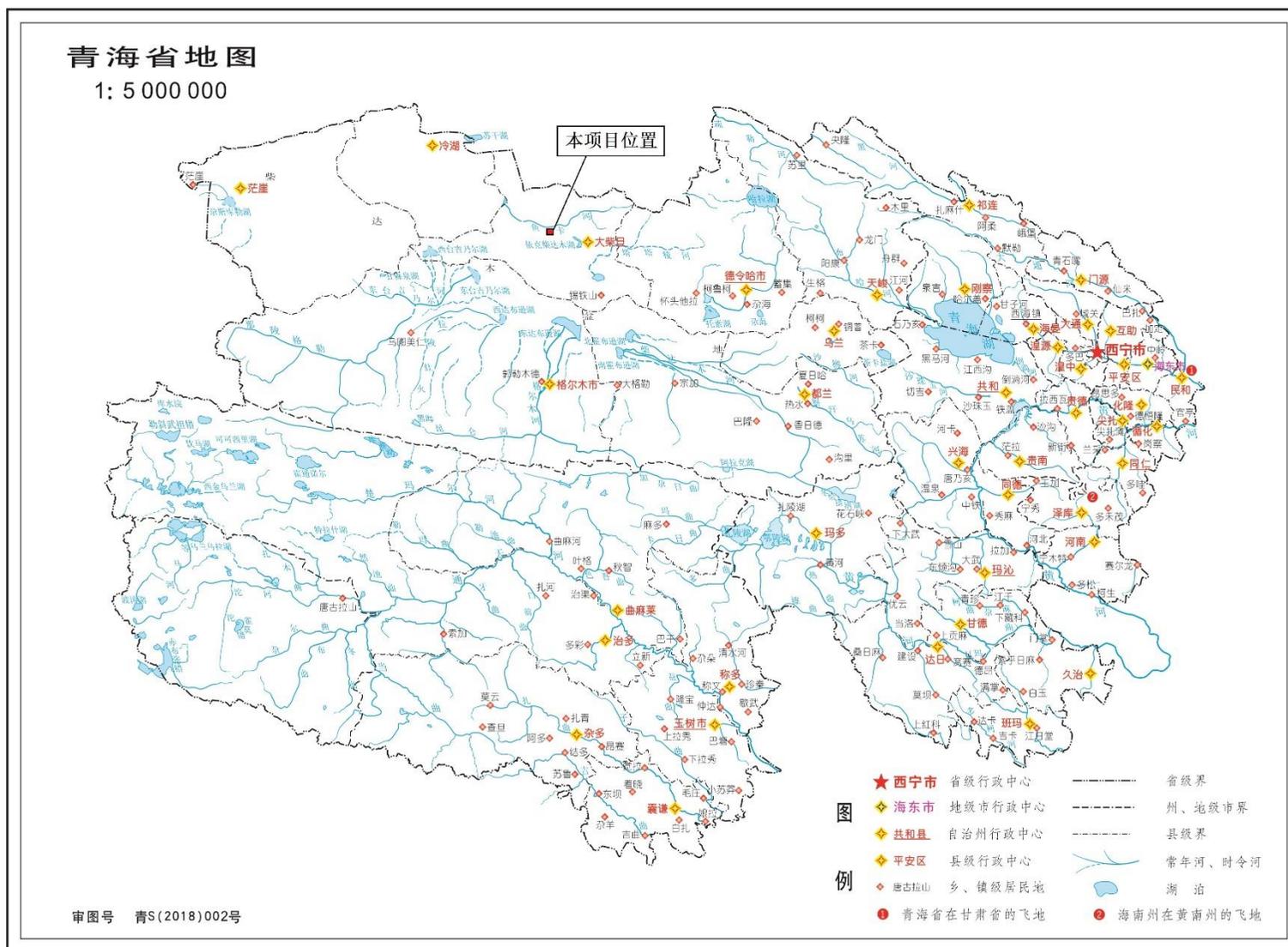


图 3-1 本项目地理位置示意图



图 3-2 本项目周边关系图

3.2 油藏特征

根据勘探资料，6口探井均位于柴达木盆地马北凸起马海东构造带东北缘，地层层序自上而下分别为上第三系下油砂山组、上干柴沟组，下第三系下干柴沟组、路乐河组，其中下第三系路乐河组为主力含油层系。根据目前已掌握的初步试油成果，该区块原油物性好，具有密度小、黏度低、中凝固点、低含硫等特点。原油伴生气中烃类组分含量极低，且不含硫化氢。试油成果说明见附件4。

3.3 油气资源概况

3.3.1 原油

马海东油田区块原油性质见表3-1。

表3-1 原油性质分析表

油田	原油密度 g/cm ³ (20℃)	原油黏度 mPa·s (50℃)	凝固 点℃	含硫%	气油比 m ³ /t
马海东油田	██████████	██████████	██████	██████	██

3.3.2 伴生气

马海东油田原油伴生气组分见表3-2。

表3-2 伴生气组分一览表

组成	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	相对 密度
单位	%	%	%	%	%	%	%	/
含量	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████

备注：表中数据为体积分数，其中非甲烷总烃质量百分比为1.97%。

3.4 区块开发规划

3.4.1 区块概况

中国石油化工股份有限公司于2018年12月7日取得“青海柴达木盆地大柴旦地区油气勘查”项目探矿权（探矿权证见附件5）。根据《自然资源部关于推进矿产资源管理改革若干事项的意见（试行）》（自然资规[2019]7号）中提出的“实行油气探采合一制度”要求，油气探矿权人发现可供开采的油气资源的，在报告有登记权限的自然资源主管部门后即可进行开采。进行开采的油气矿产资源探矿权人应当在5年内签订采矿权出让合同，依法办理采矿权登记。中国石油化工股

份有限公司于2020年10月30日向自然资源部自然资源部提交了柴达木盆地马海东区块发现可供开采油气资源的报告，

自然资源部同日向中国石油化工股份有限公司发出回执（见附件6），同意进行开采并于规定时间内办理采矿权登记。

本项目开发区块主力含油层系为路乐河组，通过对本项目6口油井的开采情况，可以进一步确定区块产能规模，后续将按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）要求，开展区块环评。

3.4.2 开发方式

本项目油井采用天然能量开发。

3.4.3 开发规模及指标

最大产油量 $1.26 \times 10^4 \text{t/a}$ （开发第1年），最大产液量 $2.11 \times 10^4 \text{t/a}$ （开发第1年）。本项目8年开发指标预测见表3-3。

表 3-3 本项目8年开发指标预测表

年度	油井数量	单井日产量	日产量	单井日产量	日产量	含水率	年产液量	年产油量	年生产天数
年	口	t	t	t	t	%	10^4t	10^4t	d
1	6								300
2	6								300
3	6								300
4	6								300
5	6								300
6	6								300
7	6								300
8	6								300

3.5 项目组成

3.5.1 工程组成

本项目对6口预探井进行探井转开发油井。新建6座单井井场，井场内新建 $\phi 76 \times 4 \text{mm}$ 单井集油管线480m、6台 40m^3 井场电加热高架罐。另配套建设供配电、通信、自控、进井道路等工程。项目建成投产后，采出液拉运至中石油青海油田

采气二厂马北联合站进行后续处理。项目投产后，最大年产油量 1.26×10^4 t，最大年产液量 2.11×10^4 t。

本项目主要工程组成情况具体见表 3-4，运营期井场平面布置示意图见图 3-3。

表 3-4 本项目工程组成

工程类型	工程内容	数量	建设规模	备注	
主体工程	采油工程	抽油机	6 台	新建 6 台 CYT12-4.2-73HB 游梁式抽油机，包含井口控制柜	新建
		采油井口装置	6 套	井口各安装 1 套采油井口装置，共 6 套	新建
	集输工程	单井集油管线	480m	新建 $\phi 76 \times 4$ mm 单井集油管线 480m，均铺设于井场内。管线外侧均采用 30mm 泡沫黄夹克防腐保温，HDPE 内衬；管线不埋地敷设，架空置于已预制好的管线支墩（120 个）上	新建
		高架罐	6 座	每座井场内各新建 1 座 40m^3 电加热高架罐，共 6 座，置于高约 2m 的水泥基础上	新建
		联合站	1 座	采出液采用单井拉油的集输方式，拉运至附近中石油采气二厂马北联合站进行三相分离及后续处理	依托
		井场工程	6 座	新建 6 座 $40\text{m} \times 70\text{m}$ 单井井场，采用素土夯实，井场地面铺设 0.1m 厚渣石，井场边界采用井界沟形式	新建
辅助工程	供配电工程	变压器	6 台	S13-M-50/10 10/0 50kVA 杆上变压器 5 台，S13-M-80/10 10/0 80kVA 杆上变压器 1 台	新建
		户外配电箱	6 台	IP55 型	新建
		电力电缆	7.2km	电源引自附近中石油青海油田马北作业区现有 10kV 绝缘架空线路	新建
		电线杆	80 根	设立水泥电线杆 80 根，电线杆外购	新建
	自控工程	RTU 控制系统	6 套	油井各加设 RTU 控制系统 1 套，共 6 套。RTU 控制系统包括控制箱，多功能电表等，负责采集井口生产数据	新建
	通信工程	监控系统	6 套	各井场分别建设井场监控系统 1 套，共 6 套	新建
	道路工程	通井道路	600m	新建 600m 通井道路，道路宽 4m，采用渣石路	新建
公用工程	给排水工程	给水	——	本项目施工期、运营期用水采用罐车拉运	依托
		排水	——	施工期新建移动环保旱厕，生活污水收集沉淀后用于洒水降尘。管线试压废水可用于井场洒水降尘；运营期生活污水依托环保旱厕，旱厕下方设置防渗；井场内雨水自然外排	依托
	消防工程	灭火器	18 个	每个井场各配置 1 个手推式灭火器和 2 个手提式灭火器，共 18 个	依托
	值班区	值班房	1 处	在山古 101 井场内新建橇装式简易值班房 1 处，包含 4 间值班房及 1 间环保型旱厕	新建

工程类型	工程内容	数量	建设规模	备注
环保工程	废水	施工期: 1、新建管线试压废水收集沉淀后,用于井场洒水降尘; 2、生活污水依托施工场地移动环保旱厕,沉淀后用于井场洒水降尘		依托
		运营期: 1、采出水、井下作业废水依托马北联合站站内污水处理系统处理达标后,用于油田注水开发,不外排; 2、生活污水依托环保旱厕,旱厕下方设置防渗		依托
	废气	施工期: 1、施工设备、材料运输和堆放要求做好遮盖,及时清理场地上弃土,采取洒水降尘措施,避免大风天施工; 2、加强施工机械的维护,使用合格燃油		——
		运营期: 1、油井井口至高架罐采用密闭管输; 2、单井拉油罐车采取浸没式装车		——
	固废	施工期: 1、施工废料部分回收利用,剩余废料拉运由施工单位拉运至附近垃圾处理场集中处理; 2、生活垃圾现场集中收集后由施工单位拉运至附近垃圾处理场集中处理;		依托
		运营期: 1、采出液进入中石油马北联合站后,在采出液及采出水处理过程中产生的油泥砂由采气二厂委托有资质单位拉运进行无害化处理; 2、在山古101井场设置油泥砂临时贮存设施一座,规格为2m×1.5m×1m钢槽,上方加盖尺寸大于敞口的钢制盖板,日常以防渗布遮盖。临时贮存设施下方修建水泥防渗的围堰。修井过程中产生的油泥砂暂存于山古101井场油泥砂临时贮存设施内,由东胜公司委托有资质单位拉运进行无害化处理; 3、生活垃圾暂存于山古101井场垃圾桶内,定期外运至附近垃圾处理场处理		新建、依托
	噪声	施工期: 选用低噪声设备,加强设备维护保养		——
		运营期: 选用低噪声设备,加强设备维修保养		新建

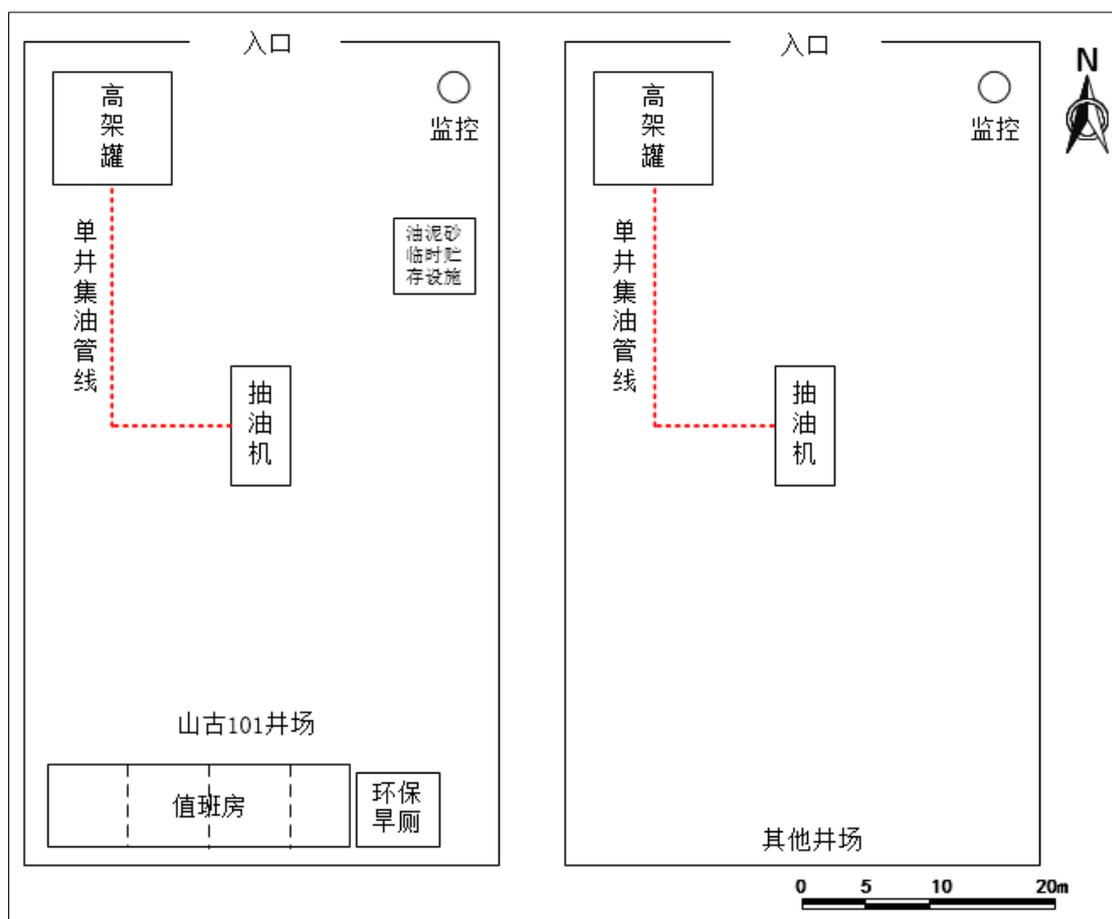


图 3-3 运营期井场平面布置示意图

3.5.2 主体工程

3.5.2.1 采油工程

本项目每口油井井口安装 1 套采油井口装置，配套建设 1 台 CYT12-4.2-73HB 游梁式抽油机，采用有杆泵举升方式。

3.5.2.2 集输工程

本项目每个井场新建 1 台 40m^3 电加热高架罐，井口至高架罐新建 80m 规格为 $\phi 76 \times 4\text{mm}$ 的单井集油管线，管线外侧均采用 30mm 泡沫黄夹克防腐保温，HDPE 内衬防腐，管线不埋地敷设，架空置于已预制好的地面管线支墩。采出液在电加热高架罐中加热至 20°C 左右，定期由罐车密闭拉运至距井场最远距离约 15km 的中石油青海油田采气二厂马北联合站，东胜公司与采气二厂签订有采出液委托处理协议（见附件 7），由中石油负责采出液进站后在站内的三相分离及后续处理。

本项目油气集输系统流程见图 3-4。

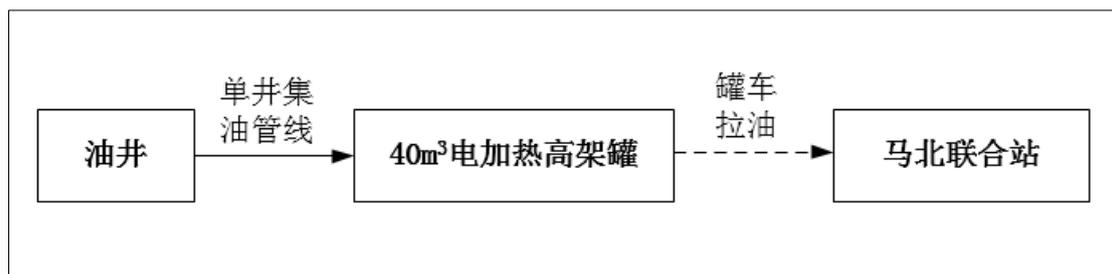


图 3-4 本项目集输流程示意图

3.5.3 辅助工程

3.5.3.1 供配电工程

本项目新建 6 台变压器，其中山古 101 井场新建 1 台 S13-M-80/10 10/0 80kVA 杆上变压器 1 台，其余井场各建设 1 台 S13-M-50/10 10/0 50kVA 杆上变压器，每台变压器配设 1 台 IP55 型户外配电箱。新建电力电缆 7.2km，水泥电线杆 80 根，电源引自附近中石油青海油田马北作业区 10kV 现有绝缘架空线路。

3.5.3.2 自控工程

油井各安装 RTU 控制系统 1 套，共 6 套。RTU 控制系统包括控制箱，多功能电表等，负责采集井口生产数据。

3.5.3.3 通信工程

按照中石化“标准化设计、模块化建设、标准化采购、信息化提升”管理工作的要求，每个井场各建设 1 套视频监控系统对新建井场进行可视化监视，并设计建设工艺参数采集和自控系统，通信系统终端设置于山古 101 井场值班区。

3.5.3.4 道路工程

通井道路大部分可依托周边现有道路，根据项目前期地面测绘工作，本次合计新建 600m 通井道路，用于将山古 101-1、山古 101-2 井场与周边现有道路连接，道路宽 4m，采用路面铺设 0.2m 厚渣石夯实。

3.5.4 公用工程

3.5.4.1 给排水工程

1) 给水

本项目施工期、运营期用水均采用罐车拉运。施工期用水主要是管线试压用水和施工人员生活用水；运营期用水主要是值班人员生活用水。

2) 排水

施工期新建移动环保旱厕，生活污水收集沉淀后用于洒水抑尘；运营期生活污水依托环保旱厕；井场内雨水自然外排。

3.5.4.2 消防工程

本项目主要消防对象为抽油机、高架罐。根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004)，消防可采用移动式灭火方式，配置手提式和推车式移动灭火器材装置即可。本项目每个井场各配置1个手推式灭火器和2个手提式灭火器，共18个。

3.5.4.3 值班区

为满足本项目值班人员工作及生活需求，本项目在山古101井场内新建橇装式简易值班房1处，包含4间值班房及1间环保型旱厕，旱厕下方做好防渗工作。

3.5.5 环保工程

3.5.5.1 废水

1) 施工期

新建管线试压废水收集沉淀后，用于井场洒水降尘；生活污水依托施工场地移动环保旱厕，沉淀后用于井场洒水降尘。

2) 运营期

采出水、井下作业废水依托马北联合站站内污水处理系统处理达标后，用于油田注水开发，不外排；生活污水依托环保旱厕，旱厕下方设置防渗。

3.5.5.2 废气

1) 施工期

施工设备、材料运输和堆放要求做好遮盖，及时清理场地上弃土，采取洒水降尘措施，避免大风天施工。

2) 运营期

加强施工机械的维护，使用合格燃油。

3.5.5.3 固废

1) 施工期

施工废料部分回收利用，剩余废料拉运由施工单位拉运至附近垃圾处理场集

中处理；生活垃圾现场集中收集后由施工单位拉运至附近垃圾处理场集中处理。

2) 运营期

采出液进入中石油马北联合站后，在采出液及采出水处理过程中产生的油泥砂由采气二厂委托有资质单位拉运进行无害化处理；在山古 101 井场设置油泥砂临时贮存设施一座，规格为 2m×1.5m×1m 钢槽，上方加盖尺寸大于敞口的钢制盖板。该区域按照重点防渗区进行管理，临时贮存设施应满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)要求，顶部盖板上以防渗布遮盖，设施下方修建水泥防渗的围堰。满足“防渗漏，防雨淋，防流失”的要求。修井过程中产生的油泥砂暂存于山古 101 井场油泥砂临时贮存设施内，由东胜公司委托有资质单位拉运进行无害化处理；生活垃圾暂存于山古 101 井场垃圾桶内，定期外运至附近垃圾处理场处理。

3.5.5.4 噪声

施工期、运营期选用低噪声设备，加强设备维护保养。

3.5.6 依托工程

本项目涉及工程依托的环节主要包括原油处理、采出水处理、井下作业过程产生的井下作业废水处理、采出液和采出水处理过程以及井下作业过程产生的油泥砂处置等。

本项目运营期采出水、井下作业废水经马北联合站污水处理系统处理达标后回用于油田注水开发，不外排；采出液及采出水处理过程产生的油泥砂由青海油田采气二厂委托有资质单位进行无害化处理，井下作业产生的油泥砂由东胜公司委托有资质单位进行无害化处理。

根据《青海油田马北油气田产能建设项目环境影响报告书》(青环发[2015]149号)，依托工程满足“三同时”要求，满足国家环保要求。结合本项目需求，本项目依托工程可行性分析见表 3-5。



表 3-5 项目依托工程情况

依托内容	依托工程				本项目需求能力	环评及验收情况		依托可行性	
	名称	设计规模	实际处理量	富余能力		环评批复	验收情况		
采出液处理	马北联合站	污水处理系统	140000m ³ /a	95000m ³ /a	45000m ³ /a	最大采出水产生量：9400m ³ /a； 井下作业废水产生量：180m ³ /a；	青环发 [2015]149 号，2015 年3月30 日	青环审 [2017]35 号，2017年 1月26日	可行
		原油处理系统	50000t/a	13000t/a	34000t/a				
危险废物处置	马北联合站污油池、有资质的危废处理单位	暂存与处理	/	/	本项目运营期采出液及采出水处理过程、井下作业过程产生的油泥砂为1.055t/a。马北联合站内采出液及采出水处理过程中产生的油泥砂暂存于站内污油池，由采气二厂委托有资质单位拉运进行无害化处理；修井过程中产生的油泥砂，由东胜公司直接委托有资质单位拉运进行无害化处理				可行

3.6 能源消耗

本项目运营期主要能源为抽油机、电加热高架罐、值班房的电力消耗，详见表 3-6。

表 3-6 能源消耗统计一览表

项目	单位 (10 ⁴ kW·h)
年耗电量	32.38

3.7 施工周期

本项目地面工程建设内容较少，单个井场地面工程施工周期约 5d，施工总周期约 30d。

3.8 工程占地

本项目新铺设管线均位于井场内部，无需征用临时占地。项目在原先探井临时占地的基础上新建 6 座 40m×70m 单井井场（素土夯实，铺设渣石），新建 600m 长、4m 宽通井道路（渣石路），则本项目新增永久占地面积 19200m²。永久占地将改变土地利用性质，对生态环境产生一定的影响。详见表 3-7。

表 3-7 本项目占地统计表

建设项目	永久占地面积 (m ²)
井场	16800
通井道路	2400
合计	19200

3.9 劳动定员

施工期施工队定员 10 人；运营期东胜公司调入 5 名职工负责油井运营期管理工作，采取轮休制度，现场常驻 3 人，值班期间居住在山古 101 井场值班房。

3.10 工程分析

3.10.1 施工期

本项目施工期主要为地面工程建设，包括井场及通井道路建设、各类井场内设施安装及井场内单井集油管线的敷设。

3.10.1.1 井场及通井道路建设

本项目共新建6座40m×70m单井井场，采用素土夯实，铺垫0.1m厚渣石，井场边界采用井界沟形式；通井道路大部分可依托周边现有道路，本次新建600m通井道路，道路宽4m，采用路面铺设0.2m厚渣石夯实。

3.10.1.2 井场设施安装

1) 本项目每口油井井口共安装1套采油井口装置，并配套安装1台CYT12-4.2-73HB游梁式抽油机，包含井口控制柜。安装过程按照“施工准备→基础验收划线→机座安装→设备主体安装→附件安装→电机安装→电控箱安装→紧固螺栓→试运”的顺序完成；

2) 每座井场安装1座40m³电加热高架罐，高架罐放置于下方2m高水泥基础上；

3) 每口油井井口至高架罐新建80m规格为Φ76×4mm的单井集油管线，管线外侧均采用30mm泡沫黄夹克防腐保温，HDPE内衬。根据当地特殊地面条件，管线不采用埋地敷设架空置于已预制好的地面管线支墩上。管线安装应按照“施工准备→布管→组装焊接→探伤→补口→清水试压→防腐检漏”的顺序完成。

管线试压工作流程如下：

(1) 管线清管

管线系统安装完毕后，在投入生产前，必须进行吹扫及试压，清出管线内部的杂物。当吹扫出的气体无铁锈、尘土、石块、水等脏物时为吹扫合格，吹扫合格后应及时封堵。吹扫前需将设备进、出口隔断，将流量计、过滤器、调节阀等设备或仪表拆除。

吹扫压力不超过设备和管线系统设计压力。吹扫时进行间断性吹扫，并以最大量进行，空气流速不得小于20m/s。吹扫过程中，当目测排气无粉尘时，在排出口用白布或涂白色油漆的靶板检查，在5min内，靶板上无铁锈及其他杂物为合格。

(2) 管线试压

管线液体压力试验介质为清洁水，强度试验压力为设计压力的1.5倍。液体压力试验时，必须排净系统内的空气。升压应分级缓慢，达到试验压力后停压2h，然后降至设计压力，进行严密性试验，达到试验压力后停压4h，不降压、无泄漏和无变形为合格。然后缓慢降压进行试压水的排放。

4) 本次在山古101井场新建橇装式简易值班房1处，包含4间值班房及1座环保型旱厕，旱厕下方做防渗处理。

地面工程建设过程中主要产污环节：施工期产生的施工扬尘（G1-1）、施工废气（G1-2）、施工噪声（N1-1）、管线试压废水（W1-1）、施工废料（S1-1）。另外，施工期人员会产生生活污水（W1-2）和生活垃圾（S1-2）。

综上，施工期主要产污环节见表 3-8，施工期主要工艺流程及产污环节见图 3-5。

表 3-8 本项目施工期主要产污环节分析

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
地面工程	施工扬尘（G1-1） 施工废气（G1-2）	管线试压废水（W1-1） 生活污水（W1-2）	施工废料（S1-1） 生活垃圾（S1-2）	施工噪声（N1-1）

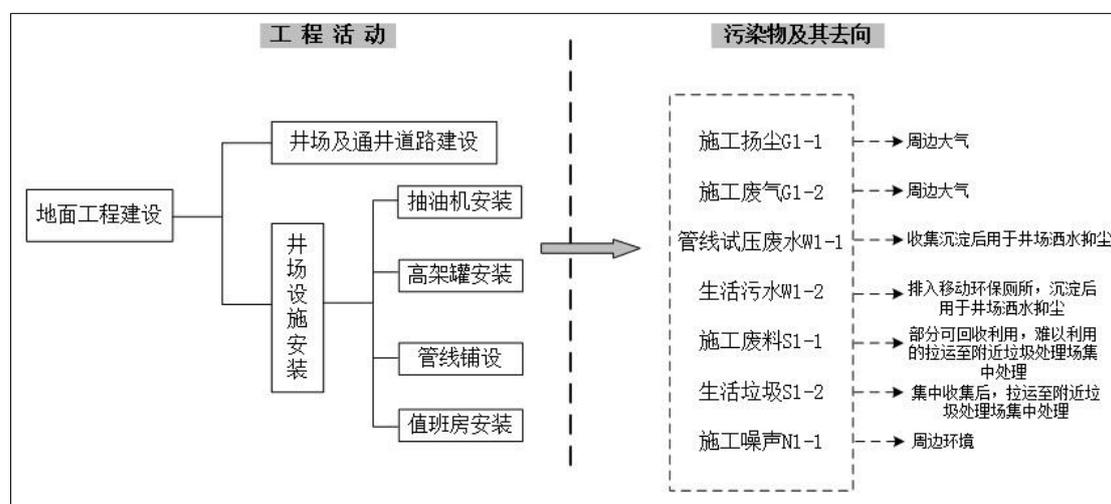


图 3-5 施工期工艺流程及产排污节点

3.10.2 运营期

项目的运营期主要是采油、油气集输、油气水处理等主要流程。另外，还包括采油井的井下作业等辅助流程。

3.10.2.1 采油

本项目采用机械采油，选用 CYT12-4.2-73HB 游梁式抽油机。

3.10.2.2 油气集输、处理

油井采出液通过井口至 40m^3 电加热高架罐之间的单井集油管线密闭输送。定期通过罐车拉运至附近约 15km 的中石油青海油田采气二厂马北联合站，采出液在站内进行三相分离及后续处理，罐车采取浸没式装车，以减轻烃类气体挥发

对大气环境造成的影响。

采出液在马北联合站的处理过程中，分离出的采出水依托站内污水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）推荐指标后，用于油田回注开发，不外排；采出液中分离出的少量油泥砂定期委托有资质单位拉运，进行无害化处理。

3.10.2.3 井下作业

井下作业主要是指对存在问题的井进行作业，基于每口井不同的井下复杂情况，井下作业可分为大修和小修。修井作业常规工艺如：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、打捞等作业，以恢复采油井、采气井、注水井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

井下作业通井机、机泵的运行会产生井下作业噪声；另外井下作业过程中产生井下作业废水，包括修井、洗井废水，其中主要污染物含有SS、COD、石油类等。井下作业过程中，严格按照要求，带罐作业，产生的废水全部进入施工现场污水罐，并拉运至马北联合站，依托站内污水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）推荐指标后，用于油田回注开发，不外排；另外在井下作业过程中，会产生少量油泥砂，本项目井下作业现场采取船型围堰施工，油泥砂不会落到地面。将油泥砂回收到山古101井场内油泥砂暂存设施中，及时委托有资质单位拉运，进行无害化处理。

3.10.2.4 职工生活

本项目劳动定员5人，常驻现场值班人员3人，均居住于山古101井场内值班房，工作制度采取轮休制，休班人员休班期间返回附近柴旦镇，不居住在现场。井场内设置环保型旱厕1处，旱厕下方设置防渗。生活污水收集沉淀后，可用于井场周边洒水抑尘。值班房外设置垃圾桶，生活垃圾全部收集入垃圾桶中，定期外运至周边垃圾处理场集中处理。

3.10.2.5 事故状态

本项目存在单井集油管线泄漏及高架罐泄漏的风险，泄漏事故发生时，将立即关闭阀门、关停油井，对泄漏管线、设备进行堵漏、修复或更换。事故处理结束后，及时收集土壤中落地的含油采出液，按照油泥砂委托有资质单位处理。

本项目运营期的主要产污环节包括：采油井场无组织挥发烃类废气(G2-1)、

抽油机运转产生的采油噪声 (N2-1)、井下作业过程中施工机械产生的井下作业噪声 (N2-2)、采出液处理过程中分离出的采出水 (W2-1)、井下作业过程中产生的井下作业废水 (W2-2)、在采出液及采出水处理过程中会产生油泥砂 (S2-1)、井下作业产生的油泥砂 (S2-2), 另包含值班人员生活污水 (W2-3)、生活垃圾 (S2-3)。泄漏事故发生时, 采出液落到地面土壤中, 将产生少量油泥砂 (S2-4)。

综上, 运营期主要产污环节见表 3-9, 主要工艺流程及产污环节见图 3-6。

表 3-9 本项目运营期主要产污环节分析

阶段	工程内容	污染物			
		废气	废水	固体废物	噪声
运营期	采油	无组织挥发烃类 废气 (G2-1)	---	---	采油噪声 (N2-1)
	油气集输	无组织挥发烃类 废气 (G2-1)	采出水 (W2-1)	油泥砂 (S2-1)	---
	井下作业	---	井下作业废水 (W2-2)	油泥砂 (S2-2)	井下作业噪声 (N2-2)
	职工生活	---	生活污水 (W2-3)	生活垃圾 (S2-3)	---
	事故状态	---	---	油泥砂 (S2-4)	---

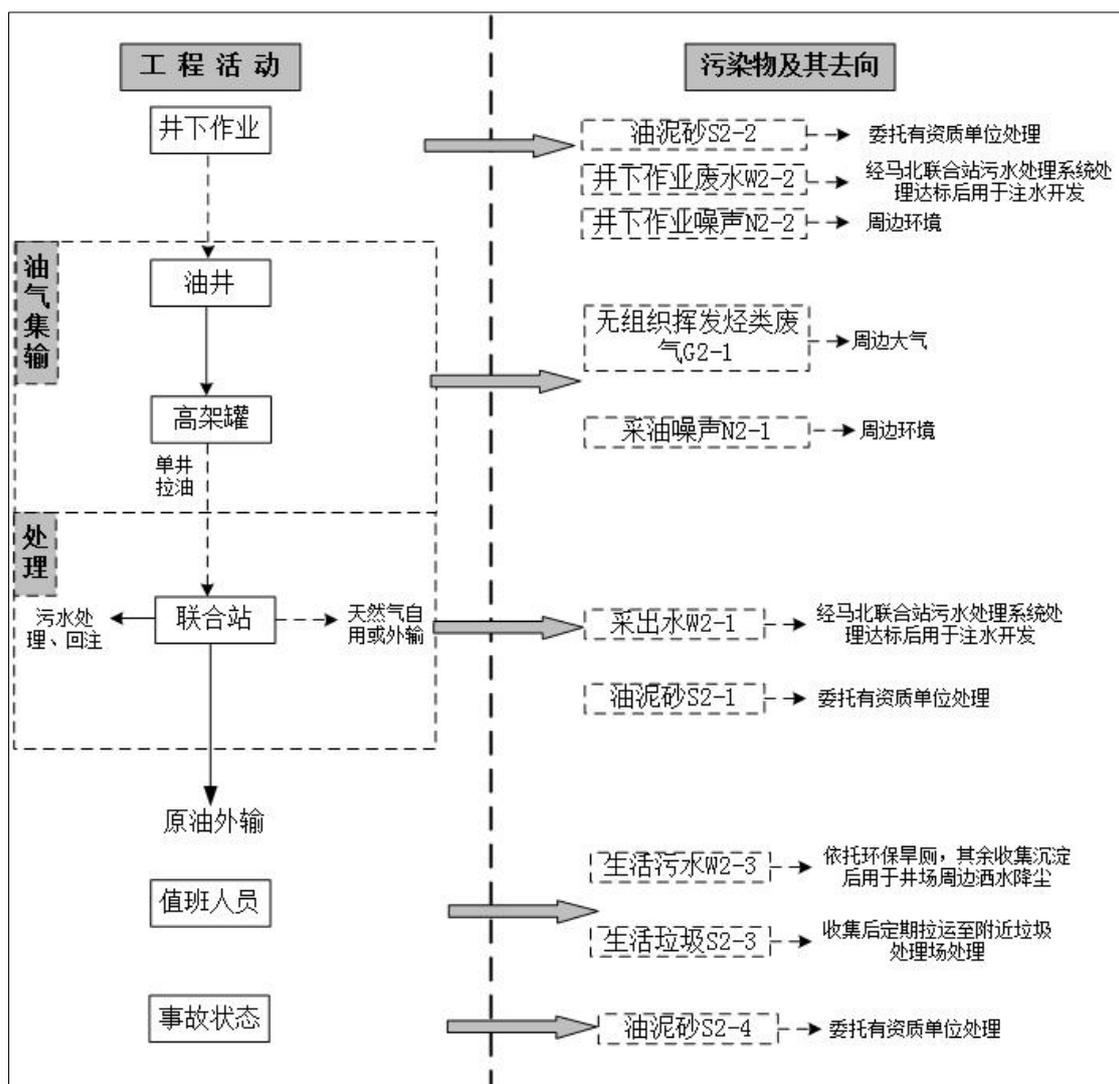


图 3-6 运营期工艺流程及产排污节点

3.10.3 闭井期

运营期结束后进入闭井期，闭井期主要是把井场设备拆除、井口封存、清理井场等过程，由于施工时间较短，施工人员无需驻场。闭井期产污环节见表 3-10，主要工艺流程及产污环节见图 3-7。

表 3-10 本项目闭井期主要产污环节一览表

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
设备拆除、封井	施工扬尘 (G3-1) 施工废气 (G3-2)	清管废水 (W3-1)	废弃设备及建筑垃圾 (S3-1) 油泥砂 (S3-2)	施工噪声 (N3-1)
井场恢复地貌	施工扬尘 (G3-1) 施工废气 (G3-2)	—	—	施工噪声 (N3-1)

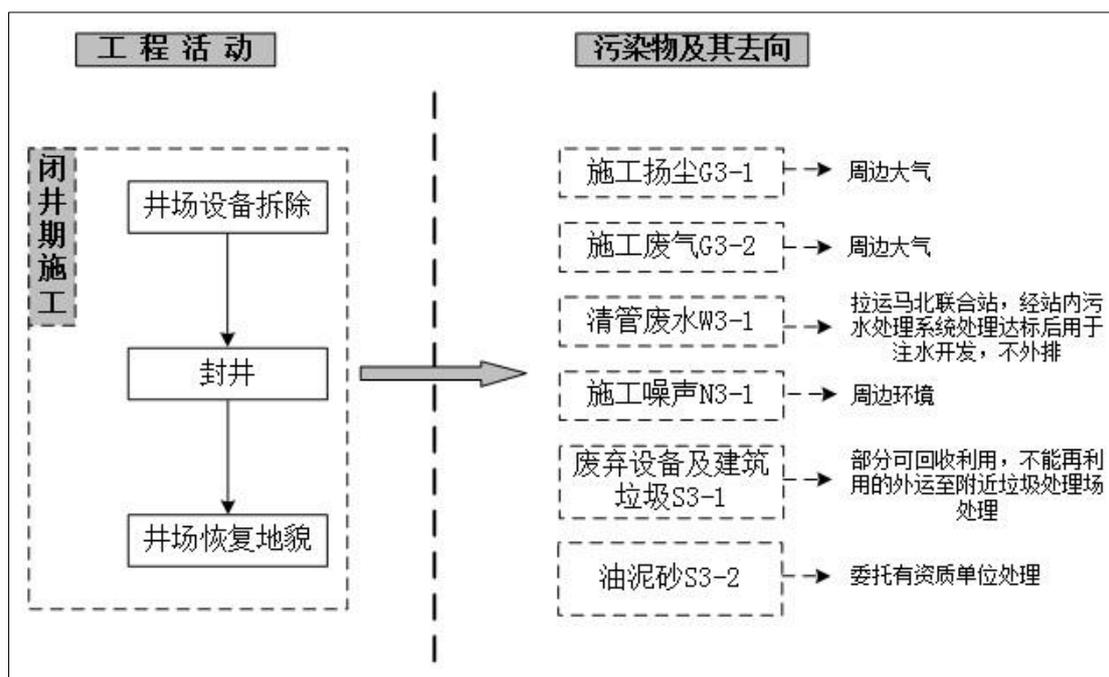


图 3-7 项目闭井期主要产污环节

3.11 主要污染物排放及治理措施

3.11.1 施工期污染物排放情况

3.11.1.1 废气

本项目施工期大气污染物主要为施工扬尘（G1-1）、施工废气（G1-2）。

本项目井场及通井道路建设、车辆运输过程等均会产生少量施工扬尘。工程建设产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响因素最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

车辆运输产生扬尘的扬尘量、粒径大小等与多种因素（如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等）相关。其中风速、风向等直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧，如果采用控制施工区域、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施，可有效减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

2) 施工废气（G1-2）

本项目施工废气主要是施工车辆与机械运转产生的尾气排放，其主要污染物为 NO_x 、 C_mH_n 、CO等，另外还包含少量管线焊接产生的焊接烟尘。施工废气的排量小且施工现场均在野外，有利于废气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动

性。施工中要求施工单位选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护，焊接作业时使用低尘焊条，可最大限度地降低施工废气在施工过程中对周围空气环境的不利影响。

3.11.1.2 废水

本项目施工期水污染物主要为管线试压废水（W1-1）和生活污水（W1-2）。

1) 管线试压废水（W1-1）

管线采用清洁水分段试压方式，本项目新建 $\phi 76 \times 4\text{mm}$ 单井集油管线合计480m，经核算，新建管线试压废水产生量约为 1.74m^3 ，管线试压废水中主要污染物为悬浮物，收集后可用于施工现场洒水抑尘。

2) 生活污水（W1-2）

项目施工期间生活污水主要来自地面工程建设施工过程的施工人员。施工期按照10人计，一般生活用水量约 $35\text{L}/(\text{人} \cdot \text{d})$ ，生活污水产生量为用水量的80%，本项目施工期30d，则生活污水产生量为 8.4m^3 。

本项目施工现场设置移动环保旱厕，生活污水沉淀后可用于施工场地洒水抑尘。

3.11.1.3 固体废物

本项目施工期主要固体废物主要包括施工废料（S1-1）、生活垃圾（S1-2）。

1) 施工废料（S1-1）

施工废料主要为井场建设产生的少量多余土方，管线焊接及防腐等所产生的废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料等，均为一般固废。

多余土方均可用于井场平整。根据以往施工经验，管线施工中施工废料产生量约为 $20\text{kg}/(\text{km} \text{ 管线})$ ，本项目新建单井集油管线共计0.48km。因此，施工废料产生量为 0.0096t ，暂存于施工场地垃圾桶内。施工废料尽可能回收利用，不能利用的由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理。

2) 生活垃圾（S1-2）

施工期生活垃圾主要由从事地面工程建设等工作的施工人员产生。施工人员生活垃圾产生量按 $0.5\text{kg}/(\text{人} \cdot \text{d})$ 计算，本项目施工总周期约为30d，施工人员10人，则施工期生活垃圾产生量为 0.150t 。所产生生活垃圾暂存于施工场地临时垃圾桶内，施工结束后由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理。

3.11.1.4 噪声

施工噪声主要是施工机械运转噪声。场地的平整、设备的运输等施工过程中，因使用各种机械工具和车辆而产生噪声污染，具有间断性和暂时性。施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有推土机、吊管机等。由于施工时间较短，且均在野外，施工产生的噪声只对局部环境造成短时影响。

类比同类工程施工机械的噪声源强，确定本项目施工机械的噪声源强见表3-11。

表 3-11 本项目施工期噪声统计表

序号	噪声源	噪声强度 (dB (A))
1	吊管机	80
2	推土机	90

3.11.1.5 生态

本项目新增永久占地面积 19200m²，包括新建井场以及通井道路占地。主要施工活动均可在永久占地的井场内完成，无需新增临时占地。本项目所在区域以沙地、裸土地为主，地面建设、新建道路等过程，会对区域内土层造成扰动，改变了原有土地利用性质。由于本项目施工范围基本均可控制在井场范围内完成，探井施工时已破坏了施工区域内少量原生植被，已改变了原有地貌，故本项目的实施在建设范围对生态环境造成的影响较小。

3.11.2 运营期污染物排放情况

3.11.2.1 废气

本项目运营期间产生的大气污染物主要为井场无组织挥发烃类废气(G2-1)。

本项目井场无组织挥发主要为井口、拉油过程无组织挥发烃类废气，主要源于采出液中所含伴生气的无组织挥发，即挥发性有机物(VOCs)。根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)，在表征挥发性有机物总体排放情况时，可根据行业特征和环境管理要求，采用总挥发性有机物(TVOC)、非甲烷总烃(NMHC)作为污染物控制项目。根据石油开采类项目特征，本项目采用非甲烷总烃来表征挥发性有机物。通过油井井口加强密封、浸没式装车可极大地减少烃类挥发量。参考周边青海油田运行数据及类比国内其他油田的运行数据，同时咨询了行业专家，油气集输系统损耗率一般可控制在5%以下。无组织挥发烃类废气量计算公式如下：

$$G_{\text{轻烃损耗}} = M \times \lambda \times \rho \times \eta \times \beta$$

式中： $G_{\text{轻烃损耗}}$ ——油井轻烃（油气）损耗量，kg/a；

M ——油井产油能力，t/a；

λ ——气油比， m^3/t ；

ρ ——挥发轻烃的密度， kg/m^3 ；

η ——油气集输系统损耗率，取5%；

β ——井场挥发轻烃占油气总损耗的百分比（拉油取80%，井口取20%，

即按100%挥发计算）。

无组织挥发烃类废气中非甲烷总烃量计算公式如下：

$$G_{\text{非甲烷总烃损耗}} = G_{\text{轻烃损耗}} \times \alpha$$

式中： α ——伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量。

详见表3-12。

表3-12 本项目无组织挥发烃类废气排放量统计表

项目	马海东油田6口油井
油井最大产油能力 (t/a)	12600
气油比 (m^3/t)	2.3
井口伴生气密度 (kg/m^3)	1.248
非甲烷总烃的质量百分比含量 (%)	1.97
井口轻烃挥发量 (t/a)	0.1808
井口非甲烷总烃挥发量 (t/a)	0.0035

综上，本项目油井的井口无组织挥发烃类废气（挥发性有机物）总量为0.1808t/a，其中非甲烷总烃为0.0035t/a。

3.11.2.2 废水

本项目运营期产生的废水主要包括采出水（W2-1）、井下作业废水（W2-2）、生活污水（S2-3）。

1) 采出水（W2-1）

依据本项目8年开发指标预测表，采出水最大产生量出现在开发第6~7年，均为 $0.94 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为石油类及悬浮物。采出水依托马北联合站站内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/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。

2) 井下作业废水（W2-2）

根据以往生产运行经验，每次修井产生的废液量约 30m^3 ，按每年单井修井1

次计算，本项目井下作业废水产生量为 $180\text{m}^3/\text{a}$ ，其中主要污染物含有悬浮物、COD、石油类等。井下作业过程中，严格按照要求，带罐作业，拉运至马北联合站，经站内污水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。

3) 生活污水 (W2-3)

本项目劳动定员 5 人，山古 101 井场现场值班采取轮班制，当班人员 3 人。

日常生活用水采用罐车拉运，生活用水量配额为 $35\text{L}/(\text{人}\cdot\text{d})$ ，生活污水产生量为用水量的 80%，值班天数为 365d。故生活污水产生量为 $30.66\text{m}^3/\text{a}$ 。井场内设置环保型旱厕 1 处，旱厕下方设置防渗。

本项目运营期废水、污染物及治理措施信息见表 3-13。

表 3-13 废水类别、污染物及治理措施信息表

废水类别	污染物种类	排放去向	排放规律	污染治理设施			排放口编号	排放口设置是否符合要求	排放口类型
				污染治理设施编号	污染治理设施名称	污染治理设施工艺			
采出水	石油类、悬浮物	其他(处理达标后回注)	/	/	马北联合站污水处理系统	沉淀、除菌、除杂、除油工艺	/	<input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否	<input type="checkbox"/> 企业排口 <input type="checkbox"/> 雨水排放 <input type="checkbox"/> 清净下水排放 <input type="checkbox"/> 温排水排放 <input type="checkbox"/> 车间或车间处理设施排放口
井下作业废水	悬浮物、COD、石油类	其他(处理达标后回注)	/	/	马北联合站污水处理系统	沉淀、除菌、除杂、除油工艺	/	<input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否	<input type="checkbox"/> 企业排口 <input type="checkbox"/> 雨水排放 <input type="checkbox"/> 清净下水排放 <input type="checkbox"/> 温排水排放 <input type="checkbox"/> 车间或车间处理设施排放口

3.11.2.3 固体废物

1) 油泥砂 (S2-1、S2-2)

本项目在采出液及采出水处理过程以及井下作业过程中均会产生油泥砂。根据周边油田开发经验，本项目油泥砂产生量按每 $1.0\times 10^4\text{t}$ 采出液产生油泥砂量

为 0.5t，本项目最大产液量为 2.11×10^4 t/a，则本项目油泥砂的产生量为 1.055t/a。

本项目油泥砂属于危险废物（HW08/071-001-08），马北联合站内采出液及采出水处理过程中产生的油泥砂由采气二厂委托有资质单位拉运进行无害化处理；修井过程中产生的油泥砂暂存于山古 101 井场油泥砂临时贮存设施内，由东胜公司委托有资质单位拉运进行无害化处理。

本项目运营期危险废物汇总情况见表 3-14。

表 3-14 本项目运营期危险废物汇总表

危险废物名称	油泥砂
危险废物类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物
危险废物代码	071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚
产生量	1.055t/a
产生工序及装置	井下作业现场、采出液及采出水处理过程中
形态	固体
主要成分	砂石、矿物油
有害成分	矿物油
产废周期	每次井下作业、采出液及采油污水处理过程产生，无明显周期性
危险特性	T, I
污染防治措施	马北联合站内采出液及采出水处理过程中产生的油泥砂暂存于马北联合站污油池内，由采气二厂委托有资质单位拉运进行无害化处理；修井过程中产生的油泥砂暂存于山古 101 井场油泥砂临时贮存设施内，由东胜公司委托有资质单位拉运进行无害化处理

2) 生活垃圾 (S2-3)

运营期生活垃圾主要由现场值班人员产生。值班人员生活垃圾产生量按 0.5kg/(人·d) 计算，现场常驻 3 人，年工作时间 365d，则运营期生活垃圾产生量为 0.5475t/a。所产生活垃圾暂存于值班房外垃圾桶内，定期清运至附近垃圾处理场处理。

3) 事故状态下产生的油泥砂 (S2-4)

油井运行过程中，本项目单井集油管线、高架罐可能会由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，对周边土壤造成一定程度的污染，但该类事故发生概率极低。泄漏事故发生时，将立即关闭阀门，及时对泄漏处进行维修，收集土壤中落地的含油采出液，按照油泥砂委托有资质单位处理。

3.11.2.4 噪声

项目运营期主要噪声源统计情况见表 3-15。

表 3-15 项目运营期噪声源统计表

序号	生产运行项目	设备名称	声压级 (dB (A))	防治措施	降噪后 (dB (A))
1	采油噪声 N2-1	抽油机	65	/	65
2	井下作业噪声 N2-2	通井机	80	/	80
3		机泵	100	/	100

3.11.2.5 生态

项目生产运营期对生态环境的影响较小，正常工况下油井采出液密闭输送至高架罐，采取浸没式装车拉运至联合站，过程中采出液不会泄漏至地面。井下作业采取船型围堰施工和带罐作业，产生的少量油泥砂均可收集在围堰中，不会产生落地油。井下作业废水均收集至罐中，不会泄漏至地面。运营期对周边生态环境的影响主要发生在管线泄漏和高架罐泄漏事故状态下，拟采取以下生态保护及补偿措施：

1) 本项目事故状态下采出液泄漏将对生态环境造成一定的影响，影响主要集中在井场内，为采出液渗入土壤导致污染。因此须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故应及时采取相应的补救措施，尽量减少影响和损失。

2) 泄漏事故发生后，应立即采取措施，对现场污染物进行收集、治理，避免对土壤造成进一步影响。

3) 对各种设备、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡检，消除事故隐患。

3.11.3 闭井期污染物排放情况

3.11.3.1 废气

闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理恢复等过程中，将有少量施工扬尘和施工废气产生，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO₂、C_mH_n等。由于施工周期较短且废气污染源具有间歇性和流动性，产生的废气量较小，且施工现场均在野外，有利于扩散，对局部地区的环境影响较轻。

3.11.3.2 废水

闭井期对废弃管线应进行清洗，产生的少量清管废水收集后拉运至马北联合站，依托马北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/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开发,不外排。

3.11.3.3 固废

1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备及建筑垃圾,主要包括废弃管线、废弃抽油机、废气高架罐、建筑垃圾等。应集中清理收集,不能回收再利用的外运至附近垃圾处理场处理;

2) 地面设施拆除、井场清理等工作过程中会产生少量油泥砂,均应统一收集后委托有资质单位拉运进行无害化处理。

3.11.3.4 噪声

油井进入闭井期时,噪声主要源自井场设备拆卸过程。

3.11.4 污染物排放情况汇总

项目施工期和运营期的各种污染物排放情况见表 3-16。

表 3-16 本项目施工期、运营期、闭井期污染物排放情况汇总表

项目	阶段	污染源	主要污染工序	主要污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工期	施工扬尘 (G1-1)	井场、道路建设, 车辆运输	扬尘	少量	—	少量	控制施工区域、场地定期洒水抑尘, 或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖
		施工废气 (G1-2)	施工机械、车辆、管线焊接	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	少量	—	少量	选用专业作业车辆及设备, 使用品质较好的燃油, 加强设备和运输车辆的检修和维护, 焊接作业时使用低尘焊条
	运营期	无组织挥发烃类废气 (G2-1)	采油井口、拉油过程	挥发性有机物	0.1808t/a	0	0.1808t/a	井口加强密封, 采用浸没式装车
				非甲烷总烃	0.0035t/a	0	0.0035t/a	
	闭井期	施工扬尘 (G3-1)	地面设施拆除、井场清理	扬尘	少量	—	少量	控制施工区域、场地定期洒水抑尘, 或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖
施工废气 (G3-2)		施工机械、车辆	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	少量	—	少量	选用专业作业车辆及设备, 使用品质较好的燃油, 加强设备和运输车辆的检修和维护	
废水	施工期	管线试压废水 (W1-1)	管线试压	悬浮物	1.74m ³	0	1.74m ³	收集后可用于施工现场洒水抑尘
		生活污水 (W1-2)	施工人员生活	悬浮物、COD、氨氮	8.4m ³	0	8.4m ³	施工现场设置移动环保旱厕, 生活污水沉淀后可用于施工场地洒水抑尘
	运营期	采出水 (W2-1)	油气处理	石油类、悬浮物	0.94×10 ⁴ m ³ /a	0.94×10 ⁴ m ³ /a	0	依托马北联合站污水处理系统处理, 处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开发, 不外排
		井下作业废水 (W2-2)	井下作业	悬浮物、COD、石油类	180m ³ /a	180m ³ /a	0	
		生活污水 (W2-3)	值班人员生活	悬浮物、COD、氨氮	30.66m ³	0	30.66m ³	井场设置防渗环保型旱厕, 生活污水收集沉淀后, 可用于井场周边洒水抑尘

项目	阶段	污染源	主要污染工序	主要污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向
	闭井期	清管废水 (W3-1)	废弃管线清管	石油类、悬浮物	少量	少量	0	收集后拉运至马北联合站，依托马北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/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排
固体废物	施工期	施工废料 (S1-1)	施工建设过程， 管线防腐、焊接	废焊条、废防腐材料	0.0096t	0.0096t	0	尽可能回收利用，不能利用的由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理
		生活垃圾 (S1-2)	施工人员生活	生活垃圾	0.150t	0.150t	0	暂存于施工场地临时垃圾桶内，施工结束后由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理
	运营期	油泥砂 (S2-1、S2-2)	采出液及采出水处理、井下作业	石油类	1.055t/a	1.055t/a	0	马北联合站内采出液及采出水处理过程中产生的油泥砂暂存于站内污油池中，由采气二厂委托有资质单位拉运进行无害化处理；修井过程中产生的油泥砂暂存于山古101井场油泥砂临时贮存设施内，由东胜公司委托有资质单位拉运进行无害化处理
		生活垃圾 (S2-3)	值班人员生活	生活垃圾	0.5475t/a	0.5475t/a	0	暂存于垃圾桶内，定期拉运至附近垃圾处理场处理
		油泥砂 (S2-4)	泄漏事故状态下	石油类	---	---	0	委托有资质单位拉运进行无害化处理
	闭井期	废弃设备及建筑垃圾 (S3-1)	设备拆除、井场恢复	废弃设备、管线、建筑垃圾	---	---	0	应集中清理收集，不能回收再利用的外运至附近垃圾处理场处理
油泥砂 (S3-2)		地面设施拆除、井场清理	石油类	---	---	0	委托有资质单位拉运进行无害化处理	

3.12 清洁生产与循环经济分析

对于石油开发行业来说,对地下开采出的原油组成、性质均取决于地质因素,非企业本身所能控制,且石油开发工艺已非常成熟,所以从改变原料与工艺方面防治污染,其难度较大。目前国内外石油开发行业在清洁生产方面更强调压缩排污和循环回用,即尽可能使产生的污染物得到再生和循环,从技术上减少污染物外排量。

本项目的清洁生产分析主要从清洁生产工艺和设备、清洁生产措施、清洁生产总体评价和循环经济等方面进行分析。

3.12.1 清洁生产的工艺和设备

1) 本项目依托了附近现有原油集输站场污水处理设施,利用其剩余处理能力,减少新增站场的建设;

2) 井场高架罐采用电加热代替燃气加热,减少了燃烧天然气产生的废气污染物的排放;

3) 单井集油管线外侧均采用 30mm 泡沫黄夹克防腐保温,HDPE 内衬防腐供水管道,能够有效降低管线腐蚀速率,减少穿孔等事故的发生。

3.12.2 清洁生产措施

本项目采取的清洁生产措施如下:

1) 采出液装车过程采用浸没式装车;

2) 本项目采出水、井下作业废水处理达标后全部回注地层,用于油田注水开发,不外排;

3) 油泥砂全部委托有资质单位拉运进行无害化处理。

3.12.3 清洁生产总体评价

本项目对污染物的处理方式合理,回收设施完善,在污染物排放量控制及废水循环利用等方面也达到了较高水平,在清洁生产设施的选用上也减少了资源、能源的消耗,削减了污染物的产生量,将清洁生产的思想贯穿于生产的全过程,符合清洁生产要求,为油田持续、稳定、清洁开发打下了坚实的基础。

3.12.4 清洁生产建议

1) 在满足生产需要的前提下,要尽量控制耗电量;

2) 定期检查和维修各类管线、容器等可能发生泄漏的部位, 减少或杜绝泄漏事故的发生。定期检查生产设施, 保证其处于正常运行和使用状态。严格岗位责任制, 定期对员工进行环境保护意识教育;

3) 严格管理, 确保各项环保措施的落实。如对井下作业队伍废水回收装置的使用情况, 井场油泥砂回收、处置情况进行检查;

4) 井下作业施工要严格占地标准, 尽量减少占地, 减少对土壤和植被的破坏;

5) 油田进入开发后期后, 应采取如下环保措施:

(1) 加强管理, 增加设施巡视次数, 及时发现并处理管线、高架罐破裂、穿孔等事故, 将油气泄漏量降至最低并及时回收污染物;

(2) 对废弃油井要做好安全封井工作, 井眼要内外封堵, 同时要保证固井、封井措施的有效可行, 防止油水串层。

3.12.5 循环经济分析

循环经济模式倡导环境和谐发展的经济模式, 以实现资源使用的减量化、产品的反复使用和废弃物的资源化, 其主要特征为低投入、高利用和低排放。

石油天然气是不可再生资源, 在油田开发过程中要以资源为基础, 通过产业创新、制度创新和技术创新, 提高资源的开发效率和资源的利用率, 减少其他资源的消耗, 拉长产业链条, 使废料和余能多次回收复用, 物质合理循环, 价值逐级增值, 形成互为资源、协同高效发展的发展模式。

本项目开发建设在采油、集输等各生产环节, 都非常重视“清洁生产”、“循环经济”理念的落实。项目在生产过程中采用电加热高架罐代替了燃气加热, 同时充分利用马北联合站污水处理设施余量对采出水、井下作业废水处理用于回注开发, 做到了资源的回收利用, 减少了新鲜水的消耗。

综上所述, 项目整体耗能较低, 使用了清洁能源。采用的集输工艺较为环保, 污染物排放控制在较低水平, 各种资源和废物综合利用措施有效, 符合循环经济减量化、再利用和资源化的原则。

3.13 污染物排放总量控制分析

根据《青海省建设项目主要污染物总量指标审核管理暂行办法》(2016年11月1日)中的通知, 并结合青海省生态环境主管部门要求, 青海省“十三五”期间对化学需氧量、氨氮、 SO_2 和 NO_x 4种污染物实行总量控制, 本项目运营期采出水、井下作业废水均不外排, 高架罐采取电加热, 无 SO_2 和 NO_x 产生。故本项目不

涉及总量控制指标。

4 区域环境概况

4.1 地理位置

本项目位于青海省海西州大柴旦行委。大柴旦行委地域辽阔，位于青海省西北部，地处柴达木盆地北缘，为海西蒙古族藏族自治州辖区。东部自科克希里山脉的羊肠子沟山顶与德令哈相连；南部自达布逊湖北堤至西台吉乃尔湖与格尔木市接壤；东南部自埃姆尼克山西段至达布逊湖北堤与都兰县相接；西部自当金山口经赛什腾山中部，西台吉乃尔湖西岸与冷湖镇分界；北部自当金山口经党河南山西段与甘肃省阿克赛哈萨克族自治县和肃北蒙古族自治县毗邻。大柴旦镇东西最大直线距离 250km，南北最大直线距离 210km，总面积为 $2.10 \times 10^4 \text{km}^2$ 。

本项目建设地点位于青海省海西蒙古族藏族自治州大柴旦行委马北作业区东侧。区域构造位于马海凸起东北缘，东部紧邻绿梁山，东北部接鱼卡生油凹陷，北以马仙断裂与赛什腾生油凹陷相隔，西接中石油马北作业区。

4.2 地质

本项目开发区域位于柴达木盆地北缘，柴北缘鱼卡红山凹陷二级构造单元内，区内地势西高东低，北侧为丘陵地带，东北侧为绿梁山，为一呈北西向展布的狭长盆地。

区内断层北西西向，为逆性，断层带较宽，断层面较陡，靠近断层处的岩层产状一般陡立。从地表构造来看，该地区由于断裂发育，很少发育较大或完整的褶皱构造，多为一些残破而且规模不大的褶皱，但普遍走向明显，轴迹走向多为北西—北北西向。构造样式多以断夹块、断—褶型式出现。总之，区域构造线走向一般为北西—北西西向，少数北东向，构造面多朝向北东并显压性或压扭性，这符合柴北缘—南祁连地区北西向线性构造的特征。

4.3 地形地貌

马海东油田位于柴达木盆地北缘，马海盆地东部山前地带，总体地势北高南低，开发区域海拔 2921m~3351m。依据地貌形态和成因，可分为侵蚀剥蚀低中山区、丘陵区 and 山前倾斜平原区等三种地貌类型。

4.3.1 侵蚀剥蚀低中山区

分布于本项目开发区域东北侧绿梁山一带，海拔 3225~3446m，相对高差 221m。山坡面陡峻，坡度 $50^\circ \sim 65^\circ$ ，植被稀少，岩体裸露，山顶尖锐。主要由

前震旦系深变质岩、加里东期及燕山期侵入岩组成。第四纪以来，构造上升迅速，古代冰川刨蚀、现代寒冻风化及水流侵蚀都很强烈，因此冰斗、槽谷、角峰、多年冻土、泥石流等也比较发育，植被不发育。

坡面树枝状冲沟发育，沟底纵坡80%~340%左右，多为“V”型谷，坡脚处多形成长30m~40m，宽20m左右坡积扇，构成山体的岩性为片麻岩及绿泥石片岩。

4.3.2 风蚀岛状丘陵区

分布于本项目开发区域北侧，由于强烈的西北风吹蚀作用，多形成北西向展布的风蚀梁槽地形，构成岛状残丘地貌形态，海拔3000m~3500m，相对高差小于200m。岩性组成低山区基本一致，主要由新近系泥岩、砾岩、砂岩构成，近东西向展布，与区域构造线大体一致，一般呈梁状、陇岗状、馒头状，顶部平坦或浑圆，山坡坡度20°~30°，局部尚保留有上更新世早期冰水堆积含泥砂卵石层，属第三级夷平面；谷坡因片状及现状暂时性流水侵蚀切割而支离破碎。坡面上发育冲沟，冲沟短小而开阔，多呈宽谷。

4.3.3 山前倾斜平原区

分布于本项目开发区域广大区域内，海拔高程2931~3200m，近山前部位由一系列洪积扇裙组合而成，地形平坦、开阔，由山麓向前缘倾斜，自然坡度12%左右，局部由于受季节性水流冲蚀形成深1m~2m冲沟，表部多为风成沙覆盖，植被稀疏。岩性水平方向分带性明显，后缘至前缘沉积物岩性由卵、砾石—砾石、中粗砂—细粉砂逐渐过渡。

4.4 气候气象

本项目开发区域位于柴达木盆地北缘，所在地气候干燥寒冷、少雨多风，属内陆高原荒漠气候。冬季漫长、夏季短促，日温差变化大。据大柴旦气象站常年观测资料显示，项目区域年平均气温为2.4℃，1月份气温最低，最低气温可达-34.20℃，11月至次年3月为冰冻期，最高气温在8月份，最高可达33.0℃。年均降水量85.38mm，多集中在5月~9月，占全年降水量的86.2%。该区域风季为2月~5月，多为西北风，最大风力8~9级，风季中常有沙尘暴出现。

4.5 水文及水文地质

1) 地表水

鱼卡河是本项目区域周边唯一的常年性大河，属柴达木盆地内陆水系，地处高原。发源于达肯大坂北坡和土尔根大坂山南坡，鱼卡河上游呈树枝状水系，在切穿开发区域东北部达肯大坂山后，自东向西流经开发区域北侧，经绿梁山西翼峡谷流进马海盆地，最终注入德宗马海湖，主沟道全长约为175km，入湖口海拔2741m，平均比降14.9%，流域面积2320km²。主要由高山区冰雪融水和地下水补给，流量动态不仅受季节性变化控制，也明显受日温度变化影响。

2) 地下水

(1) 开发区域周边地下水的赋存与分布规律

本项目开发区域位于柴达木盆地北缘，北部、南部为高山、残山，中部为断陷盆地平原、丘陵，地势较为平坦。按含水层性质划分：平原区属第四系松散堆积层孔隙水，其中马海盆地内山前戈壁带主要为冰水堆积及洪积含泥砂卵石层（Q₂₋₃）潜水，细土带主要为冰水湖积砂砾石层（Q₃）承压自流水，盐沼带主要为湖积粉细砂层（Q₃）自流水；鱼卡河—噶喇河上、中游山间平原主要有戈壁带冰水堆积含泥砂卵石层（Q₃）潜水和河谷冲积砂卵石层（Q₃）潜水。在山区，高山区以多年冻结层上水为主，中低山区以基岩风化构造裂隙水为主，丘陵区以中新生界层间裂隙孔隙水为主。

在山区，大气降水和冰雪融水是多年冻结层上及基岩裂隙水的直接补给来源。干旱少雨的平原区第四系孔隙水，其补给来源，主要的并不是山区地下水从地下径流补给的，而是依靠出山河渗流入补给。这不仅是由于平原与老山接触地带的地质、构造是否有利山区地下水从地下直接流入平原，同时也取决于山区地下水的埋藏、补给、径流、排泄等水文地质特点。

平原区第四系孔隙水与河水的密切联系，这在水质和水量方面有所反映。水质方面，区内山前平原第四系孔隙水的矿化度，比山区基岩裂隙水矿化度要低。在水量方面，在河流水量较大和靠近河流地带，地下水单井涌水量较大，如鱼卡河沿岸；反之则涌水量较小，如噶喇河和脑儿河上、中、下游山前平原。根据马海盆地地下水均衡分析，鱼卡河、噶喇河及羊水河地表水渗流量为 $9877 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，沿河床潜流量为 $2681 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，二者合计为 $12558 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，约占马海盆地内地下水总补给量的88.4%。

马海盆地和其他山间平原，均为巨厚的卵石充填，周围存在隔水的中新生界或阻水的基岩边界，进入这些地区的河流，在上游山前地带，表现为大量渗漏，甚至消失；至下游接近山体或峡谷地段，因山体阻隔，地下水则以泉的形式回归河流。这种地表水—地下水—地表水的转化，在鱼卡河，噶喇河及脑儿河的上游至下游都至少两次，如鱼卡河流行至达肯大坂与绿梁山山间平原时，上段出山后，

河水渗漏量为 $1.9\text{m}^3/\text{s}$ ，下段接近绿梁山峡谷处，地下水泄出量达 $2.2\text{m}^3/\text{s}$ ，表明有部分河床潜流及附近地下水径流补给量，可见，在内陆干旱区，这些地段对地下水的赋存十分有利，作为天然地下水水库，对河流具有重要的调节作用；第二，在山间平原下游，因山体阻水，沿河谷往往形成地下水相对富集和埋深较浅的有利开采地段。

(2) 地下水类型

① 第四系松散岩类孔隙水

第四系松散岩类孔隙水主要分布于盆地冲积扇群地带，分布面积较广，富水性相差悬殊。在河流中上游及河床地带，含水层岩性以第四系灰黄色砂砾石层及冰水卵砾石，泥砂质卵石为主，最大厚度超过 200m ，富水地段单井涌水量大于 $1000\text{m}^3/\text{d}$ 。在离河流较远的山间洼地，含水层分布面积小，第四系厚度变化较大，一般在 $0.2\sim 20\text{m}$ 之间，水位埋藏深，单井涌水量小于 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，矿化度小于 $0.5\text{g}/\text{L}$ ，水化学类型为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Cl}-\text{Mg} \cdot \text{Ca}$ ，水质较好。

② 碎屑岩类裂隙孔隙水

碎屑岩类裂隙孔隙水可分为碎屑岩类裂隙孔隙潜水、碎屑岩类层间承压水，划分如下：

a. 碎屑岩类裂隙孔隙潜水

碎屑岩类裂隙孔隙潜水主要赋存地貌为孤立低山，构造上处于向斜核部或者两翼产状较平缓的背斜，垂深较小，构造构不成储水构造之地段。岩性一般为厚—巨厚层状砾岩、砂岩，厚度一般在 $20\text{m}\sim 150\text{m}$ ，普遍具有降深大涌水量小的特点，一般单泉流量 $<0.1\text{L}/\text{s}$ ，地下径流模数 $<0.1\text{L}/\text{s} \cdot \text{km}^2$ 。

b. 碎屑岩类层间承压水

碎屑岩类层间承压水主要是中侏罗统含煤地层层间承压水，岩性为细—粗砂岩及含砾粗砂岩，层间夹泥质粉砂岩、泥岩，含水层埋深一般为 $200\text{m}\sim 700\text{m}$ ，受地形地貌、气象等因素控制，水位埋深为 $10\text{m}\sim 20\text{m}$ ，富水性较差，一般 $<0.05\text{L}/\text{m} \cdot \text{s}$ ，矿化度一般 $8\sim 15\text{g}/\text{L}$ ，是鱼卡煤田煤层充水的主要来源。

③ 基岩裂隙水

区域上基岩裂隙水分为层状岩类裂隙水和块状岩类裂隙水，层状岩类裂隙水主要分布于绿梁山山前地带，厚度较小，风化裂隙和构造裂隙发育，地形较为陡峭，不利于地下水的赋存，见较少泉水出露，一般单泉流量 $<1\text{L}/\text{s}$ ，地下径流模数 $<1\text{L}/\text{s} \cdot \text{km}^2$ 。块状岩类裂隙水主要分布于周边高山区—东北部达肯大坂山及土尔根大坂山地区，主要为深变质的花岗片麻岩、石英片岩等，构造裂隙发育，但受地形、地貌、气象等因素影响，裂隙水分布不均匀，只有在海拔较高地区，沟

脑处可见零星泉水出露，单泉流量 0.2L/s~0.5L/s，矿化度 0.17g/L。基岩裂隙水主要接受大气降水及冰雪融水补给，年内动态变化大，由于补给贫乏，富水性普遍很弱，而且地势越低，地下水富水性越微弱，矿化度越高。

本项目在环评阶段开展了地下水勘察工作，评价范围内油田开发影响区域未发现浅层地下水。

4.6 土壤、植被、生物多样性

经现场踏勘，本项目建设区域土地类型为沙地、裸土地。根据国家土壤信息服务平台 (<http://www.soilinfo.cn/map/>) 查询结果，本项目建设地点土壤类型包含绿洲土（绿洲潮土亚类）、灰棕漠土（石膏灰棕漠土亚类）两种土壤类型。见图 4-1。

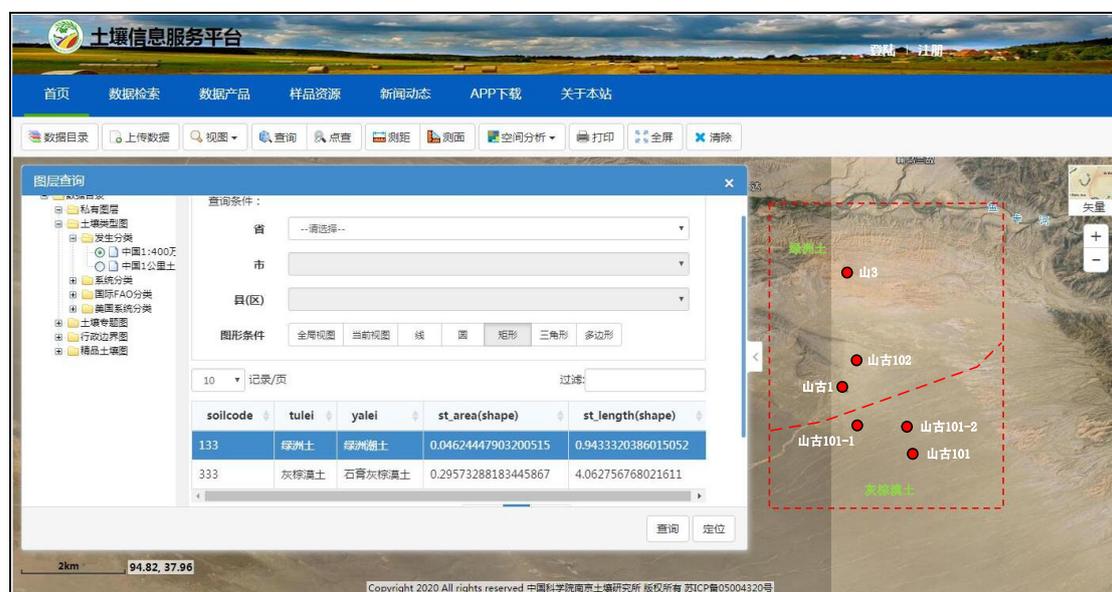


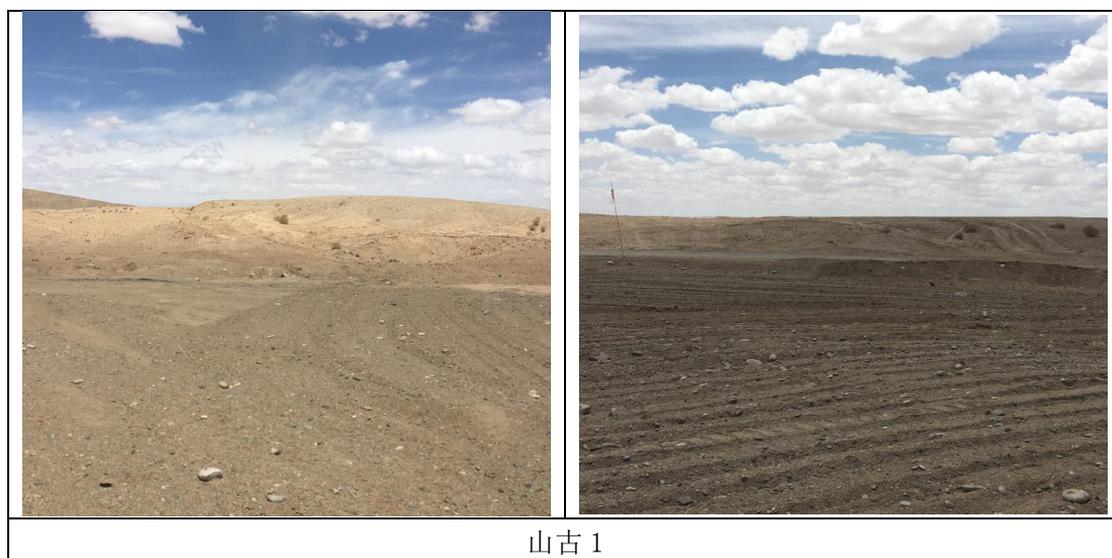
图 4-1 本项目建设地点土壤类型查询结果

该区域气候干旱且无水源，未发现大型野生动物活动的痕迹，项目区域内偶尔能见到少量的啮齿动物和鸟类；根据青海省全省植被分布图，项目所在地位于“32 驼绒藜砾漠”（详见图），结合现场踏勘情况，在项目建设区域内可见少量驼绒藜，植被较为单一且覆盖度低。驼绒藜为多年生灌木植物，是我国干旱荒漠区分布最广的植物之一，生长于荒漠地区的山前冲积、洪积平原上和戈壁侵蚀面上。项目建设区域内未见列入国家重点保护的动植物种。

本项目在青海省全省植被分布图中的位置见图 4-2，本项目周边生态环境现状见图 4-3。



图 4-2 本项目在青海省全省植被分布图中的位置





山古 101



山 3



山古 102



图 4-3 本项目周边生态现状

5 环境现状调查与评价

5.1 环境空气质量现状监测与评价

5.1.1 项目所在区域环境空气达标情况

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)中6.2.1.1要求“项目所在区域达标判定,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中的数据或结论”以及6.2.1.3规定“评价范围内没有环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据的,可选择符合HJ 664规定,并且与评价范围地理位置邻近,地形、气候条件相近的环境空气质量城市点或区域点监测数据”。

评价方法参照《环境空气质量评价技术规范(试行)》(HJ 663-2013)。本项目位于青海省海西蒙古族藏族自治州大柴旦行委马北作业区东侧。根据生态环境部环境工程评估中心环境空气质量模型技术支持服务系统对本项目所在地2019年度环境空气质量数据的筛选分析结果,该区域为达标区。项目所在地环境空气质量现状能够达到《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)二级标准。区域空气质量现状评价详见表5-1。

表 5-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年平均质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	9	60.0	15.0	达标
NO ₂	14	40.0	35.0	达标
PM ₁₀	39	70.0	55.7	达标
PM _{2.5}	14	35.0	40.0	达标
污染物	日最大8小时滑动平均值的第90百分位质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
O ₃	153	160.0	95.6	达标
污染物	24小时平均第95百分位质量浓度 (mg/m^3)	标准值 (mg/m^3)	占标率 (%)	达标情况
CO	0.9	4.0	22.5	达标

5.1.2 项目所在区域环境空气质量现状

本项目为大气三级评价,仅需调查项目所在区域环境质量达标情况。根据表5-1可知,项目所在区域基本污染物均达标,环境空气质量满足《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及其修改单(生态环境部公告2018年第29号)中二级

标准。

5.1.3 结论

综上所述，项目建设区域大气环境质量现状良好，满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）要求，可达到二级标准，项目所在地为达标区域。

5.2 地表水质量现状监测与评价

距离本项目最近的地表水体为山 3 井北侧 1.8km 的鱼卡河，属常年性大河，柴达木盆地内陆水系，河水最终汇入德宗马海湖，为Ⅲ类水体。

鱼卡河在本项目评价范围外，与距离最近的山 3 井有山体相隔。为了解周边主要地表水体水质现状，本次委托海西中科生态环境监测有限公司（CMA：192912050017）于 2020 年 7 月 6 日~2020 年 7 月 8 日对项目附近鱼卡河水质开展了现状监测。

5.2.1 监测布点

本次布置了 1 处水质现状监测断面，见表 5-2 和图 5-1

表 5-2 地表水环境监测点位

监测点名称	监测点位	相对厂址方位	相对厂界距离/m
B1 鱼卡河断面	37° 59' 47.83" N 94° 50' 14.37" E	N	1800

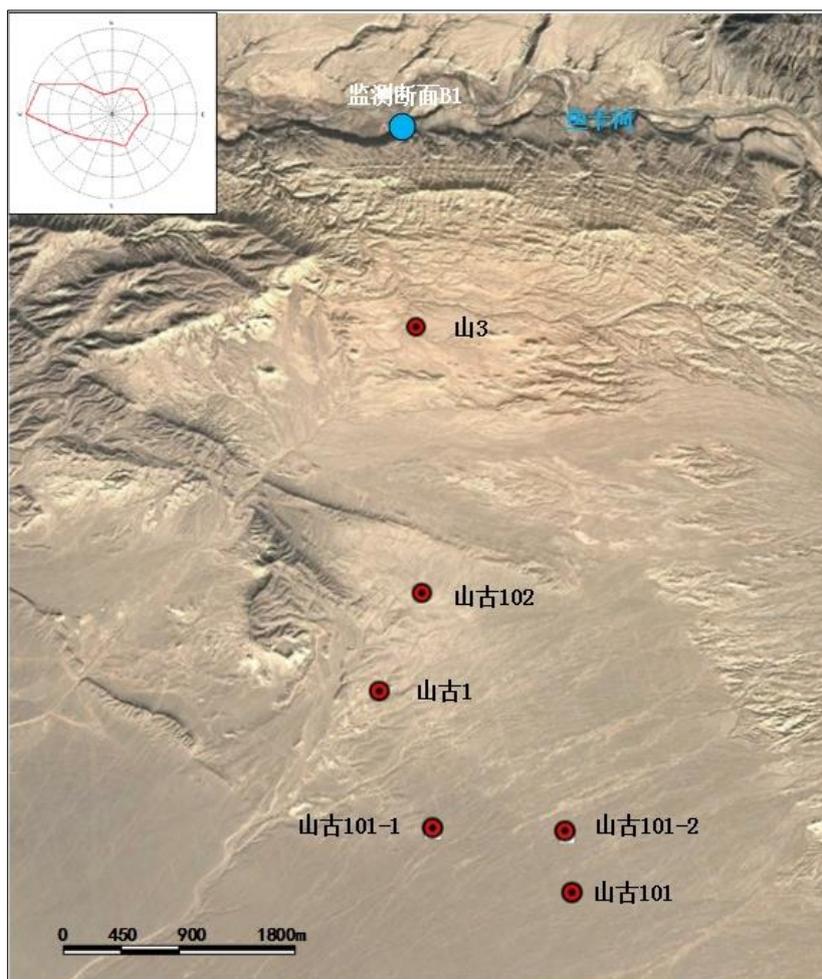


图 5-1 地表水监测点位示意图

5.2.2 监测因子

pH、溶解氧、BOD₅、COD、高锰酸盐指数、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、阴离子表面活性剂、石油类、氨氮、硫化物、粪大肠菌群。

5.2.3 监测频次

连续监测 3d，监测频次为 1 次/d。

5.2.4 监测方法/依据

本次地表水现状监测方法或依据见表 5-3。

表 5-3 地表水现状监测方法或依据

序号	水质因子	监测方法/依据	检出限	单位
1	pH	GB/T 6920-1986	/	无量纲
2	溶解氧	HJ 506-2009	/	mg/L

序号	水质因子	监测方法/依据	检出限	单位
3	高锰酸盐指数	GB/T 11892-89	0.5	mg/L
4	化学需氧量 (COD)	HJ 828-2017	4	mg/L
5	五日生化需氧量 (BOD ₅)	HJ 505-2009	0.5	mg/L
6	氨氮 (NH ₃ -N)	HJ 535-2009	0.025	mg/L
7	总磷 (以 P 计)	GB 11893-89	0.01	mg/L
8	总氮	GB 7493-87	0.05	mg/L
9	铜	GB/T 7475-1987	0.05	mg/L
10	锌	GB/T 7475-1987	0.05	mg/L
11	氟化物 (以 F 计)	GB 7484-87	0.05	mg/L
12	硒	HJ 694-2014	4×10 ⁻⁴	mg/L
13	砷	HJ 694-2014	3×10 ⁻⁴	mg/L
14	汞	HJ 694-2014	4×10 ⁻⁵	mg/L
15	镉	GB/T 7475-1987	0.001	mg/L
16	铬 (六价)	GB/T 7467-1987	0.004	mg/L
17	铅	GB/T 7475-1987	0.01	mg/L
18	氰化物	HJ 484-2009	0.004	mg/L
19	挥发酚	HJ 503-2009	0.0003	mg/L
20	石油类	HJ 970-2018	0.01	mg/L
21	阴离子表面活性剂	GB/T 7494-1987	0.05	mg/L
22	硫化物	GB/T 16489-1996	0.005	mg/L
23	粪大肠菌群	HJ 755-2015	20	MPN/L
监测仪器	TAS-990 原子吸收分光光度计 (HZHJ-1-001)、AFS-933 原子荧光光度计 (HZHJ-1-002)、TU-1901 双光束紫外可见分光光度计 (HZHJ-1-005)、VIS-723N 可见分光光度计 (HZHJ-1-006)、PXS-270 型离子计 (HZHJ-1-018)、PTX-FA210S 万分之一电子天平 (HZHJ-1-008)、PHS-3C 台式 pH 计 (HZHJ-1-041)、SHX-350III 生化培养箱 (HZHJ-1-025)、水银温度计 (HZHJ-1-019)			

5.2.5 评价标准

《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) III类水域标准。

5.2.6 评价方法

地表水环境质量现状评价依据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018) 附录 D 中规定的水质指数法进行现状评价:

5.2.6.1 一般性水质因子指数计算公式

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

式中： $S_{i,j}$ ——评价因子 i 的水质指数，大于 1 表明该水质因子超标；

$C_{i,j}$ ——评价因子 i 在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

C_{si} ——评价因子 i 的水质评价标准限值，mg/L。

5.2.6.2 溶解氧（DO）标准指数计算公式

$$S_{DO,j} = DO_s / DO_j \quad DO_j \leq DO_f$$

$$S_{DO,j} = \frac{|DO_f - DO_j|}{DO_f - DO_s} \quad DO_j > DO_f$$

式中 $S_{DO,j}$ ——溶解氧的标准指数，大于 1 表明该水质因子超标；

DO_j ——溶解氧在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

DO_s ——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

DO_f ——饱和溶解氧浓度，mg/L，对于河流， $DO_f = 468 / (31.6 + T)$ ；

T ——水温，℃。

5.2.6.3 pH 值指数的计算公式

$$1) \quad S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

$$2) \quad S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

式中： $S_{pH,j}$ ——pH 值的指数，大于 1 表明该水质因子超标；

pH_j ——pH 值实测统计代表值；

pH_{sd} ——评价标准中 pH 值的下限值；

pH_{su} ——评价标准中 pH 值的上限值。

5.2.7 监测结果

地表水监测结果见表 5-4。

表 5-4 地表水水质现状监测结果

序号	水质因子	单位	监测结果		
			2020年7月6日	2020年7月7日	2020年7月8日
1	pH	无量纲	■	■	■
2	溶解氧	mg/L	■	■	■
3	高锰酸盐指数	mg/L	■	■	■
4	化学需氧量 (COD)	mg/L	■	■	■
5	五日生化需氧量 (BOD ₅)	mg/L	■	■	■
6	氨氮 (NH ₃ -N)	mg/L	■	■	■
7	总磷 (以 P 计)	mg/L	■	■	■
8	总氮	mg/L	■	■	■
9	铜	mg/L	■	■	■
10	锌	mg/L	■	■	■
11	氟化物 (以 F ⁻ 计)	mg/L	■	■	■
12	硒	mg/L	■	■	■
13	砷	mg/L	■	■	■
14	汞	mg/L	■	■	■
15	镉	mg/L	■	■	■
16	铬 (六价)	mg/L	■	■	■
17	铅	mg/L	■	■	■
18	氰化物	mg/L	■	■	■
19	挥发酚	mg/L	■	■	■
20	石油类	mg/L	■	■	■
21	阴离子表面活性剂	mg/L	■	■	■
22	硫化物	mg/L	■	■	■
23	粪大肠菌群	MPN/L	■	■	■
24	水温	℃	■	■	■

注：低于检出限用“检出限 L”表示。

5.2.8 评价结果

地表水环境质量现状评价依据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)附录 D 中规定的方法计算，评价结果见表 5-5。

表 5-5 地表水环境质量现状评价结果

序号	水质因子	单位	III类水域标准值	评价结果			达标性
				2020年7月6日	2020年7月7日	2020年7月8日	
1	pH	无量纲	6~9	■	■	■	达标
2	溶解氧	mg/L	5	■	■	■	达标

序号	水质因子	单位	III类水域标准值	评价结果			达标性
				2020年7月6日	2020年7月7日	2020年7月8日	
3	高锰酸盐指数	mg/L	6	■	■	■	达标
4	化学需氧量 (COD)	mg/L	20	■	■	■	达标
5	五日生化需氧量 (BOD ₅)	mg/L	4	■	■	■	达标
6	氨氮 (NH ₃ -N)	mg/L	1.0	■	■	■	达标
7	总磷 (以 P 计)	mg/L	0.2	■	■	■	达标
8	总氮	mg/L	1.0	■	■	■	达标
9	铜	mg/L	1.0	■	■	■	达标
10	锌	mg/L	1.0	■	■	■	达标
11	氟化物 (以 F 计)	mg/L	1.0	■	■	■	达标
12	硒	mg/L	0.01	■	■	■	达标
13	砷	mg/L	0.05	■	■	■	达标
14	汞	mg/L	0.0001	■	■	■	达标
15	镉	mg/L	0.005	■	■	■	达标
16	铬 (六价)	mg/L	0.05	■	■	■	达标
17	铅	mg/L	0.05	■	■	■	达标
18	氰化物	mg/L	0.2	■	■	■	达标
19	挥发酚	mg/L	0.005	■	■	■	达标
20	石油类	mg/L	0.05	■	■	■	达标
21	阴离子表面活性剂	mg/L	0.2	■	■	■	达标
22	硫化物	mg/L	0.2	■	■	■	达标
23	粪大肠菌群	MPN/L	10000	■	■	■	达标

注：低于检出限按检出限一半计算标准指数。

5.2.9 结论

根据上述评价结果，鱼卡河断面水质能够满足《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)中的III类水域标准值要求。

5.3 地下水质量现状监测与评价

马海东油田属于新开发区块，区域内浅层地下水情况不明，本次委托了江西省物化探地质工程研究院（工程勘察甲级资质，证书编号 B136007138）对本项目开发区域开展了水文地质勘察工作，同时委托海西中科生态环境监测有限公司（CMA：192912050017）对地下水进行取样监测。

5.3.1 监测布点

本项目周边无重要地下水环境保护目标，为探明评价范围内浅层地下水情况，

并依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)要求,结合项目周边的地形地貌、水文地质条件、井位分布情况等,同时为满足地下水环境影响二级评价的要求,采用导则中推荐的查表法预设了本项目地下水评价范围,确定本项目地下水评价范围为:东北侧、北侧以绿梁山为界(分水岭),沿东北-西南方向(地面坡度方向,预测的地下水流向),在井场两侧约1km范围内及井场西南2km范围内作为评价范围,面积约37.5km²。采用控制性布点和功能性布点相结合的原则,在评价范围内预先共布设了5个地下水水质、水位现状监测点,用于分析区域内浅层地下水埋藏情况。根据地下水监测井钻孔情况,在不同深度均已钻至隔水层,未见浅层地下水。

为说明当地地下水水质现状情况,本次评价过程中在评价范围外另一水文地质单元具备浅层地下水形成条件处布置了1个地下水水质监测点(W6号监测点),该监测点位于项目地下水评价范围西南侧6.6km处。监测单位海西中科生态环境监测有限公司(CMA:192912050017)于2020年9月15日对W6号监测点进行了取样监测。勘察点位布置情况见表5-6,勘察点位示意图见图5-2,勘察点位柱状图见附图2。

表 5-6 勘察点位情况一览表

点位编号	经度°	纬度°	布点类型	设置意义	备注
W1	██████	██████	水质、水位监测点	下游	0.5m见泥岩,未见浅层地下水
W2	██████	██████	水质、水位监测点	区块侧方	3m见泥岩,未见浅层地下水
W3	██████	██████	水质、水位监测点	区块侧方	0.5m见泥岩,未见浅层地下水
W4	██████	██████	水质、水位监测点	厂址及下游	30m见泥岩,未见浅层地下水
W5	██████	██████	水质、水位监测点	上游	1.7m见泥岩,未见浅层地下水
W6	██████	██████	水质、水位监测点	调查区域地下水水质现状	地下水埋深1.1m,含水层厚度14.5m

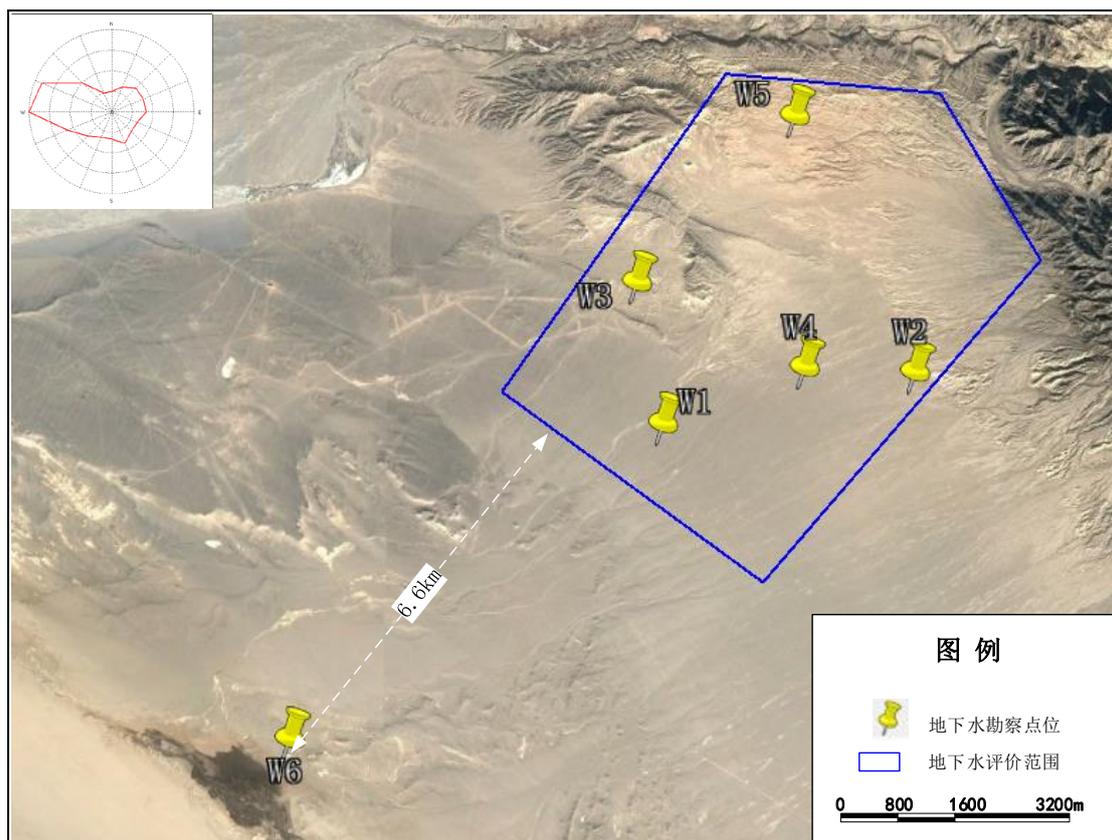


图 5-2 地下水勘察点位示意图

5.3.2 监测项目

- 1) 基本水化学组成因子离子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} ；
- 2) 基本水质因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数；
- 3) 特征因子：石油类。

5.3.3 监测时间和频率

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)的要求，在2020年9月15日在W6号监测点取一次水样进行检测。

5.3.4 监测方法

地下水监测方法详见表5-7，地下水水文地质勘察及取样照片见图5-3。

表 5-7 地下水现状监测分析方法

序号	水质因子	监测方法/依据	检出限	单位
1	K^+	HJ 812-2016	0.02	mg/L
2	Na^+	HJ 812-2016	0.02	mg/L

序号	水质因子	监测方法/依据	检出限	单位
3	Ca ²⁺	HJ 812-2016	0.07	mg/L
4	Mg ²⁺	HJ 812-2016	0.02	mg/L
5	CO ₃ ²⁻	酸碱指示剂滴定法	/	mg/L
6	HCO ₃ ⁻	酸碱指示剂滴定法	/	mg/L
7	Cl ⁻	HJ 84-2016	0.007	mg/L
8	SO ₄ ²⁻	HJ 84-2016	0.018	mg/L
9	pH	GB/T 6920-1986	/	无量纲
10	氨氮	HJ 535-2009	0.025	mg/L
11	硝酸盐	HJ/T 346-2007	0.08	mg/L
12	亚硝酸盐	HJ 586-2010	0.028	mg/L
13	挥发性酚类	HJ 503-2009	0.0003	mg/L
14	氰化物	HJ 484-2009	0.004	mg/L
15	砷	HJ 694-2014	0.0003	mg/L
16	汞	HJ 694-2014	0.00004	mg/L
17	铬(六价)	GB/T 7467-1987	0.004	mg/L
18	总硬度	GB/T 7477-1987	5	mg/L
19	铅	GB/T 7475-1987	0.01	mg/L
20	氟化物	GB 7484-1987	0.05	mg/L
21	镉	GB/T 7475-1987	0.001	mg/L
22	铁	GB 11911-1989	0.03	mg/L
23	锰	GB 11911-1989	0.01	mg/L
24	溶解性总固体	重量法	/	mg/L
25	耗氧量	GB/T 1182-1989	0.5	mg/L
26	硫酸盐	HJ/T 342-2007	8	mg/L
27	氯化物	GB 11896-1989	10	mg/L
28	总大肠菌群	HJ 755-2015	20	MPN/mL
29	菌落总数	HJ 1000-2018	1	CFU/mL
30	石油类	HJ 970-2018	0.01	mg/L
监测仪器	TAS-990 原子吸收分光光度计 (HZHJ-1-001)、AFS-933 原子荧光光度计 (HZHJ-1-002)、TU-1901 双光束紫外可见分光光度计 (HZHJ-1-005)、VIS-723N 可见分光光度计 (HZHJ-1-006)、PXS-270 型离子计 (HZHJ-1-018)、PTX-FA210S 万分之一电子天平 (HZHJ-1-008)、PHS-3C 台式 pH 计 (HZHJ-1-041)、SHX-350III 生化培养箱 (HZHJ-1-025)、水银温度计 (HZHJ-1-019)			



W1 号点勘察



W2 号点勘察



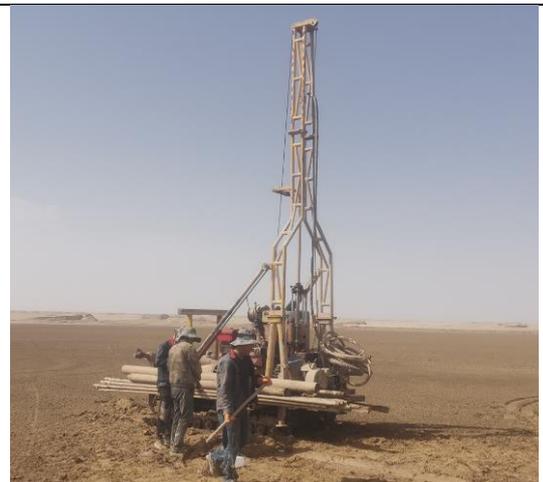
W3 号点勘察



W4 号点勘察



W5 号点勘察



W6 号点勘察

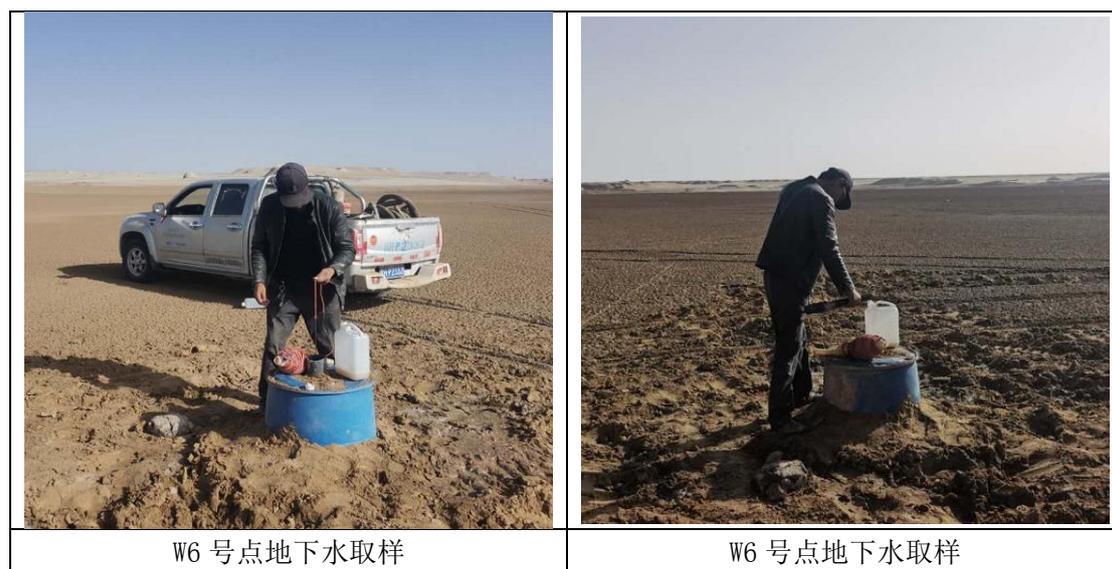


图 5-3 地下水勘察取样现场

5.3.5 评价标准

执行《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类标准限值,石油类参照《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) III类标准限值,标准中没有的水质因子,作为现状背景值备查。

5.3.6 评价方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016),地下水水质现状评价采用标准指数法,标准指数 >1 ,表明该水质因子已超标,标准指数越大,超标越严重。标准指数公式分为以下两种情况:

5.3.6.1 评价标准为定值的水质因子标准指数计算公式

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

式中: P_i ——第 i 个水质因子的标准指数,无量纲;

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值, mg/L;

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值, mg/L。

5.3.6.2 pH 值标准指数计算公式:

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

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

式中: P_{pH} ——pH 的标准指数, 无量纲;

pH——pH 监测值;

pH_{su} ——标准中的上限值;

pH_{sd} ——标准中的下限值。

5.3.7 监测结果与评价结果

W6 点位地下水监测点位水文参数见表 5-8。地下水水质现状监测结果及评价结果见表 5-9。

表 5-8 地下水水文参数

检测点位	井深 (m)	埋深 (m)	水温 (°C)
W6	17	1.1	8.5

表 5-9 地下水环境质量现状监测结果表

序号	水质因子	单位	标准值	监测值	标准指数	达标性
1	K ⁺	mg/L	/	■	■	/
2	Na ⁺	mg/L	200	■	■	不达标
3	Ca ²⁺	mg/L	/	■	■	/
4	Mg ²⁺	mg/L	/	■	■	/
5	CO ₃ ²⁻	mg/L	/	■	■	/
6	HCO ₃ ⁻	mg/L	/	■	■	/
7	Cl ⁻	mg/L	/	■	■	/
8	SO ₄ ²⁻	mg/L	/	■	■	/
9	pH	无量纲	6~9	■	■	达标
10	氨氮	mg/L	0.50	■	■	达标
11	硝酸盐	mg/L	20.0	■	■	达标
12	亚硝酸盐	mg/L	1.00	■	■	达标
13	挥发性酚类	mg/L	0.002	■	■	达标
14	氰化物	mg/L	0.05	■	■	达标
15	砷	mg/L	0.01	■	■	达标

序号	水质因子	单位	标准值	监测值	标准指数	达标性
16	汞	mg/L	0.001	■	■	达标
17	铬（六价）	mg/L	0.05	■	■	达标
18	总硬度	mg/L	450	■	■	达标
19	铅	mg/L	0.01	■	■	达标
20	氟化物	mg/L	1.0	■	■	达标
21	镉	mg/L	0.005	■	■	达标
22	铁	mg/L	0.3	■	■	达标
23	锰	mg/L	0.10	■	■	达标
24	溶解性总固体	mg/L	1000	■	■	不达标
25	耗氧量	mg/L	3.0	■	■	达标
26	硫酸盐	mg/L	250	■	■	达标
27	氯化物	mg/L	250	■	■	不达标
28	总大肠菌群	MPN/mL	3	■	■	达标
29	菌落总数	CFU/mL	100	■	■	达标
30	石油类	mg/L	0.05	■	■	达标

注：①监测结果低于检出限用“检出限L”或未检出表示；②低于检出限按检出限一半计算标准指数；③基本水化学组成因子离子由海西中科生态环境监测有限公司送样至宁夏中科精科检测技术有限公司（CMA：153012050316）。

监测结果表明：该点位地下水水化学类型为 $C1 \cdot Na \cdot Mg$ 型，监测点位地下水中 Na^+ 、溶解性总固体、氯化物超标，超标倍数分别为 ■。经调查，溶解性总固体超标原因主要是由于当地地下水主要靠降水补给，监测点位地下水埋深较浅，降水量 < 蒸发量，导致溶解性总固体超标。 Na^+ 、氯化物超标与当地水文地质条件有关。其余各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准。

5.3.8 结论

本项目评价范围内无浅层地下水，距离本项目最近的其他水文地质单元地下水水质不满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，监测点位地下水中 Na^+ 、溶解性总固体、氯化物超标，超标倍数分别为 ■，溶解性总固体超标原因主要是由于当地地下水主要靠降水补给，监测点位地下水埋深较浅，降水量 < 蒸发量，导致溶解性总固体超标。 Na^+ 、氯化物超标与当地水文地质条件有关，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准。

5.4 声环境质量现状监测与评价

为说明区域声环境质量现状，本次委托海西中科生态环境监测有限公司（CMA: 192912050017）于2020年7月7日~2020年7月8日对本项目典型井场山古101-2井场厂界进行了声环境现状监测。

5.4.1 监测布点

本次噪声监测布点在拟建山古101-2井场东、南、西、北等四个厂界外各布置1处声环境现状监测点，监测点位示意图见图5-4。

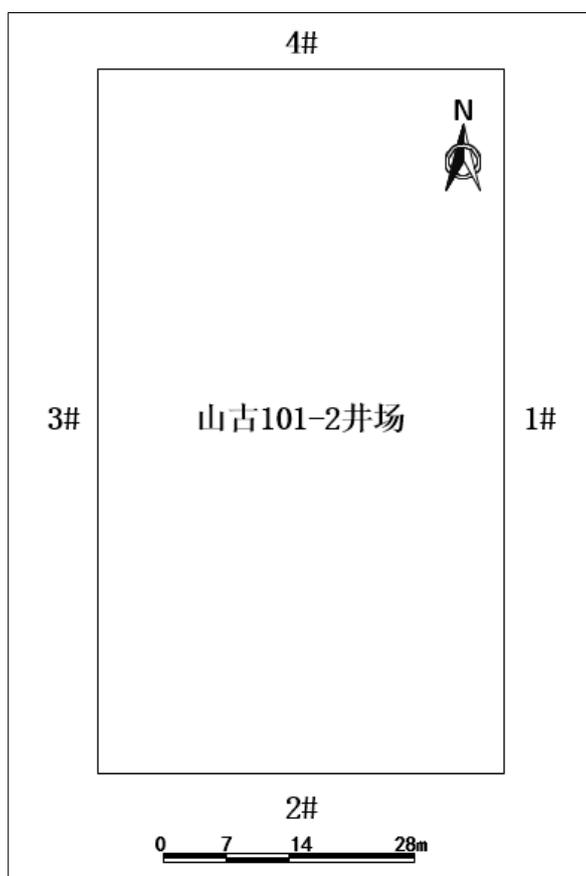


图 5-4 声环境监测布点示意图

5.4.2 监测项目

等效连续 A 声级（ L_{eq} ）。

5.4.3 监测频次

连续监测 2d，每天昼、夜各 1 次。

5.4.4 监测方法

按《声环境质量标准》(GB 3096-2008)要求进行,使用的监测仪器包括AWA5688多功能声级计(HZHJ-2-014)、AWA6022A型噪声校准器(HZHJ-2-015)。

5.4.5 评价标准

《声环境质量标准》(GB 3096-2008)中的2类声环境功能区标准(昼间60dB(A),夜间50dB(A))。

5.4.6 监测结果

监测期间气象条件见表5-10,监测结果见表5-11。

表5-10 声环境现状监测期间气象条件

时间		气温(°C)	风向	风速(m/s)	天气状况
2020年7月5日	昼间	■	■	■	■
	夜间	■	■	■	■
2020年7月6日	昼间	■	■	■	■
	夜间	■	■	■	■

表5-11 声环境现状监测结果及评价标准(单位: dB(A))

检测地点	检测地点	点位	2020年7月7日		2020年7月8日	
			昼间	夜间	昼间	夜间
拟建山古101-2井场厂界	厂界东	1#	■	■	■	■
	厂界南	2#	■	■	■	■
	厂界西	3#	■	■	■	■
	厂界北	4#	■	■	■	■

5.4.7 结论

从上述声环境现状监测结果可以看出,各监测点的噪声值均符合《声环境质量标准》(GB 3096-2008)中的2类声环境功能区环境噪声限值,本项目建设地点声环境质量现状良好。

5.5 土壤环境质量现状监测与评价

5.5.1 监测布点

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018),本项目属于土壤二级评价,本次评价共布设监测点位6个,其中占地范围内布设3个柱状样点、1个表层样点,占地范围外布设2个表层样点。

具体布点见表 5-12、图 5-5。

表 5-12 土壤监测布点一览表

点位编号	布点位置	纬度	经度	取样深度	监测因子	选点依据	土地性质	备注	土壤类型
S1	山古 102 井场内	■	■	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 处分别取样，每个柱状监测点取 3 个样	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	该井目前正在钻井，在井场内取柱状点做特征污染物监测	建设用地	占地范围内，柱状样点	绿洲土
S2	山古 1 井场内	■	■		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	该井为已完钻探井，已恢复地貌，在新建井场内取柱状点做特征污染物监测	建设用地	占地范围内，柱状样点	绿洲土
S3	山古 101-1 井场内	■	■		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	该井场为新建井场，土壤类型为灰棕漠土，在新建井场内做背景值监测	建设用地	占地范围内，柱状样点	灰棕漠土
S4	山 3 井井场外	■	■	0~0.2m	建设用地 45 项基本因子+石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	山 3 井目前正在试油。土壤类型为绿洲土，在新建井场外做背景值监测	建设用地	占地范围外，表层样点	绿洲土
S5	山古 101 井场外	■	■	0~0.2m	建设用地 45 项基本因子+石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	该井场有探井井口，已恢复地貌，本次新建井场，作背景值监测	建设用地	占地范围外，表层样点	灰棕漠土
S6	山古 101-2 井场内	■	■	0~0.2m	建设用地 45 项基本因子+石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	该井场为新建井场，土壤类型为灰棕漠土，在新建井场内做背景值监测	建设用地	占地范围内，表层样点	灰棕漠土

注：①表层样在 0m~0.2m 取样；②柱状样在 0m~0.5m、0.5m~1.5m、1.5m~3m 处分别取样，每个柱状监测点应取 3 个样；③表层样监测点土壤监测取样方法参照 HJ/T 166 执行；柱状样监测点土壤监测取样方法参照 HJ 25.1 和 HT 25.2 执行。

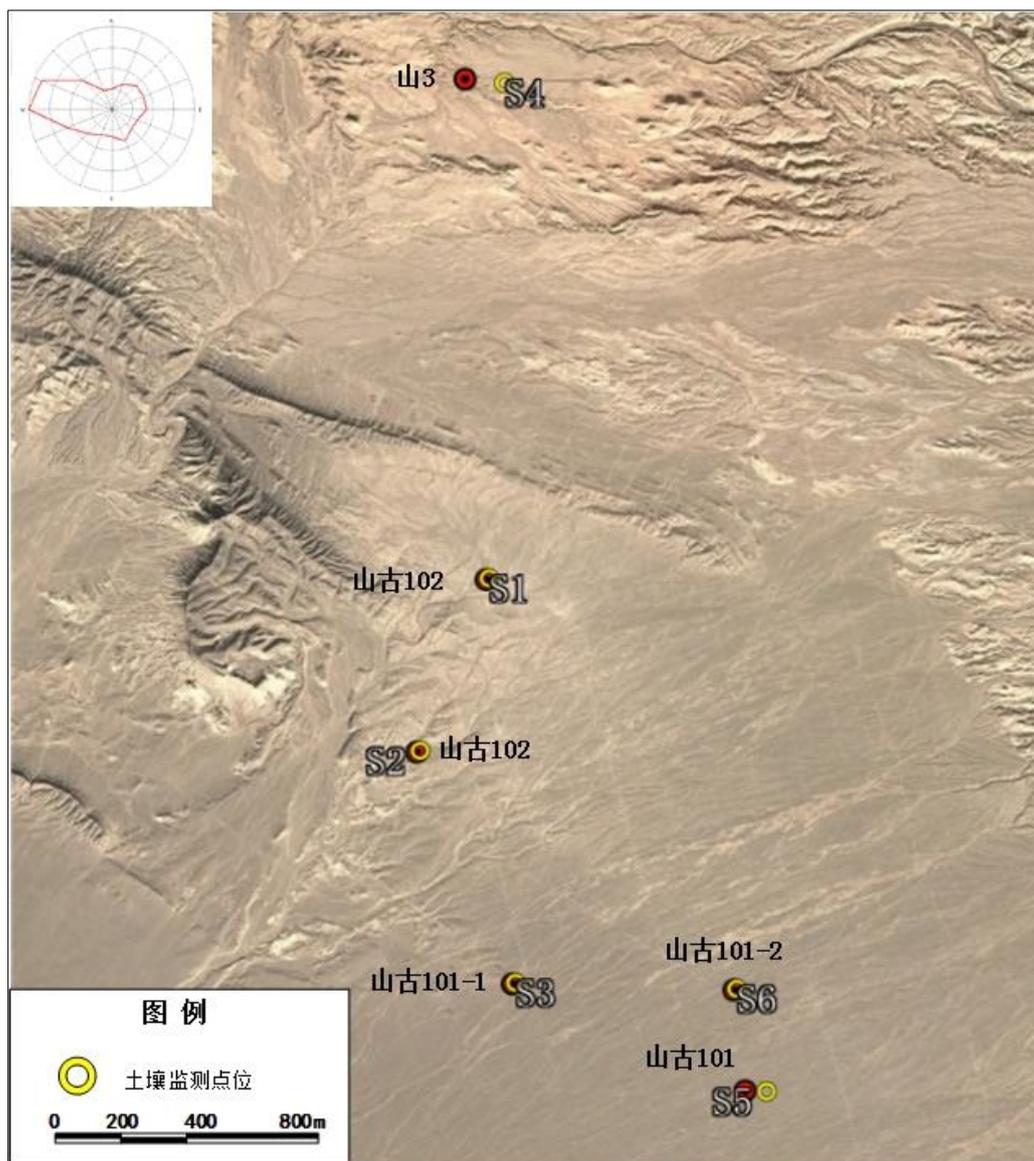


图 5-5 土壤监测布点示意图

5.5.2 监测项目

基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷、1, 2-二氯乙烷、1, 1-二氯乙烯、顺-1, 2-二氯乙烯、反-1, 2-二氯乙烯、二氯甲烷、1, 2-二氯丙烷、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、四氯乙烯、1, 1, 1-三氯乙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、三氯乙烯、1, 2, 3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h] 蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘；

特征因子：石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）。

同时调查 S4、S6 点位土壤理化特性。

5.5.3 监测时间和频率

采样 1 次，各样品不得混合，按照相关导则、标准中的有关规定执行。海西中科生态环境监测有限公司（CMA：192912050017）于 2020 年 7 月 8 日完成样品采集，进行了理化性质调查，并采取送样的方式委托中认英泰检测技术有限公司（CMA：170020122837）对土壤现状进行了监测，监测日期为 2020 年 7 月 16 日～2020 年 7 月 27 日。

5.5.4 监测方法

监测分析方法具体见表 5-13。

表 5-13 土壤环境现状监测采样及分析方法

序号	检测项目	检测方法	方法来源	检出限
1	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	气相色谱法	HJ 1021-2019	6mg/kg
2	铜	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	1mg/kg
3	镉	石墨炉原子吸收分光光度法	GB/T 17141-1997	0.01mg/kg
4	铬 (六价)	碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法	HJ 1082-2019	2mg/kg
5	镍	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	3mg/kg
6	铅	石墨炉原子吸收分光光度法	GB/T 17141-1997	0.1mg/kg
7	汞	微波消解/原子荧光法	HJ 680-2013	0.002mg/kg
8	砷	微波消解/原子荧光法	HJ 680-2013	0.01mg/kg
9	四氯化碳	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0013mg/kg
10	氯仿	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0011mg/kg
11	氯甲烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0010mg/kg
12	1, 1-二氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0012mg/kg
13	1, 2-二氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0013mg/kg
14	苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0019mg/kg
15	1, 1-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0010mg/kg
16	顺-1, 2-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0013mg/kg
17	反-1, 2-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0014mg/kg
18	二氯甲烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0015mg/kg
19	1, 2-二氯丙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0011mg/kg
20	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0012mg/kg
21	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0012mg/kg
22	四氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0014mg/kg
23	1, 1, 1-三氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0013mg/kg

序号	检测项目	检测方法	方法来源	检出限
24	1, 1, 2-三氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0012mg/kg
25	三氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0012mg/kg
26	1, 2, 3-三氯丙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0012mg/kg
27	氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0010mg/kg
28	氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0012mg/kg
29	1, 2-二氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0015mg/kg
30	1, 4-二氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0015mg/kg
31	乙苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0012mg/kg
32	邻二甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0012mg/kg
33	苯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0011mg/kg
34	甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0013mg/kg
35	间二甲苯+对二甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0012mg/kg
36	硝基苯	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.09mg/kg
37	苯胺	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
38	2-氯酚	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.06mg/kg
39	苯并[a]蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
40	苯并[a]芘	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
41	苯并[b]荧蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.2mg/kg
42	苯并[k]荧蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
43	蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
44	二苯并[a, h]蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
45	茚并[1, 2, 3-cd]芘	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
46	萘	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.09mg/kg

5.5.5 评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）筛选值中第二类用地，占地范围为未利用地，参照上述标准执行。

5.5.6 评价方法

采用标准指数法进行评价。

其计算公式如下：

$$P_i = C_i / C_0$$

式中： P_i — i 污染物指数；

C_i — i 污染物实测值，mg/kg；

C_0 — i 污染物质量标准，mg/kg。

5.5.7 现状监测与评价结果

5.5.7.1 土壤理化性质

项目所在区域土壤理化性质见表 5-14~表 5-15。

表 5-14 S4 点位绿洲土土壤理化性质

采样点号		S4	采样时间	2020年7月8日
经度		94° 50' 27.29" E	纬度	37° 58' 49.73" N
层次		██████████		
现场记录	颜色	██████████		
	结构	██████████		
	质地	██████████		
	砂砾含量	██████████		
	其他异物	██████████		
实验室测定	pH 值 (无量纲)	██████████		
	阳离子交换量 (cmol ⁺ /kg)	██████████		
	氧化还原电位 (mV)	██████████		
	饱和导水率 (cm/s)	██████████		
	土壤容重 (g/cm ³)	██████████		
	孔隙度 (%)	██████████		
	含水率 (%)	██████████		

表 5-15 S6 点位灰棕漠土土壤理化性质

采样点号		S6	采样时间	2020年7月8日
经度		94° 51' 5.06" E	纬度	37° 56' 52.53" N
层次		██████████		
现场记录	颜色	██████████		
	结构	██████████		
	质地	██████████		
	砂砾含量	██████████		
	其他异物	██████████		
实验室测定	pH 值 (无量纲)	██████████		
	阳离子交换量 (cmol ⁺ /kg)	██████████		
	氧化还原电位 (mV)	██████████		
	饱和导水率 (cm/s)	██████████		
	土壤容重 (g/cm ³)	██████████		
	孔隙度 (%)	██████████		
	含水率 (%)	██████████		

5.5.7.2 监测结果

土壤环境质量监测结果见表 5-16~表 5-17。

表 5-16 土壤环境质量监测结果表（石油烃（C₁₀-C₄₀））

检测点位	采样深度 (m)	检测结果 (mg/kg)	标准值 (mg/kg)
		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	
S1 柱状样点	0~0.5	■	4500
	0.5~1.5	■	4500
	1.5~3.0	■	4500
S2 柱状样点	0~0.5	■	4500
	0.5~1.5	■	4500
	1.5~3.0	■	4500
S3 柱状样点	0~0.5	■	4500
	0.5~1.5	■	4500
	1.5~3.0	■	4500
S4 表层样点	0~0.2	■	4500
S5 表层样点	0~0.2	■	4500
S6 表层样点	0~0.2	■	4500

表 5-17 S4、S5、S6 点位土壤监测结果

监测项目 (单位)	监测结果		
	S4	S5	S6
重金属和无机物			
砷 (mg/kg)	■	■	■
镉 (mg/kg)	■	■	■
铬 (六价) (mg/kg)	■	■	■
铜 (mg/kg)	■	■	■
铅 (mg/kg)	■	■	■
汞 (mg/kg)	■	■	■
镍 (mg/kg)	■	■	■
挥发性有机物			
四氯化碳 (mg/kg)	■	■	■
氯仿 (mg/kg)	■	■	■
氯甲烷 (mg/kg)	■	■	■
1, 1-二氯乙烷 (mg/kg)	■	■	■
1, 2-二氯乙烷 (mg/kg)	■	■	■
1, 1-二氯乙烯 (mg/kg)	■	■	■
顺-1, 2-二氯乙烯 (mg/kg)	■	■	■
反-1, 2-二氯乙烯 (mg/kg)	■	■	■
二氯甲烷 (mg/kg)	■	■	■

监测项目 (单位)	监测结果		
	S4	S5	S6
1, 2 二氯丙烷 (mg/kg)	■	■	■
1, 1, 1, 2-四氯乙烷 (mg/kg)	■	■	■
1, 1, 2, 2-四氯乙烷 (mg/kg)	■	■	■
四氯乙烯 (mg/kg)	■	■	■
1, 1, 1-三氯乙烷 (mg/kg)	■	■	■
1, 1, 2-三氯乙烷 (mg/kg)	■	■	■
三氯乙烯 (mg/kg)	■	■	■
1, 2, 3-三氯丙烷 (mg/kg)	■	■	■
氯乙烯 (mg/kg)	■	■	■
苯 (mg/kg)	■	■	■
氯苯 (mg/kg)	■	■	■
1, 2-二氯苯 (mg/kg)	■	■	■
1, 4 二氯苯 (mg/kg)	■	■	■
乙苯 (mg/kg)	■■■■	■	■
苯乙烯 (mg/kg)	■	■	■
甲苯 (mg/kg)	■■■■	■	■
间二甲苯+对二甲苯 (mg/kg)	■■■■	■	■
邻二甲苯 (mg/kg)	■■■■	■■■■	■
半挥发性有机物			
硝基苯 (mg/kg)	■	■	■
苯胺 (mg/kg)	■	■	■
2-氯酚 (mg/kg)	■	■	■
苯并[a]蒽 (mg/kg)	■	■	■
苯并[a]芘 (mg/kg)	■	■	■
苯并[b]荧蒽 (mg/kg)	■	■	■
苯并[k]荧蒽 (mg/kg)	■	■	■
蒽 (mg/kg)	■	■	■
二苯并[a, h]蒽 (mg/kg)	■	■	■
茚并[1, 2, 3-cd]芘 (mg/kg)	■	■	■
萘 (mg/kg)	■	■	■

注：原监测报告中，“ND”表示低于检出限。

5.5.7.3 评价结果

土壤环境质量评价结果见表 5-18~表 5-19。

表 5-18 土壤环境质量评价结果表 (石油烃 (C₁₀-C₄₀))

检测点位	采样深度 (m)	标准值 (mg/kg)	评价结果	达标性
S1 柱状样点	0~0.5	4500	■	达标
	0.5~1.5	4500	■	达标
	1.5~3.0	4500	■	达标
S2 柱状样点	0~0.5	4500	■	达标
	0.5~1.5	4500	■	达标
	1.5~3.0	4500	■	达标
S3 柱状样点	0~0.5	4500	■	达标
	0.5~1.5	4500	■	达标
	1.5~3.0	4500	■	达标
S4 表层样点	0~0.2	4500	■	达标
S5 表层样点	0~0.2	4500	■	达标
S6 表层样点	0~0.2	4500	■	达标

表 5-19 S4、S5、S6 土壤环境质量现状评价结果表

序号	监测项目	标准值	评价结果			达标性
			S4	S5	S6	
重金属和无机物 (标准值单位 mg/kg)						
1	砷	60	■	■	■	达标
2	镉	65	■	■	■	达标
3	六价铬	5.7	■	■	■	达标
4	铜	18000	■	■	■	达标
5	铅	800	■	■	■	达标
6	汞	38	■	■	■	达标
7	镍	900	■	■	■	达标
挥发性有机物 (标准值单位 mg/kg)						
8	四氯化碳	2.8	■	■	■	达标
9	氯仿	0.9	■	■	■	达标
10	氯甲烷	37	■	■	■	达标
11	1, 1-二氯乙烷	9	■	■	■	达标
12	1, 2-二氯乙烷	5	■	■	■	达标
13	1, 1-二氯乙烯	66	■	■	■	达标
14	顺-1, 2-二氯乙烯	596	■	■	■	达标
15	反-1, 2-二氯乙烯	54	■	■	■	达标
16	二氯甲烷	616	■	■	■	达标
17	1, 2-二氯丙烷	5	■	■	■	达标
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	■	■	■	达标
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	■	■	■	达标
20	四氯乙烯	53	■	■	■	达标

序号	监测项目	标准值	评价结果			达标性
			S4	S5	S6	
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840	■	■	■	达标
22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	■	■	■	达标
23	三氯乙烯	2.8	■	■	■	达标
24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5	■	■	■	达标
25	氯乙烯	0.43	■	■	■	达标
26	苯	4	■	■	■	达标
27	氯苯	270	■	■	■	达标
28	1, 2-二氯苯	560	■	■	■	达标
29	1, 4 二氯苯	20	■	■	■	达标
30	乙苯	28	■	■	■	达标
31	苯乙烯	1290	■	■	■	达标
32	甲苯	1200	■	■	■	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	570	■	■	■	达标
34	邻二甲苯	640	■	■	■	达标
半挥发性有机物（标准值单位 mg/kg）						
35	硝基苯	76	■	■	■	达标
36	苯胺	260	■	■	■	达标
37	2-氯酚	2256	■	■	■	达标
38	苯并[a]蒽	15	■	■	■	达标
39	苯并[a]芘	1.5	■	■	■	达标
40	苯并[b]荧蒽	15	■	■	■	达标
41	苯并[k]荧蒽	151	■	■	■	达标
42	蒽	1293	■	■	■	达标
43	二苯并[a, h]蒽	1.5	■	■	■	达标
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	15	■	■	■	达标
45	萘	70	■	■	■	达标

5.5.8 结论

由评价结果可知，项目所在区域土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表1和表2中第二类用地的筛选值要求。

5.6 生态环境质量现状调查与评价

本项目所在的柴达木盆地自然环境受大地构造单元和新构造运动的影响，总体呈现出高原山地生态系统的一般特征，并具有其特殊性。

1) 自然条件严酷

自白垩纪至第四纪青藏地块的抬升，形成了世界上海拔最高、最年轻的青藏高原，对大气环境产生了动力作用和热力作用，改变了大气环流形式，加之距离海洋较远，使其自然条件表现出高寒、干燥、自然灾害频繁的特征。平均海拔2750m，空气稀薄，含氧量仅占海平面的60%~80%。气温比我国同纬度东部地区低得多，全年等温线在高原上形成闭合冷中心，区域内干旱、少雨，属于干旱、极干旱地区。由于自然条件严酷，一方面极大地限制了动植物和人类的生存以及植物的第一性生产，成为整个区域生态环境脆弱的根本原因；另一方面，柴达木盆地地域辽阔，位处僻远，人口密度小，经济开发较晚且强度较小，生态系统基本处于自然、半自然的原始状态。

2) 生态环境十分脆弱

由于特殊的自然条件，区域内生态系统及其生态类型的构成，系统内各生态因子的分布等方面均呈现出特有的复杂性和脆弱性。气候因素是生态环境的主导因素，严酷的气候条件使生态系统保持稳定的范围较窄，对气候变化和人为干扰的抗逆性、承受能力相对较差。生态系统的自我维持能力和受到外界干扰后的修复能力较差，生态环境的敏感性和不稳定性比较突出。该区域植被退化严重，水土保持及水源涵养能力下降，荒漠化扩展趋势明显，目前区域发展方向与措施为防治水土流失。

3) 自然资源丰富，但开发利用程度低

柴达木盆地素有“聚宝盆”的美誉，盆地内矿产资源十分丰富，已发现矿种84种，其中探明储量的矿种57种，其中钾盐、镁盐、池盐、锂、溴、石棉、化工灰岩7种矿藏储量居全国首位，青海油田分布其中。

但盆地内盐类矿产密度高，矿区自然条件差，地域广阔、交通不便，工业基础薄弱，因而对矿产资源的开发利用程度较低。

5.6.1 生态环境相关区划与规划

5.6.1.1 项目所在位置在《青海省生态功能区规划》(2006年)中的定位

根据《青海省生态功能区规划》(2006年)，本项目所在区域属于柴达木盆地荒漠生态功能区中“Ⅲ3(1)柴达木盆地荒漠-盐壳生态区”、“Ⅲ3(1)-1阿尔金山荒漠草原生态亚区”、“Ⅲ3(1)-1-2-大柴旦沙漠化控制生态功能区”。本区包括海西州格尔木市、德令哈市、乌兰县、天峻县、都兰县、茫崖行委、大柴旦行委、冷湖行委，在地理上属于柴达木盆地，属荒漠生态系统，区内植被稀疏、降水少，土地荒漠化严重，是青海沙漠化防治重点区域。

荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏极难恢复。但因其分布面积大，处于人类活动频繁的区域外围，所以在防止土地荒漠化、维持生物多样性方面具有十分重要的作用。

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（2013年8月12日），项目所在位置不属于国家级和省级水土流失重点预防区和重点治理区。

评价范围内土壤侵蚀以风力侵蚀为主，在施工过程中对土壤的轻度侵蚀主要体现在施工期土地平整过程、无植被覆盖区域。

对本项目区域的保护措施包括：合理规划与设计井场及道路，减少占地面积；规范油气田开采作业；三废无害化处理；保护土壤环境质量；加强管理，措施落实，减少地表扰动与破坏；施工结束后进行场地恢复。本项目在青海省生态功能区划中的位置见图 5-6。

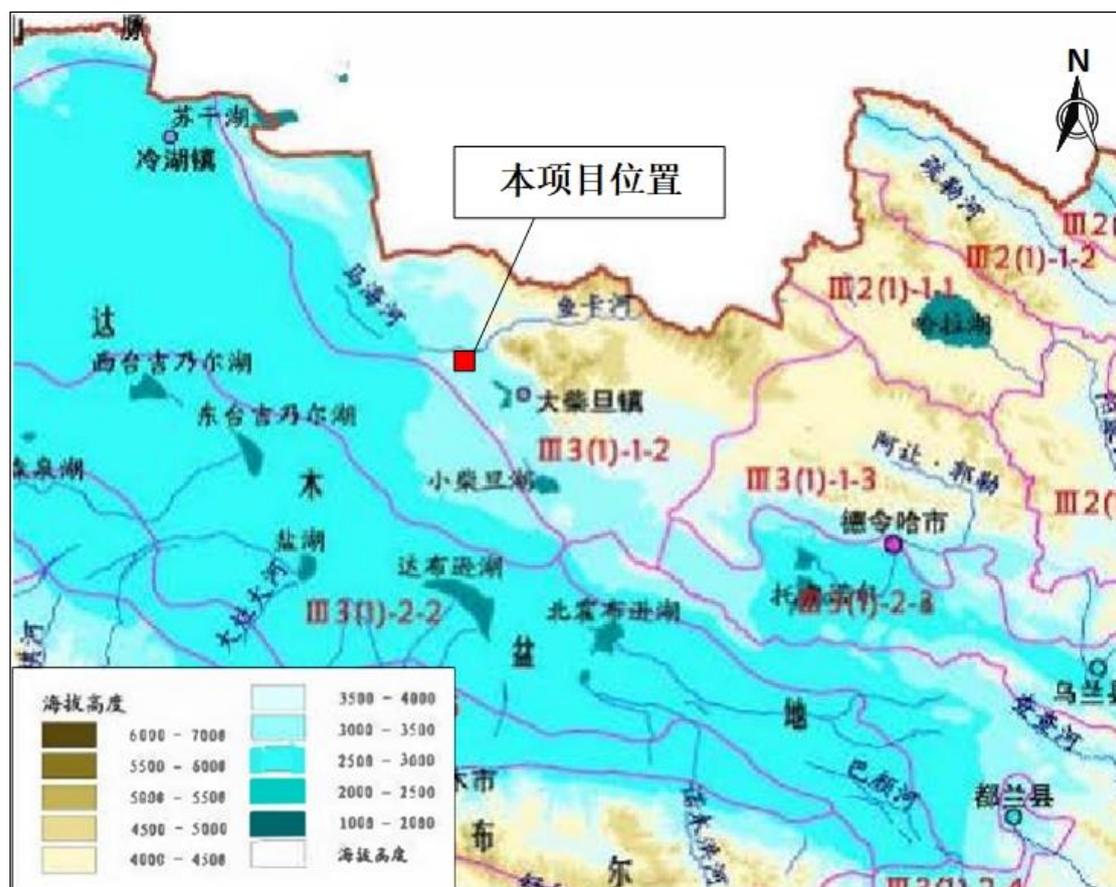


图 5-6 本项目在青海省生态功能区划中的位置

5.6.1.2 项目所在位置在《青海省主体功能区规划》（2018年6月26日）中的定位

根据《青海省主体功能区规划》（2018年6月26日），项目所在位置位于限制开发区中的中部生态功能区，不在禁止开发区范围内，该区域包含了格尔木市、德令哈市、乌兰县、都兰县、大柴旦行委、冷湖行委、茫崖行委除城关镇规划区及周边工矿区、东西台独立工矿区外的区域，总面积215744.83km²。

规划要求：“能源和矿产资源富集的地区，多为生态系统比较脆弱或生态功能比较重要的区域，不适宜大规模、高强度的工业化城市化开发。但对划入限制开发区域的能源和矿产资源，可以进行点状、带状的开发，允许适度发展加工业，做到点上开发、面上保护”。详见图5-7。

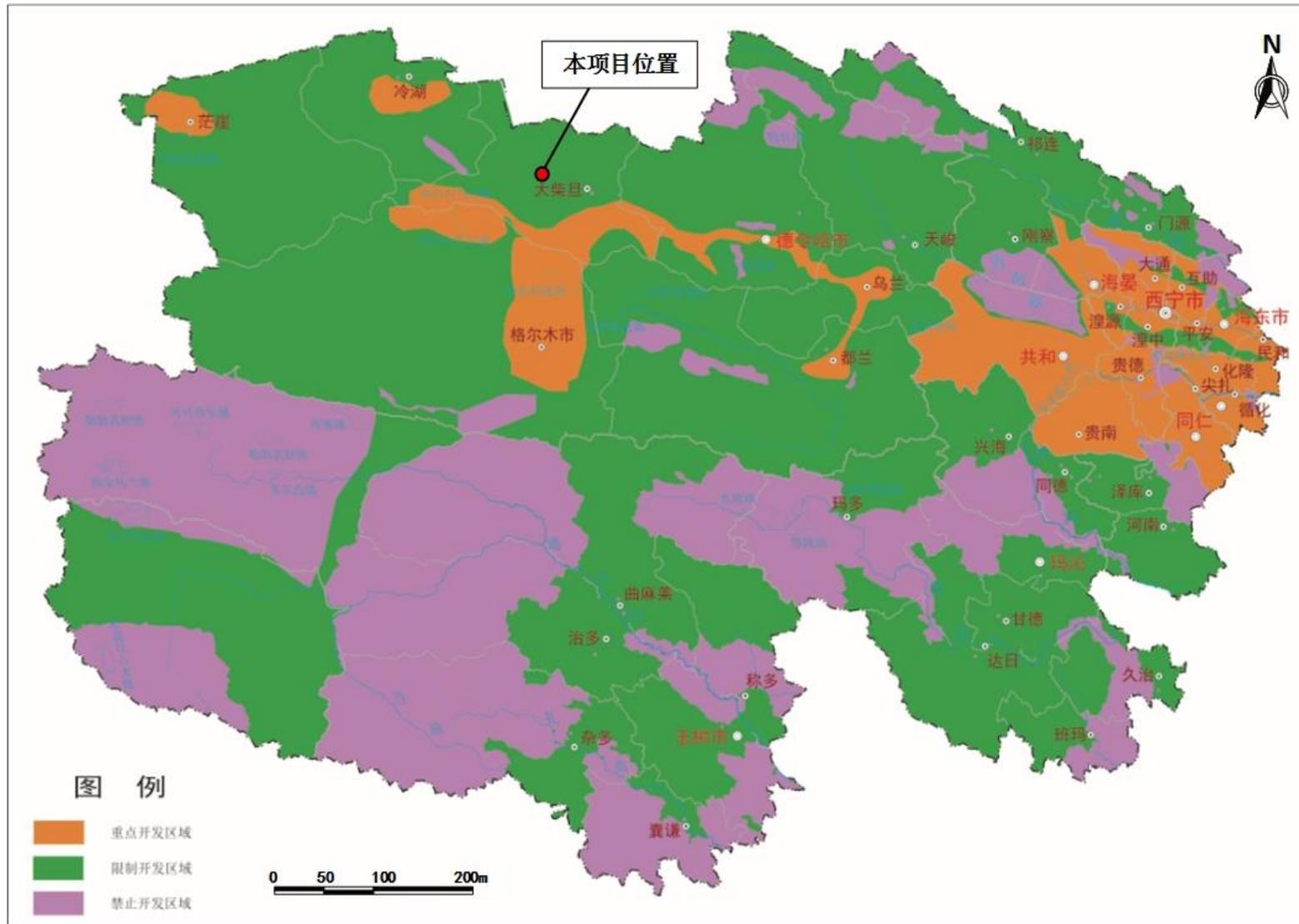


图 5-7 青海省生态功能区划图

5.6.2 生态系统类型与特点

5.6.2.1 生态系统类型

马海东油田所处的地形地貌类型单一，经现场调查并查阅项目周边相关资料，项目所在区域生物多样性程度偏低，生态系统主要为砾质荒漠生态系统。

5.6.2.2 生态系统特点

砾质荒漠生态系统是指分布于干旱地区，极端耐旱植物占优势的生态系统。由于水分缺乏，植被极其稀疏，甚至有大片的裸露土地，植物种类单调，生物生产量很低，能量流动和物质循环缓慢。其主要特点是：

- 1) 极端干旱，降水量很小而蒸发量极大；
- 2) 夏季昼夜温差大，冬季严寒；
- 3) 植被十分稀疏，以超强耐旱并耐寒的小乔木、灌木和半灌木占优势；
- 4) 物种多样性极为贫乏，生物量很低，生产力极其低下；
- 5) 土质疏松，缺少水分，沙砾含量高。

本项目区域植被主要为驼绒藜，覆盖度小于10%。在砾质荒漠生态系统中分布有少量荒漠动物，经向周边马海油气田常驻现场人员询问，区域内无大型野生动物，偶尔能见到少量的啮齿动物和鸟类。

5.6.3 土地利用现状调查与评价

5.6.3.1 评价范围土地利用现状

1) 技术方法

本次土地利用现状调查结合评价范围 Google Earth 和现场实际踏勘，得出评价范围内的土地利用现状。

2) 评价范围土地利用现状

根据《土地利用现状分类》(GB/T 21010-2017)，评价范围内的土地利用现状分类主要为沙地、裸土地，评价范围内土地利用现状采用卫片解译的方式获得，详见图 5-8。

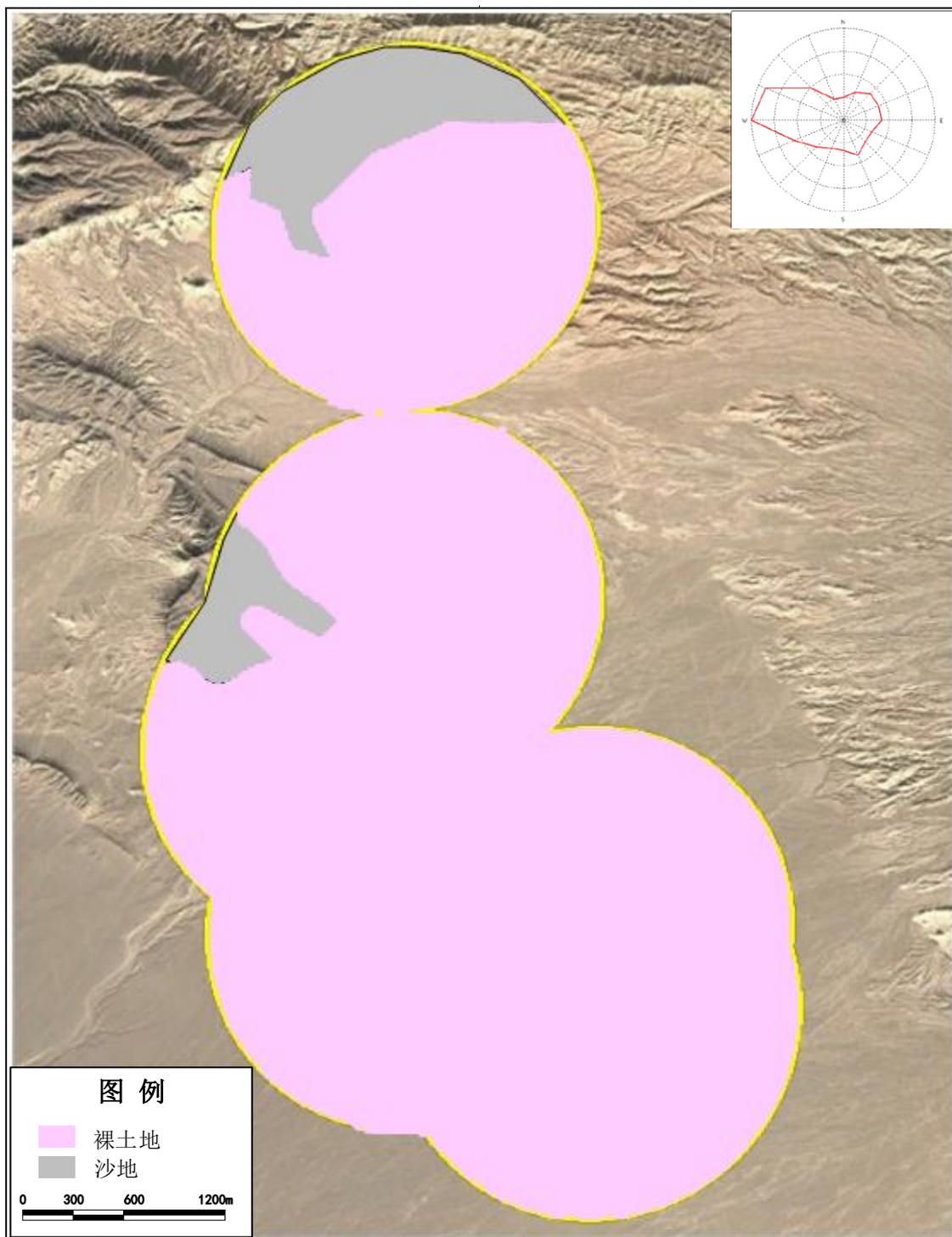


图 5-8 土地利用现状图

5.6.3.2 项目占地土地利用现状

本项目新增永久占地面积 19200m^2 ，经核实占地区域土地利用现状均为沙地、戈壁以及其他未利用地。

5.6.4 植被现状调查与评价

5.6.4.1 植被现状

在《青海地理》(张忠孝编著)的青海省植被区划图上,本项目区域属于“柴达木盆地中部荒漠地带-山麓灌木、半灌木荒漠地区。项目区气候极为干燥,降水量极少,较为强劲的大风,使疏松的第三系湖相沉积物遭到强烈的风蚀作用,形成了典型的风蚀残丘,戈壁分布面积很广,因而项目油气田开发范围内植被稀疏,仅有覆盖度<10%的驼绒藜荒漠,其余主要为砾漠、石漠和沙漠等荒漠等。

项目开发区域由于探井施工,区域内原生植被已被破坏。本项目在青海省植被区划图的位置详见图 5-9。



图 5-9 本项目在青海省植被区划的位置

5.6.4.2 植物现状

评价范围内植物主要为驼绒藜,覆盖度小于10%,驼绒藜为多年生灌木植物,是我国干旱荒漠区分布最广的植物之一,生长于荒漠地区的山前冲积、洪积平原上和戈壁侵蚀面上。现场踏勘期间,项目评价范围内未见《国家重点保护野生植物名录(第一批)》、《国家重点保护野生植物名录(第二批)》(讨论稿)中重点保护野生植物及中国濒危珍稀植物,也没有古树名木分布。

5.6.5 动物现状调查与评价

5.6.5.1 野生动物资源现状调查

现场踏勘期间，评价范围内未见野生动物。经询问附近马北油气田马北联合站工作人员，并结合当地资料，评价范围内无大型野生动物，偶尔能见到少量的啮齿动物和鸟类，但数量极其稀少。

啮齿类动物主要为子午沙鼠，是我国特有的沙鼠，属于啮齿目、鼠科、沙鼠亚科、沙鼠族、沙鼠属的小型地栖啮齿动物。子午沙鼠为蒙新区荒漠与荒漠草原中的遍布种。其分布范围包括准噶尔盆地，塔里木盆地，吐鲁番一哈密盆地，阿拉善荒漠、鄂尔多斯高原、柴达木盆地、湟水河谷、黄土高原北部，以及阴山以北的内蒙古高原。子午沙鼠目前已被列入《国家保护的有益的或者有重要经济、科学研究价值的陆生野生动物名录》（2000年8月1日）。

5.6.5.2 野生动物资源现状评价

现场踏勘期间，项目评价范围内未见《国家重点保护野生动物名录》（2003年2月21日）、《国家重点保护水生野生动物名录》中的重点保护野生动物和中国濒危珍稀动物。

5.6.6 土壤侵蚀现状

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（2013年8月12日），项目所在位置不属于国家级和省级水土流失重点预防区和重点治理区。

评价范围内土壤侵蚀现状主要以风力侵蚀为主。

5.6.7 小结

本项目位于青海省海西蒙古族藏族自治州大柴旦行委马北作业区东侧，项目评价范围内生态系统类型仅包含砾质荒漠生态系统。

项目评价范围内无《国家重点保护野生植物名录（第一批）》、《国家重点保护野生植物名录（第二批）》（讨论稿）中重点保护野生植物及中国濒危珍稀植物，也没有古树名木分布；现场踏勘期间，项目评价范围内未见《国家重点保护野生动物名录》（2003年2月21日）、《国家重点保护水生野生动物名录》中的重点保护野生动物和中国濒危珍稀动物。

本项目生态评价范围内土壤分2个土类，分别为绿洲土、灰棕漠土。项目所在位置不属于《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核

划分成果》（2013 年 8 月 12 日）中划定的国家级和省级水土流失重点预防区和重点治理区。评价范围内土壤侵蚀现状主要以风力侵蚀为主。

6 环境影响预测与评价

6.1 环境空气影响评价

6.1.1 评价等级与评价范围

6.1.1.1 评价等级的确定

1) 判定依据

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)并结合项目工程分析结果,选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数,分别计算每一种污染物的最大地面质量浓度占标率 P_i (第 i 个污染物),及第 i 个污染物的地面质量浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为:

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\% \quad \text{公式 (1)}$$

式中: P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率, %;

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

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

评价工作等级按照表 6-1 的分级依据进行划分,最大地面质量浓度占标率 P_i 按公式 (1) 计算,污染物 i 大于 1,取 P 值中最大者 (P_{\max}) 和其对应的 $D_{10\%}$ 。

表 6-1 评价工作等级划分表

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

2) 判定结果

本项目 6 座新建井场规格均相同,根据指标预测结果投产后前期油井产量相同,故本次选取其中之一的山古 101 井场进行厂界挥发性有机物无组织排放的面源估算,本次预测选取特征污染物非甲烷总烃。根据工程分析确定的源强,采用导则推荐的 AERSCREEN 估算模式进行计算,本项目估算模型参数见表 6-2。

根据估算结果知,本项目无组织排放的非甲烷总烃的最大占标率为 $P_{\max}=0.7311\%$,小于 1%,评价等级为三级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)中规定:“三级评价项目不需设置大气环境影响评价范围”。

本项目属于石油开采行业，不在 HJ 2.2-2018 中“对电力、钢铁、水泥、石化、化工、平板玻璃、有色等高耗能行业的多源项目或以使用高污染燃料为主的多源项目，并且编制环境影响报告书的项目评价等级提高一级”要求范围之列，同时结合估算结果 ($P_{\max}=0.0195\% < 1\%$)，本项目大气环境评价等级不需提级，因此最终确定本项目为三级评价。

表 6-2 估算模型参数表

选项		参数
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)		33.00
最低环境温度 (°C)		-34.20
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)	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离 (km)	/
	岸线方向 (°)	/

6.1.1.2 评价范围

本项目评价等级为三级，无需设置大气评价范围。

6.1.2 区域大气污染源调查与分析

本项目面源排放参数见表 6-3。

表 6-3 面源参数调查清单

面源名称	面源长度	面源宽度	与正北夹角	海拔高度	面源初始排放高度	年排放小时数	排放工况	污染物排放速率 (g/s)
	m	m	°	m	m	h	/	非甲烷总烃
山古 1 井场	70	40	0	3102.0	2.2	7200	正常	0.00002251
山古 101 井场	70	40	0	3110.0	2.2	7200	正常	0.00002251
山古 102 井场	70	40	0	3116.0	2.2	7200	正常	0.00002251
山 3 井场	70	40	0	3105.0	2.2	7200	正常	0.00002251
山古 101-1 井场	70	40	0	3098.0	2.2	7200	正常	0.00002251
山古 101-2 井场	70	40	0	3113.0	2.2	7200	正常	0.00002251

6.1.3 污染气象特征分析

根据位于 95° 21' E, 37° 51' N 的青海省大柴旦气象站 1993~2012 年的常规气象资料以及 2012 年逐时气象监测资料, 大柴旦地区以静风和 W 风为主, 风频为 12%。大柴旦地区 20 年风向风频见表 6-4, 风频玫瑰图见图 6-1。

表 6-4 1993~2012 年大柴旦地区风向风频

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
风频	3	4	5	5	5	4	4	5	4
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	SSW
风频	4	5	7	12	11	6	3	12	4

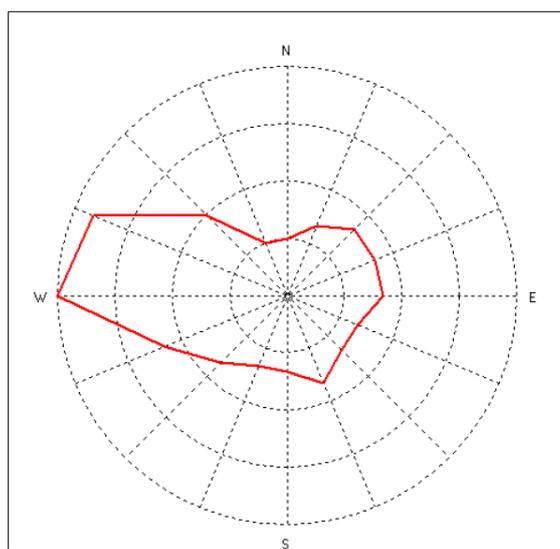


图 6-1 大柴旦地区 1993~2012 年风向玫瑰图

根据 20 年观测结果, 大柴旦地区最近 20 年间年平均风速为 2.2m/s, 平均风速最大的月份是 5 月, 为 3.1m/s; 平均风速最小月份为 1 月和 12 月, 为 1.1m/s。平均气温为 2.4℃, 其中最冷月 (一月) -12.6℃, 最热月 (八月) 16.2℃。详见表 6-5。

表 6-5 大柴旦地区平均风速、温度的月变化

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
风速 (m/s)	1.1	1.7	2.5	3.0	3.1	2.9	2.7	2.5	2.2	1.8	1.3	1.1
温度 (℃)	12.6	-8.3	-2.8	3.3	9.2	13.5	16.2	15.0	9.8	2.0	-5.6	-10.8

大柴旦气象站其他主要气象要素见表 6-6。

表 6-6 1993~2012 年大柴旦站其他主要气象要素统计表

项目	统计值	项目	统计值
多年平均风速 (m/s)	2.2	多年平均气温 (°C)	2.4
年日照时数 (h)	3257.4	极端最高气温 (°C)	33.0
年均降水量 (mm)	92.9	极端最低气温 (°C)	-34.2
年降水量最大值 (mm)	164.9	年平均相对湿度 (%)	35.0
年降水量最小值 (mm)	44.8	/	/

6.1.4 施工期大气环境影响分析

施工废气污染源主要来自井场及道路施工、运输车辆行驶产生的施工扬尘（粉尘）及运输车辆、施工机械排放的施工废气，其中的主要污染物为 SO₂、NO₂、C_mH_n 等。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，污染将不复存在。本次评价主要利用同类项目的建设经验和监测结果，类比分析本项目施工期对井场周围大气环境的影响。

1) 施工扬尘环境影响分析

本项目施工期扬尘主要产生于井场及通井道路施工、车辆运输过程。施工期产生的扬尘（粉尘）污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响最大，随着风速的增大，施工扬尘（粉尘）的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

井场及通井道路的施工时间较短，作业带内产生的扬尘（粉尘）为无组织面源排放，根据类似工程的实际现场调查：在大风情况下施工现场下风向 1m 处扬尘浓度可达 3mg/m³ 以上，25m 处为 1.53mg/m³，下风向 60m 范围内 TSP 浓度超标。但由于施工过程为分段进行，施工时间较短，在严格执行环保措施的情况下，施工作业扬尘污染是短时的，且影响不会很大，各大气保护目标在施工期内受到施工扬尘的影响较小。

施工阶段汽车运输过程中，也会产生扬尘污染。扬尘量、粒径大小等与多种因素有关，如路面状况、车辆行驶速度、载重量、天气情况等。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快、影响范围主要集中在运输道路两侧，故汽车运输扬尘对周边的环境空气影响程度和范围较小，影响时间也较短。如果采用洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或遮盖措施，可有效减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

建设单位应采取如下扬尘防治措施：

- (1) 尽量缩减施工作业面积，且施工场地采取围挡可有效减少扬尘扩散；

- (2) 物料集中堆放，表面采取遮盖或集中堆存在库房内；
- (3) 施工现场及道路定期洒水抑尘；
- (4) 控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施，渣土车密闭运输；
- (5) 避免大风天气施工；
- (6) 重污染天气应急期间，按要求严格落实各项应急减排措施。

经采取防治措施后，本项目产生的施工扬尘对周围大气环境影响较小。

2) 施工废气环境影响分析

施工期运输汽车等燃用柴油，将产生燃烧烟气，主要污染物为SO₂、NO₂、C_mH_n等。但由于废气量较小，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对周围大气环境影响较轻。

6.1.5 运营期环境空气影响预测与评价

本项目大气环境影响评价等级为三级评价，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)，三级评价项目不进行进一步预测与评价，因此仅以AERSCREEN估算结果作为本次预测结果。

6.1.5.1 预测因子与预测范围

1) 预测因子

根据本项目工程分析和污染源分析以及估算模式计算结果，选择厂界无组织挥发的非甲烷总烃作为预测因子。

2) 预测范围

预测范围为以山古101井场为中心，边长5km的矩形范围。

6.1.5.2 预测模式的选取

本次评价中对面源的估算采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)推荐模式AERSCREEN。

6.1.5.3 预测结果与评价

主要污染源估算模型计算结果见表6-7。

表6-7 主要污染源估算模型计算结果表

下风向距离/m	污染源：山古101井场	
	预测质量浓度/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率/%
10	0.2293	0.0115
25	0.3072	0.0154

下风向距离/m	污染源：山古 101 井场	
	预测质量浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率/%
50	0.3886	0.0194
55	0.3908	0.0195
75	0.3737	0.0187
100	0.3263	0.0163
125	0.2784	0.0139
150	0.2515	0.0126
下风向最大质量浓度及占标率	0.3908	0.0195
最大落地浓度距源距离/m	55	
$D_{10\%}$ 最远距离/m	未出现	

6.1.5.4 厂界无组织废气影响分析

通过预测可知，井场无组织排放的非甲烷总烃的最大落地浓度为 $0.0003908\text{mg}/\text{m}^3$ ，因此，井场厂界非甲烷总烃浓度能够满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019) 非甲烷总烃无组织排放周界外浓度限值 ($4.0\text{mg}/\text{m}^3$)。

6.1.5.5 大气环境保护距离

根据 AERSCREEN 估算结果，本项目不需设置大气环境保护距离。

6.1.5.6 污染物排放量核算

根据工程分析，本项目正常工况下无组织排放源排放量见表 6-8，大气污染物年排放量见表 6-9。

表 6-8 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)	备注
				标准名称	浓度限值 (mg/m^3)		
1	井口、装车过程无组织挥发烃类废气	非甲烷总烃	油井密闭集输，拉油采取浸没式装车	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019) 非甲烷总烃无组织排放周界外浓度限值	4.0	0.0035	/
无组织排放总计							
无组织排放总计			非甲烷总烃			0.0035t/a	

表 6-9 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	0.0035

6.1.6 大气环境影响评价自查表自查表

本项目大气环境影响评价自查表详见表 6-10。

表 6-10 本项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>			二级 <input type="checkbox"/>			三级 <input checked="" type="checkbox"/>	
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>			边长=5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input type="checkbox"/>	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>			<500t/a <input type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物 (/) 其他污染物 (/)					包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>			地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	评价功能区	一类 <input type="checkbox"/>			二类区 <input checked="" type="checkbox"/>			一类区和二类区 <input type="checkbox"/>	
	评价基准年	(2019) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测标准 <input type="checkbox"/>			主管部门发布的数据标准 <input checked="" type="checkbox"/>			现状补充标准 <input type="checkbox"/>	
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>					不达标区 <input type="checkbox"/>		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>			拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、本项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>		CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
	预测范围	边长 ≥50km <input type="checkbox"/>			边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测因子	预测因子 (非甲烷总烃)					包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率 ≤100% <input checked="" type="checkbox"/>					C 本项目最大占标率 >100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C 本项目最大占标率 ≤10% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率 >10% <input type="checkbox"/>		
		二类区		C 本项目最大占标率 ≤30% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率 >30% <input type="checkbox"/>		
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 (/) h		C 非正常占标率 ≤100% <input type="checkbox"/>			C 非正常占标率 >100% <input type="checkbox"/>		
保证率日平均	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>					C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>			

工作内容		自查项目			
	浓度和年平均浓度叠加值				
	区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>		k > -20% <input type="checkbox"/>	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(非甲烷总烃)		有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子：/		监测点位数/	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/>		不可以接受 <input type="checkbox"/>	
	大气环境保护距离	距 (/) 厂界最远 (/) m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (/) t/a	NO _x : (/) t/a	颗粒物: (/) t/a	VOCs: (0.1808) t/a NMHC: (0.0035) t/a
备注：“ <input type="checkbox"/> ”，填“ <input checked="" type="checkbox"/> ”；“(/)”为内容填写项					

6.1.7 小结

综上所述，井场无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度为 0.0003908mg/m³，最大落地浓度占标率为 0.0195%，出现在下风向 55m 处，该范围内无环境敏感目标，井场厂界非甲烷总烃浓度能够满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)非甲烷总烃无组织排放周界外浓度限值(4.0mg/m³)。同时，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)，通过 AERSCREEN 估算模式计算，本项目大气污染评价等级为三级，无需设置大气评价范围。本项目投产运营后，无组织排放的各污染物对周边大气污染物浓度贡献值较小，无需设置大气环境保护距离，对周围环境影响较小。

6.2 地表水环境影响评价

6.2.1 评价等级

本项目运营期污水主要为采出水、井下作业废水，均依托马北联合站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)，本项目运营期生产废水不外排，地表水环境影响评价等级为三级 B。

6.2.2 评价要求

1) 区域水污染源调查：水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查，主要调查依托污水处理设施的日处理能力、处理工艺、设计进水水质、处理后的废水稳定达标排放情况，同时应调查依托污水处理设施执行的排放标准是否

涵盖建设项目排放的有毒有害的特征水污染物。

2) 环境影响预测：水污染影响型三级 B 评价可不进行水环境影响预测。

3) 环境影响评价：水污染影响型三级 B 评价。主要评价内容包括：

(1) 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价；

(2) 依托污水处理设施的环境可行性评价。

6.2.3 地表水环境影响分析

6.2.3.1 废水产生及处理情况

1) 施工期废水产生及处理情况

本项目施工期产生的废水包括管线试压废水和生活污水。

(1) 管线试压废水

本项目管线试压废水产生量约为 1.74m^3 ，均为清洁水，收集沉淀后用于施工现场洒水抑尘，本项目井场周边无地表水，对环境影响较轻。

(2) 生活污水

施工人员的生活污水产生量约为 8.4m^3 ，施工现场设置移动环保旱厕，生活污水沉淀后可用于施工场地洒水抑尘，本项目井场周边无地表水，对环境影响较轻。

2) 运营期废水产生及处理情况

运营期产生的废水包括采出水、井下作业废水、值班人员生活污水。

(1) 本项目采出水最大产生量 $0.94 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，井下作业废水产生量为 $180\text{m}^3/\text{a}$ ，依托马北联合站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排，对环境影响较轻。

(2) 值班人员生活污水产生量约 $30.66\text{m}^3/\text{a}$ ，井场设置防渗环保型旱厕，旱厕采取防渗措施，本项目井场周边无地表水，对周边环境影响较轻。

3) 闭井期废水产生及处理情况

本项目闭井期产生少量含油清管废水，依托马北联合站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排，对环境影响较轻。

6.2.3.2 依托污水处理设施可行性分析

马北联合站隶属于中国石油天然气股份有限公司青海油田分公司采气二厂，位于本项目西南侧约 15km 处。原青海省环境保护厅于 2006 年 10 月 30 日以“青

环发[2006]382号”对《马北油田 5×10^4 t产能建设地面工程环境影响报告书》予以批复，同意马北联合站的建设，马北联合站于2006年底全面建成投产。在《青海油田马北油气田产能建设项目环境影响报告书》（青环发[2015]149号）中对马北联合站进行了部分改造，该项目已于2017年1月26日通过竣工环保验收（青环函[2017]35号）。

马北联合站具备原油集输处理、污水处理、净化水增压配注、天然气处理等能力，是一座综合性全智能化小型联合站。

马北联合站站内建设有污水处理系统一套，设计污水处理能力 $14.0\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，截至2019年底实际处理量约 $9.5\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，富余处理能力 $4.5\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。废水采用“沉淀、除菌、除杂、除油工艺”，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）推荐水质标准后回注地层，用于油田注水开发，不外排。经调查目前马北联合站的回注水水质能够满足标准要求，且回注油气层可以满足新增回注需求。

经调查，中石油采气二厂马北油气田未来三年内无扩大产能计划。本项目运营期需处理的采出水最大量 $0.94\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 、井下作业废水量 $180\text{m}^3/\text{a}$ ，马北联合站污水处理系统余量可以满足本项目依托需求。根据建设单位下一步开发计划，在本项目投产一年后，建设单位将根据实际确定的产能规模部署区块开发，建设独立自主运行的油气水处理联合站，以满足建设单位在区块内的采出液、原油、采出水等处理需求。

马北联合站污水处理系统工艺流程见图6-2。

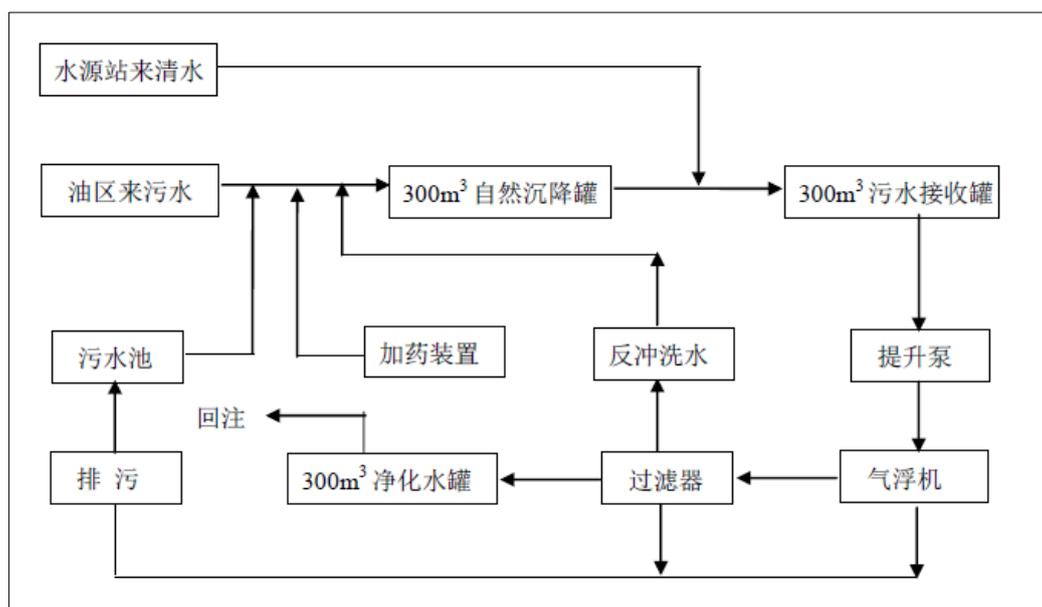


图 6-2 马北联合站污水处理系统工艺流程图

6.2.3.3 对地表水环境的影响分析

1) 施工期对地表水环境的影响分析

施工地点距离附近主要地表水鱼卡河较远，最近距离 1.8km，且鱼卡河位于盆地上缘，且与距离本项目最近的山 3 井有山体相隔。施工期管线试压废水、生活污水不会导致水体污染，对周边地表水环境影响较轻。

2) 运营期对地表水环境的影响分析

本项目通过采取加强监管，杜绝各类废水排入地表水。采出液通过单井拉油的方式拉运至 15km 外的马北联合站处理，行车路线较为固定，沿途无地表水，站内分离出的采出水经马北联合站污水处理系统处理达标后回注，不外排，对周边地表水环境基本不会造成影响。井下作业采取带罐作业，废水均收集至作业现场废液罐中，井下作业废水均经马北联合站污水处理系统处理达标后回注，不外排，对周边地表水环境基本不会造成影响。值班人员生活污水产生量较少，井场设置防渗环保型旱厕，生活污水收集沉淀后，可用于井场周边洒水抑尘，本项目井场周边无地表水，对周边地表水环境无影响。

综上，本项目运营期废水均得到合理有效处置，项目依托废水处理设施可满足项目运营期废水的处理需求，对地表水环境影响较轻。

3) 闭井期对地表水环境的影响分析

闭井期清管废水产生量较少，拉运至经马北联合站污水处理系统处理后回注，对周边地表水环境基本不会造成影响。

6.2.3.4 地表水污染防治与保护措施

本项目位于沙漠戈壁中，井位、单井集油管线、高架罐均距离附近唯一主要地表水体鱼卡河较远，最近距离 1.8km，本项目单井拉油行车路线较为固定，沿途不经过地表水体附近。

本次环评要求建设单位必须实施以下环保措施：

1) 禁止向附近鱼卡河内排放一切污染物；

2) 单井拉油严格执行预定行车路线，避开附近主要地表水体，避免因翻车事故导致采出液进入地表水。

6.2.4 地表水环境影响评价自查表

本项目地表水环境影响评价自查表详见表 6-11。

表 6-11 本项目地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ; 水文要素影响型 <input type="checkbox"/>		
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ; 饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ; 涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ; 涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ; 重要湿地 <input type="checkbox"/> ; 重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ; 重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道 <input type="checkbox"/> ; 天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ; 水产种质资源保护区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>		
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型	
		直接排放 <input type="checkbox"/> ; 间接排放 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/> 不排放	水温 <input type="checkbox"/> ; 径流 <input type="checkbox"/> ; 水域面积 <input type="checkbox"/>	
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; 有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ; 非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; pH值 <input type="checkbox"/> ; 热污染 <input type="checkbox"/> ; 富营养化 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ; 水位(水深) <input type="checkbox"/> ; 流速 <input type="checkbox"/> ; 流量 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>		
评价等级	水污染影响型	水文要素影响型		
	一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 A <input type="checkbox"/> ; 三级 B <input checked="" type="checkbox"/>	一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>		
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建 <input type="checkbox"/> ; 在建 <input type="checkbox"/> ; 拟建 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	排污许可证 <input type="checkbox"/> ; 环评 <input type="checkbox"/> ; 环保验收 <input type="checkbox"/> ; 既有实测 <input type="checkbox"/> ; 现场监测 <input type="checkbox"/> ; 入河排放口数据 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>	生态环境保护主管部门 <input checked="" type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
	区域水资源开发利用状况	未开发 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40%以下 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40%以上 <input type="checkbox"/>		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>		
补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位	
	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>	()	监测断面或点位个数 () 个	
现状评价	评价范围	河流: 长度 () km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 () km ²		
	评价因子	()		
	评价标准	河流、湖库、河口: I类 <input type="checkbox"/> ; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/> ; V类 <input checked="" type="checkbox"/> 近岸海域: 第一类 <input type="checkbox"/> ; 第二类 <input type="checkbox"/> ; 第三类 <input type="checkbox"/> ; 第四类 <input type="checkbox"/> 规划年评价标准 ()		
	评价时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况: 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标状况: 达标 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境保护目标质量状况: 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况: 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 底泥污染评价 <input type="checkbox"/> 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/> 流域(区域)水资源(包括水能资源)与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 <input type="checkbox"/> 依托污水处理设施稳定达标排放评价 <input type="checkbox"/>		达标区 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标区 <input type="checkbox"/>

影响预测	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²				
	预测因子	（ ）				
	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 设计水文条件 <input type="checkbox"/>				
	预测背景	施工期 <input type="checkbox"/> ；生产运营期 <input type="checkbox"/> ；服务期满后 <input type="checkbox"/> 正常工况 <input type="checkbox"/> ；非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制和减缓措施方案 <input type="checkbox"/> 区（流）域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/>				
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ；解析解 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> 导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ；替代削减源 <input type="checkbox"/>				
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 <input type="checkbox"/> 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 <input type="checkbox"/> 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 <input type="checkbox"/> 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 <input type="checkbox"/>				
	污染物排放量核算	污染物名称	排放量/ (t/a)	排放浓度/(mg/L)		
		(/)	(/)	(/)		
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证 编号	污染物名称	排放量/ (t/a)	排放浓度/ (mg/L)
		(/)	(/)	(/)	(/)	(/)
生态流量确定	生态流量：一般水期（ ）m ³ /s；鱼类繁殖期（ ）m ³ /s；其他（ ）m ³ /s 生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m					
防治措施	环保措施	污水处理设施 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域削减 <input type="checkbox"/> ；依托其他工程措施 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	监测计划		环境质量	污染源		
		监测方式	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
		监测点位	(/)		(/)	
		监测因子	(/)		(/)	
污染物排放清单	<input type="checkbox"/>					
评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可以接受 <input type="checkbox"/>					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可打√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

6.2.5 小结

本项目施工期、运营期、闭井期各类废水均可妥善处置，项目距离主要地表水体较远，废水不进入地表水环境，对周围地表水环境基本无影响，地表水环境影响可以接受。

6.3 地下水环境影响评价

6.3.1.1 评价等级

1) 项目分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)附录A,本项目为石油开采项目,项目类别为“I类”。

2) 环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级,分级原则见表6-12。

表 6-12 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,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;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
不敏感	上述地区之外的其他地区
注: a “环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2018年4月28日)中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

经现场调查,本项目场地附近无地下水水源地,本项目所在区域不属于上述内容中敏感及较敏感区域,项目场地的地下水环境敏感特征为不敏感。

3) 评价工作等级确定

建设项目地下水环境影响评价工作等级的划分见表6-13。

表 6-13 地下水环境影响评价等级划分依据

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

本项目属于I类项目,项目所在区域地下水环境敏感特征为不敏感,根据表6-13,判断本项目地下水评价等价为二级。

6.3.1.2 评价范围

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)要求的地下水

环境现状调查与评价工作范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以说明地下水环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。

本项目周边无重要地下水环境保护目标，根据导则要求，结合项目周边的地形地貌、水文地质条件、井位分布情况等，同时为满足地下水环境影响二级评价的要求，采用导则中推荐的查表法确定了本项目地下水评价范围，确定本项目地下水评价范围为：东北侧、北侧以绿梁山为界（分水岭），沿东北-西南方向（地面坡度方向，预测的地下水流向），在井场两侧约 1km 范围内及井场西南 2km 范围内作为评价范围，面积约 37.5km²，评价范围详见图 1-1。

6.3.2 评价区域水文地质环境

6.3.2.1 资料来源

本项目评价期间委托江西省物化探地质工程勘察院对本项目评价范围区域进行了现场勘查，掌握了项目区域的水文地质情况，编制完成了《马海东项目水文地质勘察报告》。根据报告，本项目区域地层岩性、地质构造、水文地质条件如下。

6.3.2.2 区域地层岩性

本项目所处区域地层区划属华北地层大区（V）、秦祁昆地层区（V1）、东昆仑-中秦岭地层分区（V11）、柴达木北缘小区（V11-2）。鱼卡以稳定型晚元古代-中生代沉积为主，晚奥陶世有活动型沉积出现构成基底，中生代地层发育，间有新生代沉积盆地，是一个典型的多旋回复合型造山带地层分布区。

项目所在区域地层由老至新发育有：下元古界达肯大坂群（Pt₁dk）、奥陶系滩间山群（O₃tj）、石炭系上统中吾农山群（C₃zh）、侏罗系中统大煤沟组（J₂d）、石门沟组（J₂s）、侏罗系上统采石岭组（J₃c）、红水沟组（J₃h）；古近系古~始新统路乐河组（E₁₋₂l）、古近系渐新统下干柴沟组（E₃g）、新近系中新统上干柴沟组（N₁g）和新近系上新统狮子沟组（N₂s）及第四系全新统（Q₄）。现将矿区内地层叙述如下：

1) 下元古界达肯大坂群（Pt₁dk）

主要出露于矿区东北部达肯大坂山和南部绿梁山一带，岩性由灰白~灰绿色黑云母片麻岩、斜长石角闪片岩夹层状大理岩组成。厚度大于 2600m。

2) 奥陶系滩间山群（O₃tj）

全区分布，为本区含煤岩系的沉积基底。主要于绿梁山前缘部分地区有出露，

矿区中部 F2 断层切割鱼卡背斜的部位及尕秀背斜的东端。岩性为灰绿色片理化蚀变安山岩，凝灰岩夹大理岩，绿泥片岩，角闪片岩，与下伏地层呈断层接触。厚度大于 2700m。

3) 石炭系上统中吾农山群 (C_{3zh})

主要分布于鱼卡矿区的东部，达肯大坂山前缘 F9 断层以南地区。岩性为深灰色中-厚层状灰岩、石英砂岩及粉砂质页岩互层。地层厚度大于 130m。

4) 侏罗系 (J)

(1) 侏罗系中统 (J₂)

①大煤沟组 (J_{2d})

大煤沟组为鱼卡矿区主要含煤地层，出露于尕秀背斜两翼、F2 与 F5 断层之间的中部地区、北山 F1 断层以北及鱼卡河东部地区，是鱼卡矿区煤炭勘查的主要对象之一。在鱼卡矿区内连续分布。本组不整合于奥陶系滩间山群地层之上。根据区域地质资料，该组厚度 1144m。

上部岩性为一套灰-灰白色中厚层状粗粒长石石英砂岩，夹有细砾岩、中细粒砂岩、粉砂岩、泥岩、炭质泥岩薄层及煤层，含主要可采煤层两层组 (M6、M7 煤层)，含丰富的植物化石，以 M7 下初见最粗粒碎屑岩为底界。

②石门沟组 (J_{2s})

在鱼卡矿区四个块段内均有露头出露，分上、下两个岩性段。其下段含煤段是区内主要的含煤地层。

(2) 侏罗系上统 (J₃)

①采石岭组 (J_{3c})

A. 采石岭组砂岩段 (J_{3c}¹)

在鱼卡矿区四个块段内均有露头出露，岩性由紫红、灰绿、灰黄、灰白等杂色粉砂岩、泥岩和中细粒砂岩等互为夹层组成；该组水平层理和小型斜层理较多，表明水动力条件不是很强的沉积相为湖泊萎缩阶段的河口三角洲及三角洲前缘相。与下伏石门沟组呈整合接触，接触带常见灰绿色中-粗粒砂岩夹灰黄色页岩，以页岩的消失为该段地层的底界。

B. 采石岭组砂泥岩段 (J_{3c}²)

在鱼卡矿区四个块段内均有露头出露，岩性主要为灰绿、黄绿色粗-细粒砂岩夹多层粉砂岩、泥岩为特征，局部含煤线。

②红水沟组 (J_{3h})

在鱼卡矿区四个块段内均有露头出露，岩性特征上部以红褐色泥岩粉砂岩为主夹细砂岩，局部夹粗粒砂岩，具有大型水平层理。下部为紫红色泥岩、粉砂质

泥岩及泥质粉砂岩夹灰绿色粉砂岩条带或斑点，局部含粗砾砂岩薄层。地层厚度142.80m。与下伏采石岭组呈整合接触，与上覆第三、第四系不整合接触。其沉积相属于典型的干旱炎热气候条件下湖盆萎缩阶段的沉积产物。

5) 古近系 (E)

(1) 古近系古-始新统路乐河组 ($E_{1-2}l$)

全区大面积出露，岩性为浅红色巨厚层砾岩，中部夹薄一中厚层状粉砂岩；底部为浅红色巨厚层状砾岩夹粉砂质泥岩。与下伏地层为角度不整合，厚度115m~800m。

(2) 古近系渐新统下干柴沟组 (E_{3g})

渐新统 (E_{3g}) 地层仅出露于鱼卡矿区的南部。岩性为浅黄、浅灰绿、浅红、暗紫色泥岩及粉砂岩。浅红色及暗紫色中一厚层状泥岩、粉砂岩，含硫酸钙晶体。与下伏地层连续沉积，厚度210m~800m。

6) 新近系 (N)

(1) 新近系中新统上干柴沟组 (N_{1g})

岩性为浅灰绿~灰绿色中厚层泥岩，下部为浅灰—浅黄色泥岩。与下伏地层连续沉积，厚度200m~750m。

(2) 新近系上新统狮子沟组 (N_{2s})

岩性以浅黄色、灰色厚层砾岩为主，夹灰白色细粒砂岩或浅黄色中砾岩。与下伏地层连续沉积，厚度200m~815m。

7) 第四系全新统 (Q_4)

鱼卡矿区全区大部分地区被第四系地层覆盖，全新统主要为坡积、洪积、冲积松散砂砾石堆积层。地层厚度大于20m。

6.3.2.3 项目区地层岩性

丘陵地貌区，上部为灰白色巨厚层砾岩夹砂岩、少量泥岩透镜体，下部为巨厚层砾岩与砂岩、泥岩互层，泥钙质微胶结，产状 $255^\circ \angle 10^\circ$ ，基底及大部库岸均由该套地层构成。勘查区周边出露的前第四纪地层为元古界 (Pt)、新近系 (N)，第四纪地层有全新统 (Q_4) 及上更新统 (Q_{p3})，分别叙述如下：

1) 前第四纪地层

(1) 元古界 (Pt)

分布于北侧绿梁山中山区，主要岩性为灰白-灰绿色黑云母片麻岩、斜长石角闪片岩夹层状大理岩等，地层厚度在库区200m~600m，产状 $350^\circ \angle 48^\circ$ 。岩石破碎，节理裂隙发育，与下覆地层呈断层接触。

(2) 新近系 (N)

新近系上新统狮子沟组 (N_{2s}) 土黄、灰色巨厚层砾岩夹少量砂岩, 砂质弱胶结或不胶结, 与下伏上新统油砂山组整合接触, 右岸产状一般 $220^{\circ} \sim 250^{\circ} \angle 35^{\circ} \sim 60^{\circ}$ 。分布于下坝址区至下坝轴线上游约 1.4km 段两岸山体, 厚度约 800~900m;

新近系上新统油砂山组 (N_{2y}) 上部灰白色巨厚层砾岩夹砂岩、少量含砾泥岩透镜体, 与上覆上新统狮子沟组整合接触; 下部为巨厚层砾岩与砂岩、泥岩互层, 与下伏中新统上干柴沟组整合接触。右岸产状一般 $210^{\circ} \sim 260^{\circ} \angle 35^{\circ} \sim 65^{\circ}$, 左岸产状一般 $280^{\circ} \sim 320^{\circ} \angle 30^{\circ} \sim 80^{\circ}$ 。分布于下坝轴线上游约 1.4km 至上库区库尾段鱼卡河两岸, 厚度约 1200~1400m。

新近系中新统上干柴沟组 (N_{1g}) 土黄、棕红色泥钙质粉砂岩夹长石砂岩、杂色泥岩, 与上覆上新统油砂山组整合接触, 右岸产状一般 $210^{\circ} \sim 250^{\circ} \angle 50^{\circ} \sim 70^{\circ}$ 。上部岩性为浅灰绿~灰绿色中厚层泥岩, 下部为浅灰~浅黄色泥岩。与下伏地层连续沉积, 厚度 200~750m。

2) 第四纪地层

勘查区第四纪出露的地层为全新统 (Q_4) 及上更新统 (Q_3), 主要分布于山前倾斜平原地带, 成因类型有冲积及冲洪积。

(1) 新统冲积卵石 (Q_4^{al})

构成沟谷, 厚度自上游至下游逐渐变大, 在 2m~20m 之间, 岩性为卵石, 灰白色, 松散, 粒径大于 20cm 占 20%, 粒径 10cm~20cm 占 50%, 粒径 2cm~5cm 占 20%, 中粗砂占 10%, 颗粒以浑圆状为主, 卵石岩石成份复杂, 主要以砂岩、花岗岩、板岩、片麻岩、凝灰岩为主。

(2) 上更新统冲洪积卵石 (Q_3^{al-pl})

山前倾斜平原区, 出露地层上部为粉土, 下为卵石, 鱼卡河IV级阶地阶面, 出露厚度 4.5m 左右, 山前倾斜平原区厚度大于 50m, 粒径一般 2cm~8cm, 个别达 20cm 以上, 其中, 卵粒约占 10%~30%, 砾粒约占 25%~65%, 砂粒约占 25%~45%。灰白色, 松散, 颗粒以浑圆状为主, 卵石母岩成份主要以砂岩, 片麻岩, 板岩、安山岩、凝灰岩、少量花岗岩, 混杂堆积, 无胶结, 厚度 2~10m 不等。

6.3.2.4 地质构造

1) 区域地质构造

项目所在区域位于柴达木盆地北缘中部, 柴北缘鱼卡红山凹陷二级构造单元内, 区内地势西高东低, 西侧为赛什腾山, 北侧和东侧为达肯大坂山, 南侧为绿

梁山，为一呈北西向展布的狭长盆地。

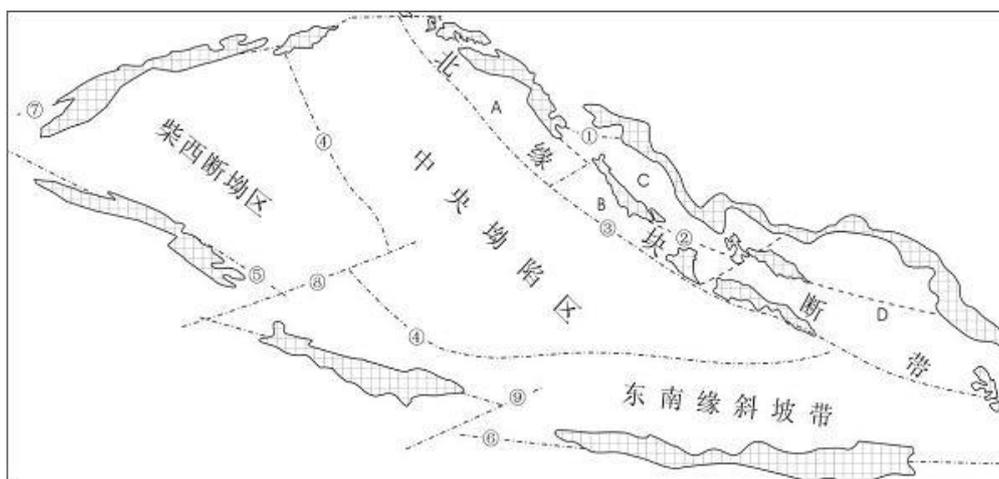
区内断层北西西向，为逆性，断层带较宽，断层面较陡，靠近断层处的岩层产状一般陡立。从地表构造来看，该地区由于断裂发育，很少发育较大或完整的褶皱构造，多为一些残破而且规模不大的褶皱，但普遍走向明显，轴迹走向多为北西—北北西向。构造样式多以断夹块、断—褶型式出现。总之，区域构造线走向一般为北西—北西西向，少数北东向，构造面多朝向北东并显压性或压扭性，这符合柴北缘—南祁连地区北西向线性构造的特征。

2) 项目区构造

根据区域地质资料，鱼卡河为一向西倾覆的向斜构造(称之为鱼卡河向斜)，属塞什腾山褶皱带次级褶皱，核部基本位于鱼卡河，轴部沿鱼卡河展布，两翼及核部为新近系沉积岩，地层向鱼卡河及其下游倾斜，北翼产状一般 $210^{\circ} \sim 260^{\circ} \angle 35^{\circ} \sim 70^{\circ}$ ，南翼产状一般 $280^{\circ} \sim 320^{\circ} \angle 30^{\circ} \sim 80^{\circ}$ 。自核部至两翼依次为上新统狮子沟组(N2s)、油砂山组(N2y)、中新统上干柴沟组(N1g)。

F3(鱼卡煤矿断层)断层位于绿梁山北缘。沿鱼卡石棉矿至鱼卡煤矿一线展布，走向南东—北西，倾向北东，倾角约 75° ，区域上东西长约 25km，两端被第四系覆盖，断层地表出露明显，出露长度 10km 左右。F3 断裂位于水库上游，距水库回水线距离大于 500m。断层北盘为达肯大板群下亚群片麻岩、角闪片岩，南盘为古近系、新近系泥岩、粉砂岩，断层为南盘相对北盘的逆冲压性断层。

柴达木盆地构造单元划分图见图 6-3。



注：1：图中 A-赛昆凹陷；B-大红沟凸起；C-鱼卡红山凹陷；D-德令哈凹陷。2：图中①宗务隆山山前断裂带；②欧姆尼克山-牦牛山断裂带；③陵间-埃南断裂带；④凤南断裂带；⑤昆北断裂带；⑥阿尔金走滑断裂带；⑦塔尔丁-鱼卡断裂带；⑧格尔木-锡铁山断带。

图 6-3 柴达木盆地构造单元划分图(据巩庆林等 2002 改编)

另在鞠乌兰故山谷口和西部山谷口发现断层上升泉，泉流量为 0.033L/s，矿

化度 9.2g/L，水化学类型 C1-Na，泉口处臭鸡蛋气味浓烈，芦苇生长，根据这一现象，判断 F3 断层为弱富水性，但该断层与尕秀西段首采区有绿梁山相隔，与尕秀井田西部煤系地层接触，根据 ZK1 号钻孔在孔深 216m-221m 遇该断层，断层上下盘为碳质泥岩，断层属于挤压型逆断层。区域构造略图见图 6-4。

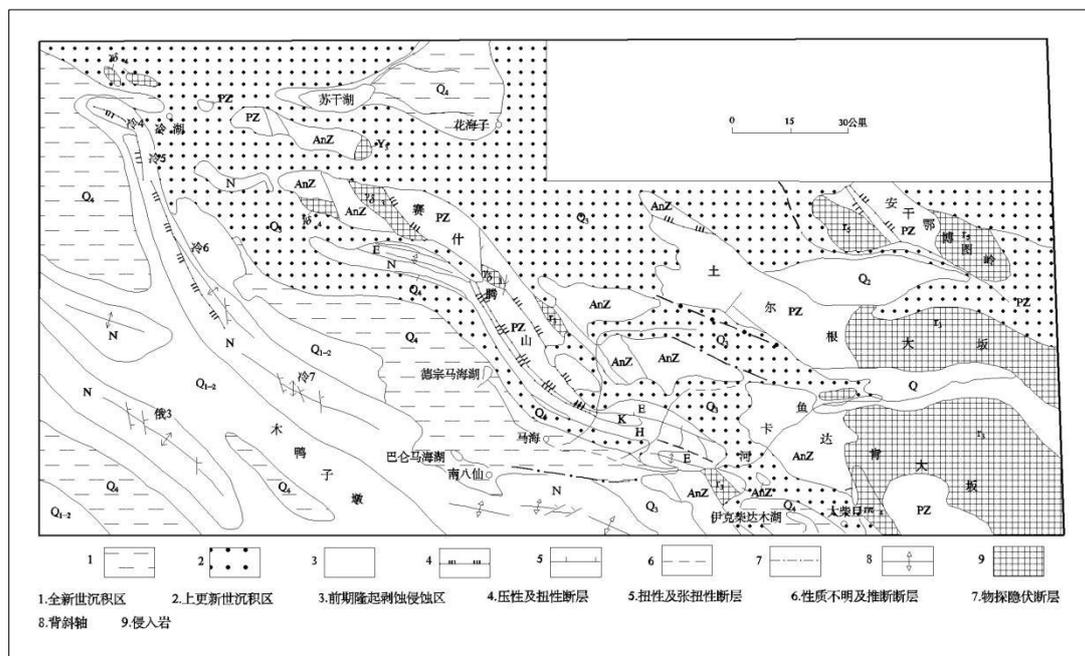


图 6-4 区域构造略图

第四纪以来，区内以振荡式间歇性上升运动为主，在鱼卡河谷区形成 I—IV 级阶地，其中：I、II 级阶地为堆积阶地，沿鱼卡河河床两侧分布。III、IV 级阶地为基座阶地，基座由新近系砾岩、砂岩构成，在河流强烈下切作用下，沿鱼卡河 III、IV 级阶地后缘形成高 20m~55m 陡崖地形。强烈的上升运动也使得区内低中山区山势陡峻，并受到后期流水作用的强烈侵蚀，呈现出千沟万壑的形态。

6.3.2.5 区域水文地质条件

1) 地下水的赋存与分布规律

论证区位于柴达木盆地北缘，北部、南部为高山、残山，中部为断陷盆地平原、丘陵，地势较为平坦。按含水层性质划分：平原区属第四系松散堆积层孔隙水，其中马海盆地内山前戈壁带主要为冰水堆积及洪积含泥砂卵砾石层 (Q_{2-3}) 潜水，细土带主要为冰水湖积砂砾石层 (Q_3) 承压自流水，盐沼带主要为湖积粉细砂层 (Q_3) 自流水；鱼卡河—噶唠河上、中游山间平原主要有戈壁带冰水堆积含泥砂卵砾石层 (Q_3) 潜水和河谷冲积砂卵砾石层 (Q_3) 潜水。在山区，高山区以多

年冻结层上水为主，中低山区以基岩风化构造裂隙水为主，丘陵区以中新生界层间裂隙孔隙水为主。

在山区，大气降水和冰雪融水是多年冻结层上及基岩裂隙水的直接补给来源。干旱少雨的平原区第四系孔隙水，其补给来源，主要的并不是山区地下水从地下径流补给的，而是依靠出山河渗流入补给。这不仅是由于平原与老山接触地带的地质、构造是否有利山区地下水从地下直接流入平原，同时也取决于山区地下水的埋藏、补给、径流、排泄等水文地质特点。

平原区第四系孔隙水与河水的密切联系，这在水质和水量方面有所反映。水质方面，区内山前平原第四系孔隙水的矿化度，比山区基岩裂隙水矿化度要低。在水量方面，在河流水量较大和靠近河流地带，地下水单井涌水量较大，如鱼卡河沿岸；反之则涌水量较小，如噶喇河和脑儿河上、中、下游山前平原。根据马海盆地地下水均衡分析，鱼卡河、噶喇河及羊水河地表水渗流量为 $9877 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，沿河床潜流量为 $2681 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，二者合计为 $12558 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，约占马海盆地内地下水总补给量的88.4%。

马海盆地和其他山间平原，均为巨厚的卵砾石充填，周围存在隔水的中新生界或阻水的基岩边界，进入这些地区的河流，在上游山前地带，表现为大量渗漏，甚至消失；至下游接近山体或峡谷地段，因山体阻隔，地下水则以泉的形式回归河流。这种地表水—地下水—地表水的转化，在鱼卡河，噶喇河及脑儿河的上游至下游都至少两次，如鱼卡河流行至达肯大坂与绿梁山山间平原时，上段出山后，河水渗漏量为 $1.9 \text{m}^3/\text{s}$ ，下段接近绿梁山峡谷处，地下水泄出量达 $2.2 \text{m}^3/\text{s}$ ，表明有部分河床潜流及附近地下水径流补给量，可见，在内陆干旱区，这些地段对地下水的赋存十分有利，作为天然地下水水库，对河流具有重要的调节作用；第二，在山间平原下游，因山体阻水，沿河谷往往形成地下水相对富集和埋深较浅的有利开采地段。

2) 地下水类型

(1) 第四系松散岩类孔隙水

第四系松散岩类孔隙水主要分布于盆地冲积扇群地带，分布面积较广，富水性相差悬殊。在河流中上游及河床地带，含水层岩性以第四系灰黄色砂砾石层及冰水卵砾石，泥砂质卵石为主，最大厚度超过200m，富水地段单井涌水量大于 $1000 \text{m}^3/\text{d}$ 。在离河流较远的山间洼地，含水层分布面积小，第四系厚度变化较大，一般在0.2m~20m之间，水位埋藏深，单井涌水量小于 $1000 \text{m}^3/\text{d}$ ，矿化度小于0.5g/L，水化学类型为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Cl-Mg} \cdot \text{Ca}$ ，水质较好。

(2) 碎屑岩类裂隙孔隙水

碎屑岩类裂隙孔隙水可分为碎屑岩类裂隙孔隙潜水、碎屑岩类层间承压水，划分如下：

①碎屑岩类裂隙孔隙潜水

碎屑岩类裂隙孔隙潜水主要赋存地貌为孤立低山，构造上处于向斜核部或者两翼产状较平缓的背斜，垂深较小，构造构不成储水构造之地段。岩性一般为厚—巨厚层状砾岩、砂岩，厚度一般在20m~150m，普遍具有降深大涌水量小的特点，一般单泉流量 $<0.1\text{L/s}$ ，地下径流模数 $<0.1\text{L/s}\cdot\text{km}^2$ 。

②碎屑岩类层间承压水

碎屑岩类层间承压水主要是中侏罗统含煤地层层间承压水，岩性为细—粗砂岩及含砾粗砂岩，层间夹泥质粉砂岩、泥岩，含水层埋深一般为200m~700m，受地形地貌、气象等因素控制，水位埋深为10m~20m，富水性较差，一般 $<0.05\text{L/m}\cdot\text{s}$ ，矿化度一般8g/L~15g/L，是鱼卡煤田煤层充水的主要来源。

(3) 基岩裂隙水

区域上基岩裂隙水分为层状岩类裂隙水和块状岩类裂隙水，层状岩类裂隙水主要分布于绿梁山山前地带，厚度较小，风化裂隙和构造裂隙发育，地形较为陡峭，不利于地下水的赋存，见较少泉水出露，一般单泉流量 $<1\text{L/s}$ ，地下径流模数 $<1\text{L/s}\cdot\text{km}^2$ 。块状岩类裂隙水主要分布于周边高山区—东北部达肯大坂山及土尔根大坂山地区，主要为深变质的花岗片麻岩、石英片岩等，构造裂隙发育，但受地形、地貌、气象等因素影响，裂隙水分布不均匀，只有在海拔较高地区，沟脑处可见零星泉水出露，单泉流量 $0.2\text{L/s}\sim 0.5\text{L/s}$ ，矿化度 0.17g/L 。基岩裂隙水主要接受大气降水及冰雪融水补给，年内动态变化大，由于补给贫乏，富水性普遍很弱，而且地势越低，地下水富水性越微弱，矿化度越高。

6.3.2.6 勘查区水文地质条件

根据现场钻探施工实际情况，勘查区内无浅层地下水。在勘查区南6.6km处的W6号勘察点（与项目区无水力联系），揭露地下水位埋深1.1m，含水层厚度14.5m，含水层岩性为中砂，下部隔水层岩性为砂质泥岩。详情见表6-14、图6-5。

表 6-14 勘察点位情况统计表

勘察点编号	纬度	经度	稳定水位深度 (m)
W1	37.938494N	94.821426E	/
W2	37.945704N	94.865793E	/
W3	37.958277N	94.816826E	/
W4	37.946363N	94.846344E	/

勘察点编号	纬度	经度	稳定水位深度 (m)
W5	37.981551N	94.844627E	/
W6	37.894363N	94.755707E	1.10

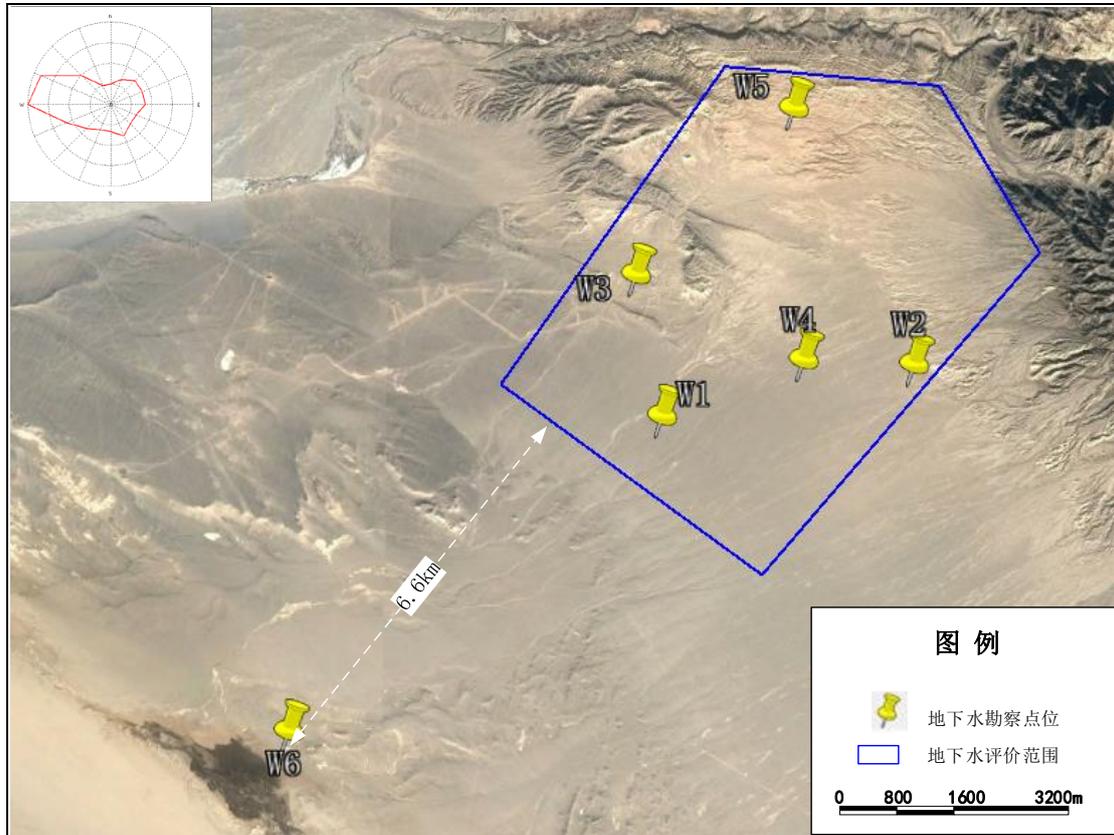


图 6-5 勘察点位示意图

6.3.2.7 地下水利用现状

本次地下水勘察区（评价范围）在勘察点深度范围内未发现地下水，其地下水主要受大气降水的补给，受降水的影响较大。本项目评价范围内无利用地下水的情况。

6.3.3 正常工况下地下水环境影响评价

6.3.3.1 施工期污染物对地下水影响分析

本项目施工期工程内容主要为井场及通井道路、地面设施安装等，产生的废水主要为管线试压废水及生活污水。

1) 管线试压废水对地下水环境影响分析

管线试压用水为清洁水，产生的试压废水主要污染物为悬浮物，收集后用于施工现场洒水抑尘。施工区域内无浅层地下水，试压废水不会对区域内地下水环境造成影响。

2) 生活污水对地下水环境影响分析

本项目施工现场设置移动环保旱厕，生活污水沉淀后用于施工场地洒水抑尘。施工区域内无浅层地下水，生活污水不会对区域内地下水造成影响。

6.3.3.2 运营期污染物对地下水影响分析

1) 废水对地下水环境影响

本项目运营期采出水、井下作业废水全部依托马北联合站站内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/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。

井下作业过程中采取船型围堰施工、带罐作业，确保井下作业废水不会泄漏至环境中，油井采出液提升至地面后通过单井集油管线密闭输送至井场的高架罐内，由罐车拉运至马北联合站进行油水分离，在站内分理出的采出水用于油田注水开发，不外排。

运营期井场设置防渗环保型旱厕，生活污水产生量较小，且区域内无浅层地下水，生活污水不会对区域内地下水造成影响。

本项目运营期废水均妥善处置，不会对地下水造成影响。

2) 固体废弃物对地下水环境影响分析

井下作业施工时，井场设置船型围堰等防渗措施，防止作业过程中原油散落到地面，围堰收集到的油泥砂均委托资质单位拉运，进行无害化处理。作业过程中可实现原油不落地，正常运行情况下不会对地下水环境产生影响。

3) 采出水回注对地下水环境影响分析

本项目采出水经马北联合站处理达标后回注油气层，用于补充地层能量。马北油气田位于马海盆地西南侧的南八仙短轴背斜风蚀丘陵区，根据区块开发历史资料，油气层岩性为古新近系粉砂岩、砂岩。回注水水质经处理后达标后对古-

新近系粉砂岩、砂岩封闭型高矿化油田水含水系统不会造成影响。

另外，由于马北油气田区采油气目标层为古新近系粉砂岩、砂岩，其含水层系统与马北油田现有水源井所在的第四系晚更新统冰水洪积含泥砂卵砾石含水层以及马海盆地第四系松散岩类含水系统无水力联系。因此油气田回注水回注不会对具有饮用水功能的承压水含水层以及第四系松散岩类孔隙水造成影响。

6.3.4 事故状态下地下水环境影响评价

6.3.4.1 地下水污染途径

石油开发项目建设和运行过程中可能导致地下水污染的非正常工况主要包括：

- 1) 单井集油管线运行过程中，管线腐蚀穿孔、误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使原油泄漏，造成地下水环境污染；
- 2) 井场高架罐泄漏事故造成地下水环境污染。

6.3.4.2 集油管线泄漏对地下水环境的影响

本项目单井集油管线不埋地敷设，架空置于已预制好的管线支墩上；另外，各个井场均配套建设监控系统。因此，一旦发生管线泄漏，可及时发现并采取关井、关阀以及收集泄漏原油等措施，将事故影响降到最低。

通过及时采取措施，加之项目区无浅层地下水，隔水层为较厚的泥岩，并且承压水赋存位置较深，因此本项目在发生单井集油管线泄漏的情况下，不会项目区对地下水造成影响。

6.3.4.3 高架罐泄漏对地下水环境的影响

本项目每座井场设置1座40m³电加热高架罐，置于高约2m的水泥基础上。由于高架罐为地上罐，且每个井场都将配套建设监控系统。因此，一旦发生高架罐泄漏，可及时发现并采取关井、关阀以及收集泄漏原油等措施，将事故影响降到最低。

通过及时采取措施，加之项目区无浅层地下水，隔水层为较厚的泥岩，并且承压水赋存位置较深，因此本项目在发生高架罐泄漏的情况下，不会对项目区地下水造成影响。

6.3.4.4 套管外返水对地下水环境的影响

运营期有极低概率存在由于固井质量不好、油井表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水的事故。采出液可能会

穿透污染承压水，对深层地下水环境造成影响。

6.3.5 废弃井影响分析

闭井期，对废弃井应拆除采油设备，清除回收集油管线内残余的原油，彻底清理回收井场内的含油泥砂，避免对浅层地下水造成污染。对废弃油井进行彻底的封井措施，避免深部石油串层造成对地下水的污染。通过采取以上措施，废弃井基本不会对项目区地下水造成影响。

6.3.6 地下水环境保护措施与对策

6.3.6.1 建设项目污染防控对策

1) 施工期地下水污染防治与保护措施

采用清洁水进行管道试压，管线试压废水用于井场洒水降尘；施工场地设置移动环保旱厕，生活污水沉淀后用于洒水降尘。

2) 运营期地下水污染防治与保护措施

(1) 井下作业过程中，井场设置船型围堰，带罐作业，防止原油、污水落地，井下作业废水全部拉运至马北联合站处理达标后回注地层；

(2) 采出水在马北联合站站内处理达标后回注地层，不外排；

(3) 井下作业产生的油泥砂属危险废物，直接委托有资质单位拉运进行无害化处理；

(4) 加强对单井集油管线、高架罐的维护保养，定期检查，及时发现问题并进行维修，防止原油泄漏事故。

(5) 加强油井管理，一旦发现油井出油异常，应及时查明原因，若是套管损坏，应及时采用水泥灌浆等措施封堵套管，防止含油污水泄漏污染地下水；

(6) 对破损管线、服役期满的管线要及时更换，防止原油对管线浅层地下水的污染。

(7) 对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行现场巡查和监控巡查，减少或杜绝油井跑冒滴漏，以及原油泄漏事件的发生。

(8) 提高现场工作人员素质和管理水平，严格定期检查各种设备的制度，积极培养工作人员的责任意识；

(9) 一旦发生事故，立即启动应急预案和应急系统，把对地下水的影响降低到最小程度；

3) 闭井期地下水污染防治与保护措施

(1) 闭井期拆除采油设备，清除回收集油管线内残余的采出液，彻底清理

回收井场内的含油泥砂，避免对浅层地下水造成污染。

(2) 对废弃油井进行彻底的封井措施，避免深部石油串层造成对地下水的污染。

(3) 清管废水经马北联合站处理后用于注水开发，不外排，避免对地下水造成污染。

4) 分区防控措施

为满足本项目值班人员工作及生活需求，本项目在山古 101 井场内新建橇装式简易值班区 1 处，包含 4 座值班房和 1 座环保型旱厕。座，包含 1 座环保型旱厕，作为一般防渗区，旱厕下方需做好防渗工作。

6.3.6.2 地下水环境监测与管理

本项目区域内无浅层地下水分布，运营期无需进行地下水环境监测。

6.3.6.3 应急响应

1) 建立环境风险应急预案，一旦出现地下水污染事故，立即启动应急预案和应急处置办法；

2) 建立向生态环境行政主管部门报告制度。

制定地下水风险事故应急响应应急预案，明确风险事故状态下应采取封闭、截流等措施。

6.3.7 小结

1) 本项目为石油开采项目，项目类别为“Ⅰ类”，项目场地的地下水环境敏感特征为不敏感，地下水评价等价二级，地下水评价范围为 37.5km²。

2) 评价范围内受油田开发影响的区域无浅层地下水，运营期正常工况下对周边地下水影响较轻。运营期严格落实各项环保措施，并加强管理，发现有可能导致深层地下水污染的套管外返水事故发生时，应立即启动应急预案，及时采取封堵措施，降低对深层地下水的污染。

在采取各项污染防治及保护措施后，本项目对地下水环境的影响较小。

6.4 声环境影响评价

6.4.1 声环境影响分析

6.4.1.1 施工期声环境影响分析

1) 源强及特点

施工噪声是由多种施工机械设备和运输车辆发出的，而且一般设备的运作都是间歇性的，因此，施工噪声有间歇性和短暂性的特点。施工中使用的机械主要有推土机、吊管机等。由于施工时间较短，且均在野外，施工产生的噪声只对局部环境造成短时影响。施工期噪声源产生的声压级噪声随距离衰减后的预测值见表 6-15。

表 6-15 主要施工机械在不同距离处的噪声值

噪声源		离施工点不同距离处的噪声估算值 (dB (A))							噪声衰减至 70dB (A) 时的距离 (m)	噪声衰减至 55dB (A) 时的距离 (m)
名称	声压级 dB (A)	10m	50m	100m	150m	200m	300m	400m		
吊管机	80.0	60.0	46.0	40.0	36.5	34.0	10.5	28.0	3.0	18.0
推土机	90.0	70.0	56.0	50.0	46.5	44.0	40.5	38.0	10.0	56.0

2) 施工噪声影响分析

由表 6-15 可见，本项目主要施工机械产生噪声昼间在 10.0m 以外，夜间在 56.0m 以外不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 中的标准限值 (昼间 70dB (A)、夜间 55dB (A))。

3) 施工期噪声影响减缓措施

为降低施工对周边声环境造成较大影响，在施工过程中，可以建议采取如下噪声防治措施：

(1) 加强管理，按照规定操作机械设备，在设备选型时尽量采用低噪声设备，设置施工围栏挡板，高噪声施工机械减振处理；

(2) 施工中加强对施工机械维护保养，避免由于设备性能差而增大机械噪声；

(3) 制定合理的运输线路，减少车辆不必要的鸣笛。

本项目周边 200m 范围内无声环境敏感目标，施工期对周边声环境影响较轻，在采取上述措施后，施工期的噪声对周边声环境影响较轻。

6.4.1.2 运营期声环境影响预测与评价

1) 源强及特点

本项目正常运营过程中主要噪声源是抽油机，当进行井下作业时，通井机、机泵等井下作业设备会产生噪声，表 6-16。

表 6-16 运营期主要噪声源源强

序号	噪声类型	设备名称	源强 (dB (A))
1	井下作业噪声	通井机	80
2		机泵	100
3	采油噪声	抽油机	65

2) 预测模式

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2009)中推荐的工业噪声预测模式,本次评价采用 BREEZE NOISE 软件进行预测。

3) 预测点设定

本项目各采油井场噪声源和平面布置基本相同,因此,本次评价选择山古 101-2 井场作为典型井场进行预测,预测抽油机正常运转过程中其噪声厂界贡献值的影响。

4) 评价标准

厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中 2 类区排放限值(昼间 60dB (A),夜间 50dB (A))。

5) 预测结果

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2009),改扩建建设项目以工程噪声贡献值与受到现有工程影响的边界噪声值叠加后的预测值作为评价量。本次 BREEZE NOISE 预测结果见表 6-17,预测结果声级图见图 6-7。

表 6-17 抽油机正常运转时井场厂界噪声贡献值

序号	井场	噪声源	厂界预测点		达标情况
			最小值 (dB (A))	最大值 (dB (A))	
1	山古 101-2 井场	抽油机	27.12	26.05	达标

注:预测井场规格为 70m×40m。



图 6-7 本项目运营期声级图

根据本次对山古 101-2 井场厂界的现状监测，昼间最大值为 42dB (A)，夜间最大值为 40dB (A)。根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2009) 中噪声叠加计算公式，叠加后厂界噪声情况见表 6-18。

表 6-18 厂界噪声叠加结果一览表

井场	噪声源	噪声源	厂界预测点		达标情况
			昼间 (dB (A))	夜间 (dB (A))	
山古 101-2 井场	抽油机	最大值	42.14	40.22	达标
		最小值	42.11	40.17	达标

根据预测结果可知，昼间、夜间井场厂界噪声均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类区排放限值要求，不会对周围声环境敏感目标造成明显的不利影响。

(2) 井下作业时设备噪声预测

井下作业噪声类比以往井下作业期间噪声监测数据。不同作业类型在不同距离下的噪声情况见表 6-19。

表 6-19 各井下作业工况下不同距离处的噪声值

工况	距离 (m)	噪声等效声级 (dB (A))	距离 (m)	噪声等效声级 (dB (A))
小修	6	60	18	50
大修	56	60	175	50

小修作业主要噪声源为通井机，一般距离井口 10m 左右，噪声降低至 60dB (A)；距离井口 32m，噪声降低至 50dB(A)。大修作业主要噪声源为修井机机泵，距离井口 100m 左右，噪声降低至 60dB (A)；距离井口 315m 左右，噪声降低至 50dB (A)。

根据以上类比分析，本项目井下大修作业时井场厂界噪声达不到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中的 2 类区标准，本项目井场周围 200m 范围内无声环境敏感目标，因此本项目在井下作业时对井场周边声环境影响较小，且井下作业施工时间是短暂的，在井下作业结束后这种不利影响将消失。

6.4.1.3 闭井期噪声环境影响分析

油井进入闭井期时，噪声源主要源自井场拆卸设备，影响范围在声源周围 200m 范围内，且闭井期噪声的影响随着闭井完毕会消失，影响只是短暂的，对周边声环境影响较轻。

6.4.2 噪声防治措施

6.4.2.1 施工期、闭井期噪声防治措施

1) 尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备，以避免局部声级过高。

2) 选用低噪声施工设备，从根本上降低源强。同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，各种机泵等要安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。

6.4.2.2 运营期噪声防治措施

由于井区噪声源分布分散，且周边无声环境敏感目标，针对本项目噪声污染的防治主要是采取经济合理噪声源控制措施。为降低噪声影响，在井场设计中采取降噪措施有：

- 1) 设备选型尽可能选择低噪声设备；
- 2) 加强对抽油机的维护、减少作业次数。

采用以上措施后，可有效地减少噪声影响，对周围声环境影响较小。

6.4.3 小结

1) 监测期间，本项目区块内声环境现状能够满足《声环境质量标准》(GB 3096-2008)中的2类区标准要求。

2) 本项目运营期昼间、夜间各厂界预测点均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)2类区排放限值要求，对周边声环境影响较轻。

3) 本项目施工期、闭井期能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)中的标准要求，运营期井下大修作业时厂界噪声达不到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)2类区排放限值要求。本项目井场周围200m范围内无声环境敏感目标，因此本项目在施工期、闭井期及运营期井下作业时对声环境影响较小。施工期和闭井期的施工，以及井下作业时间是短暂的，在施工作业结束后这种不利影响将消失。

综上，结合项目选址、平面布置、声源的排放强度与排放方式、噪声污染控制措施等方面综合进行评价，本项目对声环境影响较小。

6.5 固体废物对环境的影响分析

6.5.1 固体废物产生及排放情况

6.5.1.1 施工期固体废物产生及排放情况

本项目施工期固体废物主要为施工废料和生活垃圾。各类固废的性质及产生量见表6-20。

表 6-20 项目施工期固废一览表

序号	名称	产生量 (t)	固废类别	处置方式	排放量 (t)
1	施工废料	0.0096t	一般工业固废	尽可能回收利用，不能利用的由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理	0
2	生活垃圾	0.1500t	一般固废	暂存于施工场地临时垃圾桶内，施工结束后由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理	0

6.5.1.2 运营期固体废物产生情况

本项目运营期的固体废物主要为采出液及采出水处理、井下作业产生的油泥

砂、值班人员生活垃圾、泄漏事故状态下产生的污染土壤（按油泥砂处理）。运营期固废的性质及产生量见表 6-21，危险废物汇总表见表 6-22。

表 6-21 项目运营期固废一览表

序号	名称	产生量	主要成分	处置方式	排放量 (t/a)	备注
1	正常工况下产生的油泥砂	1.055t/a	砂石、矿物油	马北联合站内采出液及采出水处理过程中产生的油泥砂暂存于站内污油池，由采气二厂委托有资质单位拉运进行无害化处理；修井过程中产生的油泥砂暂存于山古101井场油泥砂临时贮存设施中，由东胜公司委托有资质单位拉运进行无害化处理	0	危险废物
2	生活垃圾	0.5475t/a	生活垃圾	暂存于值班房外垃圾桶内，定期清运至附近垃圾处理场处理	0	一般固废
3	非正常工况下产生的油泥砂	/	砂石、矿物油	委托有资质单位拉运进行无害化处理	/	危险废物

表 6-22 本项目运营期危险废物汇总表

危险废物名称	油泥砂 (S2-1、S2-2)	油泥砂 (S2-4)
危险废物类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物
危险废物代码	071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚	071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚
产生量	1.055t/a	/
产生工序及装置	井下作业现场、采出液及采油污水处理过程产生	泄漏事故下产生
形态	固体	固体
主要成分	砂石、矿物油	砂石、矿物油
有害成分	矿物油	矿物油
产废周期	每次作业、清罐产生，无明显周期性	事故状态下产生，不可预见
危险特性	T, I	T, I
污染防治措施	马北联合站内采出液及采出水处理过程中产生的油泥砂暂存于站内污油池，由采气二厂委托有资质单位拉运进行无害化处理；修井过程中产生的油泥砂暂存于山古101井场油泥砂临时贮存设施中，由东胜公司委托有资质单位拉运进行无害化处理	收集后委托有资质单位拉运进行无害化处理

6.5.1.3 闭井期固体废物产生情况

闭井期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备及建筑垃圾、油泥砂，废弃设备及建筑垃圾应集中清理收集，大部分可外售或回收再利用，不能回收再利用的外运至附近垃圾处理场处理。油泥砂作为危险废物应委托有资质单位拉运进行无害化处理。

6.5.2 固体废物转移、储存、处置措施

6.5.2.1 一般固体废物

施工期施工废料以及闭井期废弃设备及建筑垃圾属于一般工业固体废物，应《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB 18599-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)进行管理与处置，施工废料及废弃设备及建筑垃圾部分回收利用，不能利用的由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理。施工期、运营期生活垃圾均属于一般固废，暂存于垃圾桶内，定期清运至附近垃圾处理场处理。

本项目一般固废均采用可行的处理处置措施，对环境的影响较小。

6.5.2.2 危险废物

1) 治理方案及暂存场所情况

建设单位与中石油采气二厂签订有采出液委托处理协议，采出液拉运至联合站后，后续处理由马北联合站负责，分离出的油泥砂暂存于站内污油池内，由采气二厂定期委托有资质单位拉运进行无害化处理；修井过程中产生的少量油泥砂，暂存于山古 101 井场内满足“防渗漏，防雨淋，防流失”要求的油泥砂临时贮存设施中，由东胜公司委托有资质单位拉运进行无害化处理；闭井期产生的少量油泥砂应做好收集，施工作业结束后由东胜公司直接委托有资质单位拉运进行无害化处理。

本项目建设的油泥砂临时贮存场所基本情况详见表 6-23。

表 6-23 本项目危险废物贮存场所基本情况表

贮存场所名称	油泥砂临时贮存设施
危险废物名称	油泥砂
危险废物类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物
危险废物代码	071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚
位置	山古 101 井场内
占地面积	3m ²
贮存方式	贮存设施采用钢结构，上方加盖尺寸大于设施敞口的钢制盖板，顶部

	盖板上以防渗布遮盖，设施下方修建水泥防渗的围堰。满足“防渗漏，防雨淋，防流失”的要求
贮存能力	3t
贮存周期	仅暂存修井产生的少量油泥砂，施工结束后尽快委托有资质单位拉运进行无害化处理，保证贮存设施内无积存

2) 收集、贮存和运输管理

(1) 危险废物的贮存和运输严格按照国家对危险废物处理的有关规定执行。根据《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)的要求，危险废物的储存应采取以下措施：

①危险废物临时存储场所按照桶装、袋装物质的区别制作标示牌对危险废物进行表示；

②危险废物贮存容器及材质要满足相应的强度要求；盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容(不相互反应)；且完好无损；

③危险废物临时存储场所设置警示标志，配置通信设备、照明设施等；待危险废物贮存设施停用后，应请监测部门进行监测，表明已不存在污染时，方可摘下警示标志。

(2) 危险废物临时存储场所内清理出来的泄漏物，也属于危险废物，必须按照危险废物处理原则处理。

(3) 安全环保机构作为专门危险固废处置机构，主要负责危险固废的收集、贮存及处置。

(4) 按月统计危险废物种类、产生量、暂存时间、委托处置时间等，并按月向当地环保部门报告。

(5) 危险废物在储存、转移、处理过程中严格执行《危险废物转移联单管理办法》(1999 年 10 月 1 日)五联单制度，并制定内部转移、转运制度。按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012)相关要求进行处理和运输；

(6) 建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险；

(7) 应委托专业运输单位进行运输，运输过程防止扬散和洒漏；

(8) 加强危险废物运输设施和设备的管理和维修维护，保证其正常运营和使用；

(9) 在运输过程中不能混合性质不相容而又未经安全处置的废物；

(10) 转移危险废物应填写危险废物转移联单，并向当地人民政府生态环境主管部门报告；

(11) 运输危险废物的人员，应当接受专业培训，经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作；

(12) 运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施；

(13) 运输线路应避免敏感水域和区域，防止危险废物泄漏造成的污染；

(14) 运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府生态环境主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

综上，本项目固体废物全部得到妥善处置，对周围环境影响较轻。

6.5.3 固体废物环境影响分析

6.5.3.1 一般固体废物环境影响分析

本项目一般固废产生量较小，成分简单，全部进行综合利用和安全处置，对环境的影响较小。

6.5.3.2 危险废物环境影响分析

马北联合站内污油池作为站内油泥砂暂存场所，已严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)的要求，设置警示标志，并对地面进行防渗，满足防雨、防晒、防风要求，建立台账及管理制度。

项目评价范围内无环境保护目标。本项目在山古 101 井场内新建的油泥砂临时贮存设施，最大存放量满足环评预估的油泥砂依托需求，且修井产生的油泥砂较少，贮存周期较短。能够满足修井贮存量的依托需求。贮存设施采用规格为 2m×1.5m×1m 钢槽，上方加盖尺寸大于敞口的钢制盖板。该区域按照重点防渗区进行管理，临时贮存设施应满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)要求，顶部盖板上以防渗布遮盖，设施下方修建水泥防渗的围堰。由于项目区年降水量较少，降水频次较低，区域内不含浅层地下水，且地质结构稳定且不属于溶洞区等易遭受自然灾害地区，临时贮存设施与油泥砂相容(不相互反应)，周边无敏感目标临时贮存设施的设置可以满足“防渗漏，防雨淋，防流失”的要求。

本项目产生的危险废物全部委托有资质的单位进行无害化处理。运营期危险

废物产生量较小，且不外排，贮存设施均满足相关要求，对环境基本无影响。

1) 危险废物对周边环境的影响分析

本项目油泥砂贮存周期短，含轻质油品极少，挥发性低，对环境空气影响较小；危险废物暂存场所对可能产生泄漏、渗漏的途径均进行有效预防，设计阶段落实了“防渗漏，防雨淋，防流失”对的要求，运营期需加强维护和环境管理，可有效控制油泥砂外漏发生，对区域环境影响较小。

2) 运输过程环境影响分析

本项目远离城市建成区及其他工业区，但危险废物从产生环节运输到危险废物处理单位距离较远，要求盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）且完好无损，危险废物在运输过程中采用密闭运输。严格执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）相关要求。满足上述要求的情况下，危险废物对运输路线沿线基本无影响。

3) 处置可行性分析

目前中石油青海油田在青海已开发多年，油泥砂部分均依托青海省内有资质单位处理，均可满足本项目油泥砂处理依托需求，东胜公司油井在投产前应提前与油泥砂处理单位签订委托处理协议。根据青海省生态环境厅公示的青海危险废物经营许可证现有持证名单，截至2019年12月31日青海省具备油泥砂危险废物经营许可证的单位见表6-24。

表 6-24 青海省具备油泥砂危险废物经营许可证的单位

序号	公司名称	经营地址	许可证编号	核准经营方式	经营规模
1	中国石油天然气股份有限公司青海油田分公司（采油一厂）	海西州茫崖市花土沟镇	6328260006	收集、贮存、利用	20000t/a
2	青海美油美环保科技有限公司	青海省海东市民和县下川口工业园区	6302220017	收集、贮存、利用	20000t/a
3	敦煌市嘉音成功科技有限责任公司茫崖分公司	青海省海西州茫崖行委花土沟镇边远油田公司南翼山油区	6328620032	收集、贮存、利用	500000t/a

资料来源：http://sthjt.qinghai.gov.cn/xwzx/gsq/202001/t20200115_429583.html。

6.5.4 闭井期固体废物环境影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生少量油泥砂，应及时回收，防止对局部区域造成污染，以利于井场土地资源后续利用。回收后的油泥砂及时委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理，防止闭井期对周围环境造成

新的影响。

综上所述，在采取各项措施后，本项目施工期、运营期、闭井期的各种固体废物均可得到妥善处置，对环境的影响较小。

6.5.5 小结

本项目各类固体废物依其性质不同，分别得到合理有效处置，项目固体废物对环境空气、地表水、地下水及土壤环境影响较小。

6.6 生态影响分析

6.6.1 评价等级及范围

6.6.1.1 评价等级

本项目仅包含工程永久占地，不涉及临时占地。经过工程分析和项目所在地环境特征初步分析，本项目井场及通井道路占地面积较小（0.0192km²），占地均不涉及环境敏感区，为一般区域。依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2011）中的等级划分原则和评价工作级别划分判据，确定本次生态环境评价等级为三级。详见表 6-25。

表 6-25 生态环境评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地（水域）范围		
	面积≥20km ² 或长度≥100km	面积 2km ² ~20km ² 或长度 50km~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

6.6.1.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T 349-2007）中关于生态影响评价范围的要求，确定本项目生态环境影响评价范围为井场外扩 1km（管线两侧 0.2km 范围内，管线位于井场范围内）。

6.6.1.3 生态环境保护目标

本项目所在区域及其生态环境不涉及青海省生态保护红线，周边无生态环境保护目标。

6.6.2 评价时段

本项目评价时段为施工期、运营期和闭井期。

6.6.3 施工期生态环境影响分析

6.6.3.1 土地利用影响分析

本项目永久占地为新建井场占地和通井道路占地，占地面积 19200m²，将对部分探井井场临时占地及探井施工便道转变为永久占地。工程永久占地改变现有土地利用类型、性质和功能，这种影响是永久性的，但这部分占地面积较小，对区域土地利用格局影响在可接受范围内。

由于本项目地面工程量较少，施工期施工区域均可在永久占地内完成，无需新增临时占地，对周边生态环境影响较小。

6.6.3.2 植被影响分析

1) 井场工程对植被影响分析

井场工程对植被的影响主要为施工机械碾压、施工人员及车辆踩踏等施工活动对植被的破坏。由于探井施工已破坏区域内原生植被，造成地表裸露，本项目无需新增施工占地，故对周边植被无影响。

2) 通井道路工程对植被影响分析

本项目需将山古 101-2 井场、山古 101-2 井场与周边现有道路相连接，拟建少量通井道路，拟建道路可在探井施工便道的基础上进行改造，现有道路上已无原生植被，施工对周边植被无影响。

6.6.3.3 动物影响分析

施工期对动物的影响方式主要包括井场建设迫使动物远离原有生境，各种车辆和机械噪声对野生动物的惊扰，这种影响是短暂的，且影响范围很小。

现场踏勘期间，项目区未见野生动物。经询问附近马北油气田马北联合站工作人员，并结合当地资料，项目区无大型野生动物，偶尔能见到少量的啮齿动物和鸟类，但数量极其稀少。项目开发活动对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。因此，本项目对野生动物种群和数量影响较小。

6.6.3.4 土壤影响分析

1) 土壤理化性质影响

井场和道路工程施工过程中，场地平整、材料堆放、机械设备碾压等活动将

对土壤理化性质产生影响，如扰乱土壤表层、破坏土壤结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。但本项目施工区域均可在永久占地范围内，要求施工单位严格控制施工区域的情况下，对周边土壤环境影响较轻。

2) 土壤污染影响

施工过程中将产生施工废料、生活垃圾等固体废物，均为一般固废，但这些固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。因此，项目施工产生的固体废物对土壤环境质量影响较小。

6.6.3.5 水土流失影响分析

井场、道路等施工过程将扰动地表，使土壤变得疏松，破坏原有水土保持稳定状态，引起一定程度的水土流失。本项目施工区域水土流失类型主要为风力侵蚀。

井场工程施工期可采用机械碾压的方式，使原有土地利用类型、局部地貌发生变化，井场地面硬化，可减少土壤流失量。施工期是水土流失防治的重点时期，应加强水土保持工作。施工期引起的水土流失影响待施工结束后逐渐消失，只要严格实施各项水土保持措施，不会造成新的水土流失。

6.6.4 运营期生态环境影响分析

6.6.4.1 对植被影响分析

1) 修井过程对植被影响

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响，但在修井作业过程中，若井下作业废水或油泥砂回收不规范、不及时，可能洒落至井场外，影响周边植被生长。因此，修井过程中必须采用船型围堰施工，防止落地油产生。并要求带罐作业，废水全部收集处理。通过采取以上措施后，运营期修井作业不会对周围植被造成显著影响。

2) 泄漏对植被影响

运营期采用单井拉油方式拉运采出液，正常情况下，行车路线固定，禁止新开辟道路。非正常（事故）状况下，如罐车翻覆导致采出液泄漏、起火爆炸等，含油采出液和废气会对周边植被产生不利影响。运营期应加强拉油罐车管理，控制行车速度，严格规划路线，避免事故的发生。

另外管线泄漏、高架罐泄漏也会导致上述污染，运营期应加强对设备设施的

管理，及时发现问题，及时维修，可使事故发生的概率降到最低。

6.6.4.2 对动物影响分析

与施工期相比，运营期对野生动物的影响较小，且周边野生动物较为稀少，主要是抽油机运行噪声和修井作业噪声可能对经过的鸟类产生影响。

1) 抽油机运行噪声影响

抽油机运行噪声，属低频稳态噪声，一般在65dB(A)左右，经距离衰减后，在50m处噪声可降至50dB(A)以下。研究表明，小于50dB(A)的噪声对鸟类的正常活动无明显影响，据此推算，工程噪声影响范围为井场周围50m以内区域，50m以外区域，鸟类的正常活动无明显影响。本项目所在区域分布的鸟类较少，且均为一般种类，鸟类飞翔能力强，因此运营期对鸟类影响较小。

2) 修井机械噪声影响

修井机械声功率一般为80dB(A)~100dB(A)，排放规律是间歇的。根据前文分析，井下大修作业时井场厂界噪声达不到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中的2类区标准。但修井机械噪声周期较短，声源具有不确定性和不稳定性，在施工时对周围环境的影响是可以接受的。

根据调研，野生动物在环境噪声提高时，首先会因警惕行为而驻足倾听，而后随环境噪声增至60dB(A)时出现避让奔逃的现象，至距离噪声源60m以上时停止奔逃，但群体仍处于躁动状态直至平静。本项目修井机械噪声是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，不会对野生动物造成伤害。因此，本项目运营期抽油机噪声及修井机械噪声对野生动物造成的影响在可接受范围内。

根据现状调查，项目区野生动物和鸟类稀少。井下作业完工后，噪声影响的消失，动物的生存环境得以复原，不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。因此，运营期对野生动物的活动影响较轻。

6.6.4.3 对土壤影响分析

运营期，油气开采很少在大面积范围内造成污染，影响主要是非正常工况下导致，如井下作业、管线泄漏、高架罐泄漏、拉油罐车泄漏等，会在附近形成局部污染，污染物如回收不及时可能对土壤环境产生一定影响。

1) 修井过程对土壤影响

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响，但在修井作业过程中，

若井下作业废水或油泥砂回收不规范、不及时，可能洒落至井场外，影响周边植被生长。因此，修井过程中必须采用船型围堰施工，防止落地油产生。并要求带罐作业，废水全部收集处理。通过采取以上措施后，运营期修井作业不会对周围植被造成显著影响。

2) 泄漏事故对土壤影响

运营期采用单井拉油方式拉运采出液，正常情况下，不会导致沿线土壤污染。非正常（事故）状况下，如罐车翻覆导致采出液泄漏、起火爆炸等，含油采出液和废气会对周边土壤产生不利影响。运营期应加强拉油罐车管理，控制行车速度，严格规划路线，避免事故的发生。

另外管线泄漏、高架罐泄漏也会导致上述污染，运营期应加强对设备设施的管理，及时发现问题，及时维修，可使事故发生的概率降到最低。

6.6.5 闭井期生态环境影响评价

闭井期，油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘、短时噪声、少量固体废物。若不采取有效的生态保护措施，管线中残存的少量原油有可能对管线沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此，闭井施工操作中应注意采取降尘、降噪措施，同时，将产生的污染物分类集中收集，各自按要求处理。

由于本项目位于沙漠戈壁区，植被恢复难度大，闭井期地面恢复时应尽可能对当地生态环境进行补偿。

6.6.6 生态环境保护与恢复措施

6.6.6.1 施工期生态环境保护与恢复措施

1) 常规保护措施

(1) 强化施工阶段的环境管理。在施工期，为保证施工质量，应建立环境监督制度，监督指导施工落实生态保护措施，确保工程实施过程中，执行国家、地方等相关环境法律法规。

(2) 施工期应严格划定施工作业范围，在永久占地范围内施工，并使用显著标志加以界定，严格限制施工人员及施工机械活动范围，不破坏施工作业带以外的植物。

(3) 妥善处理施工期产生的各类污染物，防止其对周边生态环境造成重大污染，特别是对土壤的影响。

(4) 提高施工效率，缩短施工时间，施工结束后，应及时清理现场，将施

工期对生态环境的影响降到最低程度。

2) 工程占地保护措施

(1) 施工人员、施工车辆以及各种设备应按规定的路线行驶、操作，不得随意破坏施工区域外土地和植被。

(2) 材料堆放场、施工机械设备等应布置在永久占地范围内。用于铺设井场和道路的渣石临时堆放场应采取一定的拦挡防护措施。

3) 植物保护措施

(1) 严格规定施工车辆的行驶便道，防止施工车辆在植被较多的地段任意行驶。禁止乱压乱碾，防止对沙地植被产生扰动。

(2) 尽量利用现有道路，本项目周边现有道路均可满足施工要求，避免随意开辟道路。

(3) 加强施工管理，妥善处理施工场地各类污染物，防止对施工区域外的植被产生破坏。

(4) 加强施工管理，施工作业场内的临时生活用房采用橇装或板房拼装方式，严禁施工材料乱堆乱放，妥善处理施工场地各类污染物，防止扩大对植物的破坏范围。

4) 动物保护措施

(1) 科学规划、强化施工管理

要严格控制施工作业范围，尽可能地缩减施工周期，保护野生动物赖以生存的生态环境。

(2) 加强野生动物保护的宣传力度

按照《中华人民共和国野生动物保护法》(2018年10月26日)要求，加大对保护野生动物的宣传力度，提高施工人员对野生动物的保护意识，禁止捕杀动物。

(3) 禁止破坏周边植被和土壤，保护动物的栖息环境。

5) 土壤保护措施

(1) 合理安排施工进度及施工时间，尽量避开雨季施工，不能避免时，保证施工期排水通畅，减少项目造成的水土流失。

(2) 合理组织施工，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少施工期土壤流失量。

(3) 管线、高架罐的建设应做好防腐工作，可保证设备设施的安全运行。

综上所述，本项目施工方案中采用合理的工程防护措施，同时应合理安排施工工期、严控施工范围，按照水利部门的相关管理要求做好水土保持工作，定期检

查井场周围水土流失情况。项目区井场及道路工程中应按规范施工，合理组织，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少施工期土壤流失量。

本项目施工期生态保护措施图见图 6-8。

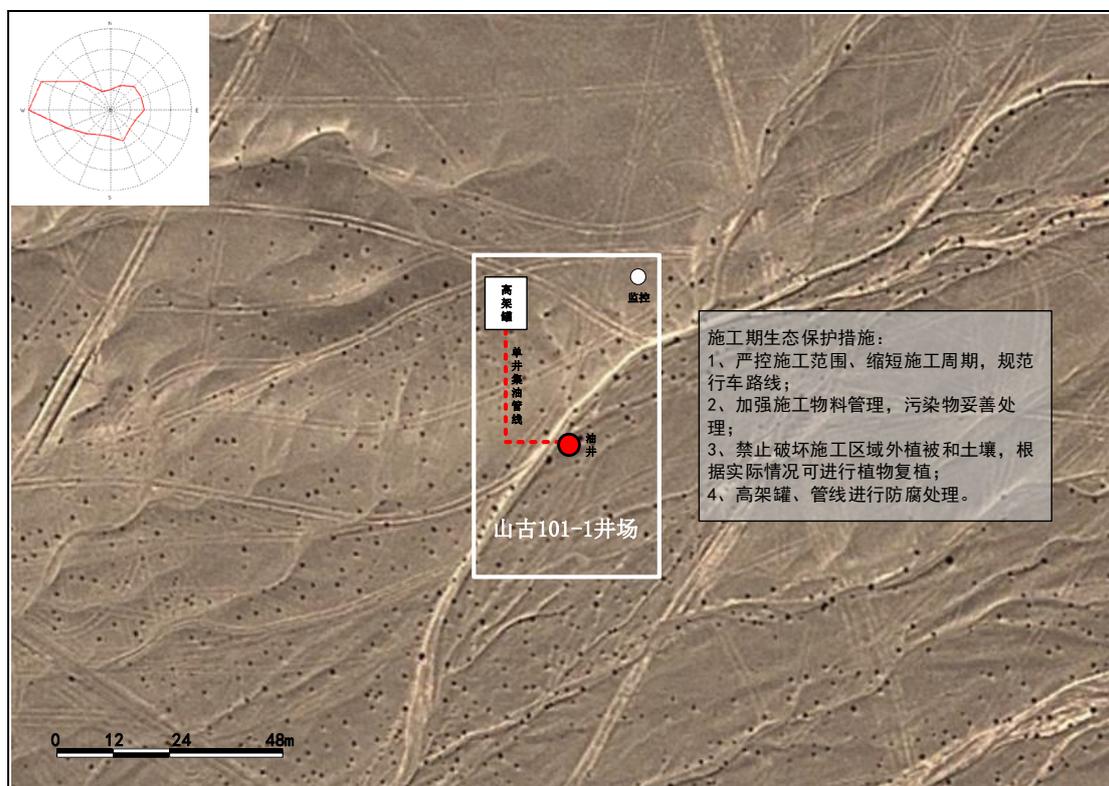


图 6-8 施工期生态保护措施示意图（以山古 101-1 井场为例）

6.6.6.2 运营期生态环境保护与恢复措施

工程在正常运营期间，基本上不会对生态环境造成影响。可能产生影响的主要是非正常工况或事故状态下。运营期应加强以下生态保护措施。

- 1) 运营期应加强单井集油管线、高架罐的维护；
- 2) 加强值班人员管理及生态环境保护知识的宣传，禁止值班人员破坏植被、捕杀动物，禁止乱扔垃圾；
- 3) 严格规范拉油罐车行车路线，禁止新开辟道路，控制行车速度，避免翻覆事故导致采出液泄漏污染周围环境；
- 4) 井下作业过程需使用船型围堰施工，并带罐作业，产生的污染物均应妥善处置。

6.6.6.3 闭井期生态环境保护与恢复措施

- 1) 生态保护措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012年3月7日）和《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017），油气井退役或报废后，应当在6个月内将打开的油气层和井口封闭，以防止对地下水的影响。

闭井期的井场、管线等相关构筑物处置措施应按照《废弃井封井处置规范》（Q/SH 0653-2015）要求进行处置，并采取以下生态保护措施：

（1）井场及道路处置措施

①拆除相关构筑物、设备、围墙，疏松已夯实和硬化的地面，清理场地及各种污染物，对拆除地面设施产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理，根据井场所在区域未受油田开发干扰地貌情况全面进行地貌恢复，使废弃井场所在地貌与区域相协调。

②废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。

③控制机械噪声、车辆运输噪声，避免对动物生存环境的惊扰。

⑤在闭井期，可以对当地交通和生产有用的道路，留用当地；对当地交通和生产无用的道路，应及时恢复地貌，改善生态环境。

（2）废弃管线处置措施

①对于废弃的单井集油主要采取进行清管处理；

②清管废水用罐车拉运至马北联合站进行处理，处理达标后回注地层，不外排。

（3）生态保护措施

①废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。

②及时回收拆除采油（气）设备过程中产生的落地油。

③控制机械噪声、车辆运输噪声，避免对动物生存环境的惊扰。

2）生态恢复措施

根据项目占用土地类型和土地面积，对井场占地进行生态恢复。生态恢复的具体要求如下：

（1）恢复原则

根据立地条件和因地制宜原则，在生态恢复过程中，应考虑其原有土地功能，对生态环境进行恢复和重建。

（2）土壤环境调查与监测

井场退役后，建设单位在对设施进行拆除后，应对设施所在区域土壤环境进行调查和监测，重点监测土壤中的石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）含量，判断其环境质量现状和污染情况，如果土壤中总石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）含量高于所在区域土壤背景值，应对所在区域土壤进行专门恢复措施。

(3) 恢复措施

本项目井场占地类型为沙地、裸土地，植被覆盖度低，植物恢复难度大，生态恢复过程中可根据当地实际情况，在可行的情况下进行植被的恢复。

本报告中闭井期封井作业、生态保护措施和生态恢复措施均按照相关要求和指南进行整理，待将来工程实施时，由建设单位按照工程实际发生情况进行相应调整。

6.6.7 小结

综上所述，项目施工期、运营期、闭井期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目对周围生态环境影响较小，可以控制在可接受程度之内。

6.7 土壤环境影响评价

6.7.1 评价等级

6.7.1.1 项目类别

本项目属于石油开采行业。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)附录 A 可知，项目行业类别为采矿业，土壤环境影响评价项目类别为 I 类项目，详见表 6-26。

表 6-26 土壤环境影响项目类别表

行业类别	I	II	III	IV
采矿业	金属矿、石油、页岩油开采	化学矿采选；石棉矿采选；煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤层气开采（含净化、液化）	其他	/

6.7.1.2 占地规模

本项目永久占地面积为 1.92hm²，占地规模为小型（≤5hm²）。

6.7.1.3 敏感程度

井场周边无周边无土壤环境敏感目标土壤环境敏感程度为不敏感，敏感程度分级详见表 6-27。

表 6-27 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、饮用水水源地或居住区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的

敏感程度	判别依据
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

6.7.1.4 评价工作等级确定

根据上述识别结果,本项目为 I 类项目,属于污染影响型,占地规模为小型,周围土壤环境敏感程度为敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)中 6.2.2 污染影响型项目评价工作分级的划分依据,判定项目土壤环境影响评价工作等级为二级,评价工作等级划分详见表 6-28。

表 6-28 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 \ 占地规模	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

6.7.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)要求,本项目评价范围为井场占地及井场周围外扩 0.2km 范围内,管线评价范围为两侧外扩 0.2km,详见表 6-29。

表 6-29 现状调查范围

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

6.7.3 土壤环境敏感目标

本项目周边无土壤环境敏感目标。

6.7.4 土壤环境影响识别

6.7.4.1 土壤环境影响类型与影响途径

1) 土壤环境影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），本项目土壤环境影响类型为污染影响型。

2) 土壤环境影响途径

根据工程组成，可分为施工期、运营期、闭井期三个阶段对土壤的环境影响。

施工期环境影响识别主要针对施工过程中施工机械碾压、施工人员踩踏、废水及固体废物在临时储存及处理过程中对土壤环境产生的影响等。

运营期环境影响识别主要针对井下作业、油气集输等过程中对土壤环境产生的影响等。

闭井期环境影响识别主要针对采油设备拆除过程对土壤环境产生的影响等。

本项目土壤环境影响类型与影响途径识别情况见表 6-30。

表 6-30 项目土壤环境影响类型与影响途径识别表

阶段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/
闭井期	/	/	√	/

6.7.4.2 土壤环境影响源与影响因子

本项目土壤环境影响途径主要为垂直入渗型，土壤环境影响源与影响因子识别情况见表 6-31。

表 6-31 土壤环境影响源与影响因子识别表

阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物种类	污染介质	可能污染区域	备注
施工期	/	/	/	/	/	/	/
运营期	单井集油管线、高架罐、拉油罐车	事故状态下，单井集油管线、高架罐破裂导致原油连续渗漏污染土壤	垂直入渗	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域、拉油路线	事故情况下
	井场	非正常工况下，井下作业操作不规范导致落地油污染土壤或落地	垂直入渗	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	非正常工况下

阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物种类	污染介质	可能污染区域	备注
		油随雨水间断入渗污染土壤					
闭井期	采油设备	采油设备拆除过程可能产生落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下

6.7.5 土壤环境影响预测与评价

6.7.5.1 施工期土壤环境影响分析

1) 土壤理化性质影响

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的施工机械设备碾压等活动,可扰乱土壤表层、破坏土壤结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的,一旦遭到破坏,短期内难以恢复,在生境恶劣的环境下尤其困难。因此,在整个施工区域内,该工程对土壤表层的影响较大。

2) 土壤肥力影响

本项目井场及道路建设区域较为平坦,仅需对表土进行平整夯实,不涉及土壤开挖回填,不涉及临时占地,且施工地点位于戈壁沙漠区,对土壤肥力影响较轻。

3) 土壤环境质量影响

施工期对土壤环境质量的影响主要是施工期的固体废物堆存及施工设备漏油等,造成污染物进入土壤环境。

施工过程中固体废物可能含有难以生物降解的物质,如不妥善管理,随意丢弃,将影响土壤质量,因此,施工时必须对固体废物进行严格管理,统一回收和专门处理,不得随意抛撒。正常情况下,施工中不应有施工机械油料泄漏,但在机械故障的情况下可能产生少量油污,因此,在机械维修时,应把产生的油污收集,集中处理,避免污染环境;平时使用中要注意施工机械的维护,防止漏油事故的发生。

采取上述措施后,施工期基本不会对项目区土壤环境造成影响。

6.7.5.2 运营期土壤环境影响预测与评价

本项目重点预测运营期高架罐泄漏对土壤环境影响。

1) 预测评价范围

与现状调查评价范围一致,井场厂界外 200m 范围内。

2) 预测评价时段

运营期。

3) 情景设定

(1) 正常工况

正常工况下，井下作业过程等可视场所若发生渗漏，可立即采取措施，根据建设单位多年运行经验，使用船型围堰的情况下，井下作业落地油回收率可达100%。另外在高架罐采取加强防腐措施，拉油车辆控制车速，规范行车路线的情况下，均不会有污染物渗漏至土壤中。

(2) 非正常工况

在实际生产过程中，井场内有实时视频监控，加之现场有值班人员巡视，发现若出现高架罐严重泄漏时（储罐全破裂）会及时对进罐阀门采取关停措施，并关停油井，关停时间一般不超过30min，污染土壤及时清运的情况下，污染物通常不会继续下渗，造成进一步污染。本次土壤污染预测情景主要针对非正常工况，情景设定为高架罐开裂或因腐蚀磨损等发生小孔泄漏，难以发现，导致采出液长期渗漏污染土壤。

4) 预测因子

本次选择特征因子石油烃（C₁₀-C₄₀）进行影响预测。

5) 预测方法

高架罐穿孔泄漏后，采出液首先在土壤中发生垂直和侧向迁移。经资料调研可知，污染物在土壤中的运移和分布都受到多种因素的控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。且迁移转化过程十分复杂，存在包括吸附、沉淀、生物吸收、化学与生物降解等作用，本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在对流、弥散作用下的扩散过程及规律。

一般认为，水在土壤中的运移符合活塞流模式，由于评价区土壤层岩性单一，污染物的弥散、吸附和降解作用所产生的侧向迁移距离远远小于垂向迁移距离。因此，忽略侧向运移，重点预测污染物在土壤中垂向向下迁移情况，可概化为一维垂向数值模型。

本次评价选用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中附录E中E.2.1推荐的预测方法，该方法适用于污染物以点源形式垂直进入土壤环境的影响预测，重点预测污染物可能影响的深度。

(1) 土壤水分运移模型

土壤水分运移模型可用来描述水分在土壤中的运移过程。HYDRUS-1D 软件水

流模型中包括单孔介质模型、双孔隙/双渗透介质模型等多种土壤水分运移模型。本文模拟时采用 Van Genuchten-Malen 提出的土壤水力模型来进行模拟预测，且在模拟中不考虑水流滞后的现象

$$\theta(h) = \theta_s + \frac{\theta_s - \theta_r}{\left[1 + |\alpha h|^n\right]^m} \quad h < 0, m = 1 - \frac{1}{n}, n > 1$$

$$\theta(h) = \theta_s \quad h > 0$$

$$K(h) = K_s S_e^l \left[1 - (1 - S_e^{1/m})^n\right]^2 \quad S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}$$

式中： θ_r ——土壤残余含水率；

θ_s ——土壤饱和含水率；

S_e ——有效饱和度；

α ——土壤水力特征经验参数；

n ——土壤孔隙大小分配指数；

K_s ——饱和水力传导系数；

l ——土壤孔隙连通性参数，通常取 0.5。

(2) 一维非饱和溶质运移模型预测方法

① 一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial (\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中： c ——污染物介质中的浓度，mg/L；

D ——弥散系数， m^2/d ；

q ——渗透速度， m/d ；

z ——沿 z 轴的距离， m ；

t ——时间变量， d ；

θ ——土壤含水率， $\%$ 。

② 初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, \quad L \leq z < 0$$

③ 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件

$$\text{连续点源:} \quad c(z, t) = c_0 \quad t > 0, \quad z = 0$$

$$\text{非连续点源} \quad c(z, t) = \begin{cases} c_0, & 0 < t \leq t_0 \\ 0, & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

(3) 软件选用及简介

本次土壤数值模拟选用 HYDRUS-1D 软件。HYDRUS 软件由美国国家盐土改良中心 (US Salinity laboratory)、美国农业部、农业研究会联合开发, 于 1991 年研制成功的 HYDRUS 模型是一套用于模拟变饱和和多孔介质中水分、能量、溶质运移的数值模型。经改进与完善, 目前已得到广泛认可与应用, 能够较好地模拟水分、溶质与能量在土壤中的分布, 时空变化, 运移规律, 分析人们普遍关注的农田灌溉、田间施肥、环境污染等实际问题。

(4) 模型构建

污染物运移模型为: 高架罐出现泄漏对特征污染物石油烃 (C₁₀-C₄₀) 在土壤中的运移进行模拟。

根据资料调研结果, 本项目模型选择自地表向下 3m 范围内进行模拟, 土壤质地均为砂土。模拟厚度设置为 3m, 模型剖分按 3cm 间隔, 共 101 个节点。在模型中设置 6 个观测点位, 编号 N1~N6, 分别位于 -0.5m、-1.0m、-1.5m、-2.0m、-2.5m、-3.0m 深处。

本次设定模型运行时间为 100d, 本次共设置了 5 个输出时间点, 分别为 5d、10d、50d、75d、100d。

模型结构如图 6-9 所示:

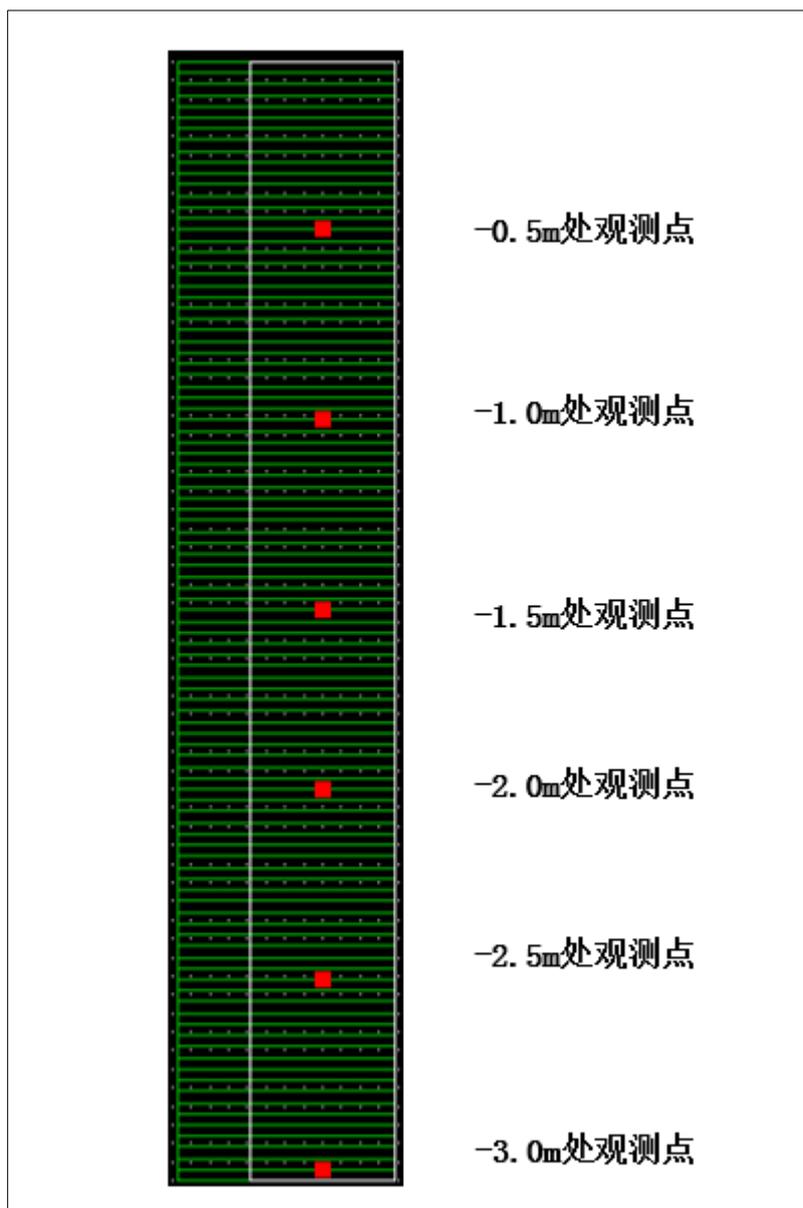


图 6-9 模型结构图

(5) 泄漏源强及参数选取

① 参数选取

本项目所在地土壤质地为砂土，土壤水力参数见表 6-32，土壤溶质运移参数见表 6-33。

表 6-32 土壤水力参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	饱和含水率 θ_s	残余含水率 θ_r	α (cm^{-1})	n	饱和导水率 K_s (cm/d)	经验参数 l
0~300	砂土	0.39	0.1	0.059	1.48	31.44	0.5

备注：表中参数引用 HYDRUS 软件中所推荐的基本岩性参数。

表 6-33 土壤溶质运移参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	土壤密度 (g/cm ³)	土壤含水率 (%)
0~300	砂土	1.235	0

备注：①土壤质地、密度、含水率取自 S6 点位理化性质监测值；②根据理化性质调查，本项目预测土壤中不含水。

②泄漏源强

高架罐属于常压单包容储罐，由于开裂或腐蚀磨损等原因，造成采出液泄漏。参考《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 附录 E，设定本项目高架罐破裂泄漏孔径为 10mm，采出液速度按 1.125m/s，泄漏点隐蔽、泄漏量较少，短期内不易发现。采出液泄漏速率 Q 为：

$$Q=3.14 \times 0.005^2 \times 1.125\text{m/s} \times 3600\text{s/h} \times 24\text{h/d}=7.6302\text{m}^3/\text{d};$$

石油类泄漏源强见表 6-34。

表 6-34 泄漏源强表

预测情景	污染物	浓度 (mg/L)	管线全管径泄漏采出液量 (m ³ /d)	单位时间渗漏通量 (cm/d)
高架罐泄漏	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	1000	7.6302	2.70

(6) 边界条件

对于边界条件概化方法，综述如下：

上边界为定通量边界，单位时间渗漏通量为 2.70cm/d，设定上边界条件为大气边界，可积水。由于本项目无浅层地下水，因此下边界设定为自由排水。

6) 预测结果

本次模型中未考虑污染物自身降解、滞留等作用。石油烃 (C₁₀-C₄₀) 在观测点的浓度随时间变化见图 6-10，不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线见图 6-11。

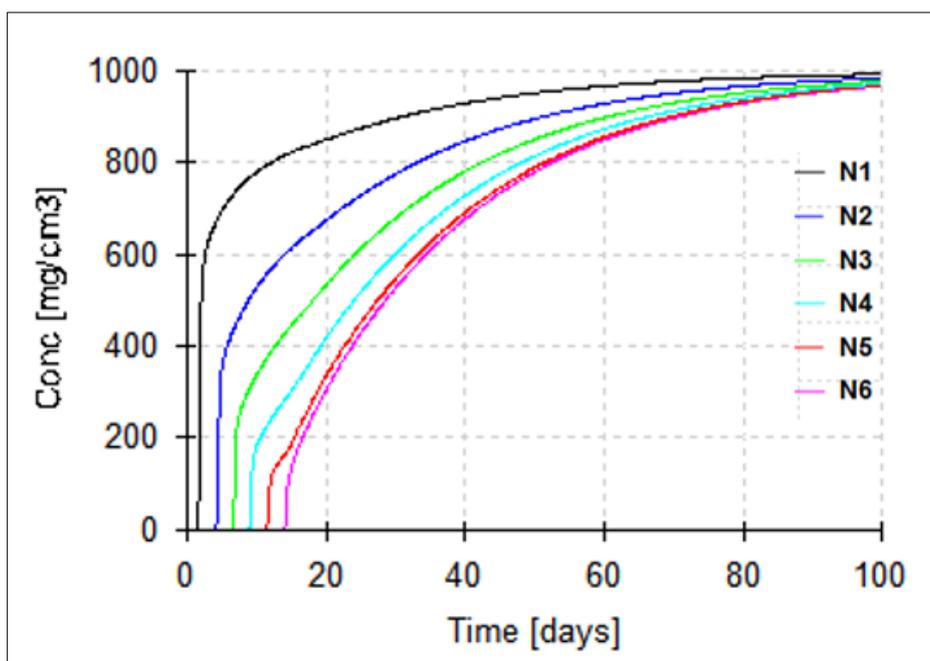


图 6-10 不同观测点处石油类浓度-时间变化曲线图

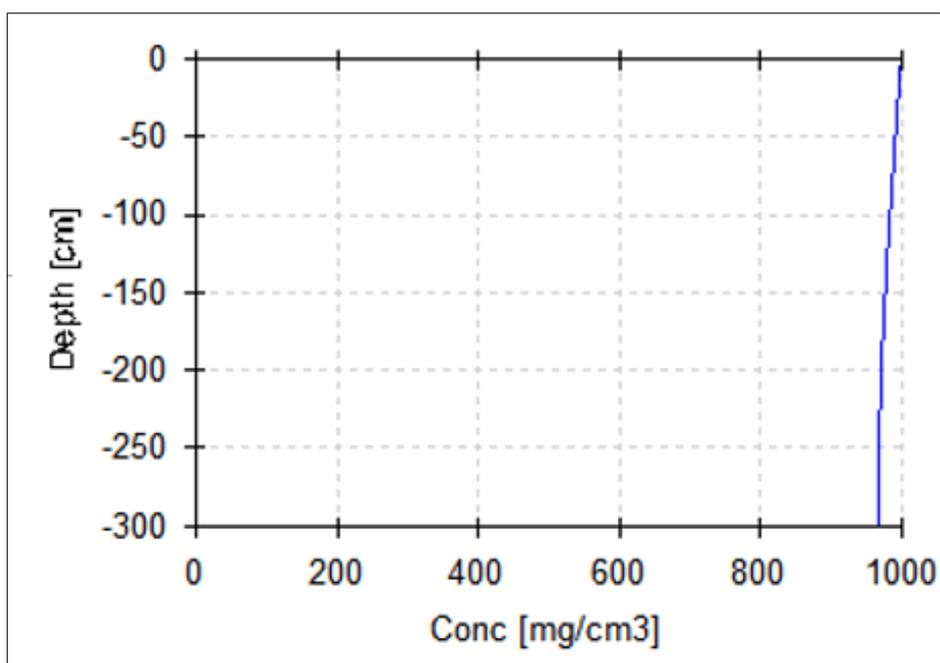


图 6-11 不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线图

综上所述，发生泄漏后，最先污染表层土壤，时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响严重，泄漏约 20d 后，石油类迁移至-300cm 处，且本项目所在区域为沙漠戈壁，评价区内无浅层地下水，土壤渗透系数较大，泄漏后首先污染表层土壤，若不及时处理，随着泄漏时间增加，石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）将会对深层土壤影响较大。本项目运营期通过视频监控，定时巡井，且生产设施均位于地面以上，能够及时发现事故并采取措施，处理及时的

情况下对土壤影响较轻。

6.7.5.3 闭井期土壤环境影响分析

闭井期，采油设备拆除过程或封井过程可能产生落地油，若不及时回收，可能随雨水入渗污染土壤。本项目产生的被原油污染的土壤按照油泥砂处理，委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处置，同时对井场永久占地进行生态恢复工作。因此，闭井期施工活动对土壤环境在可接受范围内。

6.7.6 土壤环境保护措施与对策

6.7.6.1 源头控制措施

本项目对施工期和运营期产生的废水进行合理的治理和综合利用，以先进工艺、设备对污水储存和处理，尽可能从源头上减少污染物泄漏的可能性和泄漏量。

1) 施工期源头控制措施

(1) 加强施工期固废管理。施工过程固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，随意丢弃，将影响土壤质量，因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。正常情况下，施工中不应有施工机械油料泄漏，但在机械故障的情况下可能产生少量油污，因此，在机械维修时，应把产生的油污收集，集中处理，避免污染环境；平时使用中要注意施工机械的维护，防止漏油事故的发生。

(2) 井场四周设置井界沟，预防在运营期事故状态下井场采出液随地面径流进入外环境。

2) 运营期源头控制措施

为预防石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）对土壤环境的影响，本次运营期采取以下土壤环境保护措施，详见表 6-35。

表 6-35 运营期土壤环境保护措施表

土壤环境保护措施		实施部位	实施时间	实施保证措施	预期效果
源头控制措施	采出水、井下作业水、依托马北联合站污水处理系统进行处理，不外排	井场	运营期	加强集输过程管理，与中石油马北联合站做好日常沟通，及时了解马北联合站的运行情况	对周围环境不造成污染
	减少井下作业频次，使用船型围堰，带罐作业，从源头减少落地油产生	井场	运营期	加强施工管理	对周围环境不造成污染
	加强单井集油管线、高架罐防腐检测，加强拉油车辆管理	井场，拉油路线	运营期	加强运营期环保管理工作	对周围环境不造成污染

3) 闭井期源头控制措施

(1) 加强管理，减少采油设备拆除过程污染物的跑冒滴漏。

(2) 管线清管废水由马北联合站进行处理，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。

(3) 建设单位拆除设施、设备或者建筑物、构筑物，可能造成二次污染的，应当采取相应的防渗漏、污染物收集等防治措施，制定、实施土壤污染防治工作方案。土壤污染防治工作方案应当包括被拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的基本情况，残留污染物清理、安全处置以及应急措施，土壤污染防治技术要求和周边环境污染防治要求等内容。

6.7.6.2 过程防控措施

环评要求建设单位须做好场区分区防渗措施。本项目按重点污染防治区、一般污染防治区、非污染防治区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

1) 施工期过程防控措施

井场设有防渗环保旱厕。

2) 运营期过程防控措施

(1) 井场工程区

①建议井场四周设置井界沟，减少受污染的雨水量，同时防止井场内污水或落地油等随地面径流进入外环境。

②井下作业要按照船型围堰、带罐作业模式，及时回收井下作业废水、油泥砂等。根据以往施工经验，采取船型围堰措施，落地油回收率可达 100%。

针对以上措施的实施，实际运营中设专人管理，定期对设备检查及维修，跟踪废水、固废的去向，从而达到对周围环境减少污染的预期效果。

(2) 管线、高架罐

①采取防腐措施和定期防腐检测。

②定期对管线、高架罐的厚度及焊缝情况进行测试，特别是使用期超过 5 年，壁厚低于规定要求管段应及时更换，消除因腐蚀造成泄漏的隐患。

③加强监控和巡线工作，发现泄漏等现象立即启动应急预案，及时封堵和进行清理。

(3) 隐患排查制度

建设单位应当定期对重点区域、重点设施开展隐患排查，保证持续有效防止

有毒有害物质渗漏、流失、扬散。发现污染隐患的，应当立即制定整改方案，及时采取技术、管理等措施消除隐患。本项目重点区域包括管线、高架罐区，以及依托的污水污染治理设施（由中石油马北联合站负责）等。

3) 闭井期过程控制措施

(1) 环评建议在采油设备拆除过程中，及时回收各类污染物。危险废物应委托有资质的单位进行无害化处置。

(2) 废弃井每年至少巡检 1 次，并记录巡检资料，防止发生油水串层及跑冒油，污染周围环境。

本项目土壤保护措施图见图 6-12。

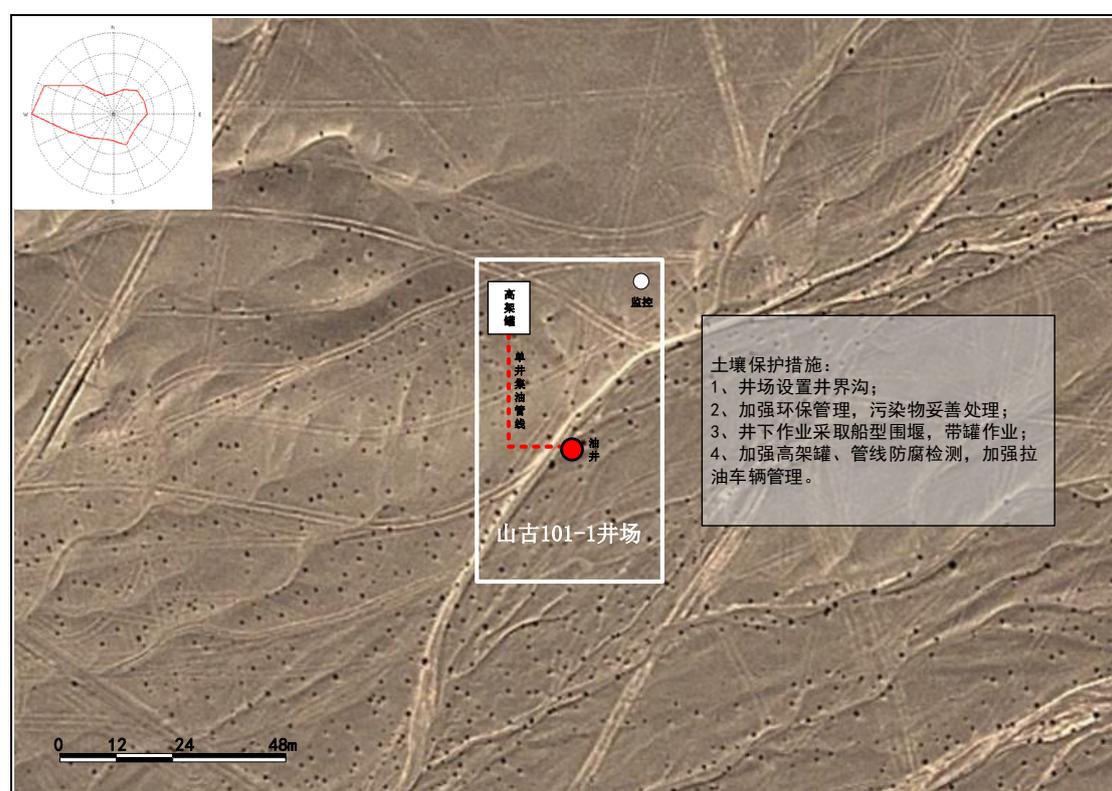


图 6-12 土壤保护措施图（以山古 101-1 井场为例）

6.7.6.3 跟踪监测

对井场内土壤开展定期监测，发现土壤污染时，及时查找泄漏源，防止污染源的进一步下渗，必要时对已污染的土壤进行替换或修复。基于建设项目现状监测点设置兼顾土壤环境影响跟踪监测计划的原则，布设了本项目运营期土壤环境跟踪计划。详见表 6-33。

表 6-36 土壤环境跟踪监测计划

序号	监测点位	取样要求	监测项目	监测频次	执行标准
1	山古1井场内	在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m处分别取样，每个柱状监测点取3个样	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	项目投产运行后1次/5a	《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）
2	山古101-2井场内	表层样 0~0.2m	《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中的基本因子+石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	项目投产运行后1次/5a	《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）

6.7.7 土壤环境影响评价自查表

本项目土壤环境影响评价自查表见表 6-37。

表 6-37 本项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>			
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>			
	占地规模	(1.92) hm ²			
	敏感目标信息	无			
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他（ ）			
	全部污染物	废气：非甲烷总烃；固废：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）；废水：石油类、SS、悬浮物等			
	特征因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）			
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>			
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input checked="" type="checkbox"/>			
评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>			
	理化特性	调查了土体构型、土壤结构、土壤质地、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等			同附录C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度
	表层样点数	1个	2个	0m~0.2m	
	柱状样点数	3个	0个	0m~0.5m、0.5m~1.5m、1.5m~3m处分别取样	

	现状监测因子	建设用地：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘等45项指标。 特征指标：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）。		
现状评价	评价因子	同现状监测因子		
	评价标准	GB 15618□；GB 36600☑；表D.1□；表D.2□；其他（ ）		
	现状评价结论	土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中的第二类用地的筛选值；说明项目所在区域土壤环境质量状况良好		
影响预测	预测因子	石油类		
	预测方法	附录E□；附录F□；其他☑		
	预测分析内容	影响范围（厂界外0.2km）影响程度（较小）		
	预测结论	达标结论：a) ☑；b) □；c) □ 不达标结论：a) □；b) □		
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（跟踪监测）		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		2	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	井场内1次/5a
信息公开指标	土壤环境跟踪监测达标情况			
	评价结论	项目所在区域土壤环境质量现状满足相关标准要求，土壤环境质量状况良好。根据资料调研结果，项目产生污染物对周围土壤环境影响在可接受范围内，通过采取本报告表提出的环境保护措施及跟踪监测计划，从土壤环境影响的角度，项目建设可行		

6.7.8 小结

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），确定本次土壤环境影响评价等级为二级。根据土壤环境质量现状调查结果表明，本项目井场内及井场外的土壤各项监测指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中相应标准。说明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

通过分析，本项目正常运行状态下基本不会对土壤造成污染；非正常工况下，污染物随时间推移不断下渗，因此，本次评价针对各类污染物均提出对应的污染治理措施，可确保污染物达标排放及防止渗漏发生，从源头上控制项目对区域土

壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。

建设单位在严格落实环评提出的污染防治措施及土壤环境跟踪监测计划的前提下，项目对区域土壤环境影响是可接受的。从土壤环境影响的角度，项目建设是可行的。

6.8 环境风险评价

6.8.1 评价目的和评价重点

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，建设项目建设和运营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影响和损害因素，提出合理可行的防范、应急减缓措施，以使项目事故率、损失和环境影响达到可以接受水平。

本次环评根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《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）和《关于切实加强风险防范 严格环境影响评价管理的通知》（环发[2012]98号）对本项目进行环境风险评价，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

6.8.2 评价依据

6.8.2.1 风险调查

风险源调查范围主要是主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程等环节涉及的生产设施。经调查，本项目风险源主要是油井、单井集油管线、高架罐。

1) 危险物质调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），本项目所涉及危险物质主要是原油（以采出液形式存在，含水 40.17%~65.79%）、天然气（伴生气）等，危险类别见表 6-38，危险物质的危险有害特性及安全技术分析详见表 6-39~表 6-40。

表 6-38 本项目风险物质危险类别一览表

序号	危险化学品名称	物质危险性
1	原油（本项目为采出液）	易燃液体
2	原油伴生气	易燃气体

表 6-39 原油危险有害特性及安全技术资料一览表

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum
理化性质	外观与形状：红棕色或黑色、荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	熔点（℃）：-259.2	沸点（℃）：120~200
	相对密度 0.8294~0.8686（水=1）	稳定性：稳定
危险特性	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：<28	爆炸上限（%）：5.4
	爆炸下限（%）：2.1	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高温能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
毒性	LD ₅₀ ：500mg/kg~5000mg/kg	
健康危害	侵入途径：吸入、食入	
	健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。	
特性分析	<p>①易燃易爆性：原油属中闪点易燃液体，甲B类火灾危险性物质，原油蒸气与空气混合，易形成爆炸性混合物，遇氧化剂会引起燃烧爆炸；原油中各组分的爆炸浓度和爆炸温度的范围都很宽，因此爆炸的危险性很大；</p> <p>②易挥发性：原油中含有液化烃，沸点很低，在常温下具有较大的蒸气压，尽管油区实行全密闭作业，在作业场所仍不同程度地存在因蒸发而产生的可燃性油气；</p> <p>③毒性物质：原油属于低毒类物质；</p> <p>④易产生静电的危险性：原油中伴生物质的电导率一般都较低，为静电的非导体，很容易产生和积聚电荷，而且消散较慢；</p> <p>⑤易泄漏、扩散性：原油的集输、储运作业都是在压力状态下进行的，在储运过程中，容易产生泄漏事故，原油一旦泄漏将覆盖较大面积，扩大危险区域；油品的蒸气一般比空气重，易沿地表扩散；</p> <p>⑥热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器罐装过满，超过安全容量，或者管道输油后不及时排空，又无泄压装置，便可导致容器或管件的损坏，引起油品外溢、渗漏，增加火灾爆炸危险性。</p>	

表 6-40 伴生气危险有害特性及安全技术资料一览表

标识	中文名：甲烷	英文名：Methane
理化性质	外观与形状：无色无臭无味	自燃温度：537℃
	相对于水的密度是 1.248	相对于空气密度是 0.9654
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：-50	爆炸上限（V%）：15
	爆炸下限（V%）：5.3	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇高温和明火有燃烧爆炸的危险。	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。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。
健康危害	空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达25%~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中、呼吸和心跳加速等，甚至因缺氧而窒息。
泄漏	①泄漏的清除措施，包括使用排气或换气装置，对环境通风，以及用非活性气体（通常为氮气），对密闭空间进行吹扫，使用环境中甲烷的浓度低于最低爆炸下限。如果在密闭空间，要防止工作人员窒息和引发火灾及爆炸事故。 ②如果泄漏的量比较大，又不仅限于罐体等容器中，即在整个工作区间释放，要及时疏导没有配备个人防护装备的人员。同时要考虑安全区距离与气体泄漏速度的关系，要避免火灾或爆炸的危险。 ③一旦发生火灾，要马上切断气源，用灭火器材（如二氧化碳，四氯化碳，干粉等）灭火。如果火灾是由于液化气瓶引起，那么让气瓶完全燃尽，同时用大量水对周围的气瓶及其他物体降温。

2) 生产工艺特点

本项目属于石油开采，涉及危险物质的临时贮存，不涉及危险工艺。

6.8.2.2 风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）和所属行业及生产工艺特点（M），按照附录C对危险物质及工艺系统危险性（P）等级进行判断。本项目首先确定危险物质数量与临界量的比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）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） $Q \geq 100$ 。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中附录C要求，本项目选取两个截断阀之间最长且管径最管段（ $\Phi 76 \times 4\text{mm}$, 80m）、单个高架罐（ 40m^3 ）内危险物质最大存在总量进行计算，最大危险物质分布和数量见表6-41。

表 6-41 最大危险物质分布及存在数量一览表

时期	独立单元名称	危险物质	存储设施名称	设施规格及规模	最大存在量	临界量	Q
					q _i (t)	Q _i (t)	
运营期	高架罐	原油	高架罐	40m ³ , 最大使用80%, 即 32m ³	17.557	2500	0.01206
		原油伴生气			0.050	10	
	单井集油管线	原油	单井集油管线	Φ76×4mm, 80m	0.159	2500	0.00011
		原油伴生气			0.0005	10	
项目 Q 值 Σ							0.01217

备注：①原油在线量计算说明：因本项目原油以采出液形式存在，但本次评价考虑纯危险物质的量，即以采出液中含纯原油的量为最大存在量；

②原油含水率最低为 40.17%，则采出液密度按 0.917t/m³ 计算；

③原油伴生气在线量计算说明：气油比为 2.3m³/t，伴生气密度为 1.248kg/m³。

综上，本项目危险物质数量与临界量比值 Σq 为 $0.01217 < 1$ 。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 中附录 C 要求，当 $\Sigma q < 1$ ，则直接判定该项目环境风险潜势为 I。

6.8.2.3 评价等级

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 中的有关规定，风险评价工作等级划分见表 6-42。

表 6-42 风险评价工作级别表

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

本项目环境风险潜势为 I，按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 附录 A 要求风险评价可开展简单分析。

6.8.3 环境敏感目标概况

本项目周边无环境敏感目标。

6.8.4 环境风险识别

6.8.4.1 主要危险物质及生产系统情况

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，并结合项目情况，本次仅分析运营期主要危险物质及分布，详见表 6-43。

表 6-43 项目危险物质数量及生产系统情况表

序号	井场名称	存放位置	危险物质名称	最大存在总量 (t)
1	山古 1 井场	高架罐	原油	17.5570
			原油伴生气	0.0500
		单井集油管线	原油	0.1590
			原油伴生气	0.0005
2	山古 101 井场	高架罐	原油	17.5570
			原油伴生气	0.0500
		单井集油管线	原油	0.1590
			原油伴生气	0.0005
3	山 3 井场	高架罐	原油	17.5570
			原油伴生气	0.0500
		单井集油管线	原油	0.1590
			原油伴生气	0.0005
4	山古 102 井场	高架罐	原油	17.5570
			原油伴生气	0.0500
		单井集油管线	原油	0.1590
			原油伴生气	0.0005
5	山古 101-1 井场	高架罐	原油	17.5570
			原油伴生气	0.0500
		单井集油管线	原油	0.1590
			原油伴生气	0.0005
6	山古 101-2 井场	高架罐	原油	17.557
			原油伴生气	0.0500
		单井集油管线	原油	0.1590
			原油伴生气	0.0005

6.8.4.2 环境风险识别

根据石油开采特点,本次评价将仅需从运营期分析可能产生的事故类型主要环境影响途径,建设项目环境风险识别详见表 6-44。

表 6-44 建设项目环境风险识别表

影响时段	危险单元	危险物质	环境风险类型	影响环境的途径	可能影响的环境敏感目标	
运营期	单井集油管线、高架罐	原油	泄漏	原油泄漏进入土壤,阻塞土壤孔隙,使土壤板结,通透性变差,不利于植物生长	/	/
	单井集油管	伴生气及次	火灾爆炸	产生的有害气体遇明火发	/	/

影响时段	危险单元	危险物质	环境风险类型	影响环境的途径	可能影响的环境敏感目标	
	线、高架罐	生污染物 CO 等		生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被		
	油井	原油	套管外返水	固井质量不好、油井表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水，可能会穿透含水层污染承压水，对地下水环境造成影响	地下水	可能具备饮用功能的承压水
	拉油罐车	原油	拉油罐车事故	①原油泄漏进入地表环境，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长； ②原油泄漏进入土壤，影响土壤质量	/	/

6.8.5 环境风险分析

6.8.5.1 管道泄漏事故、高架罐泄漏事故环境影响分析

本项目单井集油管线、高架罐应作为环境风险重点防范区域。

原油泄漏事故发生时，其中的伴生气逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，局部大气中烃类浓度可能高出正常情况的数倍或更多，但不会超过井喷时因伴生气排放对大气的影 响强度，更不会导致大气环境的明显恶化。若可燃气体遇明火发生火灾或爆炸，会对周边大气环境有较大污染。在及时采取措施控制火势的情况下，可将影响降到最低。

本项目井场开发区域内无浅层地下水，井场周边无地表水，泄漏事故不会对水环境造成影响。采出液泄漏至周边土壤，会导致土壤污染，对周边植物的影响尤为显著，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡。由于原油会迅速渗透到土壤中，在土壤中粘附于植物根系，杀死土壤中的微生物，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明，一些石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物有致癌、致畸等作用。因此，在发生泄漏事故后，应及时清理被污染的土壤

由于本项目单井集油管线泄漏、高架罐泄漏事故状态下污染程度相对较低。因此在加强生产管理，严格遵守运输安全制度，发现泄漏及时采取措施的情况下，事故对土壤及生态的影响甚微。

综上，单井集油管线泄漏事故、高架罐泄漏事故在及时采取应急措施后，对

周边环境影响较小。

6.8.5.2 拉油罐车事故对环境的影响

本项目采用罐车拉油方式运输采出液，罐车发生泄漏事故发生时，其中的伴生气逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，局部大气中烃类浓度可能高出正常情况的数倍或更多，在及时采取措施控制火势的情况下，可将影响降到最低因此，对空气环境影响较小。

罐车事故时，采出液会泄漏至沿途环境中，井场至马北联合站沿途均为戈壁沙漠，植被覆盖度较低，不经过附近地表水，但可能影响行车路线周边少数分布存在的浅层地下水。采出液泄漏事故发生时，生产单位会按照应急预案及时采取现场污染物治理措施，将事故产生的油泥砂就近运往附近马北联合站站内污油池暂存，后期委托有资质单位进行处理，并对现场进行生态恢复。此类事故原油泄漏量小，在处理及时的情况下，对地下水产生影响较小。

6.8.6 环境风险防范措施及应急要求

6.8.6.1 风险防范措施

1) 常规环境管理措施

(1) 严格执行国家的安全环保标准规范及相关的法律法规。

(2) 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全环保管理制度和操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章、制度和标准。

(3) 对施工单位及人员定期进行安全环保教育，增强职工的环保意识和安全意识。

(4) 在施工、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平。

(5) 总结经验，吸取教训，研究各种定型事故，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

2) 单井集油管线、高架罐破损造成原油泄漏的预防措施

为尽量避免管线破裂事故的发生，减轻泄漏事故对环境的影响，应该采取以下安全环保措施：

(1) 管理措施

本项目管线及高架罐均井场内设施，单井集油管线、高架罐应作为环境风险重点防范区域，运营期加强井场巡检，防止采出液冒罐，及时发现泄漏事故，发现问题及时采取应急处理措施。

(2) 加强防腐、防渗措施

①根据管线、容器所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。单井集油管线外侧均采用30mm泡沫黄夹克防腐保温，HDPE内衬进行防腐保温。高架罐采用钢罐，为常压容器，放置于水泥基础上。

②建立定期防腐检测机制，了解管线、高架罐的腐蚀状况，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

(3) 加强施工质量监督，保证施工质量符合建设标准。

3) 拉油罐车事故造成原油泄漏的预防措施

拉油罐车应严格遵守安全运输制度，控制车速，合理规划路线。对驾驶员应进行相关培训后方可上岗。车辆配备一定的应急设施，在事故发生时能进行有效的初步应急处理。

4) 其他管理措施

针对本项目特点，本次评价建议在设计、施工、运营阶段应考虑下列安全防范措施，以避免事故的发生：

(1) 设备布置严格执行国家有关防火防爆的规范、规定，设备之间保证有足够的安全距离，并按要求设计消防通道。电气设备必须有防爆措施和防雷设施，以及接地装置。在伴生气总管及空气总管上宜装设防爆板或防爆阀。在伴生气管线上应设高压报警装置。生产及输配的所有设备和管线应经常检查，严防跑、冒、滴、漏。管线应有紧急切断装置及连锁装置。井场应考虑当地季风风向，尽量让季风畅通，设置风向标或飘带。

(2) 设备、管线、管件等均采用可靠的密封技术，使储存等过程都在密闭的情况下进行，防止易燃易爆物料泄漏。

(3) 对火灾爆炸危险场所内可能产生静电危害的物体采取工业静电防范处理措施。

(4) 在生产岗位设置事故柜和急救器材、救生器防护面罩、护目镜、胶皮手套、耳塞等防护、急救用具、用品。

(5) 建设单位领导应该提高对突发性事故的警觉和认识，作到警钟常鸣。安全环保部门由企业领导直接领导，全权负责。主要负责检查和监督安全生产和环保设施的正常运转情况。对安全和环保应建立严格的防范措施，制定严格的管理规章制度，列出潜在危险的过程、设备等清单，严格执行设备检验和报废制度。

(6) 职工安全生产的经验不足，一定程度上会增加事故发生的概率，因此企业对生产操作工人必须进行上岗前专业技术培训，严格管理，提高职工安全环保意识。

(7) 企业对具有高危害设备设置保险措施，可设置消防装置等必备设施，并辅以适当的通信工具，定期进行安全环保宣传教育以及紧急事故模拟演习，提高事故应变能力。

5) 选址总图布置

本项目开发区域属城市建成区以外，符合《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》(SY/T 5225-2012)的要求。本项目各区域的间距符合防火防爆要求。

6.8.6.2 应急预案

由于本项目是新开发区块，目前尚未正式投产。在试运行阶段，建设单位应及时编制完成突发环境事件应急预案并在正式投产前完成备案。应急预案中应将单井集油管线、高架罐作为环境风险重点防范区域，制定合理可行的应急措施。

由于目前油田开发已非常成熟，应急处置措施基本相同，试运行阶段应急措施可参照胜利油田东胜精攻石油滩北石油开发有限公司现有《突发环境事件应急预案》进行，该预案中包含了本项目单井集油管线泄漏、高架罐泄漏等事故发生的应急措施。在试生产期间应急处置需同时结合项目所在地实际情况，及时对应急措施做出调整。

6.8.6.3 应急监测计划

1) 适用范围

适用项目范围内发生的环保事故和应急情况的监测。

2) 应急监测措施

(1) 建设单位接到环保事故信息后，根据接报的情况判断可能的污染物质，进行应急准备，通知附近有资质的监测单位，立即组织有关人员，分别进行现场的监测采样和实验室的准备工作。

①人员及采样容器准备。技术人员一名、实验室人员一名、采样人员两名，采样容器要备足。

②化验室分析人员取样后，应快速、准确的完成样品的分析，出具数据和保存，并保留样品。

(2) 化验室在接到环境事故信息后，必须在最短时间内到达目的地采样。

(3) 当对某种污染物缺少监测手段时，建设单位负责对外请求支援、联系与协调。

(4) 监测数据可用电话或书面的形式以最快速度上报有关部门。

(5) 应急监测应做到当事故发生直到事故最终处理终结的全过程监测，其监测频次以满足较少损失和事故处理以及事故发生后的生产恢复的需求。

3) 应急监测方案

由于应急监测单位距离项目区较远，事故发生后，可以根据事故造成污染的实际状况决定是否开展应急监测，同时制定应急监测方案。

6.8.7 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目环境风险简单分析内容表见表 6-45。

表 6-45 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2020年马海东油田产能建设项目				
建设地点	(青海)省	(海西州)市	(大柴旦行委)区	(/)县	(/)园区
地理坐标	经度	94.836997°	纬度	37.956481°	
主要危险物质及分布	主要突发环境风险物质包括以采出液形式存在的原油、天然气(原油伴生气)，其中原油及其伴生气分布在油井、单井集油管线、高架罐内				
环境影响途径及危害后果(大气、地表水、地下水等)	1、单井管线泄漏、高架罐泄漏、拉油罐车泄漏事故会导致原油及其伴生气泄漏至地面和大气中，会对事故现场大气环境产生影响；泄漏至地面原油若堵截不及时或处理不当，会对土壤环境造成影响；处理不当或未及时发现落地原油则可能渗入地下，或在淋滤状态下深入地下水环境中对其产生影响； 2、本项目属于石油开采行业，环境风险程度较低，在采取预防措施和应急处置措施后，对周围环境影响较小				
风险防范措施要求	1、风险管理方面预防措施：严格执行国家的环保标准规范及相关的法律法规；制定环保生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章、制度和标准；对施工单位及人员定期进行环保、安全教育，增强职工的环保意识和安全意识；在施工、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平；研究各种事故，总结经验，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。 2、泄漏事故预防措施：强化设备防腐、加强巡检制度。规范拉油车辆行驶速度、路线				
填表说明：本项目各独立单元的危险物质数量与临界量比值 $Q_{max} < 1$ ，则环境风险潜势直接判定为 I，风险评价开展简单分析。					

6.8.8 小结

1) 结论

本项目环境风险潜势为 I，风险评价开展简单分析。本项目涉及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B 中的突发环境风险物质，主要是以采出液形式存在的原油、天然气(伴生气)，其中原油及其伴生气分布在油井、单井集油管线、高架罐内，具有一定的潜在危险性。

本项目环境风险事故主要是单井集油管线泄漏、高架罐泄漏、拉油罐车泄漏，经分析，在采取相应防范措施后，环境风险是可控的。

2) 建议

(1) 本项目具有潜在的事故风险，东胜公司应从建设、生产、储运等方面积极采取防护措施，以防止潜在风险事故的发生。

(2) 为了防范事故和减少危害，当出现事故时，建设单位需立即采取应急措施，以控制事故和减少对环境造成的危害。

(3) 正式投产前，需完成本项目突发环境事件应急预案的编制和备案。

3) 通过采取有效的预防措施和制定完善的应急预案，严格执行项目应对环境风险提出的对策，本项目的环境风险是可以防控的。

7 环境保护措施及其可行性论证

7.1 施工期环保措施论证

7.1.1 环境大气污染防治措施

施工期产生废气包括施工扬尘和施工废气。施工期所采取的废气环保措施技术经济可行性分析见表 7-1。

表 7-1 施工期废气环保措施经济技术可行性分析

废气类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工扬尘	/	控制施工区域、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖	施工现场均在野外，有利于扩散，	为经济可行的扬尘处理措施	施工场地无大量起尘	可行
施工废气	/	选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护，焊接作业时使用低尘焊条	同时废气污染源具有间歇性和流动性，施工周期短	/	施工废气对周边环境影响较轻	可行

经分析，针对施工期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.2 水污染防治措施

施工期产生废水包括管线试压废水和生活污水。施工期所采取的废水环保措施技术经济可行性分析见表 7-2。

表 7-2 施工期废水环保措施经济技术可行性分析

废水类型	产生量 (m ³)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
试压废水	1.74	收集后可用于施工现场洒水抑尘	水量较少，且试压废水均为清洁水	减少新鲜水的使用	再利用	可行
生活污水	8.40	施工现场设置移动环保旱厕，生活污水沉淀后可用于施工场地洒水抑尘	产生的生活污水量较少，施工区域周边无地表水，无浅层地下水，施工人数较少，施工周期短	减少新鲜水的使用	再利用	可行

经分析，针对施工期废水采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.3 噪声控制措施

施工期噪声源主要包括施工期使用吊管机、推土机等。本项目建设地点位于

沙漠戈壁地带,周边无声环境敏感目标,且无大型野生动物。同时施工周期较短,噪声影响随着施工期的结束将消失。

施工期噪声控制措施如下:

- 1) 尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备,以避免局部声级过高。
- 2) 选用低噪声施工设备,从根本上降低源强。同时要加强检查、维护和保养工作,减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固,并与地面保持良好接触,各种机泵等要安装消音隔音设施,最大限度地降低噪声源的噪声。

7.1.4 固体废物处置措施

施工期产生固体废物包括施工废料、生活垃圾,均属于一般固废。施工期所采取的固废环保措施技术可行性分析见表 7-3。

表 7-3 施工期固废环保措施经济技术可行性分析

固废类型	产生量(t)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工废料	0.0096	施工建设过程、管线防腐、焊接产生的废防腐材料、废焊条等,尽可能回收利用,不能利用的由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理	施工废料部分可回收再利用或外售	部分可再利用,减少投资	现场无遗留	可行
生活垃圾	0.1500	施工人员生活垃圾暂存于施工场地临时垃圾桶内,施工结束后由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理	产生量较少,施工人员少,施工周期短,现场垃圾桶能够满足盛装需求	投资较少	现场无遗留	可行

经分析,针对施工期固废采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.5 生态保护措施

本项目无需征用临时占地,永久占地范围可满足施工需求。井场及通井道路的建设对生态环境产生影响的因素主要为对土壤和植物的影响。

拟采取的土壤和生态环境污染防治措施主要包括如下生态保护与补偿措施有:

- 1) 项目开发区域无环境敏感区,但施工区域内有少量植被分布,车辆运输时应控制行车路线,严格在设计道路上行驶,不随意增开便道,减少对植被的破坏;
- 2) 地面设施施工中,应按设计要求的范围进行,不能随意扩大施工范围,

尽量减少占地面积；

3) 加强对施工人员的教育，在施工区域以外不随意砍伐、破坏植被。按照《中华人民共和国野生动物保护法》(2018年10月26日)要求，加大对保护野生动物的宣传力度，提高施工人员对野生动物的保护意识，不随便破坏动物巢穴；

4) 施工产生的固体废物禁止随意乱丢乱放。

7.2 运营期环保措施论证

7.2.1 环境空气污染防治措施

运营期产生废气包括无组织挥发烃类废气(主要污染物为非甲烷总烃)，拟采取的废气环保措施技术经济可行性分析见表7-4。

表7-4 运营期废气环保措施经济技术可行性分析

废气类型	产生量(t/a)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
非甲烷总烃	0.0035	井口加强密封，采取浸没式装车	井口密封可有效抑制井口烃类气体的挥发；浸没式装车作为单井拉油过程控制气体挥发的措施，目前在油田应用广泛	技术可行	井场厂界非甲烷总烃浓度能够满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)非甲烷总烃无组织排放周界外浓度限值	可行

经分析，针对运营期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.2.2 水污染防治措施

运营期废水包括采出水、井下作业废水，拟采取的废水环保措施技术经济可行性分析见表7-5。

表7-5 运营期废水环保措施经济技术可行性分析

废水类型	产生量(m ³ /a)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
井下作业废水	180	依托马北联合站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开	马北联合站污水处理系统工艺为“沉淀、除菌、除杂、除油工艺”，处理后水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-	处理达标后回注地层用于注水开发，可节约大量用于注水驱油的新鲜水	再利用，不外排	可行
采出水	最大0.94×10 ⁴					

废水类型	产生量 (m ³ /a)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
		发, 不外排	2012) 中推荐水质标准			

经分析, 针对运营期废水采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.2.3 噪声控制措施

由于井区噪声源分布分散, 且周边无声环境敏感目标, 针对本项目噪声污染的防治主要是采取经济合理噪声源控制措施。为降低噪声影响, 在井场设计中采取降噪措施有:

- 1) 设备选型尽可能选择低噪声设备;
- 2) 加强对抽油机的维护、减少作业次数。

采用以上措施后, 可有效地减少噪声影响, 对周围声环境影响较小。

7.2.4 固体废物处置措施

运营期产生固体废物主要为油泥砂, 属于危险废物。另外, 非正常工况下也会产生油泥砂。运营期拟采取的固废环保措施技术可行性分析见表 7-6。

表 7-6 运营期固废环保措施经济技术可行性分析

固废名称	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
正常工况下产生的油泥砂	1.055t/a	马北联合站内采出液及采出水处理过程中产生的油泥砂由采气二厂委托有资质单位拉运进行无害化处理; 修井过程中产生的油泥砂暂存于山古 101 井场内油泥砂临时贮存设施中, 由东胜公司委托有资质单位拉运进行无害化处理	周边已有在开发油田, 均采用同样方式处理, 且目前油泥砂处理单位处理技术满足环保要求, 技术可行	处理费用合理, 企业可以承担	全部拉运作无害化处置, 不外排	可行
生活垃圾	0.5475t/a	暂存于值班房外垃圾桶内, 定期清运至附近垃圾处理场处理	产生量较少, 值班人员轮班时可定期拉运至附近垃圾处理场处理	处理费用合理, 企业可以承担	不外排	可行
非正常工况下产生的油泥砂	/	委托有资质单位拉运进行无害化处理	周边已有在开发油田, 均采用同样方式处理, 且目前油	处理费用合理, 企业可以承担	全部拉运作无害化处置, 不外排	可行

固废名称	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
			泥砂处理单位处理技术满足环保要求，技术可行			

7.2.5 生态保护与补偿措施

油田生产运营期生态环境影响主要为非正常工况下产生的污染物对土壤的污染，及时处理突发环境事件以及从源头控制风险事故的发生，是减少生产运营期生态环境影响的主要措施。另外，在生产运营期，可针对开发期造成的生态影响，采取生态补偿措施：

- 1) 提高职工的环境保护意识，在生产生活中杜绝人为破坏植被的现象；
- 2) 非正常工况下，应及时回收污染物，及时处理被污染的土壤，并开展生态修复工作。

7.3 闭井期环境保护措施论证

1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备及建筑垃圾、油泥砂，废弃设备及建筑垃圾应集中清理收集，大部分可外售或回收再利用，不能回收再利用的外运至附近垃圾处理场处理。油泥砂应委托有资质单位拉运进行无害化处理。

2) 单井集油管线的拆除清洗后工作也会产生清管废水，收集后拉运至马北联合站，依托马北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/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。该项措施可以减少油田注水开发新鲜水的使用，并使废水得到了妥善处置。

3) 本项目采油井废弃时，井口套管接头应露出地面，并用厚度不低于5mm的圆形钢板焊牢，钢板面上应用焊痕标注井口和封堵日期。废弃井每年至少巡检1次，并进行记录，防止发生油水串层及跑冒油，污染地下水资源。

4) 可以根据当地气候、土壤条件，选择能适应当地自然环境的植被进行地貌恢复。

闭井期拆除恢复工作施工周期较短，污染物产生量较少，处理措施可行。

7.4 环保措施汇总

本项目环保措施汇总见表7-7。

表 7-7 环境保护措施一览表

序号	项目	措施内容	
1	废气	施工期	1) 控制施工区域、场地定期洒水抑尘, 或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖; 2) 选用专业作业车辆及设备, 使用品质较好的燃油, 加强设备和运输车辆的检修和维护, 焊接作业时使用低尘焊条
		运营期	井口加强密封, 采用浸没式装车, 加强日常运行管理
		闭井期	1) 控制施工区域、场地定期洒水抑尘, 或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖; 2) 选用专业作业车辆及设备, 使用品质较好的燃油, 加强设备和运输车辆的检修和维护
2	废水	施工期	1) 管线试压废水收集后可用于施工现场洒水抑尘; 2) 施工现场设置移动环保旱厕, 生活污水沉淀后可用于施工场地洒水抑尘
		运营期	1) 采出水、井下作业废水依托马北联合站污水处理系统处理, 处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开发, 不外排; 2) 井场设置防渗环保型旱厕, 生活污水收集沉淀后, 可用于井场周边洒水抑尘
		闭井期	清管废水收集后拉运至马北联合站, 依托马北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/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开发, 不外排
3	噪声	施工期	1) 尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备, 以避免局部声级过高; 2) 选用低噪声施工设备, 从根本上降低源强。同时要加强检查、维护和保养工作, 减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固, 并与地面保持良好接触, 各种机泵等要安装消音隔音设施, 最大限度地降低噪声源的噪声
		运营期	1) 设备选型尽可能选择低噪声设备; 2) 加强对抽油机的维护、减少作业次数
		闭井期	1) 尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备, 以避免局部声级过高; 2) 选用低噪声施工设备, 从根本上降低源强。同时要加强检查、维护和保养工作, 减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固, 并与地面保持良好接触, 各种机泵等要安装消音隔音设施, 最大限度地降低噪声源的噪声
4	固体废物	施工期	1) 施工建设过程、管线防腐、焊接产生的废防腐材料、废焊条等, 尽可能回收利用, 不能利用的由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理; 2) 施工人员生活垃圾暂存于施工场地临时垃圾桶内, 施工结束后由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理
		运营期	1) 马北联合站内采出液及采出水处理过程中产生的油泥砂由采气二厂委托有资质单位拉运进行无害化处理; 修井过程中产生的油泥砂暂存于山古 101 井场内油泥砂临时贮存设施中, 由东胜公司委托有资质单位拉运进行无害化处理; 2) 生活垃圾暂存于值班房外垃圾桶, 定期清运至附近垃圾处理场; 3) 事故状态下产生的油泥砂委托有资质单位拉运进行无害化处理
		闭井期	1) 废弃设备及建筑垃圾应集中清理收集, 大部分可外售或回收再利用, 不能回收再利用的外运至附近垃圾处理场处理 2) 油泥砂应委托有资质单位拉运进行无害化处理
5	生态	施工期	1) 严格控制行车路线, 减少植被破坏;

序号	项目	措施内容
	环境	2) 保护施工区域周边植被; 3) 控制施工范围; 4) 加强人员环保意识培训
	运营期	1) 提高职工的环境保护意识, 在生产生活中杜绝人为破坏植被的现象; 2) 非正常工况下, 应及时回收污染物, 及时处理被污染的土壤, 并开展生态修复工作
	闭井期	可以根据当地气候、土壤条件, 尽量选择能适应当地自然环境的植被进行地貌恢复
6	环境风险	制定风险防范措施及突发环境事件应急预案

8 环境影响经济损益分析

8.1 社会效益分析

中国是个资源贫乏的国家，尤其是石油资源。随着国民经济的快速发展，国内石油需求量越来越大，石油已经成为社会、经济不可或缺的重要资源。自2007年，中国已进入能源预警期，应对能源安全挑战是我国可持续发展的战略重点之一。为了减少对外依赖，增加国内石油供应，保证中国能源安全和可持续发展，国家大力支持石油资源开发。

本项目位于青海省海西州大柴旦行委马海东油田，项目的建设可加大区域石油资源的开采力度，可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。同时，胜利油田东胜精攻淮北石油开发有限公司青海分公司为项目所在地注册公司，建设单位对该区块的开发，能够增加当地一定的就业机会，解决部分剩余劳动力，增加当地税收，提高当地人民的生活水平，拉动当地相关产业的发展，维护区域社会稳定和发展，具有良好的社会效益。

8.2 环境效益分析

环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、植被和其生境的破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏所造成的损失；间接损失指由土地资源损失所引起的其他生态问题，如生物多样性下降等生态灾害所造成的环境经济损失。

本项目在建设过程中，井场及通井道路的建设新增了永久占地19200m²，改变了土地性质，对原有的荒漠生态系统带来一定的环境损失，只有在油田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

本项目在开发建设过程中，不可避免的会产生一些污染物，包括无组织挥发的烃类废气、采出水、井下作业废水、油泥砂、各种设备运行时产生的噪声等，这些污染物都会对油田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田开发区域内的环境。

8.3 经济效益分析

根据本项目可行性研究报告提供的经济评价，该项目税前主要财务评价指标

满足行业基准收益要求，在财务上可行，评价期内可以创造较大的经济增加值。

8.4 环保投资

从经济学角度讲，油气资源属不可再生的资源，资源的数量将随着开发利用而逐渐枯竭。随着经济的不断发展，人类对油气资源的需求量不断增加，虽然，其总量比较丰富，但其贮量是有限的，相对于人类对油气资源的需求而言，油气资源是稀缺的。环境资源是发展经济的重要物质基础，倘若人们不是合理的开发利用，以致造成环境资源枯竭、退化、环境污染和生态破坏，就会直接影响经济的发展。因此，在油气资源开发建设中，应把生态环境恢复重建及环境保护减缓措施，纳入工程设计、规划建设中。

本项目的建设以“安全、适用、效益、环保”为指导思想，遵循高效节能、安全生产的原则，利用目前最有经济效益和先进的工艺技术来进行设计，得出了科学合理的建设方案和油气集输、处理工艺和产品外输方案。

本次评价中环保设施的范围按以下原则划分：凡属治理污染、保护环境的设施；凡是既为生产所属又为治理污染服务，但其主要目的是为改善环境且同时又提高经济效益的设施均属环保设施。

本项目总投资 1309.59 万元，环保投资 24.75 万元，占项目总投资 1.89%，具体见表 8-1。

表 8-1 环保投资估算表

类别	投资项目	基本内容	投资 (万元)	备注
废气	设备密封	包括采油井口装置密封、高架罐密封	0.83	购置、安装
	施工扬尘	围挡、洒水降尘	0.45	——
废水	生活污水	施工期井场设置环保型移动旱厕	1.00	购置、安装、维护
固体废物	生活垃圾	施工期生活垃圾清运	0.23	——
	油泥砂临时贮存设施	山古 101 井场内新建油泥砂临时贮存设施 1 座	3.00	购置、安装、维护
噪声	噪声防治	选用低噪声设备、加强设备的维修保养等	1.00	采用低噪声设施增加的费用等
环境风险	风险防范措施	设备防腐、自控监测系统、应急设施等	18.24	购置、安装
合计			24.75	——

8.5 小结

本项目总投资 1309.59 万元，项目的实施将会为东胜公司带来良好的经济收

益，同时也将会带动大柴旦行委地方经济的发展，并产生良好的社会效益。

本项目的环保投资共计 24.75 万元，占总投资的 1.89%，经上述论证，项目环保投资能够满足所在区域环境保护的要求。

项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。项目占地和排污等将带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，后期需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等。实施相应环保措施后，可使各类污染物得到妥善处理，环境风险降到最低，使本项目的开发建设能够满足社会效益、经济效益、环境效益相互促进的原则。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理目的

经济的可持续发展和环境管理是相互支持的两个方面，严格的环境管理是国家和地方环保政策、法规在企业生产中得以实施的保障。在实际生产中，环境管理实质上是生产管理的主要内容之一，其目的是在发展生产的同时，对污染物的排放实行必要的控制，保护环境质量和生态环境，以实现环境效益、社会效益、经济效益的统一。

石油天然气工业的勘探、开发活动风险较大，环境影响范围广，为了贯彻实施国家的可持续发展战略，促进陆上石油工业的发展，做到有章可循，就必须建立符合我国法律规定和有关安全、环保标准要求的QHSE管理体系。

9.2 环境保护管理计划

9.2.1 机构及人员设置

本项目的环境管理工作由东胜公司负责管理，并定期委托专业单位进行环境监测。

9.2.2 项目施工期的环境管理

1) 建立有效的管理机构

建设方应设专人负责施工作业QHSE的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督施工作业进程。制定施工作业的环境保护规定。根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工过程中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，尽量限制施工占地区域，减少对土地的征用及植被的人为破坏，禁止猎杀野生动物；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆油料及物料装运的泄漏等。

2) 建立完善的环保工作计划

(1) 在施工前制定环境保护规划

收集施工地区现有的自然生态环境、社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。重点考虑生态、野生动物、植物等。

(2) 进行环境保护培训

在施工前需对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训。并结合施工计划提出具体的环保措施。

(3) 紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交相关的恢复措施报告。

(4) 施工结束后的恢复计划

施工前必须制定恢复计划，主要包括：收集所有的施工废料和生活垃圾，施工结束后不留废弃物品，并对环境恢复情况进行回访等。

(5) 施工期环保档案

记录施工中环保工作内容，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料。

3) 严格执行环境监督和审查制度

(1) 施工全过程的监督

施工过程中应经常对施工单位及施工状况进行监督核查，保证制定环保规划的实施和对潜在问题的预防，评估环境保护计划实施的效果。

(2) 环境保护审查

在施工完成后，形成施工期环保执行报告，对工程进行环境保护审查。

9.2.3 项目运营期的环境管理

1) 探井转开发井前，应完成对探井的竣工环保验收工作，对存在问题的现场进行整改。

2) 项目转入正式运营期前，应由建设单位组织自主验收，检查环保设施是否按“三同时”进行；

3) 加强环保设施的管理，定期检查环保设施的运行情况，排除故障，保证环保设施正常运转；

4) 制定环境监测计划，委托当地环境监测机构对各污染源、污染治理设施进行监测；配合当地环境监测机构按有关规定实施的环境监督监测工作；

5) 监督检查本区块各项环境保护设施的运转，组织环保人员技术培训和学习有关环保知识；

6) 建立区块环境保护档案，进行环境统计工作，及时准确上报环境报表；

7) 负责区块环境污染和生态纠纷的处理，提出处理意见，及时向有关部门报告；

8) 环境管理除了应抓好日常生产中各项环保设施的运行和维护工作之外，工作应重点针对管线、高架罐泄漏、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。应严格执行突发环境事件应急预案的要求进行处理。

9.2.4 开发后期管理

根据油田开发规律，一般油井在投产一定周期后，不可避免的面临减产、停产、报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，彻底杜绝报废井憋压跑油污染，并对井场进行生态恢复，井场受到污染的表层土壤应清理、合理合规处置。报废单井集油管线清管后必须及时回收，并采取措施不得造成管线内油水的外溢污染。

9.3 污染物排放清单

针对本项目污染物排放，结合《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ 2.1-2016)中有关环境管理与监测计划的要求，提出污染物排放清单。

本项目污染物排放清单见表 9-1。

表 9-1 污染物排放清单一览表

类别	污染源	污染物名称	污染物排放情况		治理措施及效果	验收标准	
			排放量	排放浓度		标准名称	排放标准
废气	无组织排放烃类废气	非甲烷总烃	0.0035t/a	—	井口加强密封、采用浸没式装车、加强日常运行管理	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)	4.0mg/m ³
废水	井下作业废水	—	0	—	依托马北联合站污水处理系统处理达标后回用于注水开发	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)	—
	采出水	—	0	—			—
固体废物	采出液及采出水处理，井下作业	油泥砂	0	—	马北联合站内采出液及采出水处理过程中产生的油泥砂暂存于站内污油池，由采气二厂委托有资质单位拉运进行无害化处理；修井过程中产生的油泥砂，由东胜公司直接委托有资质单位拉运进行无害化处理	《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)	—

9.4 环境监测计划

9.4.1 监测机构

本项目环境影响评价期、施工期、运营期环境监测委托有资质的单位进行，建设单位协助监测工作。

9.4.2 特征污染物清单

本项目特征污染物清单见表 9-2。

表 9-2 项目特征污染物清单

特征污染物	质量标准		排放标准	
	来源	小时浓度/一次浓度限值 (mg/m ³)	来源	限值 (mg/m ³)
非甲烷总烃	参考《大气污染物综合排放标准详解》(1997年)	2.0	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)	4.0

9.4.3 环境监测计划

本项目运营期的环境监测计划见表 9-3。

表 9-3 运营期环境监测计划

监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	执行标准
大气环境	非甲烷总烃	井场边界	1次/a	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)
声环境	等效连续 A 声级	井场边界	1次/a, 每次监测 1d, 分昼间和夜间	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2类
固体废物	油泥砂	——	随产随记	《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001) 及其修改单(环境保护部公告 2013年 第36号)
土壤环境	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	山古 1 井场内	1次/5a	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018)
		山古 101-2 井场内	1次/5a	

9.4.4 应急监测计划

由于应急监测单位距离项目区较远，无法及时开展事故发生时的实时监测。事故发生后，可以根据事故造成污染的实际情况决定是否开展应急监测，同时制定应急监测方案。

9.5 信息公开

根据有关规定，并结合本项目实际情况，建设单位的信息公开应包含环评信息公开、环境应急预案信息公开、验收信息公开及自行监测信息公开等内容。

9.5.1 环评信息公开

根据《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（2015年12月10日）有关规定，建设单位既是建设项目环评公众参与和履行环境责任的主体，也是建设项目环评信息公开的主体。建设单位应该公开的信息报告：

1) 建设单位在建设项目环境影响报告书编制过程中，应当向社会公开建设项目的工程基本情况、拟定选址选线、周边主要保护目标的位置和距离、主要环境影响预测情况、拟采取的主要环境保护措施、公众参与的途径方式等。

2) 建设单位在建设项目环境影响报告书编制完成后，向生态环境保护主管部门报批前，应当向社会公开环境影响报告书全本，其中对于编制环境影响报告书的建设项目还应一并公开公众参与情况说明。报批过程中，如对环境影响报告书进一步修改，应及时公开最后版本。

3) 建设项目开工建设前，建设单位应当向社会公开建设项目开工日期、设计单位、施工单位和环境监理单位、工程基本情况、实际选址选线、拟采取的环境保护措施清单和实施计划、由地方政府或相关部门负责配套的环境保护措施清单和实施计划等，并确保上述信息在整个施工期内均处于公开状态。

4) 项目建设过程中，建设单位应当在施工中中期向社会公开建设项目环境保护措施进展情况、施工期的环境保护措施落实情况、施工期环境监测结果等。

5) 建设项目建成后，建设单位应当向社会公开建设项目环评提出的各项环境保护设施和措施执行情况、竣工环境保护验收监测和调查结果。对主要因排放污染物对环境产生影响的建设项目，投入生产或使用后，应当定期向社会特别是周边社区公开主要污染物排放情况。

9.5.2 环境应急预案信息公开

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4号）有关规定，建设单位应当主动公开与周边可能受影响的居民、单位、区域环境等密切相关的环境应急预案信息。国家规定需要保密的情形除外。

9.5.3 排污许可信息公开

根据《排污许可管理办法（试行）》（2018年1月10日）有关规定，排污单

位应当及时公开有关排污信息，自觉接受公众监督。另外，实行重点管理的排污单位在提交排污许可申请材料前，应当将承诺书、基本信息以及拟申请的许可事项向社会公开。公开途径应当选择包括全国排污许可证管理信息平台等便于公众知晓的方式，公开时间不得少于五个工作日。排污单位自行监测、执行报告及生态环境保护主管部门监管执法信息应当在全国排污许可证管理信息平台上记载，并按照本办法规定在全国排污许可证管理信息平台上公开。

9.5.4 验收信息公开

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（2017年11月20日）有关规定，建设项目配套建设的环境保护设施竣工后，公开竣工日期；对建设项目配套建设的环境保护设施进行调试前，公开调试的起止日期；验收报告编制完成后5个工作日内，公开验收报告，公示的期限不得少于20个工作日。

9.5.5 自行监测信息公开

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017）及行业自行监测有关规定，排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（2015年1月1日）执行。

10 结论

10.1 建设项目概况

胜利油田东胜精攻滩北石油开发有限公司青海分公司拟在青海省海西蒙古族藏族自治州大柴旦行委马北作业区东侧实施“2020年马海东油田产能建设项目”。项目主要建设内容为对6口预探井进行探井转开发油井。新建6座单井井场，井场内新建 $\Phi 76 \times 4\text{mm}$ 单井集油管线480m，6台 40m^3 井场电加热高架罐。另配套建设供配电、通信、自控、进井道路等工程。项目建成投产后，采出液拉运至中石油青海油田采气二厂马北联合站进行后续处理。项目投产后，最大年产油量 $1.26 \times 10^4\text{t}$ ，最大年产液量 $2.11 \times 10^4\text{t}$ 。

本项目总投资1309.59万元，环保投资约为24.75万元，占项目总投资1.89%。

10.2 环境现状评价结论

10.2.1 大气环境现状

项目建设区域大气环境质量现状良好，满足《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及其修改单(生态环境部公告2018年第29号)要求，可达到二级标准，项目所在地为达标区域。

10.2.2 地表水环境现状

根据监测结果，鱼卡河断面水质能够满足《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)中的III类标准要求。

10.2.3 地下水环境现状

勘察结果表明本项目评价范围内无浅层地下水。距离本项目最近的其他水文地质单元地下水水质不满足《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类标准，监测点位地下水中 Na^+ 、溶解性总固体、氯化物超标，超标倍数分别为1.600、0.746、2.876，溶解性总固体超标原因主要是由于当地地下水主要靠降水补给，监测点位地下水埋深较浅，降水量 $<$ 蒸发量，导致溶解性总固体超标。 Na^+ 、氯化物超标与当地水文地质条件有关。石油类满足《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) III类标准。

10.2.4 声环境现状

根据监测结果，项目所在地满足《声环境质量标准》(GB 3096-2008)中的

2类声环境功能区环境噪声限值，本项目建设地点声环境质量现状良好。

10.2.5 土壤环境现状

根据监测结果，项目所在区域土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表1和表2中第二类用地的筛选值要求。监测结果表明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

10.2.6 生态环境现状

本项目评价范围内生态系统类型仅包含砾质荒漠生态系统，无《国家重点保护野生植物名录（第一批）》、《国家重点保护野生植物名录（第二批）》（讨论稿）中重点保护野生植物及中国濒危珍稀植物，也没有古树名木分布；现场踏勘期间，项目评价范围内未见《国家重点保护野生动物名录》（2003年2月21日）、《国家重点保护水生野生动物名录》中的重点保护野生动物和中国濒危珍稀动物。

项目评价范围内土壤分2个土类，分别为绿洲土、灰棕漠土。项目所在位置不属于《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（2013年8月12日）中划定的国家级和省级水土流失重点预防区和重点治理区。评价范围内土壤侵蚀现状主要以风力侵蚀为主。

10.3 环境影响评价

10.3.1 施工期环境影响评价

10.3.1.1 废气

本项目废气主要包括施工扬尘、施工废气。

施工期采取控制施工区域、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖；选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护，焊接作业时使用低尘焊条。

在采取上述措施后，对周边环境影响较轻。

10.3.1.2 废水

本项目施工期水污染物主要包括管线试压废水和生活污水。

管线试压废水经收集后可用于施工现场洒水抑尘；施工现场设置移动环保旱厕，生活污水沉淀后可用于施工场地洒水抑尘。

本项目区域内无浅层地下水，施工区域内无地表水，施工期废水处理方式对

环境影响较轻。

10.3.1.3 固废

本项目施工期主要固体废物主要包括施工废料、生活垃圾。

施工废料尽可能回收利用，不能利用的由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理；生活垃圾暂存于施工场地临时垃圾桶内，施工结束后由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理。

施工期固废均为一般固废，在采取上述措施后，对周边环境的影响较轻。

10.3.1.4 噪声

施工期噪声源主要包括施工期使用吊管机、推土机等。本项目建设地点位于沙漠戈壁地带，周边无声环境敏感目标，且无大型野生动物。同时施工周期较短，噪声影响随着施工期的结束将消失。

在采取报告书提出的措施后，对周边声环境影响较轻。

10.3.1.5 生态

本项目无需征用临时占地，永久占地范围可满足施工需求，新建道路占地较少，对周边生态环境影响较低。

10.3.2 运营期环境影响评价

10.3.2.1 废气

本项目运营期间大气污染物主要为井场无组织挥发烃类废气（非甲烷总烃）。运营期井口加强密封，采用浸没式装车，加强日常运行管理。在采取以上措施后，对周边环境的影响较轻。

10.3.2.2 废水

本项目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。

采出水、井下作业废水依托马北联合站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排；山古101井场新建1座环保型旱厕，旱厕设置防渗。

本项目开发区域内无浅层地下水，地表水距离井场较远，且远离单井拉油路线。运营期废水处理方式对环境的影响较轻。

10.3.2.3 固废

本项目运营期间产生的固体废物主要为采出液及采出水处理、井下作业产生的油泥砂、值班人员生活垃圾、泄漏事故状态下产生的油泥砂。马北联合站内采出液及采出水处理过程中产生的油泥砂由采气二厂委托有资质单位拉运进行无害化处理；修井过程中产生的油泥砂暂存于山古101井场内油泥砂临时贮存设施中，由东胜公司委托有资质单位拉运进行无害化处理；暂存于垃圾桶内，施工结束后由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理；泄漏事故发生时产生的油泥砂委托有资质单位拉运进行无害化处理。

综上所述，运营期固废对环境的影响较轻。

10.3.2.4 噪声

运营期噪声主要为抽油机噪声、井下作业噪声。运营期昼间、夜间各厂界预测点均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2类区排放限值要求，对周边声环境影响较轻；施工期、闭井期能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)中的标准要求，运营期井下作业时夜间厂界噪声达不到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2类区排放限值要求。本项目井场周围200m范围内无声环境敏感目标，施工期和闭井期的施工，以及井下作业时间是短暂的，在施工作业结束后这种不利影响将消失。

本项目通过加强对设备的维护、减少作业次数等措施，可大大降低运营期噪声对周围环境的影响。

10.3.2.5 生态

项目运营期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目的运行对周围生态环境影响较小，可以控制在可接受程度之内。

10.3.3 闭井期环境影响评价

油井开发后期将进入闭井期，将开展地面设施拆除、井场清理、恢复地貌等工作。由于施工周期较短，污染物产生量较少，对周边环境的影响较轻。

10.4 环境风险

根据对本项目进行风险识别和源项分析可知，生产过程中危险、有害物质主要是原油、伴生气等。事故类型主要包括采出液泄漏、火灾爆炸、套管外返水等。本项目风险潜势综合判断为I，评价等级为简单分析。

报告书针对项目生产特点，结合对各类事故的影响分析，提出了有针对性的风险防范措施。并要求项目正式投产前，应及时编制突发环境事件应急预案并完成备案。本项目环境风险可控，项目建设是可行的。

10.5 公众意见采纳情况

建设单位按国家有关规定进行建设项目环境影响信息公示，公示的方式有中国石化胜利油田网站、海西州生态环境局网站、当地发行量最大的报纸《柴达木日报》上进行信息发布等。本项目信息公示期间均未收到公众对项目的反馈意见。

10.6 环境影响经济损益分析

为了保护环境，达到环境目标的要求，本项目采取了相应的环保措施，从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

10.7 环境管理与监测计划

建设单位必须制定严格的QHSE程序文件和作业文件，加强QHSE宣传，严格执行各项管理措施，强化施工期、运营期环境管理工作。运营期按监测计划实施对厂界大气、厂界噪声的监测，加强对井下作业废水、油泥砂转运工作的管理。

建设单位应按照QHSE管理体系制定相应的施工期管理规定，对施工承包商提出QHSE方面的严格要求。建设单位须设立专门的QHSE管理机构，并配备专职的管理人员，项目投产由该机构负责项目的环保管理工作。运营期环境监测工作由建设单位委托专业单位承担，完成常规环境监测任务，在突发性污染事故中负责对大气、土壤环境进行及时监测。

10.8 清洁生产

本项目总体符合清洁生产要求。

10.9 污染物总量控制

本项目不涉及总量控制指标。

10.10 产业政策及选址可行性

本项目符合《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2020年1月1日）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012年3月7日）、《青海省矿产资源总体

规划（2016-2020年）》（2017年5月24日）、《青海省主体功能区规划》（2018年6月26日）、《青海省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》（2016年1月）、“三线一单”、《青海省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的通知》（青政〔2020〕77号）《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）等规划和文件要求，项目选址可行，在进一步落实各项环保措施的情况下，其建设是可行的。

10.11 结论

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范；正常工况下，施工期和运营期对项目区环境影响较轻；项目总体符合清洁生产要求，采用的环保措施可行。评价结果表明本项目环境风险事故发生概率较低，环境风险可控。

综上所述，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

10.12 要求与建议

- 1) 本环评报告书批复后，探井需完成竣工环保验收方可转油井开发；
- 2) 本项目正式运营前需编制完成突发环境事件应急预案，在主管部门完成备案，并定期组织演练；
- 3) 定期组织培训，提高职工安全环保意识；
- 4) 建议在本项目投产后，进一步确定区块产能情况的基础上，建设单位应编制区块规划开发报告，报告应包含环境保护专篇。

10.13 “三同时”竣工验收一览表

本项目“三同时”竣工验收一览表见表 10-1。

表 10-1 “三同时”竣工验收一览表

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
施工期	固体废物	施工废料：尽可能回收利用，不能利用的由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理	无乱堆、乱放、乱弃现象	废物去向台账	---	施工结束
		生活垃圾：暂存于施工场地临时垃圾桶内，施工结束后由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理	无乱堆、乱放、乱弃现象	存放点干净、整洁	---	
	废水	管线试压废水：收集后可用于施工现场洒水抑尘	再利用	---	---	与主体工程同步
		生活污水：排入临时旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥，不直接外排于区域环境	不直接外排	临时旱厕	---	
	废气	控制施工区域、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖；选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护，焊接作业时使用低尘焊条	对周边大气环境影响较轻	---	---	与主体工程同步
	噪声	选用低噪声设备，加强设备维护	对周边声环境影响较轻	---	---	与主体工程同步
生态环境	严格控制施工作业范围，控制在永久占地内，禁止破坏周边植物，对占地内需清除的植物可根据实际情况进行保护性移植		---	---	施工结束	
运营期	固体废物	马北联合站内采出液及采出水处理过程中产生的油泥砂由采气二厂委托有资质单位拉运进行无害化处理；修井过程中产生的油泥砂暂存于山古 101 井场油泥砂临时贮存设施，由东胜公司委托有资质单位拉运进行无害化处理	外委处理，不外排	委托有危废处理资质的单位进行无害化处置	危险废物贮存执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012)、《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)	运营期
		值班人员生活垃圾暂存于垃圾桶内，施工结束后由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理	外委处理，不外排	废物去向台账	---	运营期

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
		事故状态下油泥砂委托有资质单位拉运进行无害化处理	外委处理，不外排	委托有危废处理资质的单位进行无害化处置	危险废物贮存执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012)、《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单(环境保护部公告2013年第36号)	事故状态下
	废水	采出水：依托马北联合站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排	用于油田回注开发，不外排	废水不外排，马北联合站正常运行	——	已运行
		井下作业废水：依托马北联合站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排	用于油田回注开发，不外排	废水不外排，马北联合站正常运行，废水交接台账		已运行
		生活污水：值班人员生活污水依托井场内防渗环保旱厕	——	防渗环保旱厕已建设		运营期
	废气	井场无组织挥发烃类废气：井口加强密封，采用浸没式装车，加强日常管理	——	井口密封、浸没式装车措施	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)非甲烷总烃无组织排放周界外浓度限值(4.0mg/m ³)	运营期
	噪声	选择低噪声设备；加强设备维护，使其处在最佳运行状态	井场厂界达标	厂界噪声值	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中的2类标准	运营期
环境风险	风险防范措施及应急预案			应急预案已制定并完成备案	应急预案及备案文件	试生产期
环境管理与	委托有关部门或设备生产厂家，对有关人		——	环境管理制度；监	——	环境管理

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
	环境监测	员进行操作技能培训，培训合格后上岗；制定环境管理制度与监测计划，委托有资质的单位定期进行监测，建立健全设备运行记录		测计划		与环境监测

