玛湖油田达13区块开发建设工程

环 境 影 响 报 告 书

（拟报批版）

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二一年六月

目　录

1 概述.....1

1.1 项目背景.....1

1.2 环境影响评价过程.....1

1.3 项目环境问题的主要特点.....2

1.4 关注的主要环境问题.....3

1.5 项目可行性分析判定.....3

1.6 环境影响评价结论.....4

2 总则.....5

2.1 评价依据.....5

2.2 评价目的与原则.....8

2.3 评价时段.....9

2.4 评价因子与标准.....9

2.5 评价等级与重点.....14

2.6 环境保护目标.....18

2.7 评价内容与重点.....21

2.8 环境功能区划.....22

2.9 相关规划及政策符合性分析.....22

3 达 13 区块勘探历程.....27

3.1 勘探历程.....27

3.2 油气资源概况.....27

3.3 勘探期环境影响回顾.....29

4 建设项目工程分析.....31

4.1 建设项目基本情况.....31

4.2 项目建设内容.....31

4.3 产能方案.....48

4.4 环境影响因素识别及污染源分析.....48
4.5 污染物排放量分析.....58
4.6 总量控制指标.....59
4.7 清洁生产分析.....60
5 环境质量现状调查与评价.....68
5.1 自然环境现状调查与评价.....68
5.2 环境保护目标调查.....72
5.3 环境质量现状调查与评价.....72
5.4 生态环境现状调查与评价.....83
6 环境影响预测与评价.....94
6.1 施工期环境影响预测与评价.....94
6.2 运营期环境影响预测与评价.....100
6.3 退役期影响分析.....109
6.4 环境风险分析.....110
7 环境保护措施论证分析.....115
7.1 施工期环境保护措施.....115
7.2 运营期环境保护措施.....120
7.3 退役期环境保护措施.....123
7.4 环境风险事故防范措施.....126
7.5 依托可行性分析.....129
8 环境管理与监测计划.....135
8.1 环境管理机构.....135
8.2 生产区环境管理.....135
8.3 污染物排放的管理要求.....137
8.4 企业环境信息公开.....137
8.5 环境监测与监控.....139

9 环境影响经济损益分析.....143

9.1 环境效益分析.....143

9.2 环保投资分析.....143

9.3 社会效益分析.....145

9.4 环境经济损益分析结论.....145

10 结论与建议.....146

10.1 建设项目概况.....146

10.2 环境质量现状结论.....146

10.3 污染物排放情况结论.....147

10.4 主要环境影响结论.....149

10.5 环境保护措施.....150

10.6 公众意见采纳情况.....151

10.7 经济损益性分析.....151

10.8 环境管理与监测计划.....151

10.9 总结论.....151

1 概述

1.1 项目背景

达巴松凸起在地质构造上位于准噶尔盆地中央坳陷玛湖凹陷玛东斜坡，行政隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，西北距县城和布克赛尔县县城约 112km，东距陆梁集中处理站约 50km。2016 年，达 13 勘探井试油成功，标志着达 13 井区的发现，2016 年～2020 年，该区块陆续布设了探井、评价井 19 口，钻探结果显示区块储量较大，具有开发价值。为此，2021 年，中国石油新疆油田分公司拟在达 13 井区部署 15 口开发井（其中新钻井 6 口，老井利用 9 口），新建原油产能 15.94×10^4t/d，伴生气回收量 5.99×10^4Nm^3/d。项目的建设将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展，提高人民生活水平，具有明显的社会经济效益。

1.2 环境影响评价过程

本项目为油田开发新区块，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中的“五、石油和天然气开采业—7、陆地石油开采—石油开采新区块开发、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，需编制环境影响报告书。2021 年 3 月，中国石油新疆油田分公司开发公司委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司承担本项目的环境影响评价工作（附件 1）。

评价单位按照工作程序，组织专业人员，收集相关资料及其他支撑性文件，对本项目选址选线及周边区域现场实地踏勘、开展环境现状监测和工程分析，根据各环境要素评价等级的要求进行预测和评价，提出生态环境保护或减缓措施，并进行技术经济论证，列出污染物排放清单，提出评价结论，在此基础上，编制完成环境影响报告书。环境影响评价工作程序见图 1.2-1。

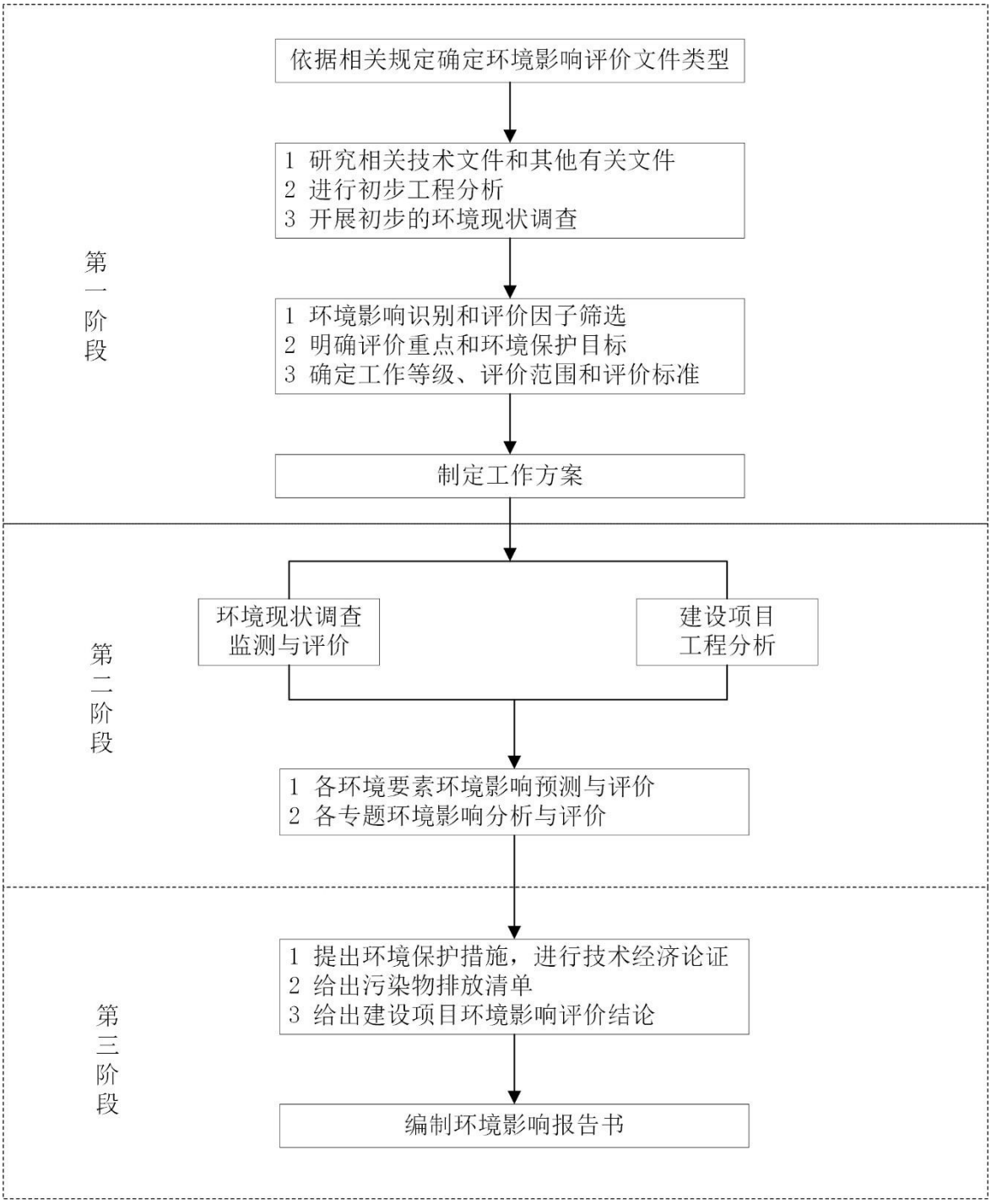

图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.3 项目环境问题的主要特点

本项目为陆地石油天然气开采项目，环境影响主要来源于地面工程建设、采油、井下作业、油气集输、伴生气回收等工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，

即因项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污染并存。根据现场调查，本项目开发区域内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

1.4 关注的主要环境问题

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

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、固废以及施工临时占地造成的生态影响；运营期油气集输过程中产生的无组织挥发烃类、井下作业废水、设备检修废水、污油罐含油污水、锅炉废水、清罐底泥、废分子筛及生活污水、生活垃圾和事故状态下环境风险分析及落地原油等环境影响。

综上，本项目环境影响评价以工程分析、大气、地下水、生态环境影响分析与评价、拟采取的环境保护措施及环境风险防范措施分析作为本次评价的重点。

1.5 项目可行性分析判定

（1）产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），本项目属于“常规石油、天然气勘探与开采”，属鼓励类项目，符合国家产业政策。

（2）选址选线合理性分析

项目区位于古尔班通古特沙漠，地表植被稀疏。本次拟建井场、场站等在选址过程及管线的选线过程已尽量选择植被稀疏区域，避开了植被生长茂密的区域，尽量减少对植被的生态扰动；此外，建设单位还将按照相关规定对因项目占地造成的生物损失进行经济补偿。项目区周边无集中固定居住人群，不在自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域内，无环境制约因素。综上所述，从环保角度分析项目选址合理。

（3）规划符合性判定结论

本项目符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》和《新疆维吾尔自治区第三轮矿产资源规划》（2016-2020）的相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目属于准噶尔西部荒漠草原生态功能区，符合主体功能区对项目所在区域的开发管制原则。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于（Ⅱ）准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态功能区，（$Ⅱ_1$）准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区，（15）夏子街输水工程沿线人工生态建设生态功能区。本项目占地相对较小，对于整体的土地利用、植被覆盖、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

（4）三线一单符合性判定结论

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》（2018 年），本项目不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

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

1.6 环境影响评价结论

本项目的建设符合国家相关产业政策，相关规划、“三线一单”要求，选址合理。运营期废气能实现达标排放，无工业废水外排，固体废物妥善处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会破坏区域生态系统的稳定性及生物多样性；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的防范措施后，其风险值可以接受。项目进行了 3 次网上公示、1 次张贴公告、2 次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。综上所述，从环境保护角度论证项目建设可行。

2 总则

2.1 评价依据

2.1.1 国家环保法律

（1）《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日；

（5）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日；

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

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

（8）《中华人民共和国环境保护税法》，2018 年 1 月 1 日；

（9）《中华人民共和国野生动物保护法》，2016 年 7 月 2 日；

（10）《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；

（11）《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012 年 7 月 1 日；

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

2.1.2 环境保护规章

（1）《中华人民共和国野生植物保护条例》，国务院令第 204 号，2017 年 10 月 7 日；

（2）《建设项目环境保护管理条例》，国务院令 682 号，2017 年 10 月 1 日；

（3）《排污许可管理条例》，国务院令第 736 号，2021 年 3 月 1 日；

（4）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，生态环境部令第 16 号，2021 年 1 月 1 日；

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

（6）《国家危险废物名录（2021 年版）》，环保部令第 15 号，2021 年 1 月 1

日；

（7）《国家重点保护野生植物名录》，国家林业局、农业部 2021 年第 3 号，2021 年 2 月 1 日；

（8）《产业结构调整指导目录（2019 本）》，国家发展和改革委员会令第 29 号，2020 年 1 月 1 日；

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

（10）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，2018 年 10 月 1 日；

（11）《水污染防治行动计划》，国发〔2015〕17 号，2015 年 4 月 2 日；

（12）《土壤污染防治行动计划》，国发〔2016〕31 号，2016 年 5 月 28 日；

（13）《关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》，国发〔2018〕22 号，2018 年 6 月 27 日；

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

2.1.3 地方有关环保法律法规

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

（2）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019 年 1 月 1 日；

（3）《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》，2016 年 1 月 29 日；

（4）《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》，2017 年 3 月 20 日；

（5）《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》，2018 年 9 月 27 日；

（6）《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》，2017 年 6 月 22 日；

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

（8）《新疆生态功能区划》，2005 年 7 月 14 日；

（9）《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002 年 12 月；

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

21 日；

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

（12）《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》,2020 年 7 月 30 日；

（13）《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》，2020 年 9 月 4 日；

（14）《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》，2019 年 1 月 21 日；

（15）《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，2021 年 2 月 22 日。

2.1.4 环评有关技术规定

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016），2017 年 1 月 1 日；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），2018 年 12 月 1 日；

（3）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009），2010 年 4 月 1 日；

（4）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），2019 年 7 月 1 日；

（5）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011），2011 年 9 月 1 日；

（6）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），2019 年 3 月 1 日。

（7）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），2016 年 1 月 7 日；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），2019 年 3 月 1 日；

（9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)，2007 年 8 月 1 日。

（10）《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，2017 年 6 月 1 日；

（11）《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》

（公告 2017 年第 81 号），2017 年 12 月 28 日；

（12）《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019），2019 年 7 月 1 日；

（13）《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），2021 年 1 月 1 日。

2.1.5 相关文件和技术资料

（1）《玛湖油田达 13 区块开发建设工程环评委托书》，中国石油新疆油田分公司开发公司，2021 年 3 月；

（2）《玛湖油田达 13 区块开发建设工程方案（0 版）》，新疆油田公司工程技术研究院，2021 年 3 月；

（3）《玛湖油田达 13 区块开发建设工程环境质量现状监测报告》，新疆恒泰职业环境检测评价有限公司，2021 年 4 月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

（1）通过实地调查、现状监测、收集并分析当地环境资源资料，了解达 13 区块所在地的自然环境，掌握本项目开发区域的环境质量和生态环境现状。

（2）通过工程分析，明确本项目施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、源强、排放强度、排放方式及排放去向，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，对污染物达标排放进行分析，提出相应的污染防治和生态保护措施，并进行论证。

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

（4）分析本项目可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，

提出环境风险防范措施。

（5）通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

（1）依法评价

严格执行国家和地方的环境保护相关法律法规、标准、政策和规范。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响，坚持政策性、针对性、科学性和实用性原则，实事求是、客观公正地开展评价工作。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价，针对建设项目存在的环境问题提出污染防治和生态保护补救措施及建议。

2.3 评价时段

评价时段包括施工期、运营期及退役期，其中施工期和运营期两个时段为重点评价时段。

2.4 评价因子与标准

2.4.1 评价因子

本项目主要包括钻井工程、地面工程建设、采油、油气集输、伴生气回收等内容，对环境的影响时段主要为施工期、运营期和退役期。施工期以管线敷设、站场及输电线路建设等过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采、集输和处理过程中的污染为主。环境影响因素识别详见表 2.4-1，根据识别结果筛选的评价因子见

表 2.4-2。

表 2.4-1　　环境影响因素识别一览表

影响因素 \ 环境因素		施工期					运营期					退役期		
		占地	废气	固废	噪声	风险事故	废气	废水	固废	噪声	风险事故	废气	噪声	固废
			燃料废气、施工扬尘	钻井岩屑、建筑垃圾	施工机械、施工设备	井喷、井漏	无组织挥发烃类、相变炉燃料燃烧废气	井下作业废水、设备检修废水、含油污水、锅炉废水	清罐污泥	井下作业、增压泵、压缩机、运输车辆	集输管线、井壁破裂、设备破裂泄漏	燃料废气、施工扬尘	施工机械、施工设备	拆卸后的建筑垃圾
环境空气		0	+	0	0	+	++	0	0	0	+	+	0	+
地下水		0	0	0	0	+	0	++	+	0	+	0	0	0
声		0	0	0	+	0	0	0	0	++	+	0	+	0
土壤		++	0	+	0	+	0	+	+	0	++	+	0	+
生态	植被	+	+	+	0	+	+	+	+	0	++	+	0	+
	动物	+	+	0	+	+	+	0	0	+	+	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.4-2　　环境影响评价因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、NMHC	PM_{10}、SO_2、NO_2、NMHC
地下水	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氯化物、硫酸盐、氟化物、氰化物、挥发酚、六价铬、砷、镉、石油类	石油类
噪声	等效连续 A 声级	等效连续 A 声级
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃	石油烃
生态环境	调查评价区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观	（1）分析油田开发建设对土地利用结构的影响 （2）分析油田开发建设可能造成的植被破坏影响 （3）分析油田开发建设对评价区域野生动物的影响 （4）分析油田开发建设对生态景观的影响 （5）分析油田开发建设对土壤环境质量的影响
环境风险	/	对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行预测分析

2.4.2 评价标准

（1）环境质量标准

①环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级浓度限值；非甲烷总烃参照《＜大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 2.0mg/m^{3}执行。各标准取值见表 2.4-3。

表 2.4-3　　环境空气质量标准

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO_2	年平均	60	μg/m^3	GB3095-2012（二级）
		1 小时平均	500		
2	NO_2	年平均	40		
		1 小时平均	200		
3	PM_{10}	年平均	70		
		24 小时平均	150		
4	$PM_{2.5}$	年平均	35		
		24 小时平均	75		
5	CO	24 小时平均	4	μg/m^3	
6	O_3	日最大 8 小时平均	160	mg/m^3	
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m^3	GB16297-1996

②地下水

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准，石油类因子参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准执行，见表 2.4-4。

表 2.4-4　　地下水质量标准值

指标	单位	标准值（Ⅲ类）	指标	标准值（Ⅲ类）
pH	无量纲	6.5～8.5	硫酸盐	≤250
总硬度	mg/L	≤450	氟化物	≤1.0
溶解性总固体	mg/L	≤1000	氰化物	≤0.05
耗氧量	mg/L	≤3.0	挥发性酚类	≤0.002
氨氮	mg/L	≤0.50	铬（六价）	≤0.05
亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.0	砷	≤0.01
汞	mg/L	≤0.001	镉	≤0.005
氯化物	mg/L	≤250	石油类	≤0.05

③声环境

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区限值，见表 2.4-5。

表 2.4-5　　声环境质量标准　　〔单位 dB（A）〕

评价因子	标准值[dB(A)]		标准来源
	昼间	夜间	

等效连续 A 声级	60	50	GB3096-2008 2 类

④土壤环境

土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，具体标准值见表 2.4-6，本项目场地土壤特征污染物为石油烃。

表 2.4-6　　土壤环境质量评价标准　　〔单位：mg/kg，pH 无量纲〕

序号	污染物项目	第二类用地筛选值（mg/kg）	序号	污染物项目	第二类用地筛选值（mg/kg）
基本项目（重金属和无机物）					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬（六价）	5.7	7	镍	900
4	铜	18000	/	/	/
基本项目（挥发性有机物）					
8	四氯化碳	2.8	22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8
10	氯甲烷	37	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
11	1,1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1,2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1,1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	28	1,2-二氯苯	560
15	反-1,2-二氯乙烯	54	29	1,4-二氯苯	20
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28
17	1,2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570
20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1,1,1-三氯乙烷	840	/	/	/
基本项目（半挥发性有机物）					
35	硝基苯	76	41	苯并〔k〕荧蒽	151
36	苯胺	260	42	䓛	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并〔a，h〕蒽	1.5
38	苯并〔a〕蒽	15	44	茚并〔1,2,3-cd〕芘	15
39	苯并〔a〕芘	1.5	45	萘	70
40	苯并〔b〕荧蒽	15	/	/	/
其他项目（特征污染因子）					
46	石油烃(C_{10}～C_{40})	4500	/	/	/

（2）污染物排放标准

①废气

相变炉燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 燃气锅炉排放限值；油气集输产生的挥发性有机物执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求（非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m^3）。检修及事故状态下放空火炬燃烧烟气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值；上述标准详见表 2.4-7。

表 2.4-7　大气污染物排放标准

序号	污染源	污染物	排放限值（mg/m^3）	标准来源
1	集中拉油站、计量站	NMHC	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）
2	火炬燃烧烟气	NO_x	0.12	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值
		SO_2	0.4	
		总烃	4.0	
3	相变炉燃料燃烧烟气	NO_x	200	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 燃气锅炉排放限值
		SO_2	50	
		颗粒物	20	

②废水

运营期产生的废水主要为井下作业废水及伴生气回收装置设备检修废水、污油罐含油污水及锅炉废水，井下作业废水及设备检修废水、含油污水及锅炉废水均送至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后，标准值见表 2.4-8。回注油藏，不外排，生活污水由协议单位清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置。

表 2.4-8　《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

注入层平均空气渗透率（μm²）		≤0.01	>0.01-≤0.05	>0.05-≤0.5	>0.5-≤1.5	>1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	n×10^2	n×10^2	n×10^3	n×10^4	n×10^4

	TGB（个/mL）	n×10^2	n×10^2	n×10^3	n×10^4	n×10^4

③噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）有关标准，运营期各站场厂界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，见表 2.4-9。

表 2.4-9　　环境噪声排放标准　　单位：dB（A）

时段	执行地点	昼间	夜间	标准来源
施工期	井场、站场及管线施工场界	70	55	GB12523-2011
运营期	井场、站场厂界	60	50	GB12348-2008　2 类

④固废

施工期水基岩屑处置及综合利用执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；油基岩屑暂存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单相关规定。运营期清罐污泥、废分子筛的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求。

2.5 评价等级与重点

2.5.1 评价等级

（1）环境空气评价等级

根据工程特点和污染特征，选取 PM_{10}、SO_2、NO_2、NMHC 为预测因子，采用《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的 AERSCREEN 估算模式来计算污染物的最大地面空气质量浓度占标率（P_i），P_i定义如下：

$$p_i = \frac{c_i}{c_{0i}} \times 100\%$$

其中：P_i——第 i 种污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

源强参数见大气环境影响分析章节，计算结果见表 2.5-1。

表 2.5-1　　大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源	主要污染物							
	非甲烷总烃		二氧化硫		氮氧化物		颗粒物	
	最大落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）	最大落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）	最大落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）	最大落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）
集中拉油站	91.651	4.68	/	/	/	/	/	/
相变加热炉	/	/	0.14	0.03	8.41	3.36	0.048	0.01

由表 2.5-1 可知：本项目各污染物最大落地浓度占标率最高为 3.36%，根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.5-2），评价等级判定为二级。

表 2.5-2　　评价工作等级判定依据表

评价工作等极	评价工作分级判据
一级	P_{max}≥10%
二级	1%≤P_{max}＜10%
三级	P_{max}＜1%

（2）地表水评价等级

运营期产生的井下作业废水、设备检修废水、污油罐含油污水及锅炉废水集中收集后由罐车拉运至陆梁集中站采出水处理系统处理后各污染物浓度均满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的相关要求后回注油藏，不外排，生活污水清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置，与地表水无水力联系。根据《环境影响评价技术导则　地表水环境》（HJ2.3-2018）要求，本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

（3）地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目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 2.5-3。

表 2.5-3　地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相

	关的其它保护区，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水式饮用水水源，其它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它未列入上述敏感分级的环境敏感区[a]。
不敏感	上述地区之外的其它地区
注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分的依据见表 2.5-4。

表 2.5-4　建设项目评价工作等级分级表

环境敏感程度 \ 项目类别	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

本项目为石油开采类，属于Ⅰ类建设项目；项目周边无“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”，也无“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”，敏感程度为“不敏感”，根据表 2.5-4，本项目地下水环境影响评价等级确定为二级。

（4）声环境评价等级

本项目所在区域以油田开发为主要功能，属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，评价范围内无声环境敏感目标。根据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）的有关要求，确定声环境评价等级为二级。

（5）生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2011）依据影响区域的生态敏感性和评价项目的工程占地（含水域）范围，包括永久占地和临时占地，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，生态影响评价工作等级划分见表 2.5-5。

表 2.5-5　生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地（水域）面积		
	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

本项目总占地面积为 0.495km^2，项目区单井输油管线、集油干线、伴生气输气管线、燃料气线及道路等长度共计 22km，且所在区域生态敏感性一般，生态影响评价等级确定为三级。

（6）土壤环境评价等级

按照《环境影响评价技术导则　土壤环境》（HJ964-2018）（试行），本项目为污染影响型项目，根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级，见表 2.5-6。

表 2.5-6　污染影响型评价工作等级划分表

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

①土壤环境影响评价类别及占地规模

根据《环境影响评价技术导则　土壤环境》（HJ964-2018）（试行）附录 A 中判定，本项目为Ⅰ类项目；占地面积 17.74hm^2，≤50hm^2，为中型。

②土壤环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.5-7。

表 2.5-7　污染影响型敏感程度分级表

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

项目评价范围内无耕地、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，项目区环境敏感程度为不敏感。根据表 2.5-6 判定，项目区土壤环境影响评价工作等级为二级。

（7）环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018），建设项目环境风

险评价工作级别按表 2.5-8 进行划分。

表 2.5-8　环境风险评价工作级别划分表

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

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

本次评价将油气集输管线、集中拉油站、伴生气回收站作为风险单元，分别计算项目所涉及危险物质与临界量的比值（Q 值），各危险物质 Q 值合计为 0.33505，小于 1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关规定，本项目风险潜势为Ⅰ，因此，本次风险评价仅进行简单分析。

2.5.2 评价范围

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

（1）大气评价范围

以项目区为中心，做边长为 5km 的矩形。

（2）地下水评价范围

以地下水流向为长轴，项目区四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km。

（3）声环境评价范围

以项目区边界外扩 200m。

（4）生态环境评价范围

以项目井场、站场以及管线工程实际扰动范围作为生态环境评价范围。

（5）土壤环境评价范围

以项目区外扩 200m 作为评价范围。

本次评价范围如图 2.6-1 所示。

2.6 环境保护目标

现场踏勘结果表明，本项目位于古尔班通古特沙漠西部，评价范围没有自然保

护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标，没有固定集中的人群居住区。保护环境目标主要为区域分布的野生动物、植物，各环境要素相关保护级别见表 2.6-1。

表 2.6-1　　项目环境保护目标一览表

序号	保护要素	环境保护目标	各要素保护级别
1	环境空气	项目所在区域环境空气	GB3095-2012 二级
2	土壤环境	项目区土壤	GB36600-2018 中第二类用地筛选值标准
3	地下水环境	项目区地下水	GB/T14848-2017Ⅲ类
4	生态环境	梭梭、白梭梭	自治区一级保护植物
		项目区的野生动植物	保护野生动植物生境不被破坏
5	环境风险	项目区土壤、地下水	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

图 2.6-1　　环境影响评价范围示意图

2.7 评价内容与重点

2.7.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则》要求，结合建设项目具体特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，本次评价内容见表 2.7-1。

表 2.7-1　评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	新建项目概况、主体工程、公用工程、环保工程、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算有组织与无组织的污染物产生和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式、浓度及数量等
2	环境现状调查与评价	自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查（包括环境空气、地下水、声环境、土壤和生态环境）
3	环境影响预测与评价	分为施工期、运营期和退役期。对施工期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析。退役期对扬尘、废水、噪声、固废、生态环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。根据项目特点开展了环境风险评价
4	环保措施及其可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤污染防治措施进行论证
5	环境影响经济损益分析	从项目社会效益、经济效益和环境效益等方面叙述
6	环境管理与环境监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出项目环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保三同时验收一览表
7	结论与建议	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出项目可行性结论及建议

2.7.2 评价重点

根据工程特点及评价因子筛选结果，结合区域环境状况，确定本次环境影响评价工作重点如下：

（1）建设项目工程分析。

（2）生态环境影响评价。

（3）大气、水环境、声、土壤环境影响评价。

（4）生态环境保护措施分析论证。

2.8 环境功能区划

本项目环境功能区划情况详见表 2.8-1。

表 2.8-1　项目所在区域的环境功能区划一览表

环境要素	功能	环境功能区划
环境空气	一般工业区	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区
地下水环境	生产生活用水	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类
声环境	工业生产	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区
土壤环境	工业用地	《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018） 第二类用地
生态环境	Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—$Ⅱ_1$准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区—15 夏子街输水工程沿线人工生态建设生态功能区	

2.9 相关规划及政策符合性分析

2.9.1 相关规划

（1）区域发展规划

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

（2）与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性分析

本项目位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的准噶尔西部荒漠草原生态功能区，属于限制开发区。要求根据资源环境承载能力合理布局能源基地和矿产基地，尽可能减少对农业空间、生态空间的占用并同步修复生态环境。本项目合理布局管线及场站，减少对农业空间、生态空间的占用，符合主体功能区对项目所在区域的开发管制原则。

（3）与《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》相符性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》将石油、天然气等新疆优势矿种列为战略性矿产，提高资源安全供应能力和开发利用水平。本项目为石油开采项目，符合规划要求。

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

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016－2020 年）》将石油天然气列为安全战略资源，需要加强基础地质调查、矿产勘查，提高能源资源保障能力，建成油气、煤炭、铀矿、铁矿、锰矿、铜矿、铅锌矿、金矿、钾盐等 10 个国家级和 14 个自治区级矿产能源资源基地。本项目对石油资源的开发符合规划中“实施矿产资源安全战略，提高能源资源保障能力”以及“落实国家资源安全战略部署”的相关内容，并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）环境影响报告书》中的要求，对采出物开采过程中的废气、废水、固体废物采取相应的治理措施，并对项目实施过程中产生的生态影响提出了有效的减缓措施。

2.9.2 相关政策符合性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见表 2.9-1。

表 2.9-1　本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	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%	井下作业时带罐，防止产生落地原油。事故状态下产生落地原油后，及时回收，100%回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置	符合
2	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	采出水送至陆梁集中站采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，全部回注油藏，不外排	符合
4	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本项目采用密闭集输工艺+集中拉油的工艺，油气集输损耗率小于 0.5%	符合
5	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	本项目伴生气回收利用率为 100%	符合
6	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	井下作业废水集中收集，油专用罐车拉运至陆梁集中站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排	符合
7	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	事故状态下产生的落地原油和受浸染的土壤交由有相应处理资质的单位进行回	符合

	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》和危险废物鉴别标准识别	收、处置	
8	1）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；2）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；3）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；4）建立环境保护人员培训制度；5）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。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	本次开发建设项目实施过程中，将依托中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系）。项目建成后由中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区统一管理，纳入中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。同时运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理，定期对“三废”进行监测	符合

由表 2.9-1 可知，本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

（2）与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求的相符性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析详见表 2.9-2。

表 2.9-2　本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	项目位于古尔班通古特沙漠，项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区	符合
2	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	针对本项目运营期排放的废气、噪声以及大气、土壤环境提出了运营期监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、塔城地区生态环境局及和布克赛尔蒙古自治县分局的监督与管理，并按照《企业事业单位环境信息公开办法》（原环保部第 31 号）等规定，公开运营期监测情况	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本报告提出，井场、站场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域的蒸发量大于降水量，不需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检	本报告提出运营期要定期对站场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的	符合

	测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄露，造成环境污染	设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄露、溢流和散落	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置	清罐底泥、油基岩屑及废分子筛交由相应危险废物处理资质的单位回收处理	符合
7	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放	本项目集中拉油站伴生气均进入伴生气回收站处理，处理后的产品 CNG 通过槽车外运至玛北地区加气门站卸气	符合
9	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	项目管线施工时土方分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整清理，项目区植被盖度较低，由于特殊的气候条件，不适宜采取植被复垦的生态保护措施。场站均采取了地面硬化的措施，退役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复	符合
10	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生	本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区管理，将项目实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区突发环境污染事件应急预案》	符合

由表 2.9-2 可知，本项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

（3）与“三线一单”符合性分析

生态保护红线：根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。本项目位于古尔班通古特沙漠，属于一般管控单元，评价范围内没有自然保护区、森林公园的生态保育区和核心景观区、地质公园的地质遗迹保护区、世界自然遗产的核心区和缓冲区、湿地公园的湿地保育区和恢复重建

区、饮用水水源的级保护区、水产种质资源保护区的核心区以及其他类型禁止开发区的核心保护区域。项目建设不在生态保护红线内。

资源利用上限：本项目运营过程中会消耗一定的电能，耗水环节仅为井下作业用水，用水量较少，耗气环节为集中拉油站内 2 台相变炉燃料消耗。项目建成后通过对集中拉油站的伴生气进行脱水后压缩处理，制成 CNG 后进行销售利用，提高了油气资源的利用水平，减少了资源的浪费。运行过程中虽然有电能及天然气的消耗，但消耗量远小于回收的能源当量，符合资源上限要求。

环境质量底线：本项目所在的塔城地区和布克赛尔蒙古自治县属于一般管控单元，一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。经监测项目区大气环境、地下水环境、声环境质量、土壤环境质量能够满足相应的环境质量标准要求；运营期废气主要为无组织挥发烃类、相变炉燃料燃烧烟气及放空火炬燃烧烟气，相变炉燃料燃烧产生的烟气及无组织挥发产生的废气为持续的长期影响，火炬燃烧烟气只在伴生气回收站设备检修时产生，本项目废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围大气环境产生明显影响。废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，符合环境质量底线的要求。

生态环境准入清单：2017 年 6 月 29 日，新疆维吾尔自治区在全疆 28 个国家重点生态功能区县（市）试行产业准入负面清单，并由自治区发改委印发了《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》，按生态功能主要分为阿尔泰山地森林草原生态功能区、阿尔金草原荒漠化防治生态功能区和塔里木河荒漠化防治生态功能区三大类。本项目不在以上功能区的负面清单内。

2017 年 12 月 30 日，新疆维吾尔自治区在全疆 17 个新增的纳入国家重点生态功能区县（市）试行产业准入负面清单，并由自治区发改委印发了《新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》，按生态功能主要分为防风固沙生态功能区和生物多样性维护生态功能区，本项目所在的塔城地区和布克赛尔蒙古自治县不在上述重点生态功能区划定的试行产业准入负面清单的县（市）范围内，且不在《市场准入负面清单（2020 年版）》中。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

3 达 13 区块勘探历程

3.1 勘探历程

达 13 井区三叠系百口泉组油藏发现井为达 13 井，2016 年 4 月，达 13 井在三叠系百口泉组试油，常规压裂后，日产油 15.06t，日产气 3070m^3。为尽快落实达 13 井区油气资源规模，加快资源转化，2016 年～2019 年整体部署探井、评价井 17 口（达 001、达 002、达 003、达 005、达 006、玛中 5、达 17、达 131～达 140），2019 年 11 月在井控程度较高的区域，上交达 13 井区块三叠系百口泉组探明石油地质储量 1954.55×10^4t、溶解气地质储量 29.88×10^8m^3，含油面积 45.33km^2。2019 年评价井达 136 井完钻，该井在百口泉组见良好油气显示，为了提产、确定该区水平井产能，该井侧钻水平井，井号为达 136_H 完钻后油气显示良好。

截至目前，达 13 井区完钻各类井 17 口，正钻 1 口（达 139），正试 1 口（达 134），待上钻 8 口（DaHW1505、DaHW1506、DaHW1507、DaHW1508、DaHW1509、DaHW1510、DaHW1545、DaHW1546）。试油 16 井 17 层，获工业油流 8 井 8 层。

3.2 油气资源概况

3.2.1 构造特征

达 13 井区三叠系百口泉组构造形态为向南倾的单斜，局部发育小型鼻凸，地层平缓、倾角小，平均 0.7°～2.1°。达 13 井北断裂以北区域为洼槽构造，南部达 13 井断块为鞍部构造，向南过渡为平缓单斜。工区内主要发育 4 条逆断裂，由北向南分别为达 15 井北断裂、达 13 井北断裂、达 12 井北断裂和达 13 井南断裂，断开层位为石炭系-三叠系下克拉玛依组，断距自下而上逐渐变小。

图 3.1-1　　本项目区域位置示意图

3.2.2 油藏特征

达 13 井区钻遇地层有下乌尔禾组，三叠系百口泉组、克拉玛依组、白碱滩组，侏罗系八道湾组、三工河组、西山窑组、头屯河组、齐古组及白垩系。其中，二叠系与三叠系、三叠系与侏罗系、侏罗系与白垩系为区域性不整合接触。根据岩性、电性特征，本区三叠系百口泉组自下而上分为百一段（T_1b_1）、百二段（T_1b_2）和百三段（T_1b_3）。达 13 井区百口泉组向玛湖凹陷中心延伸具有变厚趋势，上倾北东方向地层逐渐减薄尖灭。百口泉组地层整体厚度 119.9～177.6m，其中 T_1b_3和 T_1b_2地层分布较稳定，T_1b_3厚度 55.4m～63.3m，平均 56.8m，T_1b_2厚度 51.7m～67.2m，平均 59.3m；由于百口泉底部地层超覆沉积，T_1b_1厚度由南西向北东（斜坡高部位）减薄，变化较大，T_1b_1厚度 16.7m～60.6m，平均 45.2m。

3.2.3 油气水性质

根据区块勘探成果，达 13 井区油藏原油具有低密度、低粘度、凝固点较低的特点；天然气主要成分是甲烷，不含硫化氢；根据区块内地层水分析资料，地下水为 $CaCl_2$型，详见表 3.2-1～表 3.2-3。

表 3.2-1　　达 13 井区百口泉组油藏地面原油性质表

密度（g/cm^3）	50℃粘度（mPa·s）	含蜡（%）	凝固点（℃）	初溜点（℃）
0.8151	3.36	6.14	0.93	103.89

表 3.2-2　　达 13 井区百口泉组油藏天然气组分含量表

相对密度	甲烷(%)	乙烷(%)	丙烷（%）	正丁烷（%）	异丁烷（%）	二氧化碳（%）	氮（%）	其他（%）
0.6454～0.7919	81.2	6.92	2.75	1.43	1.17	3.83	0.7186	1.97

表 3.2-3　　达 13 井区百口泉组油藏地层水性质表

主要离子(mg/L)							矿化度	水型
CO_3^{2-}	HCO^{3-}	Cl^-	SO_4^{2-}	Ca^{2+}	Mg^{2+}	K^+和 Na^+	（mg/L）	
0	620.63	8689.62	17.29	1513.42	22.94	4099.75	14963.65	$CaCl_2$

3.3 勘探期环境影响回顾

达 13 井区勘探期主要为评价井和勘探井的钻井和试油工作，目前达 13 井区 17

口评价井和勘探井钻试工程已结束，正钻 1 口（达 139），正试 1 口（达 134）。待钻井尚未开工建设，钻试过程中要严格按照环评报告和批复中的要求执行，已完钻井产生的环境影响回顾具体如下：

（1）污染情况回顾

由于 17 口评价井和勘探井的钻试工程已结束，钻试过程中产生的废气、噪声已随着钻试期的结束而消失，钻试过程中产生的试油废水均由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统进行了妥善处理，钻井过程中产生的钻井岩屑均采用不落地装置进行处理，处理后进行了综合利用。目前，井区无固体废物遗留。

（2）生态影响回顾

勘探期对生态的影响主要为占地对生态的影响和对植被的破坏。根据现场调查结果可知，现有井场均已平整，井场没有污油出现，井场周边也形成了较稳定的生态结构。

4 建设项目工程分析

4.1 建设项目基本情况

（1）项目名称

玛湖油田达 13 区块开发建设工程。

（2）项目性质

本项目为新区块产能开发，项目性质为新建。

（3）劳动定员

本项目伴生气回收站安排值守人员 6 人，采用三班两倒的工作制度，其余站场巡检由陆梁油田作业区执行，不新增劳动定员。

（4）工程投资

项目总投资 11447.04 万元，其中环保投资约 809 万元，占比 7.07%。

（5）建设内容

新钻井 6 口，老井利用 9 口，共计 15 口开发井；新建采油井场 8 座；新建计量站 2 座、集中拉油站 1 座、伴生气回收站 1 座；新建单井输油管线 6km，集气干线 5.5km，伴生气输气管线 0.2km，燃料气管线 0.3km；配套建设供配电、仪表及消防等。

4.2 项目建设内容

本次建设包括主体工程、公用工程、依托工程、环保工程四个部分，分述如下：

4.2.1 主体工程

（1）钻井工程

本次新钻井 6 口水平井，老井利用 9 口，新钻井基本信息详见表 4.2-1。

表 4.2-1　　新钻井基本信息

项目	井型	数量（口）	井号	设计井深（m）
新钻采油井	三开水平井	6	DaHW1312、DaHW1313、DaHW1314、DaHW1315、DaHW1316、DaHW1317	6000

①拟利用老井

本次拟将达 13 井区已完钻水平井达 136_H 井及准备上钻的评价井（DaHW1505、DaHW1506、DaHW1507、DaHW1508、DaHW1509、DaHW1510、DaHW1545、DaHW1546）转为生产井。达 136_H 井已关井，井场无废弃生产设施遗留。

②新钻井

1）井身结构

本次新钻井 6 口，均为三开水平井，单井设计井深 6000m，总进尺 3.6×10^4m。井身结构设计详见表 4.2-2 及图 4.2-1。

表 4.2-2　　井身结构设计说明

开钻次序	钻头尺寸（mm）	套管尺寸（mm）	设　计　说　明	固井方式
一开	381.0	273.1	采用Φ381.0mm 钻头钻至井深 500m，下入Φ273.1mm 表层套管，采用内管注水泥工艺固井，水泥浆返至地面，封隔地面疏松地层	固井水泥浆返至地面
二开	241.3	193.7	采用Φ241.3mm 钻头钻至井深约 4000m，下入Φ193.7mm 技术套管，封隔上部易漏层位	固井水泥浆返至 2500m
三开	165.1	127	采用Φ165.1mm 钻头钻至完钻井深，下入Φ127mm 油层套管固井完井	固井水泥浆返至 4000m

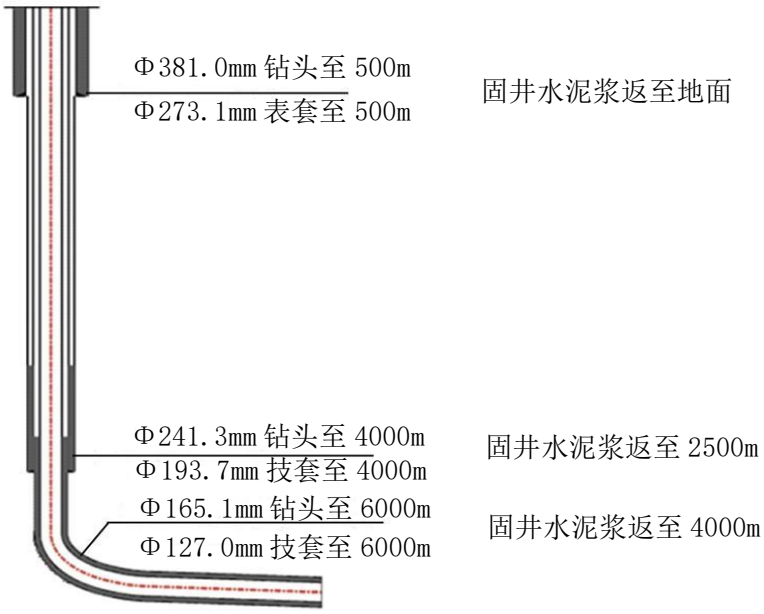

图 4.2-1　　井身结构示意图

2）钻井设备

钻井期井场设备包括钻机、井架、提升系统、转盘、循环系统、动力系统、控制系统、钻井液不落地设备、仪器仪表等。

3）钻井液体系

本次钻井工程一开、二开使用坂土+CMC 水基钻井液体系，总用量为 6768m³；三开使用油基钻井液，主要成分为白油（柴油）、主乳化剂、有机土、增粘剂、重晶石等，总用量为 1848m³。各钻井液性能指标见下表。

表 4.2-3　　钻井液用量一览表

项目	钻井液用量（m³）	
	水基钻井液	油基钻井液用量
单井	1128	308
合计（m³）	6768	1848

4）钻井井场布置

钻井期井场布置有值班房、钳工房、录井房、配电房、发电房、罐区、不落地系统、岩屑堆放场等。由于井位距离较近，本次新钻 6 口井共用 1 座钻井井场，每次只进行 1 口井的钻探工作。钻井期井场平面布置如图 4.2-2。

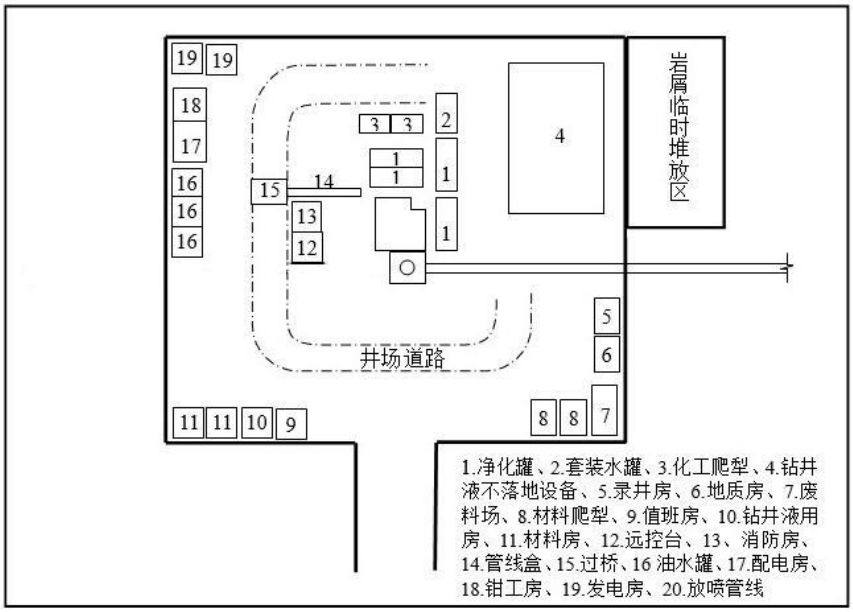

图 4.2-3　　钻井井场布置示意图

5）钻井工艺流程

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻进。钻井工程作业流程见图 4.2-3。

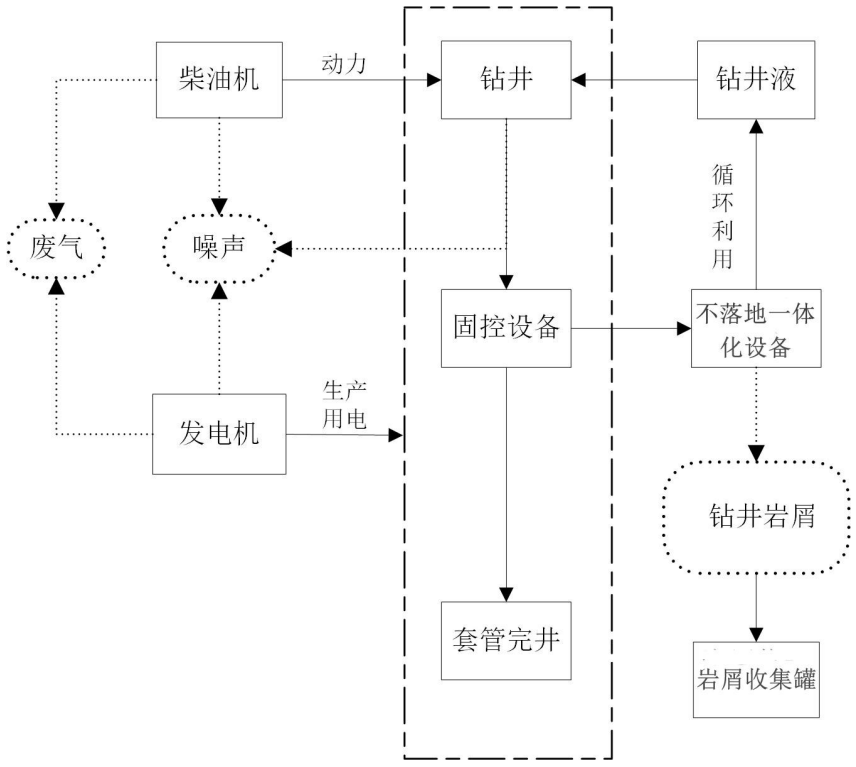

图 4.2-3　　钻井工艺流程示意图

6）钻井周期

单井钻井周期为 90 天，施工人数 35 人。

（2）采油工程

①采油工艺

达 13 井区地层压力保持程度较高，前期以自喷生产为主，后期采用 14 型游梁式抽油机采油。

②采油井场

新建采油井场 8 座（除达 136_H，其余相邻 2 口井建设 1 座 2 井式采油井场：DaHW1312 与 DaHW1313、DaHW1314 与 DaHW1315、DaHW1316 与 DaHW1317、DaHW1505 与 DaHW1506、DaHW1507 与 DaHW1508、DaHW1509 与 DaHW1510、DaHW1545 与 DaHW1546 共用 1 座采油井场）。新建采油井口装置 15 座，均配备 14 型节能抽油机，电机功率 37kW。井口设保温盒保温，内设 150W 防爆电加热器，压力表置于保温盒内，此外，井口还设置有清蜡和热洗接口，以及安全标志牌。

③清蜡工艺

自喷期采用机械清蜡工艺，抽油期采用常规清防蜡工艺（周期热洗或注化学清

防蜡剂），抽油期下入尼龙刮蜡器，并配合周期热洗或化学清防蜡方式，尼龙刮蜡器下深 1200m。清蜡周期根据实际结蜡情况，以不影响油井正常生产为原则。

④井下作业

井下作业是进行采油生产的主要手段之一，一般在采油井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、酸化、压裂、下泵、洗井、修井和除砂等一系列工艺工程。

（3）集输工程

①集输工艺

本次部署 15 口油井，全部采用密闭集输工艺，采用“井口→计量站→集中拉油站→陆梁集中处理站”的四级布站工艺。地层采出物（原油、伴生气、地层水三相混合物）在单井井口通过单井采油管线管输至计量站，在计量站计量后通过集气干线输送至集中拉油站，进入站内分离器进行气液分离。分离的伴生气管输至伴生气回收装置进行处理，采出液进入站内储油罐，定期由专用罐车拉运至陆梁集中处理站处理，集输流程见图 4.2-4。

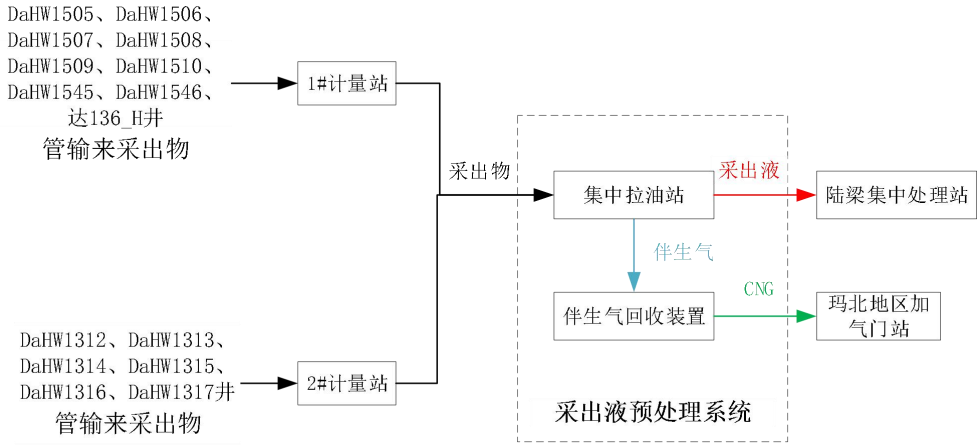

图 4.2-4　油气集输工艺流程示意图

②计量站

新部署 2 座计量站，均为砖混结构设计，1#站为 12 井式设计，2#站为 8 井式设计。各井进站情况见表 4.2-4。

表 4.2- 4　　各油井进站情况一览表

站号	接入井号	接入井数	备注
1#站	DaHW1505、DaHW1506、DaHW1507、DaHW1508、DaHW1509、DaHW1510、DaHW1545、DaHW1546、达 136_H	9	12 井式一体化选井计量装置
2#站	DaHW1312、DaHW1313、DaHW1314、DaHW1315、DaHW1316、DaHW1317	6	8 井式一体化选井计量装置

1）工艺流程

单井来气液先进 1#（2#）计量站内的一体化自动选井计量装置，在装置内对需要计量的单井进行自动选井计量，计量后的原油和天然气在计量站出口处采用防爆管道电加热器进行加热，加热后管输至集中拉油站，工艺流程见图 4.2-5。



图 4.2- 5　　计量站工艺流程图

2）主要设备

站内主要设备见表 4.2-5。

表 4.2- 5　　计量拉油站主要设备一览表

序号	名称	单位	数量	备注
1#计量站				
1	16 井式一体化自动选井计量装置	座	1	通集 18145
2	150kW 管道电加热器	座	1	
3	排污池（2m×2m×1.5m）	座	1	
2#计量站				
1	8 井式一体化自动选井计量装置	座	1	通集 18181
2	150kW 管道电加热器	座	1	
3	排污池（2m×2m×1.5m）	座	1	

3）平面布置

计量站均设一体化自动选井计量装置 1 座、排污池 1 座、管道电加热器 1 座，平面布置见图 4.2-6。

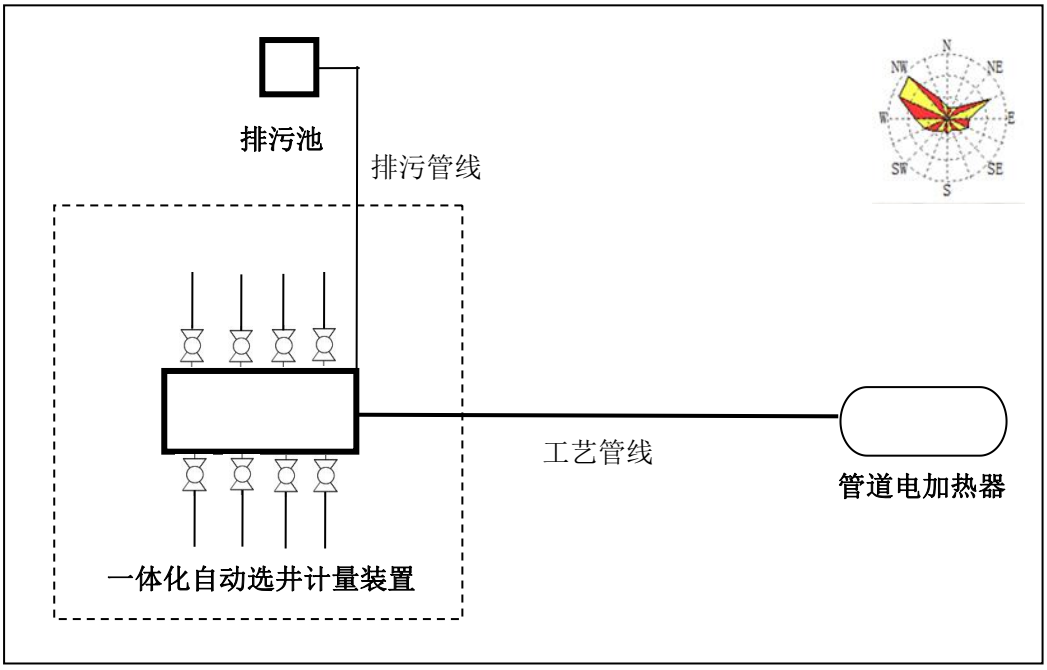

图 4.2-6 计量站平面布置图

③集中拉油站

在 1 号计量站东侧建设拉油规模为 480t/d 的集中拉油站 1 座。站内生产分离器分出的液相进入储油罐储存，定期拉运至陆梁集中处理站；分离出的伴生气正常情况下输至伴生气回收装置进行回收，设备检修及事故状态下生产分离器分离出的伴生气进火炬，燃烧放空。

1）工艺流程

计量站来液进入进站管汇，管汇出液进入油气分离缓冲器，分离出的采出液进相变加热炉升温至 50℃，加热后的采出液进站内储罐储存，通过装车泵进行装车外运至陆梁集中处理站进一步处理。油气分离缓冲器分离出的伴生气去除油器，经除油器分离凝液后，分离出的伴生气去站外伴生气处理站处理。当伴生气处理站在事故状态下或检修时，除油器分离出的伴生气去放空火炬。工艺流程见图 4.2-7。

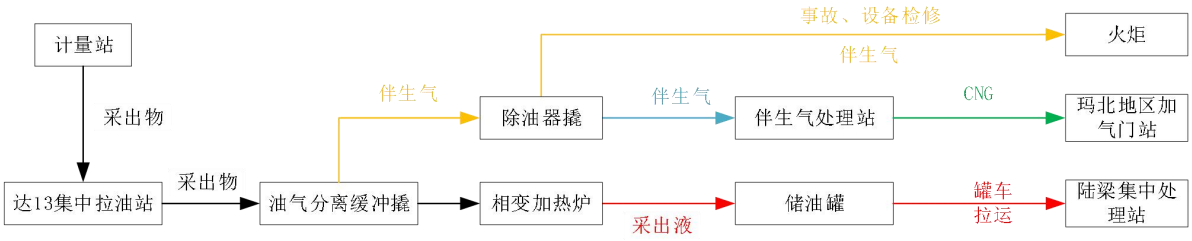

图 4.2-7　　达 13 集中拉油站工艺流程图

2）主要设备及构筑物

站内主要设备及构筑物见表 4.2-6。

表 4.2- 6　　达 13 集中站主要设备及构筑物一览表

序号	名称	单位	数量	备注
	设备			
1	进站管汇	座	1	
2	无缝钢管（D426、D273、D114）	m	62	
3	平板闸阀 （2.5MPa、1.6Pa）	套	100	
4	油气分离缓冲橇 D3.0m×10.8m-0.6MPa	座	2	
5	2000kW 相变加热炉橇 0.6MPa	座	2	总配气规模 5500Nm^3/d
6	除油器橇 D2.2m×8.8m 0.6MPa	座	1	
7	装车泵Q=120m^3/h H=60m N=45kW	台	2	
8	60m^{3}立式拱顶储油罐	座	8	
9	两车位装车鹤管	座	2	
10	火炬除液器 D2.2×8.8-0.6MPa	台	1	
11	火炬 DN200 H=10m	座	1	
12	燃气调压箱	座	1	
13	工艺管线（D325、D273、D219、D168、D89、D60）	m	2500	
14	站场标识牌	块	3	
	构筑物			
1	橇装值班室（3.0m×10.0m×3.0m）	座	1	
2	橇装厕所	座	1	
3	装车泵房（10.8m×10.8m） 彩钢板结构	座	1	
4	集中拉油站平开大门 宽 6.0m，高 2.5m	扇	2	
5	集中拉油站小门宽 2.0m，高 2.5m	扇	2	
6	钢筋混凝土柱铁栅栏围墙，围墙顶部设置 500mm 高 Y 型刺丝网	m	1095	高3m
7	设备基础 C40 混凝土、HPB300 及 HRB400 级钢筋浇筑	座	7	地上 0.2m 地下 1.5m
8	防火堤 高 2.0m，	m	172	地上 1.5m 地下 0.5m
9	排砂池（C40 混凝土、HPB300 及 HRB400 级钢筋浇筑，设轻质盖板）8.0m×4.0m×3.1m	座	1	地上 0.1m 地下 3.0m
10	排砂沟（C25 素混凝土浇筑，60 厚钢筋混凝土盖板）	m	70	地上 0.1m 地下 0.5m
11	管墩（C25 混凝土、HPB300 及 HRB400 级钢筋浇筑）3.2m×0.5m×1.0m	个	34	地上 0.5m 地下 0.8m

3）平面布置

新建集中拉油站为四级站场，根据不同的生产功能和特点分别相对集中布置，各装置间防火间距满足要求，站内设消防道路。拉油站西南侧 90m 处建设 1 座火炬。

站区长 213.0m，宽 139m，占地面积 34987m^2。平面布置见图 4.2-8。

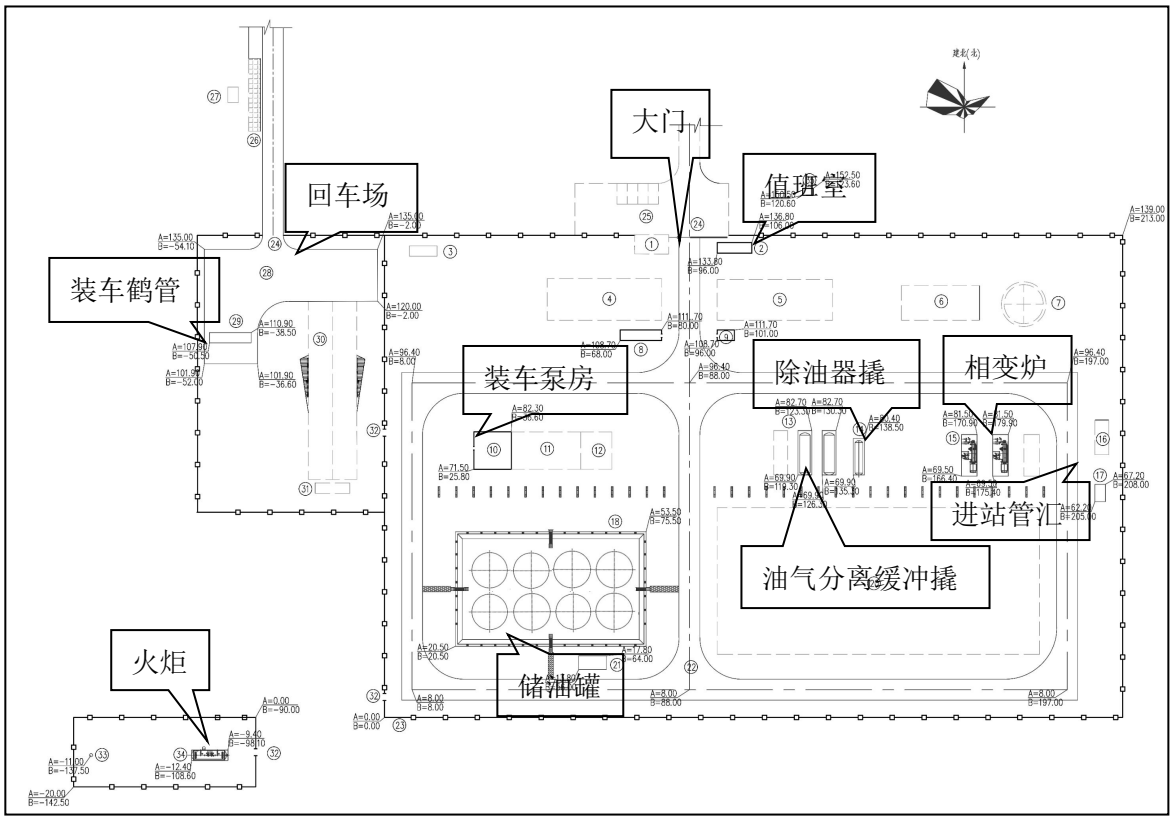

图 4.2- 8　　达 13 集中拉油站平面布置图

④集输管线

本次新建井口至计量站的单井出油管线 6km，采用 DN65 PN2.5MPa 的玻璃钢复合管；新建计量站至集中拉油站集油干线 5.5km，采用 DN200～DN250，压力 2.5MPa 的玻璃钢复合管；新建集中拉油站至东侧伴生气回收站的伴生气输送管线 0.2km，采用 DN150，压力 2.5MPa 的玻璃钢复合管；新建伴生气回收站至集中拉油站的燃料气管线 0.3km；采用 D60，20G 无缝钢管，2PE 防腐层防腐。上述管线均保温埋地敷设，管顶埋深-1.80～-1.9m，地面设标志桩。管线走向示意见图 4.2-9。集输管线主要工程量见 4.2-7。

表 4.2- 7　　集输管线主要工程量一览表

序号	项目名称	规格	工程量	单位
1	单井出油管道	DN65 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	m	6000
2	伴生气输气管线	DN150 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（30mm 厚聚氨酯泡沫塑料）	m	200
3	集油干线	DN200 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（30mm 厚聚氨酯泡沫塑料）	m	5500
4	燃料气管线	无缝钢管 D60×3.5 /2 2PE 防腐层	m	300

图 4.2- 9　　集输管线走向示意图

（4）伴生气回收工程

①原料气来源及性质

本次新建伴生气回收装置原料气来源为新建集中拉油站分离器分离出的伴生气（6.5～5.99×$10^4Nm^3/d$，25～30℃，0.15～0.2MPaG）。伴生气性质参照达 13 井区百口泉组油藏天然气组分性质，具体见表 3.2-2。

②回收处理工艺

集中拉油站除油器橇来伴生气先进入进站分离器橇，进行气液分离，分离出的液相返回拉油罐进液汇管前端，分离出的气相则进入原料气压缩机橇增压至 5.5MPa，然后进入分子筛脱水系统进行深度脱水，脱水后的气体经空冷器冷却和换热器预冷，将气体温度降至（-10～5℃）后进入外冷装置进一步冷却至-25℃，冷却的低温气体进入低温分离器进行气液分离。分离出的气体返回到换热器升温后进入往复式压缩机增压到 25MPa 后通过加气柱向槽车加气。从低温分离器分离出来的轻烃通过节流阀节流后进入脱乙烷塔顶部进行轻烃回收。回收后的轻烃经过换热器与脱乙烷塔塔顶气体进行换热，再进入空冷器进一步降温，降温后的轻烃输送至达 13 集中拉油站生产分离器内，

继续参与系统循环。液相污水输送至埋地污油罐。塔顶富气返回到原料气压缩机前端。根据达 13 集中拉油站加热需求，在伴生气回收处理装置低温分离橇气相出口管线引一股天然气，作为相变炉用燃料气气源，总配气规模为 5500Nm^3/d。伴生气回收站工艺流程见图 4.2-10。

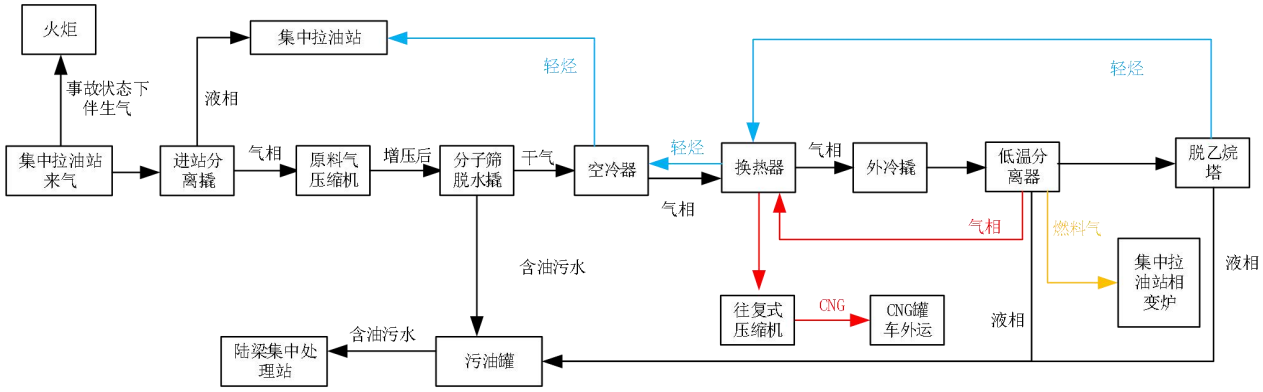

图 4.2- 10　　伴生气回收站工艺流程图

③主要设备及构筑物

主要设备及构筑物见表 4.2-8。

表 4.2- 8　　伴生气回收装置及构筑物主要工程量一览表

序号	项目	规模	单位	数量	备　注
		主工艺装置			
1	分离计量橇	Q=7×10 ^{4}Nm^3/d 设计压力=0.6MPaG 运行压力：0.1～0.4MPaG 设计温度：60℃ 操作温度：10～25℃	套	1	卧式分离器
2	原料气压缩机	Q=7×10 ^{4}Nm^3/d P 电机=270kW（380V） P 进 0.15～0.2MPaG P 出=5.5MPag； T 进=20℃ T 出≤55℃；	套	1	电驱往复机，变频控制，含橇装变频室。
3	分子筛脱水橇	处理气量：7×10^{4}Nm^3/d；设计压力：6.3MPag；再生气量：1.05×10^{4}Nm^3/d	套	1	分子筛吸附塔、再生气压缩机等
4	丙烷外冷橇	处理气量：7×10 ^{4}Nm^3/d； 设计压力：6.3MPag； 制冷负荷：180 kW；制冷温度：-25℃	套	1	电驱螺杆压缩机，丙烷制冷剂，含橇装变频室。
5	低温分离及混烃回收橇	①低温分离器参数： 气处理量：7×10 ^{4}Nm^3/d；液处理量：15t/d； 低温分离温度：-25℃ 设计压力：6.3MPag ②混烃回收部分设计规模：15t/d； 操作压力：1.5～2.0MPa 入口温度：-25℃；出口温度：<45℃； 饱和蒸汽压：37.8℃下≤200kPag	套	1	含低温分离器、脱乙烷塔等

6	CNG 往复压缩机	Q=7×10 ^{4}Nm^3/d P 电机=380kW（380V） P 进=5.0～6.0MPaG P 出=25MPag； T 进=20℃ T 出≤55℃；	套	1	变频启动
辅助生产装置					
1	污油罐橇	尺寸：Φ1400×6000（S/S） 齿轮泵：Q 流量=5m^3/h；H=40m 扬程单罐容积：V=10m^3 常压设计温度：60℃ 操作温度：5～45℃	座	1	
2	仪表风橇	Q=90Nm^3/h， 运行压力 0.4～0.7MPa 露点：-20～-40℃ 储气瓶容积：0.5m^3	座	1	两台螺杆机一用一备，含缓冲罐及空气储罐。
3	CNG 充气柱	加气量：0～10×10 ^{4}Nm^3/d 双枪	座	1	
构筑物					
1	设备基础	C40 混凝土、HPB300 及 HRB400 级钢筋浇筑	座	9	
2	污油罐池	9.0m×2.5m×2.6m （C40 混凝土、HPB300 及 HRB400 级钢筋浇筑，池壁及底板厚 300mm）	座	1	地上 0.1m 地下 2.5m
3	围栏	高 3.0m 通透式钢围栏，顶部设 Y 型刺丝网 基础为 C25 素混凝土	m	190	
4	围栏大门	高 2.5m，宽 6.0m 钢制	扇	1	
5	巡检人行道	C20 混凝土块铺砌	m	100	
6	碎石场坪	50m×40m（100 厚碎石洒水夯实）			
7	大门防冲撞柱	DN150 钢管，C25 素混凝土浇筑，	个	6	高 1.2m

④平面布置

新建伴生气回收站位于集中拉油站东侧 200m 处，站区长 50m，宽 40m，占地面积 2000m^2。平面布置见图 4.2-11。

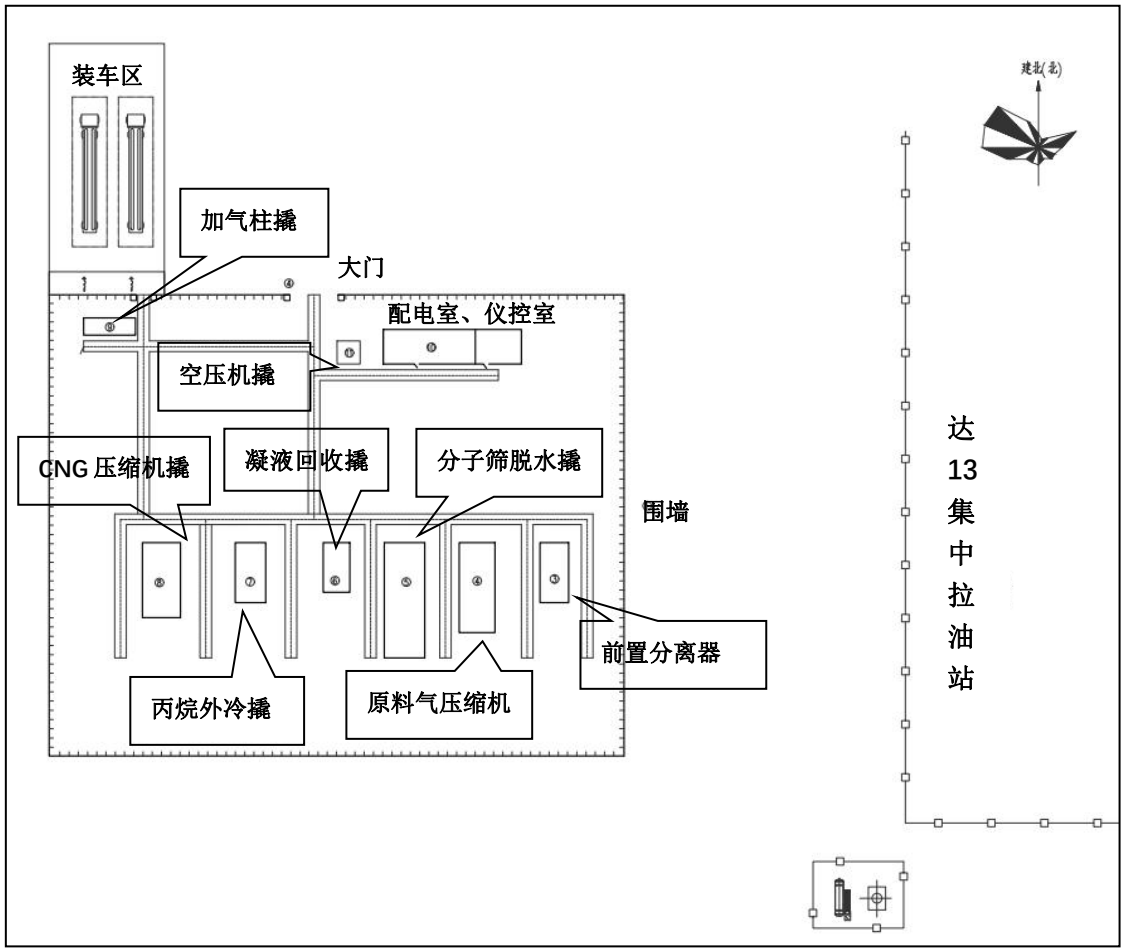

图 4.2-11　　伴生气回收站平面布置图

⑤产品方案

伴生气回收装置产品方案见表 4.2-9。

表 4.2-9　伴生气回收装置产品方案一览表

产品名称	主要成分	状态	产量($10^7m^3/a$)	质量指标	规范要求	去向
商品天然气	甲烷	气态	1.99	水露点:常压下<-60℃； 烃露点:<-25℃； 总硫（以硫计）：0mg/m^3； H_2S 含量 0mg/m^3； 热值：37.42MJ/m^3	GB18047-2017： 水露点:工况下比最低环境温度低 5℃； 烃露点:交接状态无液态烃； 总硫（以硫计）：≤20mg/m^3； H_2S 含量：≤6mg/m^3； 热值：≥34.0MJ/m^3	由 CNG 罐车拉运至玛北地区加气门站

4.2.2 公用工程

（1）给排水

给水：施工期设生活营地，施工期项目用水就近由作业区拉运；运营期无用水

节点。

排水：施工期生活污水排入生活营地建设的生活污水临时储集池，定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置，钻井结束后防渗膜回收，临时生活污水储集池覆土填埋，运营期井下作业废水及设备检修废水、污油罐内的含油污水、锅炉废水送至陆梁集中处理站采出水处理系统进行处理。

（2）供配电

新建油井、计量站、集中拉油站设施用电负荷等级为二级，本次新增电力负荷 1214.94×10^4kW，由已建夏盐 11 变电站 10kV 出线井区一线末端引接，线路导线规格为 1×JL/G1A-120/25 及 1×JL/G1A-95/20。新建 315kVA 落地式变电站 1 座、160kVA 杆架式变电站 1 座、125kVA 杆架式变电站 9 座、高低压变配电室 1 座；新建架空线路长度共计 22km，配套建设电缆及接地设备等。变电站及电力电缆敷设完成后地表采用草方格固沙。

（3）仪表及自动化

本次新建采油井场采用 ZigBeePro 协议无线仪表＋5.8GHz 无线网桥方式将数据上传至集中拉油站。新建计量站采用 5.8GHz 无线网桥将一体化选井计量装置自带控制器信号上传至集中拉油站。集中拉油站新建1座30m通信塔，在塔上架设3套5.8GHz无线网桥主站，PLC 系统最终通过新建光缆（至玛东处理站，由通信专业负责）将运行数据上传至陆梁油田 SCADA 系统，实现自动化统一管理。伴生气处理站仪控橇内新建 1 套高清网络摄像机（IPC）＋网络硬盘录像机（NVR）＋智能分析服务器+监控客户端视频监控系统。

（4）道路

井区有已建油田道路穿过，本次需新建 10km 站外拉油道路，道路按油田四级道路标准建设，路基宽 6.5m，路面宽 6m，采用砂砾路面结构，道路终点处设一处 15×45m 回车场，道路两边设置必要的道路指示牌和安全警示标牌。新建站内巡检道路 700m，路基宽 7.0m，路面宽 6.0m，采用水泥混凝土路面结构型式，设两处回车场，尺寸分别为 20×50m 和 15.4×38m；集中拉油站内设 1.0m 宽人行道 200m，混凝土彩色砖铺筑。

（5）消防

在集中拉油站设 ZWW10 型罐外式烟雾自动灭火装置 1 套；计量站、集中拉油站及天然气回收站内主要建筑物旁配置推车式二氧化碳灭火器（MTT20）共计 8 具、手提式二氧化碳灭火器 6 具，8kg 手提干粉灭火器共计 42 具、消防工具架共计 2 套。

4.2.3 依托工程

本项目原油、采出水、井下作业废水及设备检修废水、污油罐内含油污水、锅炉废水均依托陆梁集中处理站。含油污泥及废分子筛依托具有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

4.2.4 环保工程

井区无废水外排；伴生气经伴生气回收装置回收利用，设备检修及事故下伴生气放空火炬燃烧放空，相变炉采用清洁燃料天然气，并设置 8m 高排气筒；集中拉油站、计量站内设排污池；采用低噪声设备并对高噪声设备采取基础减震和隔声等降噪措施；井下作业及修井过程中要铺设防渗膜，保证落地原油 100%回收。

4.2.5 项目组成

综上所述，项目工程组成见表 4.2-10。总体平面布局如图 4.2-10 所示。

表 4.2- 10　　本项目主要工程组成一览表

工程类别			规模	备注
主体工程	钻井工程		6 口	新钻井 6 口，均采用三开水平井井身结构
	采油工程	采油井场	8 座	除达 136_H 井为单井采油井场外，其余每两口井设 1 座 2 井式采油井场
		井口装置	15 座	井口安装 15 型抽油机，配套 37kW 电机，电加热
	集输工程	计量站	2 座	8 井式、12 井式自动选井一体化计量装置各 1 座，管道加热器各 1 座，排污池各 1 座
		集中拉油站	1 座	进站汇管、油气分离缓冲橇、除油器撬、储油罐、装车鹤管、火炬、火炬除液器、相变加热炉等
		伴生气回收站	1 座	进站分离撬、原料气压缩机、分子筛脱水撬、低温分离及混烃回收撬、丙烷外冷撬、CNG 往复式压缩机、污油罐撬、CNG 充气柱等
		单井采油管线	6km	采用 DN50 2.5MPa 玻璃钢复合管
		集油干线	5.5km	采用 DN200 2.5MPa 玻璃钢复合管
		伴生气输气管	0.3km	采用 DN150 2.5MPa 无缝钢管

		线		
公用工程	给排水工程		给水	给水：本项目用水从就近作业区由罐车拉运至项目区。
			排水	施工期生活污水排入生活营地建设的临时储集池，定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置，钻井结束后防渗膜回收，临时生活污水储集池覆土填埋，运营期井下作业废水及伴生气回收装置设备检修废水、分离出的含油污水、锅炉废水送至陆梁集中处理站采出水处理系统进行处理。伴生气回收站生活污水排入站内撬装厕所，定期拉运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置。
	道路工程	站外拉油道路	10km	四级道路，砂石路面，路宽 6m
		站内巡检道路	700m	水泥混凝土路面，路宽 6m
		人行道	200m	混凝土彩色砖铺筑，路宽 1m
	供电工程		22km	新建 315kVA 落地式变电站 1 座、160kVA 杆架式变电站 1 座、125kVA 杆架式变电站 9 座、高低压变配电室 1 座；新建架空线路长度共计 22km，配套建设电缆及接地设备等
	仪表及自动化			本次新建采油井场采用 ZigBeePro 协议无线仪表＋5.8GHz 无线网桥方式将数据上传至集中拉油站。新建计量站采用 5.8GHz 无线网桥将一体化选井计量装置自带控制器信号上传至集中拉油站。集中拉油站新建 1 座 30m 通信塔，在塔上架设 3 套 5.8GHz 无线网桥主站，PLC 系统最终通过新建光缆将运行数据上传至陆梁油田 SCADA 系统，实现自动化统一管理。伴生气处理站仪控橇内新建 1 套视频监控系统
	消防工程			按规范配置一定数量的干粉灭火器
依托工程	原油处理			依托陆梁集中处理站
	生产废水处理			依托陆梁集中处理站
	生活污水			定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置
	生活垃圾			定期由协议单位清运至克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾填埋场
	危废处理：含油污泥、清罐底泥、油基岩屑、废分子筛			交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、运输和处置。
环保工程	废气治理			伴生气回收处理；放空火炬；相变加热炉采用天然气为燃料并设 8m 高烟囱；材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖
	井下作业废水			井口收集罐进行收集，修井及井下作业过程铺设防渗膜
	污水			生活污水排入集中拉油站撬装厕所；井下作业废水、设备检修废水、污油罐含油污水、锅炉废水均拉运至陆梁集中处理站处理
	噪声治理			采用低噪声设备，并对高噪声设备采取基础减震和隔声等降噪措施
	固体废物			钻井期钻井岩屑采用不落地处理系统处置
				工作人员生活垃圾暂存在站内垃圾桶中
	环境风险			计量站新建排污池，事故状态下管线内采出物排入排污池

图 4.2- 12　　本项目地面工程总体布置示意图

4.3 产能方案

本次新建产能 15.94×10^4t/a。开发生产指标预测见表 4.3-1。

表 4.3- 1　　达 13 井区三叠系百口泉组油藏产能预测指标

年度	油井数（口）	年产油量（10^4t）	年产液量（10^4m^3）	年产气量（10^8m^3）	年产水量（10^4m^3）	含水率（%）	气油比（m^3/t）
1	15	2.15	6.16	297.32	4.01	65	106.0
2	15	12.95	25.92	1975.99	12.95	50	117.3
3	15	8.78	15.95	1469.07	7.18	45	128.8
4	15	6.72	11.19	1246.97	4.47	40	143.0
5	15	7.58	11.66	1575.71	4.08	35	160.0
6	15	5.80	8.91	1296.42	3.12	35	172.2
7	15	4.63	7.13	1099.78	2.50	35	182.7
8	15	3.72	5.70	931.37	1.99	35	193.2
9	15	2.97	4.55	776.50	1.60	35	201.6
10	15	2.37	3.63	643.48	1.28	35	209.2
11	15	1.90	2.93	531.61	1.02	35	215.8
12	15	1.52	2.33	435.51	0.83	35	220.7
13	15	1.22	1.88	356.29	0.65	35	225.3
14	15	0.98	1.50	289.88	0.53	35	229.1
15	15	0.77	1.19	232.92	0.42	36	232.0

4.4 环境影响因素识别及污染源分析

本项目可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。对环境的影响主要表现在施工期和运营期，影响结果包括生态影响和污染影响，退役期场地清理、设备拆除等施工活动也会对环境产生一定影响。

4.4.1 施工期环境影响因素识别及污染源分析

施工期环境影响因素主要表现在钻井、管线、站场施工活动中。废气主要来自柴油机、发电机组及车辆燃料燃烧产生的废气、管线及站场施工产生的扬尘等；废水主要为管道试压废水；噪声设备主要包括钻井井场内的发电机、柴油机等大型设备及管线施工机械噪声；固体废物主要为建筑垃圾。此外，相关施工活动会

对施工范围内的生态环境造成一定影响。

（1）废气

施工期废气主要为柴油机、发电机组燃料烟气、施工扬尘和汽车尾气。

①柴油机、发电机烟气

钻井期井场动力系统共设 3 台柴油机和 2 台柴油发电机，为钻机及井场提供动力、电力和照明。根据设计资料，单井钻井期柴油消耗量为 2t/d，钻井周期为 90 天。参考《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材——社会区域类环境影响评价》一书，柴油产污系数为 $SO_2$2.24kg/t，NO_x2.92kg/t，总烃量 2.13kg/t，则钻井期大气污染物排放情况详表 4.4-1。

表 4.4-1　　钻井期大气污染物排放统计表

污染源	柴油（t）	污染物排放量(t)		
		SO_2	NO_x	烃类
柴油机燃料烟气	1080	2.42	3.15	2.30

②施工扬尘

施工期扬尘主要来自于场地的清理、平整，土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输。

③汽车尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

（2）废水

施工废水主要为场站施工产生的混凝土养护废水、管道敷设产生的试压废水及洗井废水。

①混凝土养护废水

场站土建工程施工时混凝土基础养护过程会产生少量的养护废水。项目区气候干旱，可自然蒸发。

②管道试压废水

管道铺设完毕后，需对管道进行压力试验，会产生少量试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40mg/L～60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

③生活污水

主要产生于生活营地用水环节。单井钻井期 90 天，工作人员 35 人，消耗水量 20L/d▪人，则单井生活用水 63m³，6 口井用水共 378m³，排水系数取 0.8，则生活污水产生量约 302.4m³，其排水水质与居民生活污水相近似，为：化学需氧量（COD_{Cr}）浓度 350mg/L、氨氮（NH_3-N）浓度 30mg/L、悬浮物（SS）浓度 200mg/L，则污染物的产生量为 COD_{Cr}：0.1t、氨氮：0.009t、悬浮物：0.06t。生活污水排入防渗池，定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置。

（3）噪声

钻井过程中的噪声源主要是发电机、钻机和各类泵的噪声，其中柴油发电机、钻机噪声级在 100dB（A）～105dB（A）之间，钻井液循环泵噪声级在 95dB（A）～100dB（A）之间，其他构筑物施工机械噪声级在 85dB（A）～100dB（A）之间。

（4）固体废物

本项目施工期固体废物主要是钻井岩屑、建筑垃圾和生活垃圾。

①钻井岩屑

钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用，无废水及废弃钻井液外排。固体废物主要为钻井岩屑。岩屑产生、排放量与井身结构以及回收率等因素有关，其中岩屑产生量可按下式计算：

$$W=\sum_{i=1}^{n}\frac{1}{4}\pi D^2hd$$

式中：W——产生的岩屑量，m³；

D——钻头尺寸，m；

h——裸眼长度，m；

n——井身设计开数；

d——岩屑膨胀系数，使用水基钻井液体系时取 P=2.2，油基钻井液体系取 5。

根据井身结构计算项目岩屑产生量，水基岩屑按体积计，油基钻井岩屑按质量计，密度取 ρ=2.5g/cm³。详见表 4.4-2。

表 4.4-2　钻井岩屑产生量一览表

井号	水基岩屑		油基岩屑		
	井段	体积（m^3）	井段	体积（m^3）	质量（t）
单井	一开	126	三开	214	535
	二开	352			
10 口井合计	/	2868	/	1284	3210

据此，可计算得出本项目水基岩屑产生量约为 2868m^3，油基岩屑产生量为 3210t。

水基钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后固相进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉走进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后进行综合利用；油基钻井岩屑由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

②建筑垃圾

包括施工过程中产生的废边角料、废包装物、废混凝土渣等，产生量较少。

③生活垃圾

钻井期按每人每日垃圾产生量 0.5kg 计算，生活垃圾产生量约 9.5t。

（5）工程占地

本项目总占地面积为 49.5hm^2，其中临时占地 31.76hm^2，永久占地 17.74hm^2。占地类型为盐碱地及林地，占地面积详见表 4.4-3。

表 4.4- 3　　本项目占地概况一览表

序号	建设项目	占地面积（m^2）	占地性质		备注
			永久征地（m^2）	临时占地（m^2）	
1	井场	97500	37500	60000	本工程新建7座2井平台采油井场，1座单井采油井场。
2	计量站	1200	1200	0	新建2座计量站
3	达13集中拉油站	34987	34987	0	213m×139m
4	伴生气回收站	49200	39600	9600	/
4	单井出油管道	60000	0	60000	管道敷设长度为6km。施工期临时性占地为管道轴线两侧，10m宽
5	集油干线	66000	0	66000	管道敷设长度为5.5km。施工期临时性占地为管道轴

					线两侧，12m宽
6	伴生气输气管线	2000	0	2000	管道敷设长度为0.2km。施工期临时性占地为管道轴线两侧，10m宽
7	燃料气管线	3000	0	3000	管道敷设长度为0.3km。施工期临时性占地为管道轴线两侧，10m宽
8	输电线路区	94160	4160	90000	/
9	道路	87000	60000	27000	新建拉油道路10km，道路路基宽6.5m；施工期探临道路2.2km，道路宽10m
10	合计	495047	177447	317600	

4.4.2 运营期环境影响因素分析

运营期环境影响因素主要体现在采油、油气集输过程中无组织排放的挥发性有机物；废水主要为井下作业废水、伴生气回收装置设备检修废水及分离出的含油污水、锅炉废水等；噪声主要为设备运转噪声及巡检车辆噪声等。

（1）废气

①生产区无组织废气

本项目无组织挥发性废气主要为两部分：一部分为拉油罐产生的大小呼吸，一部分为油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物。

※拉油罐大小呼吸

储油罐均采用固定顶罐，储罐因大小呼吸作用排放无组织非甲烷总烃，小呼吸排放是由于温度和大气压力的变化引起蒸气的膨胀和收缩而产生的蒸气排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式；大呼吸排放是由于人为的装料与卸料而产生的损失。因装料时罐内压力超过释放压力，蒸气从罐内压出，而卸料损失发生于液面排出，空气被抽入罐体内，因空气变成有机蒸气饱和的气体而膨胀，因而超过蒸气空间容纳的能力。

本次采用中国石油化工系统编制的经验公式计算大小呼吸损失，经验公式如下：

大呼吸：

$$L_{DW}=4.35\times10^{-5}\times P\times \rho \times V\times K_T\times K_E$$

式中：L_{DW}—拱顶罐的年大呼吸损耗量，kg/a；

P—储罐内平均温度下油品真实蒸汽压，Pa(原油真实蒸气压取40.16kPa)；

ρ—储存油品的平均密度，t/m^3，（取0.8616t/m^3）；

V—油品年泵送入罐体积，m^3/a；

K_T—周转系数，（取决于油罐的年周转系数N，当N＞220时，按K_T=0.26计算）；

K_E—油品系数，（汽油取1.0，原油取0.75）。

小呼吸：

$$L_{DS}=12.751\times10^{-3}\times K_E\times[P_y/(P_a-P_y)]^{0.68}\times \rho \times D^{1.73}\times H^{0.51}\times \Delta T^{0.5}\times K_p\times C$$

式中：L_{DS}—拱顶罐的年小呼吸损耗量，kg/a；

ρ—储存油品的平均密度，t/m^3；

K_E—油品系数，（汽油取24，其他油品取14）

P_a—当地大气压，mmHg；

P_y—油品本体温度下的真实蒸汽压，mmHg；

D—储罐直径，m；

H—储罐内气相空间的高度，包括罐顶部分的相当高度，m；

ΔT—每日大气温度变化的年平均值，℃；

K_p—涂层因子或涂料系数（铅漆为1.39，白漆为1.02）；

C—小罐修正系数。

根据上述公式计算得出各储罐的大小呼吸量，具体见表4.4-4。

表4.4-4　各储罐的大小呼吸量一览表

储罐	大呼吸损耗量（t/a）	小呼吸损耗量（t/a）	合计（t/a）
单个拉油罐	2.32	0.004	2.324
8个拉油罐合计	18.56	0.032	18.592

※油气集输无组织挥发性废气

油气集输过程中的无组织挥发废气无相应的污染源强核算技术指南，其产生

量参考《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算。

石油炼制工业密封点 TOC 排放速率：

$$e_{TOC} = F_A \times \frac{WF_{TOC}}{WF_{TOC} - WF_{甲烷}} \times WF_{TOC} \times N$$

式中：e_{TOC}——某类密封点的 TOC 排放速率，kg/h；

F_A——某类密封点排放系数；

WF_{TOC}——物料流中含 TOC 的平均质量分数；（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 75%）；

$WF_{甲烷}$——物料流中甲烷的平均质量分数，最大取 10%；

N——某类密封点的个数（泵数取 1，阀门数取 10）。

计算 VOCs 的排放速率：

$$e_{VOCs} = e_{TOC} \times \frac{WF_{VOCs}}{WF_{TOC}}$$

式中：e_{VOCs}——物料流中 VOCs 排放速率，kg/h；

e_{TOC}——物料流中 TOC 排放速率，kg/h；

WF_{VOCs}——物料流中 VOCs 的平均质量分数；

WF_{TOC}——物料流中 TOC 的平均质量分数。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 4.4-5。

表 4.4-5　排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型	排放系数（kg/h/排放源）	设备数量（个/台）	污染物排放量（t/a）
阀门	0.00023	127	0.256
法兰、连接件	0.00025	254	0.556
合计	/	/	0.812

综上所述，本项目产生的无组织挥发性有机物总量为 19.404t/a。

②火炬燃烧废气

在伴生气回收装置检修等非正常工况时，达 13 集中拉油站分离出的伴生气接入火炬，点燃放空处理。预计每次检修 30min，检修期拉油站分离出的伴生气约 1458m^3。根据《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）火炬

运行的排放系数，具体核算方法详见表 4.4-6。

表 4.4-6　各污染物排放量核算方法一览表

污染物	核算方法	各参数代表的含义
氮氧化物	$E_{氮氧化物}=Q\times\alpha\times t$	$E_{氮氧化物}$：氮氧化物的排放量（kg/a）； Q：火炬气流量（m^3/h）； α：排污系数，取 0.054kg/m^3； t：火炬年运行时间，(h/a)。
总烃	$E_{总烃}=Q\times\alpha\times t$	$E_{总烃}$:总烃的排放量（kg/a）； Q：火炬气流量（m^3/h）； α：排污系数，取 0.002kg/m^3； t：火炬年运行时间，(h/a)。
二氧化硫	$E_{二氧化硫}=2\times（S\times Q\times t）$	$E_{二氧化硫}$:二氧化硫的排放量（kg/a）； Q：火炬气流量（m^3/h）； S：火炬气中的硫含量（kg/m^3），取 0.0002kg/m^3； t：火炬年运行时间，(h/a)。

根据表 4.4-4 计算出本工程放空火炬燃烧烟气中各污染物的排放量，具体见表 4.4-5。

表 4.4-5　放空火炬燃烧烟气中各污染物排放情况一览表

放空气量（m^3/次）	污染物排放情况		
	NO_x（t/次）	SO_2（t/次）	总烃（t/次）
1458	0.0788	0.0006	0.003

③相变炉燃料燃烧废气

相变加热炉以清洁能源天然气作为燃料，本次在达 13 集中拉油站新建 2000kW 相变加热炉 2 台，耗气量 188.6×$10^4$$m^3$/a(单台 107.65$m^3$/h)，年运行时间 8760h。

相变加热炉烟气主要污染物为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物，烟气量及氮氧化物产生量按照《污染源源强核算技术指南　锅炉》中产污系数法（基准烟气量为 10.6Nm^3/m^3、NO_X 18.71kg/万 m^3天然气）进行核算，达 13 区块的伴生气不含硫，SO_2以最低检出限 2.86mg/m^3计，相变加热炉颗粒物产生量类比功率类似的相变炉实测数据（1mg/m^3）进行核算，类比相变炉与本次新建相变加热炉工作原理相似、燃料类型相同、功率相近，污染控制措施相似，具有可比性。计算结果见表 4.4-6。

表 4.4-6　相变炉烟气排放情况一览表

相变炉	烟气量（×$10^7$$m^3$/a）	污染物排放情况					
		NO_x		SO_2		颗粒物	
		t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3

2000kW	1.9992	3.53	176.57	0.057	2.86	0.02	1
GB13271-2014 标准限值	/	/	200	/	50	/	20

由上表可知：相变炉烟气中各污染物排放浓度能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准。

（2）废水

本项目运营期废水主要为井下作业废水、伴生气回收装置设备检修废水、分离出的含油污水及锅炉运行产生的废水。

①井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（详见表 4.4-7）计算洗井废水的产生量。

表 4.4- 7　　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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

达 13 井区均为低渗透油井，据表 4.4- 4 计算洗井废水产生量为 27.13t/井次，化学需氧量产生量为 34679.3g/井次，石油类产生量为 6112.1g/井次。作业区井下作业每 2 年 1 次，本项目 15 口井井下作业废水产生情况详见表 4.4-8。

表 4.4-8　　井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	15 口井产生量（t/2a）
工业废水量	27.13t/井次-产品	406.95
化学需氧量	34679.3g/井次-产品	0.520
石油类	6112.1g/井次-产品	0.092

②伴生气回收装置设备检修废水

伴生气回收装置设备检修时有检修废水产生，约 5m³/次（石油类≤300mg/L、COD_{Cr}≤300mg/L），检修时带罐作业，废水收集至罐内，检修结束拉运至陆梁集中处理站污水处理系统处理。

③含油污水

伴生气回收装置低温分离器及分子筛脱水撬分离出的含油污水排入污油罐内，定期由专用罐车拉运至陆梁集中处理站污水处理系统处理。

④相变加热炉锅炉废水

达 13 集中拉油站新建 2 座相变加热炉，参照《第二次全国污染源普查产排污核算系数手册（试用版）》中蒸汽锅炉废水排放系数 13.56 吨/万立方米-原料计算，运营期锅炉废水排放量约为 2557.7m³/a,主要污染物为化学需氧量，产污系数按照 1080 克/万立方米-原料计算，化学需氧量产生量约 0.207t。锅炉废水进入站内储油罐，拉运至陆梁集中处理站处理。

⑤生活污水

撬装厕所内的生活污水定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置。

（3）噪声

运营期间的噪声源主要包括井场、计量站、集中拉油站及伴生气回收装置中各类机泵等，噪声排放情况见表 4.4-9。

表 4.4-9　　运营期噪声排放情况

噪声源名称		声功率级〔dB（A）〕	排放规律	噪声特性
采油井场、计量站、集中拉油站及伴生气回收装置	井下作业	80～105	间歇	机械
	各类机泵	85～100	连续	机械
	压缩机	80～90	连续	机械
巡检车辆	行驶	60～90	连续	机械

（4）固体废物

本项目运营期正常工况下储油罐会产生少量清罐污泥，储油罐底泥产生量参照《石油石化环境保护技术（第 1 版）》（中国石化出版社）中提供的含油污泥估算系数 0.07t/万吨原油计算，清罐作业为每年 1 次。新建工程原油产能约为

15.94×10^4t/a，则清罐底泥产生量约为 1.116t/a。若发生管线破裂、井喷等事故则还会有含油污泥产生。运行产生的清罐底泥及含油污泥均属于《国家危险废物目录》(2021 本)HW08 类危险废物。伴生气回收站分子筛脱水撬内的分子筛约 15m^3，3 年更换 1 次，更换时产生的废分子筛 15m^3/3a，属于《国家危险废物目录》（2021 本）HW49 类危险废物。上述危险废物交由具有相应处置资质的单位进行回收、处置。井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。

4.4.3 退役期环境影响因素分析

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

4.5 污染物排放量分析

据前节分析，本项目运营期污染物主要包括废气、废水、噪声及固废。本项目污染物排放情况见表 4.5.1。

表 4.5-1　运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	拉油罐	非甲烷总烃	19.404t/a	19.404t/a	环境空气
	相变炉	NO_x	3.53t/a	3.53t/a	
		SO_2	0.057t/a	0.057t/a	
		颗粒物	0.02t/a	0.02t/a	
	火炬	NO_x	0.0788t/次	0.0788t/次	
		SO_2	0.0006t/次	0.0006t/次	
		总烃	0.003t/次	0.003t/次	
废水	井下作业废水	废水量	406.95t/2a	0	送陆梁集中处理站处理后回注
	设备检修废水	废水量	5m^3/次	0	
	含油污水	废水量	1405m^3/a	0	
	锅炉废水	废水量	2557.7m^3/a	0	

	生活污水	废水量	22m³/a	0	清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置
噪声	站场机泵及罐车	连续等效 A 声级	采取基础减震等消声降噪措施		
固体废物	清罐底泥	石油类	1.116t/a	0	交由具有相应处置资质的单位进行回收、处置
	废分子筛	石油类	15m³/3a	0	
	生活垃圾	/	0.55t/a	0	由协议单位清运至克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾填埋场

4.6 总量控制指标

目前，国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫和氮氧化物实行总量控制。本项目产生的井下作业废水集中收集后由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排，故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；二氧化硫和氮氧化物的排放量分别为 0.057t/a、3.53t/a，建议建设单位据此进行总量控制指标申请。

4.6.1 事故状态环境影响因素分析

油田开发和生产过程，从钻井到油气集输等各个环节可能都会因工程设计、人为或自然因素等原因造成不同性质的工程污染事故。对于本项目的开发建设，可能出现的事故主要有井喷、油气管线及储油罐泄漏、井漏及伴生气回收装置泄露事故，这些事故都会使环境受到污染和破坏。

（1）井喷事故

井喷主要是在油田钻井和井下作业中发生的事故。本项目中，在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，天然气、采出水、原油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

（2）油气管线及储油罐泄漏

由于管道腐蚀、误操作等原因，在油气集输过程中可导致输油管道破裂，储油罐腐蚀导致罐体破裂，造成环境污染。

（3）井漏事故

井漏事故一般发生在钻井过程或井下作业修井过程中。通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下水层和油层造成一定的污染和危害。

（4）伴生气回收装置泄露

伴生气回收装置破裂，导致天然气、含油污水、制冷剂等泄露，造成环境污染。

4.7 清洁生产分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本项目为油田开发建设项目，生产过程主要包括钻井、采油、油气集输和伴生气回收、井下作业及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对钻井工艺清洁性、污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

4.7.1 清洁生产水平技术指标对比分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本项目的清洁生产水平进行评价。

（1）评价指标体系

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

——定量评价指标

选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评清洁生产的状况和水平。

——定性评价指标

根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

（2）评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

——凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的，执行国家要求的数值。

——凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

（3）权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

（4）评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

钻井、井下作业、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 4.7- 1～表 4.7- 3。

（5）评价指标考核评分计算

（1）定量评价考核总分值计算

①单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i=S_{xi}/S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i=S_{oi}/S_{xi}$$

式中：S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数。

S_{xi}—第 i 项评价指标的实际值

S_{oi}—第 i 项评价指标的评价基准值

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当实际数值远小于（或远大于)评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会越大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i>k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值，m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取 S_i 值为 k/m。

表 4.7-1　　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	1.6	15
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	100	5
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000m～3000m；3000m 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	95	10
		柴油机效率	%	10	≥80	＞85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
（4）污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	＜35	10
		废弃钻井液	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	＜10	10
		柴油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/L	5	≤10	＜10	5
		COD	mgL	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	＜150	5

定性指标					
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目评分
（1）原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	5
（2）生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先	5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5
		固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（4）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井液处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表4.7-2　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	27.13	0
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液量	m^3/井次	10	≤3.0	27.13	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	219	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1429	0
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5

定性指标

一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目评分
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立HSE管理体系并通过验证		15	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（5）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求		20	20

表 4.7-3　采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65　稠油：≤160 天然气：≤50	＜160	30
（2）资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10

定性指标

一级指标	指标分值	二级指标					指标分值	本项目评分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量				井筒设施完好	5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
		采气	天然气净化设施先进、净化效率高	20	采油	防治落地原油产生措施	20	20
		集输流程				全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证					10	10
		开展清洁生产审核					20	20
		制定节能减排工作计划					5	5
（3）环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况					5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况					5	5
		老污染源限期治理项目完成情况					5	5

②定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

$$P1=\sum_{i=1}^{n}S_i\cdot K_i$$

式中：P_1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

（2）定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

$$P2=\sum_{i=1}^{n}F_i$$

式中：P_2—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

（3）综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1—定量评价考核总分值；

P_2—定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 4.7-4。

表 4.7-4　　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	P≥90
清洁生产企业	75≤P＜90

由表 4.6- 1 至表 4.6- 3 计算可得：

——钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 100 分，综合评价 100 分。

——井下作业：定量指标 70 分，定性指标 100 分，综合评价 82 分。

——采油和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

4.7.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

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

5 环境质量现状调查与评价

5.1 自然环境现状调查与评价

5.1.1 地理位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，该县位于新疆维吾尔自治区西北部，准噶尔盆地西北部。东邻阿勒泰地区，西与额敏县、托里县以白杨河为界，南部与玛纳斯县、沙湾市接壤，北部与哈萨克斯坦共和国毗邻，县城和布克赛尔镇距乌鲁木齐市公路里程 495km。总面积为 $3.06\times10^{4}km^{2}$。

图 5.1- 1　　本项目地理位置示意图

达 13 井区位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠西部，行政隶属于布克赛尔蒙古自治县，西北距县城约 112km，西北距克拉玛依市乌尔禾城区约 48km，西北距玛纳斯湖的最近距离约为 4km，南距夏孜盖盐池（二盐池）的最近距离约 6km。井区属于陆梁油田作业区管理，东距陆梁集中处理站约 50km。项目区中心地理坐标为北纬 ，东经 8 ，本项目地理位置图见图 5.1- 1。

5.1.2 气候气象

区域位于准噶尔盆地西部，属于大陆北温带干旱、半干旱性气候，具有典型的荒漠大陆性气候特征，即冬季寒冷，夏季炎热，干旱少雨，日照充足，春秋季气温变化快，蒸发量大，风沙日多。项目所在区域各项常规气象数据详见表 5.1-1。

表 5.1-1　　项目所在区域常规气象数据统计一览表

名　称		单　位	数　值
气温	最冷月平均	℃	-20.8
	最热月平均	℃	27.7
	极端最高	℃	42.3
	极端最低	℃	-34.5
	年平均	℃	7.6
相对湿度	冬季	%	79
相对湿度	夏季	%	35
	年平均	%	53
平均风速	冬季	m/s	1.4
	夏季	m/s	3.0
	年平均	m/s	2.6
主导风及频率	冬季	%	NE/15
	夏季	%	NE/10
	年平均	%	NE/13
极大风速及风向	风速	m/s	27
	风向	\	NW
最大积雪厚度　厚度		mm	140
最大冻土深度　平均值 / 极值		cm	114/167
年蒸发量		mm	2590.7

续表 5.1-1　　项目所在区域常规气象数据统计一览表

名　称		单　位	数　值
大气压力	冬季	102pa	982.9
	夏季	102pa	867.0
降水量	一日最大值	mm	14.3
	历年平均值/极大值	mm	26.2/96.1
	年降水天数　平均值/极大值	d/a	43/53

5.1.3 地形地貌

项目所在区域西部为盐碱地，东部为浅度的沙漠地貌，即半固定沙丘和沙梁。地表植被稀少，地貌类型单一，地形起伏较大，地面海拔一般为 340～500m。沙丘呈长垄状，以南北走向为主，地势呈北高南低，沙梁高度一般为 15～30m，沙梁宽度一般 20～100m 不等。

5.1.4 水文及水文地质条件

（1）地表水

评价范围内无地表水体。

（2）地下水

①地下水类型、含水层及富水特征

评价区位于准噶尔盆地西部，玛纳斯湖东侧，根据地下水赋存条件、水理性质及水利特征，将评价区内地下水划分为第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，具有双层或多层结构。其中浅层承压水含水层顶板埋深小于 50m，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般大于 100m，含水层岩性为砂岩、砾质砂岩夹薄层砂质泥岩。根据区内已施工的供水井资料，单井涌水量均在 500m^3/d～1000m^3/d，属于中等富水。地下水矿化度较高，一般在 10g/L 左右。

②地下水补给、径流、排泄条件

受区域水文地质条件控制，评价区地下水补给来源较少，浅层承压水主要接受盆地北部山区、以及玛纳斯湖等地表径流垂向渗漏补给，同时向深部承压水进行径流补给。浅层地下水的总体径流方向由东南向西北进行径流，径流速度缓慢，浅层承压水的径流强度比

深部地下承压水的径流强度要大。深部承压水除主要接受北部以及浅层承压水还可能接受盆地南部补给，无论是来自北部和南部的补给，汇集于此的深部承压水径流速度缓慢，几乎处于滞缓状态。由于气候干燥，浅层的地下水由水平运动转化为垂直运动，大量的消耗、蒸发排泄。

本项目区域水文地质见图 5.1- 2。

图 5.1- 2　　项目区水文地质示意图

5.2 环境保护目标调查

本项目所在区域为沙漠，主要为荒漠生态系统，评价区范围内无自然保护区、文物古迹等特殊敏感目标，无固定集中的人群活动区，主要保护目标为项目区东部的梭梭及白梭梭。

5.3 环境质量现状调查与评价

5.3.1 大气环境质量现状调查与评价

（1）区域大气环境质量达标性评价

根据生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”中塔城地区 2020 年环境质量监测数据来判定项目区环境质量达标情况，具体监测数据及评价结果详见表 5.3-1。

表 5.3- 1　　大气质量及评价结果一览表

行政区	监测因子	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
塔城地区	SO_2	年平均值	3	60	5	达标
	NO_2	年平均值	10	40	25	达标
	PM_{10}	年平均值	37	70	52.86	达标
	$PM_{2.5}$	年平均值	12	35	34.29	达标
	CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.1（mg/m³）	4（mg/m³）	27.5	达标
	O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数	106	160	66.25	达标

由表 5.3- 1 可知，塔城地区 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 长期浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，为环境空气质量达标区。

（2）特征污染物环境质量现状评价

①数据来源

本次 NMHC 现状评价数据为实测，在项目区下风向约 3km 处设 1 个监测点，监测时间为 2021 年 4 月 14 日～4 月 20 日共 7 天，监测单位为新疆恒泰职业环境检测评价有限公司，监测点位见图 5.3-1。

②评价标准

NMHC 参照《<大气污染物综合排放标准>详解》中的推荐值 2.0mg/m³。

③评价方法

采用最大占标率评价法评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

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

式中：P_i—第 i 种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C_i—某种污染物的实际监测浓度， μg/m^3；

C_{oi}—某种污染物的环境空气标准浓度， μg/m^3。

④评价结果

NMHC 监测及评价结果见表 5.3- 2。监测结果表明，项目区 NMHC 满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值。

表 5.3- 2　　大气监测值及评价结果一览表

点位编号	监测点位	监测因子	浓度范围（μg/m^3）	标准值	最大值占标率（%）	超标率（%）
G1	E N	NMHC		2000	20.5	0

图 5.3- 1　　本项目环境空气、声环境和土壤质量现状监测布点示意图

图 5.3- 2　　本项目地下水环境质量现状监测布点示意图

5.3.2 地下水环境质量现状调查与评价

（1）数据来源

本项目周边无可监测地下水井，故本次引用《夏盐 11 井区盐 120 断块侏罗系三工河组油藏扩边布井地面工程环境影响报告表》中盐水 1 及盐水 2 井、石南油田已建 3 口水源井的监测数据对区域地下水环境质量现状进行评价，引用及实测点位情况如表 5.3- 3 所示，点位见图 5.3- 2。

表 5.3- 3　　地下水监测点位分布一览表

数据来源	监测时间	监测单位	点位编号		与本项目位置关系
《夏盐 11 井区盐 120 断块侏罗系三工河组油藏扩边布井地面工程环境影响报告表》检测报告	2020 年 3 月 9 日～10 日	乌鲁木齐谱尼测试科技有限公司	W1	盐水 1	项目区上游、东部 22km
			W2	盐水 2	项目区上游、东部 20km
石南油田已建 3 口水源井	2019 年 4 月 25 日	克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司	W3	石南水 11#水源井	项目区上游、东南部 34km
			W4	石南水 17#水源井	项目区上游、东南部 35km
			W5	石南水 10#水源井	项目区上游、东南部 36km

根据区域水文地质图，本次引用的监测井均属于同一水文地质单元，监测时间为同一时期，具有代表性。

监测因子包括 pH 值、总硬度、耗氧量、溶解性总固体、挥发酚类、氨氮、氰化物、氟化物、氯化物、硫酸盐、亚硝酸盐氮、石油类、铬（六价）、镉、汞、砷等。

（2）评价标准

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

（3）评价方法

采用单因子标准指数法，模式如下：

$$S_{ij}=\frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中：S_{ij}—单因子标准指数；

C_i—i 类监测物现状监测浓度，mg/L；

C_{oi}—i 类监测物浓度标准，mg/L。

pH 的标准指数为：

$$S_{pH,j}=\frac{pH_j-7.0}{pH_{su}-7.0} \qquad PH_j>7.0$$

$$S_{pH,j}=\frac{7.0-pH_j}{7.0-pH_{sd}} \qquad pH_j\le 7.0$$

式中：$S_{pH,j}$—pH 值的 标准指数；

pH_j—pH 的实测值；

pH_{sd}—评价标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—评价标准中 pH 的上限值。

（4）评价结果

评价区地下水质量评价结果见表 5.3- 4。监测结果表明，各水井氯化物和溶解性总固体均超标，石南 17、石南 11 和石南 10 井的总硬度和硫酸盐超标，分析上述 4 项监测因子超标的原因是属于天然背景值超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类限值，经处理后可作为油田生产生活用水。

表 5.3- 4　　地下水现状监测数据一览表　　（单位：mg/L，pH 无量纲）

序号	监测项目	标准值	盐水 1			盐水 2			石南 17			石南 11			石南 10		
			监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
1	pH 值	6.5-8.5															
2	总硬度	≤450															
3	耗氧量	≤3															
4	溶解性总固体	≤1000															
5	挥发酚类	≤0.002															
6	氨氮	≤0.5															
7	氰化物	≤0.05															
8	氟化物	≤1															
9	氯化物	≤250															
10	硫酸盐	≤250															
11	亚硝酸盐氮	≤1															
12	石油类	≤0.05															
13	铬（六价）	≤0.05															
14	镉	≤0.005															
15	汞	≤0.001															
16	砷	≤0.01															

注：低于检出限的用“ND”表示

5.3.3 声环境质量现状调查与评价

（1）数据来源

本次评价采用实测法，委托新疆恒泰职业环境检测评价有限公司对区块代表区域进行声环境监测，监测时间为 2021 年 4 月 13 日～14 日。在达 136_H 井井场、集中拉油站、2 号计量站布设噪声监测点，布设了 3 个噪声监测点，布点兼顾重点场站及井口。

（2）评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准。

（3）评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声来源及是否超标。

（4）评价结果

声环境现状监测结果见表 5.3- 5。

表 5.3- 5　　声环境现状监测结果　　〔单位：dB（A）〕

监测点	昼间	标准	达标情况	夜间	标准	达标情况
Z1	41	60	达标	38	50	达标
Z2	39	60	达标	44	50	达标
Z3	29	60	达标	42	50	达标

由表 5.3- 5 可知，各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值要求。

5.3.4 土壤环境质量现状评价

项目区有 2 种土类，结壳盐土、林灌草甸土。根据导则要求，本次监测共设 7 个土壤监测点，其中在项目区设 3 个柱状样（编号为 S1、S2、S3），项目区外设 2 个表层样（编号为 S6、S7），监测项目为石油烃；项目区内设 2 个表层样（编号为 S4、S5），监测因子为 GB36600 中规定的基本项和石油烃，共计 46 项。土壤采样时间为 2021 年 4 月 10 日，土壤监测点位布设见图 5.3- 1。

表 5.3-6　　土壤监测点位坐标

监测点位	采样要求	坐标（东经）	坐标（北纬）	监测项目
S1	各点位 0～0.5m、0.5m～1.5m、1.5m～3m 处分别取样，不混合			石油烃
S2				石油烃
S3				石油烃
S4	各点位 0～0.2m 取 1 个表层样			45 项+石油烃
S5				45 项+石油烃
S6				石油烃
S7				石油烃

对污染物的评价，采用单因子标准指数法。计算公式为：

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

式中：$S_{i,j}$—单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数；

$C_{i,j}$—土壤参数 i 在 j 点的监测浓度，mg/L；

C_{si}—土壤参数 i 的土壤环境质量标准，mg/L。

土壤监测及评价结果见表 5.3- 7、表 5.3- 8、表 5.3-9。从评价结果可以看出，项目区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值。

表 5.3- 7　　S4 点土壤监测结果一览表（基本项目）

序号	名称	标准限值	监测值	标准指数	评价结果
1	砷	60			达标
2	镉	65			达标
3	铬（六价）	5.7			达标
4	铜	18000			达标
5	铅	800			达标
6	汞	38			达标
7	镍	900			达标
8	四氯化碳	2.8			达标
9	氯仿	0.9			达标
10	氯甲烷	37			达标
11	1，1-二氯乙烷	9			达标
12	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
20	四氯乙烯	53			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
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
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	䓛	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

表 5.3- 8　　S5 点土壤监测结果一览表（基本项目）

序号	名称	标准限值	监测值	标准指数	评价结果
1	砷	60			达标
2	镉	65			达标
3	铬（六价）	5.7			达标
4	铜	18000			达标
5	铅	800			达标
6	汞	38			达标
7	镍	900			达标
8	四氯化碳	2.8			达标
9	氯仿	0.9			达标

10	氯甲烷	37			达标
11	1，1-二氯乙烷	9			达标
12	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
20	四氯乙烯	53			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
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
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	䓛	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

表 5.3- 9　　土壤监测结果一览表（石油烃）　　单位：mg/kg

标准限值	监测及评价结果								
	S1								
	0～0.5m	标准指数	评价结果	0.5～1.5m	标准指数	评价结果	1.5～3.0m	标准指数	评价结果
4500									
	S2								
	0～0.5m	标准指数	评价结果	0.5～1.5m	标准指数	评价结果	1.5～3.0m	标准指数	评价结果
	S3								
	0～0.5m	标准指数	评价结果	0.5～1.5m	标准指数	评价结果	1.5～3.0m	标准指数	评价结果

4500	S4			S5			S6			S7		
	0～20cm	标准指数	评价结果	0～20cm	标准指数	评价结果	0～20cm	标准指数	评价结果	0～20cm	标准指数	评价结果

5.4 生态环境现状调查与评价

5.4.1 项目区生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 5.4- 1。

表 5.4- 1　　项目区生态功能区划

生态功能分区单元		
	生态区	Ⅱ 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态功能区
	生态亚区	$Ⅱ_1$ 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区
	生态功能区	夏子街输水工程沿线人工生态建设生态功能区（15）
主要生态服务功能		荒漠化控制、农畜产品生产
主要生态环境问题		地下水开采过度、荒漠植被衰败、土地荒漠化、野生动物过渠受阻
生态敏感因子敏感程度		土地沙漠化轻度敏感，土壤侵蚀极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
保护目标		保护天然荒漠植被、防止土壤次生盐渍化
保护措施		建设渠道沿线绿化带和野生动物过渠通道、加强防护林建设、农灌区逐步开发

5.4.2 项目区土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制项目区的土地利用类型示意图,项目区的土地利用类型主要是盐碱地和林地，目前主要为油田已开发区域。项目区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。详见图 5.4- 1。

图 5.4- 1　　项目区域土地利用类型示意图

5.4.3 区域土地沙化现状

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，根据《疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014 年）可知，项目所在区域沙化土地类型主要分为三类，分别为沙化土地（面积 2022340hm^2）、有明显沙化趋势的土地（面积 19165.56hm^2）和其他土地类型（面积 832719.68hm^2），合计 2874225.27hm^2，具体见表 5.4-2 和图 5.4-2。

表 5.4-2　　项目所在区域土地沙化现状情况一览表

区域位置	序号	沙化土地类型			面积（hm^2）	
塔城地区和布克赛尔蒙古自治县	1	沙化土地	流动沙地		0	
			半固定沙地	人工半固定沙地	0	184170.75
				天然半固定沙地	184170.75	
			固定沙地	人工固定沙地	0	659004.02
				天然固定沙地	659004.02	
			露沙地		0	
			沙化耕地		1329.82	
			非生物治沙工程地		0	
			风蚀残丘		48010.65	
			风蚀劣地		14240.9	
			戈壁		1115584	
			小计		2022340	
	2	有明显沙化趋势的土地			19165.56	
	3	其他土地类型			832719.68	
合计					2874225.27	

图 5.4-2　　项目区土地沙化现状示意图

5.4.4 区域防沙治沙现状

荒漠化是当前全球面临的重大环境问题之一。中国 58%的土地属于干旱、半干旱类型，几乎 1/3 的国土遭受荒漠化影响，沙化土地占国土面积的 18%。新疆又是全国沙化土地面积最大、分布最广、危害最严重的省区。沙化土地 74.63×10^4km，占全国沙化土地的 43%。

准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠、乌苏沙漠、福海沙漠等是新疆主要的沙化策源地和国家重点防沙治沙区域之一，也是新疆整体生态环境建设的重要组成部分，整个盆地现有沙化土地面积 556×10^4hm。

本项目位于古尔班通古特沙漠边缘，玛纳斯湖东侧。项目西侧为盐湖平原，东侧为梭梭荒漠。玛纳斯湖东侧 6km 范围内为盐湖平原，土壤类型为盐土，区域内几乎无植被生长，地表覆盖一层盐结皮。6km 范围外区域内野生植被丰富，荒漠生态系统较为稳定。

项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划中划定的荒漠平原风力侵蚀预防保护区，规划中提出：实施生态修复，推进周边防沙治沙工程，封育保护荒漠林，加大天然植被保护，恢复自然植被，遏制沙漠化趋势，保障绿洲生态安全。以防风固沙林建设和生物多样性保护为重点，在稳定和保护现有生态公益林地的同时，加大抚育力度，通过封育等人工措施提高林地覆盖率。优化森林生态系统结构，增强森林防风固沙、保持水土的功能，构建和布克赛尔蒙古自治县重要生态屏障，最大限度地减少沙尘暴、浮尘等自然灾害危害。防风治沙遏制荒漠化扩大。

5.4.5 土壤类型及特征

项目作业区开发建设区分布的土壤发育较差，土壤类型有盐土及林灌草甸土。盐土为主要土壤类型，详见图 5.4- 3。

（1）盐土

盐化过程是导致盐土形成的主要原因。在干旱、半干旱地区，溶有各种盐类的地下水因蒸发作用而沿土壤毛管孔隙上升至地表，其中的液态水分子汽化，水中的各种盐类则残留于土壤表面及土体，久而久之，土壤即因水溶性盐类日益增多而盐

化成为盐土。盐土腐殖质含量低、含可溶性盐过高，不利于植物生长。

（2）林灌草甸土

林灌草甸土的质地以砂质壤土至壤土为主，粘粒含量多小于 15%，底土稍粘重，可到粉砂质粘土或壤质粘土，粘粒含量大于 25%，高者达 30%以上。质地剖面的土层排列以壤砂相间最为常见，均质壤土、砂土或砂粘间层者甚少，沉积层理明显。土壤碱性强，碳酸钙含量高，石膏含量低。土壤养分的区域变化大。在自然状况下，林灌草甸土的有机质含量一般均较高(50 克每千克以上)。具荒漠化和盐化作用的林灌草甸土，有机质及其它矿物营养成分均显著偏低。

图 5.4- 3　　项目区域土壤类型示意图

5.4.6 植被现状调查与评价

按中国植被自然地理区划划分，本工程所在区域属北方植物界、新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、古尔班通古特洲。评价区主要植被类型为温性荒漠，常见植物种类主要为耐旱的灌木、半灌木及短命植物。

（1）评价区植物种类

评价区生态条件较差，地域特征决定了该区域内植被组成简单、类型单一、分布稀疏、种类贫乏。根据现场和以往研究资料，古尔班通古特沙漠区域分布高等植物约 135 种，评价区分布植物约 30 余种,主要集中在藜科、十字花科、柽柳科、禾本科、菊科。评价区内的藜科、菊科植物多为旱生或超旱生的灌木、半灌木和一年生旱生植物；十字花科植物多为一年生短营养期植物（中生性一年生短命植物）；柽柳科植物均为鳞型叶旱生灌木和半灌木。其中属于地方重点保护的植物如下：梭梭——新疆地方一级保护植物；白梭梭——新疆地方一级保护植物。区域主要植被名录见表 5.4-3。

表 5.4- 3　　评价区主要高等植物及分布一览表

序号	中　文　名	学　　名	分　　布		保护级别
			沙丘	丘间	
一、	禾本科	*Gramineae*			
1	东方旱麦草	*Eremopyrum orientale*	++		
2	羽状三芒草	*Aristida pennata*	++		
3	施母草	*Schismus arabicus*	++		
	二、蓼科	*Ploygonaceae*			
4	红皮沙拐枣	*Calligonum rubicundum*	++		
	三、藜科	*Chenopodiaceae*			
5	沙米	*Agriophyllum arenarium*	++		
6	白梭梭	*Haloxylon persicum*	++	-	国家Ⅱ级保护野生植物、新疆Ⅰ级保护野生植物
7	梭梭	*Haloxylon ammodendron*	+	++	国家Ⅱ级保护野生植物、新疆Ⅰ级保护野生植物
8	猪毛菜	*Salsola collina*		+	
9	散枝梯翅蓬	*Salsola brachiata*		+	
10	刺蓬	*Salsola pestifer*	+		
11	犁苞滨藜	*Atriplex patens dimorphotegria*	++	++	
12	雾滨藜	*Bassia dasyphylla*	+	+	
13	倒披针叶虫实	*Corispermum lehmannianum*	++	-	
14	角果藜	*Ceratocarpus arenarius*	++	+	
15	对节刺	*Horaninowia ulicina*	++		

16	叉毛蓬	*Petrosimomia sibirica*	+		
17	角果碱蓬	*Suaeda Comiculata*		+	
18	囊果碱蓬	*Suaeda physophora*		+	
四、	十字花科	*Cruciferae*			
19	螺喙荠	*Spirorrhynchus sabulosus*	++	+	
20	四齿芥	*Tetracme quadricornis*	++	++	
21	灰白糖芥	*Ergsimum cheiranthides*	++	+	
22	荒漠庭荠	*Alyssum desertorum*	++		
23	卷果涩芥	*Malclomia scorpioides*	++	+	
五、	蒺藜科	*Zygophyllaceae*			
24	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*		+	
六、	柽柳科	*Tamaricaceae*			
25	琵琶柴	*Reaumuria soongorica*		+	
	七、茄科	*Solanaceae*			
26	黑刺	*Lycium ruthenicum*		+	
	八、菊科	*Compsitae*			
27	沙蒿	*Artemisia desterorum Spreng*	++	++	
28	苦艾蒿	*Artemisia santolina*	++	-	
29	地白蒿	*Artemisia terrae-ablae*	++	-	
30	沙地千里光	*Senecio subdentatus*	+	++	
31	九、麻黄科	*Ephedraceae*			

注：++多见，+少见，-偶见。

（2）植被分布特征

根据现场调查及资料分析表明，在项目开发区域内分布的主要高等植物有 30 种左右，在各种群落类型中，常见种最多不超过 10 种。由于组成群落的植物种类很少，所以群落结构也比较简单。按照建群种植物的生活型和群落生态外貌，项目开发区域东部植被类型为梭梭荒漠，建群种为梭梭，伴生小半灌木假木贼，由于地表较干燥，导致井区植被盖度较低，在 10%左右；西部为盐碱地，几乎无植被生长。项目区植被类型详见图 5.4- 4。

图 5.4- 4　　项目区域植被类型示意图

5.4.7 野生动物现状

（1）野生动物类型

按中国动物地理区划的分级标准，油田开发区域属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区。植被盖度极低，所以野生动物种类分布

较少。

（2）野生动物种类及分布

在上述动物生境类型单元中共栖息分布着野生脊椎动物约 30 种，以鸟类和小型哺乳动物为主。野生动物种类详见表 5.4- 4。

表 5.4- 4　　项目区及周围主要脊椎动物的种类

种　　类		分布状况			保护级别
		多见种	少见种	偶见种	
爬 行 类					
1、变色沙蜥	*Phrynocephalus versicolor*		+		
2、东疆沙蜥	*P.grumgrizimaloi*	+			
3、快步麻蜥	*Eremias velox*	+			
4、东方沙蟒	*Eryx tataricus*			+	
5、黄脊游蛇	*Coluber spinalis*			+	
鸟　　类					
6、鸢	*Milvus korschun*		+		国家Ⅱ级、自治区 2 级保护野生动物
7、雀　鹰	*Accipiter nisus*		+		国家Ⅱ级保护野生动物
8、草原鹞	*Circus macrourus*		+		国家Ⅱ级、自治区 2 级保护野生动物
9、棕尾鵟	*Buteo rufinus*		+		国家Ⅱ级、自治区 2 级保护野生动物
10、红　隼	*Falco tinnunculus*		+		国家Ⅱ级、自治区 2 级保护野生动物
11、毛脚沙鸡	*Syrrhaptes paradoxus*		+		
12、黑腹沙鸡	*Pterocles orientalis*		+		
13、短趾沙百灵	*Calandrella cinerea*		+		
14、小沙百灵	*C.rufescens*		+		
15、凤头百灵	*Galerida cristata*		+		
16、云　雀	*Alauda arvensi*			+	
17、沙鹏	*Oenanthe isabellina*		+		
18、红尾伯劳	*Lanius cristatus*		+		
19、黑尾地鸦	*Podoces hendersoni*			+	
哺 乳 类					
20、鹅喉羚	*Gozella subgutturosa*		+		国家Ⅱ级、自治区 3 级保护野生动物
21、狼	*Canis lupus*			+	
22、沙　狐	*Velpes corsac*			+	三有名录保护动物

续表 5.4- 4　　项目区及周围主要脊椎动物的种类

种　　类		分布状况			保护级别
		多见种	少见种	偶见种	
23、虎　鼬	*Vormela peregusna*			+	
24、草　兔	*Lepus capensis*		+		
25、小五趾跳鼠	*Allactage elater*		+		
26、西伯利亚五趾跳鼠	*A.sibirica*		+		
27、小地兔	*Alactagulus pygmaeus*		+		
28、毛脚跳鼠	*Dipus sagitta*	+			
29、大沙鼠	*Rhombomys opimus*	+			
30、子午沙鼠	*Meriones meridixnus*	+			

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，夏季酷热，冬季严寒而且极为干旱，所以野生动物种类分布较少，没有区域特有种类。本次现场调查和走访中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。

6 环境影响预测与评价

6.1 施工期环境影响预测与评价

6.1.1 施工期大气环境影响分析

施工期产生的主要废气施工作业产生的扬尘、车辆尾气和柴油机、柴油发电机组燃烧烟气等。

（1）施工扬尘

在井场平整、铺垫，钻机、不落地系统以及其他设备进场及安装等钻前工程施工过程和管沟开挖、回填及穿越工程、井口装置、输电线敷设等地面工程建设过程中都会产生扬尘，对环境空气造成一定的影响。由于项目区远离人群居住区，周围空旷,扩散条件良好，类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

（2）车辆尾气

施工运输车辆燃料燃烧产生的汽车尾气会对环境空气造成影响，各施工机械及车辆均采用合格油品，其环境影响较小。

（3）柴油机、柴油发电机组燃烧烟气

柴油机、柴油发电机组均使用符合国家标准的燃料，施工期短暂、周边无居民区、地域空旷，扩散条件良好，且施工期废气排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止排放，不会对周围环境产生明显影响。

6.1.2 施工期地下水环境影响分析

本项目施工期对水环境的影响主要为生活污水、钻井和管线施工对地下水的影响。

（1）生活污水

施工期生活污水产生量较少，不宜采用生化处理设施，在生活营地内设置容积不少于 30m^{3}的生活污水临时储集池，池内采用 HDPE 防渗膜防渗，施工结束后生活污

水由吸污车吸走，清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置，临时储集池覆土填埋，防渗膜回收处置。采取上述措施后，不会对所在区域地下水产生影响。

（2）钻井作业地下水含水层影响分析

项目钻井过程正常工况下不会对地下水造成影响，钻井对水环境的影响主要表现为钻井过程中可能发生因固井不严而导致的油水窜层、钻井液进入含水层等事故。项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可满足本项目的地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。

（3）管道试压废水和混凝土养护废水

管线试压使用清水主要污染物为 SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地下水产生明显影响。混凝土养护废水量较少，自然蒸发即可，不会对项目区地下水产生明显影响。

（4）管线施工对地下水环境影响分析

管道敷设埋深一般在-1.8～-1.9m 以内，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

6.1.3 施工期声环境影响分析

施工期噪声主要是钻井机械、各类机泵以及机动车辆产生的噪声，声压级一般为 80dB（A）～105dB（A）。根据现场调查，声环境评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、文物保护单位等特殊敏感目标，无集中人群居住点，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求。

6.1.4 施工期固体废物环境影响分析

施工期固体废物主要为钻井岩屑、建筑垃圾和生活垃圾。本项目钻井岩屑采用经不落地系统进行处理，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经固液分离装置进行分离，分离出的液相回用于钻井液配置，水基钻井岩屑进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉走进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后进行综合利用；油基钻井岩屑采用专用的方罐进行收集，并交由具有相应危废处置资质的单位进行转运、处置。施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理；生活垃圾集中收集后，定期由协议单位清运至指定生活垃圾填埋场填埋处置。禁止随意抛洒。

6.1.5 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要包括人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

（1）人为扰动、车辆行驶和机械施工对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是站场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（2）水土流失及沙化影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种

影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目地面建设的内容主要包括站场、各类管线的敷设等，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

6.1.6 施工期生态环境影响分析

本项目总占地面积为 495047㎡，其中永久占地 177447㎡，临时占地 317600㎡，临时占地主要为钻井井场、探临道路、单井采油管线、集油干线、输电线等施工临时占用，永久占地主要为采油井场、计量站、集中拉油站、道路占地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤一植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤一植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的天小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

（1）对植物影响分析

工程占地是造成植被破坏的主要原因，此外，施工人员活动也会对植被造成一定的影响。

①工程占地对植物的影响分析

对植被的主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的

清理及施工过程中的碾压。井场施工过程中有一部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，永久性的改变了原有土地的利用类型，对原有植被造成了永久的破坏。临时性占地在工程结束后土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。被破坏的地表植被将在一定时期内逐步恢复。

本项目总占地面积为 495047㎡，其中约 412547㎡位于盐湖平原，地表几乎无植被生长；约 82500㎡位于梭梭荒漠，在施工结束的 2 年～3 年中，将影响占地范围之内的植被初级生产力，东部生物损失量参照《环境影响评价技术导则 非污染生态影响》（HJ/T19-1997）中荒漠化量化指标计算，项目区属于强烈发展的荒漠化，生物生产量按照 1.4t/(hm²•a)计算，生物损失量为 11.55t/a，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。

②施工人员活动对植物的影响分析

油田开发建设过程中大量人员、机械进入项目区，使项目区环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加。

（2）对动物影响分析

施工期对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。井场、管线和道路等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

（3）对景观及生态系统结构、功能影响分析

①景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而

形成。

油田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系统、道路、油田设施有规律地相间组成。

②对生态系统结构、功能的影响

本项目站场工程、管线工程及道路等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动终断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响。但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，评价范围内生态完整性受本项目的影响亦较小。项目区生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。项目地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。并且由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

③生态系统稳定性分析

项目区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单，由于项目所在区域地表较干燥，且大部分为盐土，导致项目区植被盖度较低。项目区西部几乎无植被覆盖，东部植被覆盖度在 10%左右，项目所在区域植物种类少。从现场调查来看，目前项目所在区域内的人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。但施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统的影响不大。

（4）对区域沙化土地的影响分析

本项目位于古尔班通古特沙漠，施工期站场、管线及油田道路等地面工程的建设过程中将会破坏项目占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件

下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

但是由于项目占地范围较小，施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用站场施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3～5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。综上所述，本项目对项目所在区域土地沙化影响不大。

6.2 运营期环境影响预测与评价

6.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

（1）相关判定

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

（2）模型选用

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

（3）估算模型使用数据来源

①地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国 NASA 和 NIMA 联合测量并公布的全球 90×90m 地形数据，自 CSI 的 SRTM 网站获取（http://srtm.csi.cgiar.org），符合导则要求。

②地表参数

项目区周边 2.5km 范围内均为沙漠，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表 6.2- 1。

表 6.2- 1　　地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度

0～360	全年	0.29	1.75	0.04025

③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析。

表 6.2- 2　　气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-34.5℃	42.3℃	0.5m/s	10

（4）估算模型参数

估算模型参数选择见下表。

表 6.2- 3　　估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		42.3
最低环境温度/℃		-34.5
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏 烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（5）预测结果

运营期产生的废气主要为采油和集输过程中无组织排放的挥发性有机物废气及达 13 集中拉油站相变炉燃料燃烧产生的废气，污染物排放参数如下表所示。

表 6.2- 4　　运营期废气无组织排放参数一览表

污染源	污染物	排放速率（t/a）	排放形式	污染源参数
项目区油气无组织挥发	NMHC	19.404	无组织排放	4000m×1500m×5m
相变炉燃料燃烧废气	SO_2	0.057t/a	有组织排放	排气筒高度 H=8m，内 D=0.5m,T=150℃
	NO_X	3.53t/a		
	烟尘	0.02t/a		

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的要求，采用 AERSCREEN 估算模式对污染物落地浓度进行预测，预测结果见表 6.2- 5。

表 6.2- 5　　项目区废气排放估算结果一览表

污染源	主要污染物

	非甲烷总烃		二氧化硫		氮氧化物		颗粒物	
	最大落地浓度（μg/m³）	占标率（%）	最大落地浓度（μg/m³）	占标率（%）	最大落地浓度（μg/m³）	占标率（%）	最大落地浓度（μg/m³）	占标率（%）
项目区油气无组织挥发	93.651	4.68	/	/	/	/	/	/
相变炉燃料燃烧废气	/	/	0.14	0.03	8.41	3.36	0.048	0.01

由预测结果可知，本项目油气集输和相变加热炉运行过程中排放的各污染物，占标率较小，均小于 10%，其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变。

（6）大气环境影响评价结论

本项目运营时期为持续的长期影响，产生废气污染物有无组织排放及有组织排放，但项目区扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，且项目区地域空旷，无集中固定人群居住。因此，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

6.2.2 运营期地下水环境影响分析

（1）正常工况对地下水环境影响分析

运营期井下作业废水、设备检修废水、污油罐含油污水及锅炉废水均送至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。废水处理达标后回注层位为开采油层，回注层位与地下水处于不同层系，远远超出区域地下水含水层的深度，且回注井在钻井过程中对潜水所在的地层进行了水泥浆固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，且固井深度远远超过了含水层埋深，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。油气开采与集输全程密闭进行，正常工况下无废水排放，对水环境没有不良影响。

（2）事故状态下对地下水的影响

据前节工程分析，本次评价针对集油干线和储油罐泄漏对地下水产生的影响进行预测。

①泄漏量预测

本项目按最不利情况考虑假设条件，假设假设储油罐底部出现穿孔（孔径 20cm）

且防渗层全部失效，则裂口总面积为 0.003m²，集油干线发生全管径泄露且防渗层全部失效，裂口总面积为 0.0314m²，其泄漏速度 Q_L 用柏努利方程计算：

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

式中：

Q_L——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，取 0.65；

A——裂口面积，m^2；

ρ——泄漏液体密度；kg/m^3；

P——容器内介质压力，Pa；

P_0——环境压力，Pa；

g——重力加速度，$9.8m/s^2$；

h——裂口之上液位高度，m。

经计算，在设定事故条件下储油罐及管线内液体的泄漏速率见表 6.2- 6。

表 6.2- 6　　设定事故条件下管线的泄漏速率计算结果

泄露点位	泄漏口面积(m^2)	泄漏口之上液位高度(m)	压力（MPa）	环境压力（MPa）	液体密度(kg/m^3)	泄漏速率(kg/s)
储油罐	0.003	3.8	0.29（储油罐底部）	0.1	815.1	17.48
集油干线	0.0314	0	2.5（管线内部）	0.1	815.1	130

据上表，拉油罐泄漏速度为 17.48kg/s，管线液体泄漏速率为 130kg/s，假定发现泄漏后 10min 处理完毕，切断事故阀门，则储油罐泄漏油品量约为 10.5t、5.5km 集油干线可容纳最多油品为 140.8t，则泄露油品量最大即为 140.8t。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，储油罐泄漏后可能进入含水层的物料为 1.05t，集油干线泄漏后可能进入含水层物料为 14.1t。

②影响预测

预测因子选取油田特征污染物石油类，根据《环境影响评价技术导则　地下水环境》（HJ610-2016），采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶

质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于集油管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：

x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间(d)；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的示踪剂浓度(g/L)；

M—含水层厚度(m)；

m_M—瞬时注入的质量(kg)；

U—水流速度(m/d)；

n_e—孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数(m^2/d)；

D_t—横向 y 方向的弥散系数(m^2/d)；

Π—圆周率。

模型中所需参数见表 6.2- 7。

表 6.2- 7　　模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	m_M	瞬时注入的质量	1.05t、14.1t
2	t	时间	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	50m
4	u	水流速度	1m/d
5	D_L	纵向弥散系数	0.12m^2/d
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	0.012m^2/d
7	n_e	有效孔隙度	0.12

当储油罐破裂、管线破裂发生油品泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别如表 6.2- 8。

表 6.2- 8　　地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间（d）	最大浓度（mg/L）	下游最大浓度对应距离（m）
储油罐	石油类	100	3670	100
		500	734	500
		1000	367	1000
集油干线		100	49280	100
		500	9856	500
		1000	4928	1000

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，储罐发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 100m、500m 和 1000m，集油干线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 100m、500m 和 1000m。项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，项目区地下水埋深约在 50～100m，泄漏的原油进入地下水的可能性很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

（3）地下水环境影响评价结论

运营期井下作业废水、设备检修废水、污油罐含油污水及锅炉废水均送至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏；撬装厕所内的生活污水定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置。管道的选材有效防止管线腐蚀穿孔，降低管道泄漏等事故的发生；正常情况下不会对地下水环境产生影响。

运营期间对地下水可能产生不利影响的主要是突发事件，包括集输管线、油井井壁、储油罐破裂导致发生原油泄漏，若及时采取有效措施治理污染，可有效避免对地下水产生污染。综上所述，本项目运营期只要严格落实拟定的环保措施，对产生的废水进行妥善处置，对地下水环境造成的影响很小。

6.2.3 运营期声环境影响分析

本项目噪声源主要为井场抽油机、计量拉油站及伴生气回收装置设备运转噪声。本次拟在伴生气回收站建设 1 套原料气压缩机，原料气压缩机噪声源强为 80～90dB

（A）。原料气压缩机安装在采取基础减震措施，增压泵噪声可削减 20dB（A）。

本次只考虑传播距离引起的衰减，计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009）中所推荐的预测模式，计算式如下：

$$L_A（r）=L_A（r_0）-20lg（r/r_0）$$

式中：L_A（r）—距声源 r 处的 A 声级；

L_A（r_0）—参考位置 r_0处的 A 声级；

r—预测点距声源距离，m；

r_0—参考位置距离声源距离，m。

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Ain,i}$，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{in,i}$；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Aout,j}$，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{out,j}$，则预测点的总等效声级为

$$L_{eqg}=10\lg\left(\frac{1}{T}\right)\left[\sum_{i=1}^{N}t_{in,i}10^{0.1L_{A\ in,i}}+\sum_{j=1}^{M}t_{out,j}10^{0.1L_{A\ out,j}}\right]$$

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式：

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

式中：L_{eqg}——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}——预测点的背景值，dB(A)。

（2）噪声源源强及分布

由于伴生气回收站内存在值守人员，本次评价以伴生气回收站为例，对运营期伴生气回收站厂界噪声进行预测。原料气压缩机噪声源强在 80dB（A）～90dB（A）之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按 20dB（A）计，其运行噪声不高于 70dB（A）。项目工程主要噪声源强见表 6.2- 9。

表 6.2- 9　　项目主要噪声源强至厂界距离

噪声源	数量	降噪后噪声级 dB（A）
原料气压缩机	1	70

（3）预测结果

根据以上公式，预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见表 6.2- 10、图 6.2- 2。

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

表 6.2- 10　　厂界噪声贡献值预测结果　　单位：dB（A）

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
伴生气回收站	东厂界	49	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	46		
	西厂界	41		
	北厂界	44		

图 6.2- 2　　伴生气回收站噪声预测结果

6.2.4 运营期固体废物环境影响分析

正常工况下，集中拉油站产生的固废主要为清罐底泥，属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物；伴生气回收站产生的固废主要为废分子筛及生活垃圾，废分子筛属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质。危险废物交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置；生活垃圾清运至克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理。井下作业时按照“带罐上岗”的作业模式，防止产生落地原油，加强巡检，加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告，尽量杜绝管线、阀门跑冒滴漏及人为破坏现象，减少落地原油的产生。

6.2.5 运营期土壤环境影响分析

本项目采用密闭集输工艺，正常工况下废水及固废均得到妥善处置，管线及设备均进行了防渗处理，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷及储油罐、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长。发生事故后应及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。根据新疆油田多年来实际运行情况，类比其他油田开发区块，油气开采项目对土壤环境质量基本不会造成不良影响。本次评价引用已开发老区块—陆梁油田作业区夏盐 11 井区开发建设的特征因子石油烃及重金属的现状监测数据类比分析可知（详见表 6.2-11），油田开采开发对开发区域土壤环境影响很小，即本次油气开采项目对土壤环境质量基本不会造成不良影响。

表 6.2-11　陆梁油田作业区夏盐 11 井区开发建设项目土壤石油烃及重金属监测结果一览表

序号	检测项	检测值（mg/kg）		标准限值	达标情况
		YD1125	Y1157		
1	石油烃	<6	<6	4500mg/kg	达标
2	镉	0.11	0.10	65mg/kg	达标
3	砷	4.74	4.19	60mg/kg	达标
4	铜	29	12	18000mg/kg	达标

序号	检测项	检测值（mg/kg）		标准限值	达标情况
		YD1125	Y1157		
5	铅	13.8	11.1	800mg/kg	达标
6	汞	0.005	0.006	38mg/kg	达标
7	镍	29	11	900mg/kg	达标
8	铬（六价）	<2	<2	5.7	达标

6.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。油田生产运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

6.3 退役期影响分析

随着油田开采年限的增加，储量逐渐下降，最终将进入退役期。退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的清理工作包括地面设施拆除、井筒用水泥灌注封井、设水泥标桩、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。井场、站场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场及站场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

6.4 环境风险分析

6.4.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为石油和天然气。本次评价将采油管线、集油干线、伴生气集输管线、集中拉油站、伴生气回收站作为风险单元分别计算危险物质的总量与临界量的比值（Q），计算结果详见下表。

表 6.4-1　　本项目风险单元 Q 值一览表

风险单元	危险物质在线量（t）		危险物质临界量（t）	Q 值	风险潜势等级
单井采油管线 6km	原油	16.3	2500	0.0065	I
	天然气	0.013	10	0.0013	
集油干线 5.5km	原油	140.77	2500	0.0563	
	天然气	0.1115	10	0.01115	
伴生气集输管线 200m	天然气	0.002	10	0.0002	
伴生气回收站	天然气	1	10	0.1	
集中拉油站	原油	399	2500	0.1596	
合计				0.33505	

根据上表计算结果，判断项目风险潜势为Ⅰ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

6.4.2 环境敏感目标

达 13 井区位于古尔班通古特沙漠，项目区周边无环境风险敏感目标。

6.4.3 环境风险识别

（1）物质危险性识别

本项目施工期涉及的主要风险物质为柴油，运营期涉及的主要风险物质为石油和天然气，上述危险物质其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 6.4-2。

表 6.4-2　原油、天然气的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	柴	复杂烃类(碳原	柴油的毒性类似于煤油，但由于	热值为 3.3×	属于高闪点液

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
	油	子数约 10～22)混合物	添加剂(如硫化酯类)的影响，毒性可能比煤油略大。主要有麻醉和刺激作用。柴油的雾滴吸入后可致吸入性肺炎。皮肤接触柴油可致接触性皮炎。多见于两手、腕部与前臂。	10^7J/L 沸点范围有180℃～370℃和350℃～410℃两类闪点：38℃	体
2	原油	有各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	原油本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300～325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1～6.4%（v）自然燃点 380～530℃	属于高闪点液体
3	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	伴生气中主要包括天然气，天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废。	热值：50009KJ/kg 爆炸极限 5～14%（v） 自然燃点 482～632℃	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物品名表中编号 21007

（2）生产设施危险性识别

①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本项目中，在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，采出液和伴生气一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②单井采油管线危险性识别

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

③储油罐危险性识别

储油罐设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和

失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为储油罐发生破裂造成的原油泄漏，事故发生时会有大量的原油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

④罐车原油泄漏

集中拉油站至陆梁集中处理站路线沿途无环境敏感目标。因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，原油拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内采出液溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

⑤CNG 槽车破裂天然气泄露

伴生气处理站的产品 CNG 经专用罐车将产品拉运至玛北地区加气门站卸气，运输路线沿途无环境敏感目标。因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，CNG 在拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内 CNG 溢出，然气扩散性强，与空气可形成爆炸性混合气体，在有限空间内遇明火、高热、静电火花极易燃烧爆炸；在事故的抢修、抢险过程中，由于作业的措施不当或处置时间仓促造成的爆燃、爆炸、燃气泄漏等次生、衍生事故。火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物会对空气环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

（3）风险类型识别

根据工程分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

（4）危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

运营期管线、储罐、伴生气回收设备等发生破损造成原油和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

6.4.4 环境风险分析

（1）对土壤的影响分析

管线及储罐泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的油品如果进入土壤，致使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可

影响局部的生态环境。

管线及储罐发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小。

（2）对植被的影响

管线及储罐泄漏的油品对植被的影响主要是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

（3）对地下水环境的影响

管线及储罐泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

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

（4）对大气环境的影响分析

发生泄漏事故后，原油及天然气进入环境空气，其中的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，

扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

7 环境保护措施论证分析

7.1 施工期环境保护措施

7.1.1 施工期大气环境保护措施

（1）使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。

（2）合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压；修建主干道路至计量站道路时，采用砂石路面，减少车辆行驶过程中沙尘的扬起和对道路两侧土壤的扰动。

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

（4）优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

（5）施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

7.1.2 施工期废水污染防治措施

（1）钻井过程中地下水防护措施

施工期钻井液不落地设备分离出的液相全部回用于钻井。由于本项目采油目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的污染物不与区域水体发生水力联系，同时对产生的污染物排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。本项目区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。综上所述，正常生产状况下，油田钻井期废水对地下水环境不会产生不利影响。

（2）管道试压废水和混凝土养护废水

管线试压使用清水主要污染物为 SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地下水产生明显影响。混凝土养护废水量较少，自然蒸发即可。

（3）生活污水

施工期生活污水排入生活营地建设的生活污水临时储集池，定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置，钻井结束后防渗膜回收，临时生活污水储集池覆土填埋。

7.1.3 施工期噪声污染防治措施

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

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

（3）为施工人员配备耳罩、耳塞等隔声设备，减少施工噪声对施工人员的影响。

7.1.4 施工期固体废物防治措施

（1）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

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

（3）钻井岩屑采用经不落地系统进行处理，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经固液分离装置进行分离，分离出的液相回用于钻井液配置，水基钻井岩屑进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉走进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后进行综合利用。

（4）油基钻井岩屑采用专用的方罐进行收集，并交由具有相应危废处置资质的单位进行转运、处置。

（5）施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。

（6）生活垃圾集中收集后，定期由协议单位清运至指定生活垃圾填埋场填埋处置。禁止随意抛洒。

7.1.5 施工期土壤污染防治措施

（1）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动，避免施工活动造成的土壤结构破坏。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）钻井井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑堆场等均铺设 HDPE 防渗膜，施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

7.1.6 施工期生态环境保护措施

（1）站场生态环境保护措施

①对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积。

②井场、站场建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，原则上应避开植被长势良好、茂密的区域，特别是生长着受保护野生植物——梭梭、白梭梭的区域，选择裸地或植被稀疏的区域进行井场、站场建设。

③在遵循避让原则进行选址后，应在设计中明确各井场、站场建设位置及占地面积，施工作业严格按照设计规定的位置进行建设，不得随意改变、调整施工区域。

（2）管线及道路工程生态保护措施

①管线的选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏。

②管线敷设时，根据管径的大小尽可能减少占地，单井采油管线施工作业度宽度不得超过 10m，集油干线施工作业度宽度不得超过 12m。严格控制道路宽度，不得超过 10m。

③管沟开挖后及时回填，以利于植被的自然恢复和生长。

④施工过程中要做到分段施工、随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

⑤在管线上方设置管线走向标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。

（3）对荒漠动植物的生态保护措施要求

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

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

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

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

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

⑥在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。

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

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

（4）其他生态保护措施要求

①在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复。

②严格按施工方案要求在指定地点堆放临时土石方，并压紧、夯实。

③工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

④加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

（5）防沙治沙措施

项目区位于荒漠戈壁，西部为盐碱地，东部为林地，地表植被以梭梭荒漠为主，群落植被覆盖度 10%。现状除部分油气田生产设施外，无其他工业生产活动，未见已

开展或正在开展的防沙治沙工作。为避免项目区土壤沙化，本次环评要求建设单位严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》、《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

①严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。

②优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，避免在风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

③施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

④严禁破坏占地范围外的植被，尤其是梭梭、白刺等优良固沙植物。对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

⑤加强运营期管理，密切观察项目区土地沙化情况。

（6）防治土地沙化的措施

①本项目总占地面积为 495047㎡，其中永久占地 177447㎡，临时占地 317600㎡。项目井场永久占地范围采用戈壁土压实铺垫，集中拉油站、计量站、伴生气回收站等永久占地范围进行地面硬化处理；站场、管线、道路等项目临时占地应在满足施工要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏，应根据场地周边、管线和道路沿线植被分布情况，施工场地尽量避开固沙植被—梭梭、白梭梭等生长密集的地带。

②严禁在大风天气进行土方作业。粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

③严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开拓路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行使，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏以及对地表稳定砾幕的破坏。

④因项目占地造成的植被损失按正式征地文件规定进行经济补偿。

7.2 运营期环境保护措施

7.2.1 运营期大气环境保护措施

（1）选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；

（2）定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，防止原油、天然气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

（3）加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

（4）应加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在 5 日内完成修复。

（5）储油罐周围设置防火堤，罐体和装车区设置气相平衡系统，拉油罐在运行过程中罐体应保持完好；不应有孔洞和裂隙，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。

（6）相变炉采用清洁燃料天然气，减少烟气中各污染物的产生量；加强相变炉的保养维护，确保天然气充分燃放，相变炉选用技术质量可靠的设备。

（7）装车时应采用底部装载或顶部浸没式装载方式，采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm。

在采取上述措施后，集中拉油计量站厂界 NMHC 的浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求。相变炉锅炉烟气各污染物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 中燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。

7.2.2 运营期废水污染防治措施

1）井下作业均带罐作业，设备检修废水、污油罐含油污水均采用的专用收集罐集中收集后送至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，锅炉废水进入储油罐，由罐

车拉运至陆梁集中处理站处理，处理达标后回注油藏，不外排。伴生气回收站的生活污水定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置。

（2）定期对井场、站场的设备、阀门及井场的抽油机进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

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

（4）定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

根据区域水文地质资料，区域地下水埋深较浅，在 50～100m 之间，本项目钻井时表层套管下入深度为 500m，采用内管注水泥固井，可有效保护含水层。运营期保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

7.2.3 运营期噪声污染防治措施

（1）尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。

（2）定期给增压泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

（3）加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，各站场、井场场界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声功能区环境噪限值。

7.2.4 运营期固体废物污染防治措施

正常排放工况下，固体废物主要为伴生气回收站工作人员产生的生活垃圾，分子筛脱水撬产生的废分子筛、集中拉油站储油罐的清罐底泥。清罐底泥和废分子筛交由具有相应的危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置。生活垃圾定期拉运至克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾填埋场进行填埋处理。事故状态下会产生一定量

的落地油，落地油上层能收集，尽量收集，送至陆梁集中处理站原油处理系统处理，不能收集的落地原油和受浸染的土壤为含油污泥，属于《国家危险废物名录》（2016 本）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，集中收集后交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置。生活垃圾集中收集，由协议单位清运至克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾填埋场。

本项目运营期固体废物污染防治采取如下治理措施：

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时按照“带罐上岗”的作业模式，防止产生落地原油。

（2）加强巡检，加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

（3）清罐底泥、废分子筛及原油落地浸染土壤产生的含油污泥均交由相应危险废物处理资质的单位回收处理。

（4）清罐底泥及废分子筛的贮存、运输过程中污染防治措施

清罐底泥贮存在满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修订）中相关要求的陆梁油田作业区危险废物临时贮存场贮存，贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。分子筛 3 年更换 1 次，更换时废分子筛由相应危险废物处理资质的单位回收处理，不在站内贮存，危险废物在运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输。危险废物的记录和货单在危险废物回取后应继续保留 3 年。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

7.2.5 运营期土壤环境保护措施

（1）巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。

（2）井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、

冒、滴、漏”或泄露事故发生造成原油进入土壤，发生泄露事故时应及时清理落地原油，受污染的土壤应交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

7.2.6 运营期生态环境保护措施

（1）定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

（2）定时巡查井场及管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

（3）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被，尤其是广泛分布在项目区受保护的植被——梭梭、白梭梭。严禁捕杀任何野生动物，在油区和站场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

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

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

7.3 退役期环境保护措施

7.3.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

（3）退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

7.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应用水泥封堵，拆除井口装置，设地面标桩，标注封井日期，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染

地下水资源。

7.3.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

7.3.4 退役期固废污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，设水泥标桩，最后清理场地，清除各种固体废弃物，恢复至相对自然的地貌。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

7.3.5 退役期土壤环境保护措施

场站等设施拆除作业时，施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

7.3.6 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和集输等设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动

物的的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

7.3.7 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

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

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

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

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

（2）生态恢复治理

①井场、站场生态恢复治理范围

本项目新建采油井场 8 座、计量站 2 座、集中拉油站 1 座、伴生气回收站 1 座，新建各类管线共计 12km，所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

1）施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

2）工程施工结束后，应对井场和站场的临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，以便后期植被

自然恢复，表层土覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

3）单井采油管线和集油干线施工作业带宽度控制在 12m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。道路施工过程中，严禁在道路两侧取弃土，道路施工结束后，及时清理固体废物，注意保护原始地表与天然植被，以利于植被恢复。

（3）生态恢复要求

井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

7.4 环境风险事故防范措施

7.4.1 环境风险应急措施及应急要求

（1）钻井风险事故预防措施

①建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。现场作业严格按照《健康、安全与环境管理体系 第 1 部分：规范》（Q/SY 1002.1-2013）；《健康、安全与环境管理体系 第 2 部分：实施指南》（Q/SY 1002.2-2014）；《健康、安全与环境管理体系 第 3 部分：审核指南》（Q/SY 1002.3-2015);《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》(Q/SY 08053-2017）的要求执行。建设单位依托项目管理部门负责指导本项目的环境保护和安全工作，建立事故应急领导小组，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组和环境保护组，负责整个工程的环境风险管理，建立与地方政府的环境风险应急联动机制。本项目按照一级井控要求落实好环境风险防范、应急措施以及管理措施。

②在井场右侧设置 1 条放喷管线，1 条燃烧管线，放喷伴生气通过液气分离器进行分离，经排气管道输送至点火装置燃烧。本项目要加强对放喷管线、燃烧管线、点火装置的等放喷系统的维护、保养、检查，一旦发现问题，及时整改，放喷过程

中若发现管线泄漏、点火装置发生故障等非正常工况，应立即关闭井口，停止放喷作业。

③井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理，污染的土壤由有相应处理资质单位转运、处理。

（2）井下作业事故风险预防措施

①设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

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

③井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地侵染土壤产生的含油污泥交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

（3）井场事故风险防范措施

①井场设置明显的禁止烟火标志。

②在井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

（4）油气集输事故风险预防措施

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

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

③完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

④加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时

能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

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

⑥采油井场、集中拉油计量站场所设置明显的禁止烟火标志。

⑦定期对各站场易损及老化部件进行更换，防止油气泄漏事故的发生。

⑧拉运风险防范措施：明确罐车运输路线，加强运输过程的全程跟踪，一旦发生环境风险事故，立即启动环境应急预案。运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速，防范运输过程中环境风险事故发生。

⑨管理措施

对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑩发生事故时，事故状态下固体废物主要为井喷、管线泄漏、拉油罐泄漏等过程中产生的含油污泥及固井质量不合格井漏造成的地下水污染。井喷、管线泄漏及拉油罐等造成的原油落地后，上层能收集的原油回收送陆梁集中处理站原油处理系统处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置；对于固井质量不合格的生产井，应及时采取有效措施进行修井，以减少井漏对区域地下水的污染。若发生不可控风险事故，应立即启动《陆梁油田作业区环境突发事件专项应急预案》，由应急领导小组对事故进行处理。

7.4.2 环境风险应急预案

中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区已针对各项突发事件制定了《陆梁油田作业区突发环境事件应急预案》，并于 2019 年 1 月 2 日在原塔城地区环境保护局进行了备案，文号为 654200-2019-001-M。本项目环境风险应急管理纳入陆梁油田作业区环境风险应急管理范围内，建设单位必须严格落实事故预防措施。

7.4.3 分析结论

本项目采取的风险措施有效可行，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，本项目环境风险可控。本项目环境风险简单分析表见表 7.4- 1。

表 7.4- 1　　环境风险简单分析一览表

建设项目名称	玛湖油田达 13 区块开发建设工程
建设地点	新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县
地理坐标	经度：　　、纬度：
主要危险物质及分布	主要危险物质为原油及伴生气
环境影响途径及危害后果	钻井作业时可能发生井喷、井漏事故，运营期可能发生管线泄漏、储油罐泄露事故，泄漏的钻井液、原油可能对地下水、土壤及大气造成污染
环境风险防范措施要求	钻井风险：建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节；在井场右侧设置 1 条放喷管线，一条燃烧管线，放喷伴生气通过液气分离器进行分离，经排气管道输送至点火装置燃烧；井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理，污染的土壤由有相应处理资质单位转运、处理。 油气集输：使用合格管材，加强运营期巡检检修；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。 井下作业：设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格；井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地侵染土壤产生的含油污泥交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。井场事故：井场设置明显的禁止烟火标志；在井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材

7.5 依托可行性分析

项目原油、天然气、井下作业废水处理以及设备检修废水、污油罐含油污水、锅炉废水处理均依托陆梁集中处理站，陆梁集中处理站环保手续履行情况详见附件附件 3～附件 5 及表 7.5- 1。

表 7.5- 1　　本项目依托工程相关环保手续一览表

建设时间	环保批文	原油系统处理能力	污水系统处理能力
2001 年建成投产	环评批复： 新环评价函〔2013〕273 号 环保验收批复： 新环函〔2016〕23 号	120×10^4t/a	2500m^3/d
2015 年整体扩建	环评批复： 新环函〔2015〕877 号	120×10^4t/a	10000m^3/d

7.5.1 原油处理依托可行性分析

本工程原油及采出水处理依托陆梁集中处理站原油处理系统、污水处理系统。陆梁集中处理站于 2001 年 11 月全面建成投产，站内有原油处理系统、天然气处理系统、老化油处理系统、污水处理系统、注水系统、外输系统和卸油台，平面布置图见图 7.5-1。

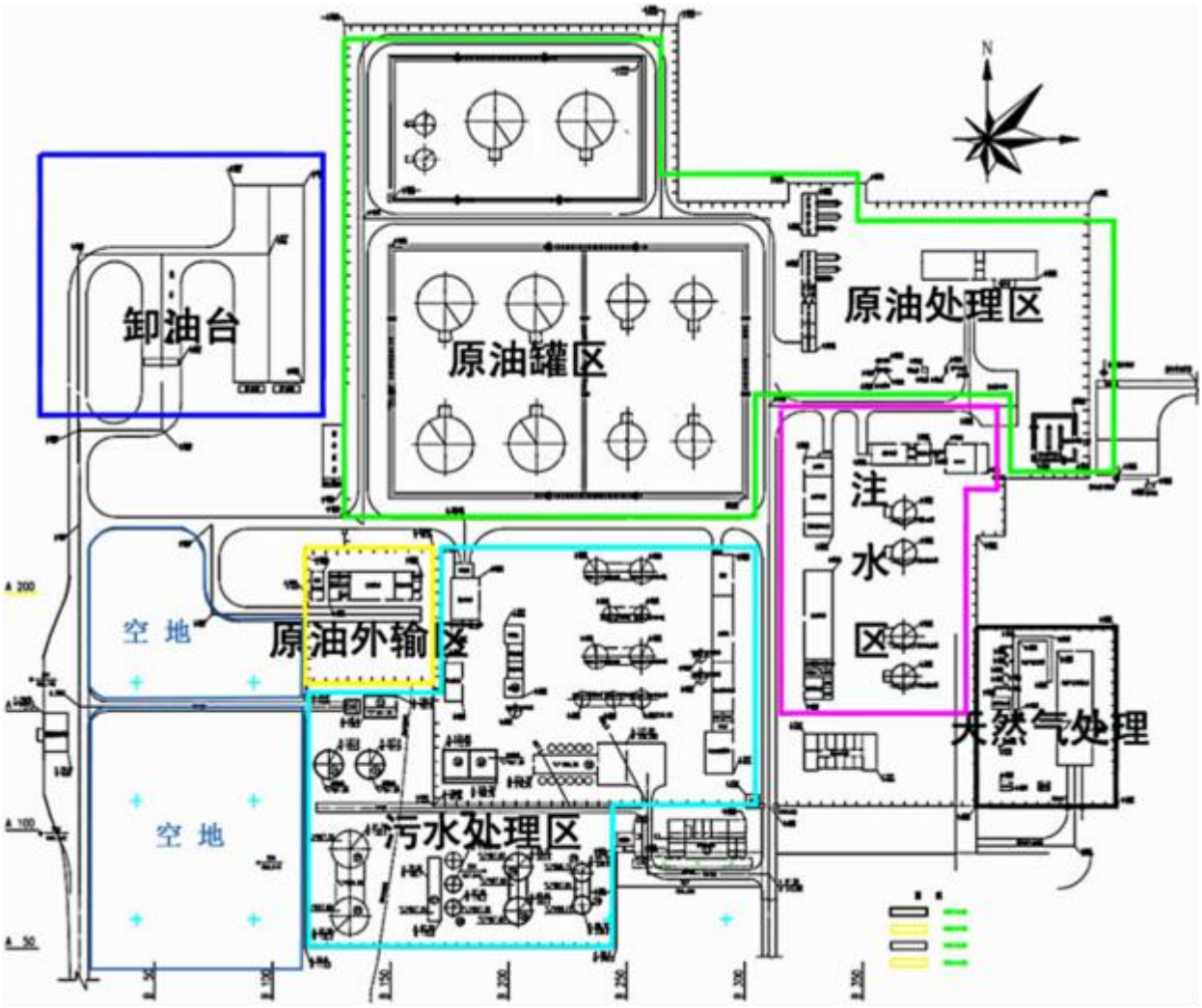

图 7.5-1　　陆梁集中处理站平面布置图

（1）原油处理工艺

站内原油处理工艺如下：油区来液先进两相分离器进行气液分离，分离出的伴生气去天然气处理站，分出含水原油进入三相分离器，三相分离器分出的含水原油（含水＜47%）经蒸汽掺热升温至 30℃后进一段原油沉降脱水罐进行沉降脱水；一段沉降罐出低含水原油在经二段掺热装置掺蒸汽升温至后进二段原油沉降罐，二段沉

降罐脱出的净化原油靠液位差去净化原油储罐外输；三相分离器分出分离出的伴生气去天然气处理站；三相分离器脱出的游离水（≤1500ppm）去新建 2000m³除油缓冲罐除油后进入采出水处理系统。一段沉降罐脱出的采出水进入污水处理系统，二段原油沉降罐脱出的采出水进入 60m³卸油缓冲罐，与边远单井拉运来的采出液一起由卸油泵提升入一段沉降罐进口。

（2）原油处理系统主要污染物及达标分析

废气污染物主要为锅炉燃烧烟气和无组织挥发性有机物，废水主要为采出水、锅炉软化水系统排水及设备清洗废水，噪声源主要为站内各类机泵、空压机及火炬等，固体废物主要为含油污泥及设备检修产生的污油。根据 2016 年陆梁集中处理站燃气锅炉的例行监测数据可知：锅炉燃烧烟气中各污染物浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 标准相关要求；废水均送至陆梁集中处理站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）规定的标准后回注油层，不外排；采取隔声、减震及选用低噪声设备等噪声防治措施后，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求；含油污泥及污油均交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

（3）依托可行性分析

陆梁集中处理站原油处理及外输系统能力平衡表见表 7.5- 2。由表可知，陆梁处理站原油处理和外输系统能够满足达 13 区块的原油处理和外输需求。

表 7.5-2　　陆梁处理站原油处理及外输系统能力平衡表　　单位：10^4t/a

年份	设计能力	陆梁老区原油产量	夏盐11井区原油产量	玛东 2 井区原油产量	达 13 区块原油产量	平衡情况
2021	120	51.5	8.2	39.39	2.15	18.76
2022	120	58.2	8.85	30.25	12.95	9.75
2023	120	53.7	7.15	19.17	8.78	31.2
2024	120	49.5	5.75	12.43	6.72	45.6
2025	120	45.5	4.66	8.22	7.58	54.04
2026	120	42.3	3.86	5.54	5.80	62.5

7.5.2 采出水及井下作业废水处理

（1）污水处理系统工艺

污水处理系统设计处理规模 10000m³/d，工艺以“离子调整旋流反应法处理技术”为基础，采用重力除油、旋流反应、混凝沉降、过滤流程，原油系统来水进入 2 座 2000m³ 调储罐进行水量、水质调节，来水经过初步重力沉降后可除去大部分浮油和大颗粒悬浮物。污水经调储罐除油后提升进反应沉降单元。这一单元由 2 座反应罐和 2 座 1000m³ 混凝沉降罐组成，在调储和反应单元按一定顺序和时间间隔连续加入 3 种药剂，污水与药剂混凝反应后进入 2 座 1000m³ 混凝沉降罐沉降，再经两级过滤器过滤处理，过滤后净化水直接进入注水罐用于油田注水，出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）相关要求（悬浮物≤5mg/L，含油≤15mg/L，悬浮物粒径中值≤3μm），送注水系统。

（2）污水处理系统主要污染物及其达标分析

废气污染物主要为无组织挥发性有机物，废水主要为采出水及设备清洗废水，噪声源主要为站内各类机泵、空压机及火炬等，固体废物主要为含油污泥、废滤料及设备检修产生的污油。根据新疆维吾尔自治区环境监测总站对陆梁集中处理站厂界无组织排放的非甲烷总烃的监测结果可知，非甲烷总烃能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的相关要求；废水均送至陆梁集中处理站污水处

理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）规定的标准后回注油层，不外排；采取隔声、减震及选用低噪声设备等噪声防治措施后，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求；含油污泥及污油均交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

（3）依托可行性分析

本工程运营期采出水产生量峰值约为 355m^3/d。陆梁油田集中处理站污水处理系统设计处理能力 10000m^3/d，实际处理量约 9000m^3/d，该系统的处理能力及处理工艺均能满足本工程需求，依托可行。本项目采出水处理能力平衡情况见下表。

表 7.5-3　　本项目采出水处理系统能力平衡表

处理站名称	项目名称	单位	设计能力	运行现状	新增	平衡情况
陆梁集中处理站	采出水处理能力	m^3/d	10000	9000	355	645

7.5.3 危险废物处置依托可行性分析

（1）危险废物处置依托可行性分析

本项目归属陆梁油田作业区管辖，正常工况下危险废物有清罐底泥和废分子筛，清罐底泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 类危险废物，需交由具备相应处理资质的单位进行处置，目前陆梁油田作业区与克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司签订了危险废物处置合同。克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司已取得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅颁发的 HW08 类危险废物处置许可，许可证编号为 6502040047，有效期至 2022 年 9 月 27 日，许可处置能力 520000t/a。废分子筛属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 类危险废物，需交由具备相应处理资质的单位进行处置,。

事故状态下无法收集的含油污泥送至陆梁污泥暂存池暂存。污泥暂储池为一个 92m×92m 的正方形区域，池底采用下沉式设计，低于自然地表 0.2m，四周设 1.2m 高围堰，池体有效总容积为 10665m^3，围堰南侧东西两端设置坡道，暂储池配备全覆盖式防雨篷布，池底及内壁均进行防渗处理；渗滤液收集池占地面积 49m^2，容积为 233m^3，收集池上设 0.2m 围堰和水泥顶盖，与暂触池有管道连接，用于收集池内雨水及渗滤液，围堰外的雨水通过地形坡度渗入地下或者挥发等途径自

然排泄。

污泥暂储池及渗滤液收集池内壁及池底防渗结构自上而下共计采用 5 级防渗层：220mm 厚 C30 混凝土面层；200mm 厚开挖土回填层（压实系数 0.93）；600g/m^2 长丝无纺土工布层；2mm 厚 HDPE 防渗膜（渗透系数≤10^{-12}cm/s）；原状土压实（压实系数 0.93，表面不得有尖锐突起物）。整体渗透系数小于 1.0×10^{-12}cm/s。同时渗滤液收集池上部加装水泥盖板，防止雨水及异物进入，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单中相关要求。

本项目事故状态下产生的含油污泥量较少，相对于污泥暂存池的有效总容积所占比例较小，且污泥暂存池的防渗措施及其相应的环保设施符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单中相关要求。因此，本工程可以依托陆梁污泥暂存池。

（2）危险废物处置依托可行性分析

陆梁污泥暂存池中的污泥定期交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。目前开发区域附近有 4 家具有相应危险废物处理资质的单位，单位名称、许可证编号、处理规模等详见表 7.5-4。

表 7.5-4　　危废处理单位一览表

序号	单位名称	经营设置地址	许可证编号	HW08 类危废处理规模（t/a）	经营方式
1	克拉玛依顺通环保科技有限责任公司	克拉玛依市乌尔禾风城油田作业区重 32#区北侧	6502040039	300000	收集、贮存、处置
2	克拉玛依市克利达油脂化工公司	克拉玛依市五一区油田公路 6 号	6502040022	5000	收集、利用
3	克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	克拉玛依市白碱滩区三坪镇石化工业园区平南二路 880 号	6502040047	300000	收集、贮存、处置
4	新疆科力新技术发展股份有限公司	塔城地区和布克赛尔县新疆油田陆梁油田作业区陆梁油田集中处理站西侧	6502040046	60000	收集、贮存、处置、利用

本项目发生事故的概率较小，且事故状态下产生的无法收集的原油及受侵染土壤的量相对于上述单位危险废物处理能力所占比例很小，故可满足本项目需求。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理机构

8.1.1 环境管理机构

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

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

8.1.2 环境管理体制

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

8.2 生产区环境管理

8.2.1 日常环境管理

（1）搞好环境监测，掌握污染现状

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

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，运营期的采出水送至陆梁集中处理站采出水处理系统，处理达标后用于油田注水。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

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

（2）加强环保设备的管理

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

（3）落实管理制度

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

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

8.2.2 环境污染事故的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

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

（2）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

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

（3）加强风险管理

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

8.2.3 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：工艺流程分析、污染生态危害和影响分析、泄漏事故危害和风险影响分析、建立预防危害的防范措施、制定环境保护措施以及建立准许作业手册和应急预案。

8.2.4 环境监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅审批该项目的环境影响报告书，自治区生态环境厅、塔城地区生态环境局及其和布克赛尔蒙古自治县分局负责该项目的竣工环保验收制度执行情况、排污许可证核发以及日常环境管理。

8.3 污染物排放的管理要求

本项目污染物排放清单及管理要求见表 8.4- 1。

8.4 企业环境信息公开

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

式公布。公司应公开以下内容：

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

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

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

表 8.4- 1　　污染物排放清单

类别		环保措施	污染源源强	污染物	排放标准	总量指标
无组织废气	挥发性有机废气	选用质量可靠的管线、设备、仪表、阀门，定期进行检查维修	19.404t/a	NMHC	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求：4mg/m^3	/
有组织废气	相变炉燃料燃烧废气	加强相变炉的保养维护，确保天然气充分燃放，相变炉选用技术质量可靠的设备	3.53t/a	NO_x	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准	3.53t/a
			0.057t/a	SO_2		0.057t/a
			0.02t/a	颗粒物		/
废水	井下作业废水	井下作业废水、设备检修废水、污油罐含油污水采用专用罐车收集，锅炉废水排入储油罐，均送至陆梁集中处理站处理达标后回注油藏	203.5m^3/a	/	不外排	0
	设备检修废水		5m^3/次	/		0
	含油污水		1405m^3/a	/		0
	锅炉废水		2557.7m^3/a	/		0
噪声	设备、车辆噪声	采用低噪声设备、基础减振，加强车辆维护保养等	60dB（A）～105dB（A）	等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准 昼间 60dB(A) 夜间 50dB(A)	/

固体废物	清罐底泥	交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、运输和处置	1.116t/a	/	妥善处置	/
	废分子筛		15m³/3a	/		/

8.5 环境监测与监控

8.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实施工程环境监理。

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。

（1）环境监理人员要求

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

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

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

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境保护方面的法律、法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出该井意见。

环境监理工作计划及重点见表 8.5- 1。

表 8.5- 1　　施工期现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	钻井过程	1）井位选址布设是否满足环评要求； 2）施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 3）施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 4）岩屑堆放处防渗是否达到要求； 5）废水、固体废物等污染是否妥善处理	
2	各站场建设现场	1）站场选址布设是否满足环评要求； 2）各站场施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 3）施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 4）站场硬化是否达到要求； 5）废水、废气、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理	环评中环保措施落实到位
3	管线敷设现场	1）管线选线是否满足环评要求。 2）施工作业是否超越了施工宽度； 3）挖土方放置是否符合要求，管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填，管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施。 4）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
4	道路建设现场	1）道路是否满足环评要求； 2）施工作业是否超越了限定范围； 3）临时堆放的土石方是否采取了防尘措施； 4）施工人员是否安操作规程及相关规定作业	
5	其它	1）施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2）施工季节是否合适； 3）有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为	

8.5.2 运营期环境保护监测计划

本项目运营期间需对生产过程生产的“三废”进行严格管理，定期对污染源和环境质量进行监测，减少对周围环境影响。环境监测计划表见表 8.5- 2。

表 8.5- 2　　运营期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位
废气	1 次/年	井场、计量站、集中拉油站厂界四周	NMHC	GB39728—2020	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
	1 次/年	相变炉烟囱排放口	烟气量、含氧量、氮氧化物、二氧化硫、颗粒物	GB13271-2014		
噪声	1 次/年	计量站、集中拉油站厂界四周	等效连续 A 声级	GB12348-2008 2 类		
地下水环境跟踪监测计划	1 次/年	利用项目区附近环境质量现状监测的水井，至少在项目区以及地下水流向上、下游分别布设 1 个监测井，一般监测井数不少于 3 个	pH、石油类、汞 砷、六价铬、铅、挥发酚、氨氮	GB/T14848-2017 III类，石油类参照 GB3838-2002 III类		
土壤环境跟踪监测计划	1 次/5 年	井场及计量站、集中拉油站周边	石油烃	GB36600-2018 第二类用地筛选值		

8.5.3 环境保护验收建议

（1）验收范围

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

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

（2）验收清单

本项目建成投产后，应根据《中华人民共和国环境保护法》以及《建设项目环境保护管理条例》要求，开展自主环保竣工验收并应当依法向社会公开验收报告，环保验收建议清单见见表 8.5- 3。

表 8.5- 3　　“三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	挥发性有机废气	NMHC	各井场、场站、输油管线	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求

	相变炉燃料燃烧废气	氮氧化物、二氧化硫	集中拉油站	加强相变炉的保养维护，确保天然气充分燃放，相变炉选用技术质量可靠的设备	保持正常运行	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准
废水	井下作业废水、设备检修废水及分离出的含油污水	石油类	各井场	采用专用罐车拉运至陆梁集中处理站处理	处理达标后用于油田生态注水 处理达标后用于油田生态注水	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）标准限值
	锅炉废水	BOD、	集中拉油站	排入储油罐，拉运至陆梁集中处理站处理		
噪声	各类机泵	噪声	各井场、站场	隔声、基础减震，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类
固废	废分子筛	HW49 类	分子筛脱水撬	交由有资质的单位负责接收、转运和处置	妥善处置	查阅危废处置协议，调查危废转移联单、危废台账等是否规范
	清罐底泥、事故状态下产生的落地油及侵染土壤	HW08 类	井场及集油管线	发生事故后及时处理和清运落地油及浸染土壤，交由有资质的单位负责接收、转运和处置		
生态环境	工程占地	植被破坏土壤压覆地表扰动水土流失	各井场、场站、管线	严格控制占地范围，对临时占地进行平整恢复	生态保护措施落实情况；井场、站场、管线周边植被恢复情况	
环境管理			环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料			

9 环境影响经济损益分析

9.1 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在工程占地造成的环境损失、突发事故污染造成的环境损失和其它环境损失。

工程占地主要为井场、场站及各类管线等，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本项目开发建设工程施工期短，施工“三废”和噪声影响较小。在工程实施后初期的 3～5 年内，植被破坏后不易恢复，之后将逐步恢复，当临时性占地的植被得到初步恢复后，植被生物损失将会逐渐减少。项目施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周边环境产生影响。但在事故状态下，可能对环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起输油管线、井壁破裂泄漏等事故，可能对周围环境造成较严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

本项目建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

9.2 环保投资分析

项目总投资 11447.04 万元，环保投资约 809 万元，占总投资的 7.07%。本项目环保投资估见表 9.2- 1。

表 9.2- 1　　环境保护投资估算

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	投资（万元）
施工期	生态环境	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	15 口井	30
				管线 12km	20
				道路 10km	10
	废气	井场和管线施工产生的施工扬尘	严格按国家环保部《防治城市扬尘污染技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措施	/	20
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	10
	井控装置	井控装置	井口防喷器	/	132
	废水	生活污水处置	生活污水排至生活营地内设置的生活污水临时储集池中，定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置	/	2
	固废	水基钻井岩屑处置	水基钻井岩屑经不落地系统处理，分离出的岩屑进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉走进行处理	6 口井	18
		油基钻井岩屑处置	油基钻井岩屑经不落地系统处理后，由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运、处置	6 口井	480
		生活垃圾处置	集中收集后定期送至克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处置	/	1
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	/	12
		有组织废气	设置 8m 高排气筒	/	2
	废水	生产废水废水	采用专用废液收集罐收集后送陆梁集中处理站采出水处理系统	15 口井的井下作业废水回收	15
		生活污水	定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置	/	2
	噪声	井场、站场噪声	采用低噪声设备、基础减震、隔声等	/	4
	固废	清罐底泥	由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运、处置	/	3
		废分子筛		/	5
		生活垃圾	集中收集后定期送至克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处置	/	1
	风险防控	灭火器、报警器等	井场及计量拉油站、伴生气回收站设置灭火器、声光报警器	/	5
退役期	固体废物	15 个井场及管线拆除的建筑垃圾	拆除井场设施，井口封堵，建筑垃圾清运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场	项目各井场及相关地面设施	8
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	/	20
环境监理		/	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	/	9
合计					809

9.3 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目开发是对支持新疆地区经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的 GDP，提高当地国税、地税有着积极的作用。

9.4 环境经济损益分析结论

综上，在建设过程中，由于井场、场站建设和敷设管线等工程都需要占用土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

10 结论与建议

10.1 建设项目概况

本项目拟对玛湖油田达 13 井区实施产能开发，新部署开发井 15 口，新钻井 6 口，老井利用 9 口；新建采油井场 8 座；新建计量站 2 座，新建集中拉油站 1 座；新建伴生气回收站 1 座；新建各类集输管线 12km；配套建设供配电、仪表及消防等。项目总投资 11447.04 万元，其中环保投资约 809 万元，占比 7.07%。

10.2 环境质量现状结论

（1）环境空气

塔城地区 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3长期浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，为环境空气质量达标区。项目区 NMHC 满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 2.0mg/m^3要求。

（2）地下水

项目区地下水水质天然背景值较高，各水井氯化物和溶解性总固体均超标，石南 17、石南 11 和石南 10 井的总硬度和硫酸盐超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类限值，经处理后可作为油田生产生活用水。石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。

（3）声环境

各监测点声环境质量位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声功能区标准限值，无超标现象。

（4）土壤环境

项目区各点位土壤环境质量监测值均可满足《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

10.3 污染物排放情况结论

（1）生态环境

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

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

（2）大气环境

本项目施工期废气主要包括施工扬尘以及施工车辆尾气、柴油机、柴油发电机组燃烧烟气等。项目施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。

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

（3）水环境

施工期废水主要为生活污水、管道试压废水、混凝土养护废水，施工期生活污水产生量较少，不宜采用生化处理设施，在生活营地内设置容积不少于 30m^3 的生活污水临时储集池，池内采用 HDPE 防渗膜防渗，施工结束后生活污水由吸污车吸走，清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置，临时储集池覆土填埋，防渗膜回收处置。管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，用于周围沙漠植被的绿化，可起到改善生态环境作用。混凝土养护废水量较少，自然蒸发即可。

运营期废水主要为井下作业废水、设备检修废水、污油罐含油污水、锅炉废水及撬装厕所内的生活污水。井下作业废水、设备检修废水、污油罐含油污水及锅炉废水均送至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏。撬装厕所内的生活污水定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置。

事故状态下对地下水的污染主要为管道、储罐泄漏、井漏、油水窜层等，管道、储罐泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

（4）噪声环境

本项目施工期的噪声是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响。

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

（5）固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、建筑垃圾和生活垃圾。本项目钻井岩屑采用经不落地系统进行处理，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经固液分离装置进行分离，分离出的液相回用于钻井液配置，水基钻井岩屑进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉走进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后进行综合利用；油基钻井岩屑采用专用的方罐进行收集，并交由具有相应危废处置资质的单位进行转运、处置。施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理；生活垃圾集中收集后，定期由协议单位清运至指定生活垃圾填埋场填埋处置。

运营期集中拉油站产生的固废主要为清罐底泥，属于《国家危险废物名录》(2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物；伴生气回收站产生的固废主要为废分子筛，属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质。危险废物交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置。井下作业时，均带罐作业，井口排出物全部进罐，

防止落地原油产生。事故状态下由于落地原油产生的受侵染的土壤和含油污泥一并交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。生活垃圾收集至站内垃圾桶内，清运至克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾填埋场。

（6）土壤环境

项目施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，场地重要位置均铺设防渗膜，可避免污染物进入土壤环境造成污染。

运营期巡检车辆按油田巡检道路行驶，井下作业采取“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄露事故发生造成原油进入土壤，发生泄露事故时应及时清理落地原油，受污染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

（7）环境风险

项目涉及的风险物质为石油和天然气，风险潜势为Ⅰ，项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、油气管线、设备及储油罐泄漏事故风险。原油和天然气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

10.4 主要环境影响结论

本项目属于《产业结构调整指导目录》（2019 年本）中鼓励类项目，符合产业政策要求。运营期废气及噪声等污染物均能实现“达标排放”，废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置；项目建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；项目开发对生态环境的影响较小，不会造成区域生态系统的崩溃或生物多样性下降；项目在运行过程中还存在一定的环境风险，但通过采取相应的环境风险防范措施后，

其风险可控。综上所述，从环境保护角度考虑，本项目的建设可行。

10.5 环境保护措施

（1）施工期

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

（2）运营期

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

拉油罐周围设置防火堤，罐体和装车区设置气相平衡系统，拉油罐在运行过程中罐体应保持完好；不应有孔洞和裂隙，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；装车时应采用底部装载或顶部浸没式装载方式，采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm。

井下作业废水、设备检修废水、污油罐含油污水及锅炉废水送至陆梁集中处理站处理，处理达标的污水用于油田注水，定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生。撬装厕所内的生活污水定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置处理。

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

清罐底泥，属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 类危险废物，废分子筛属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 类危险废物，危险废物集中收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。生活垃圾清运至克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理。

10.6 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了两次网上公示，两次报纸公示，公示期间没有收到反馈。

10.7 经济损益性分析

本项目在建设过程中，由于井场、站场及敷设管线等都需要占用土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

10.8 环境管理与监测计划

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

10.9 总结论

本项目的建设符合国家产业政策。废气和噪声均满足达标排放要求，废水实现零排放，固体废物实现无害化处置；项目建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；项目开发对生态环境的影响较小，不会造成区域生态系统的崩溃或生物多样性下降；工程在运行过程中存在一定的环境风险，但通过采取相应的环境风险防范措施，项目环境风险可控。

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