玛湖油田达13井区三叠系百口泉组油藏开发地面工程

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：二〇二一年十二月

目 录

1 概述.....1

1.1 项目背景..... 1

1.2 建设项目主要特点..... 1

1.3 环境影响评价过程..... 1

1.4 关注的主要环境问题及环境影响..... 2

1.5 项目可行性分析判定..... 3

1.6 报告书主要结论..... 3

2 总则.....4

2.1 编制依据..... 4

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 评价等级与评价范围..... 14

2.1 环境保护目标..... 18

2.2 评价内容与重点..... 20

2.3 环境功能规划..... 21

2.4 相关规划及政策符合性分析..... 21

3 勘探开发历程.....31

3.1 勘探历程..... 31

3.2 油气资源概况..... 31

3.3 勘探期环境影响回顾..... 33

3.4 在建地面工程建设影响回顾..... 35

4 建设项目工程分析.....40

4.1 建设项目概况..... 40

4.2 项目建设内容..... 40
4.3 环境影响因素识别及污染源分析..... 60
4.4 总量控制指标..... 74
4.5 清洁生产分析..... 74
5 环境质量现状调查与评价..... 80
5.1 自然环境现状调查与评价..... 80
5.2 环境保护目标调查..... 83
5.3 环境质量现状调查与评价..... 83
5.4 生态环境现状调查与评价..... 95
6 环境影响预测与评价..... 110
6.1 施工期环境影响预测与评价..... 110
6.2 运营期环境影响预测与评价..... 116
6.3 退役期影响分析..... 128
6.4 环境风险分析..... 129
7 环境保护措施论证分析..... 134
7.1 施工期环境保护措施..... 134
7.2 运营期环境保护措施..... 138
7.3 退役期环境保护措施..... 142
7.4 环境风险防范措施及应急要求..... 144
7.5 环境风险简单分析一览表..... 150
7.6 环保投资分析..... 151
7.7 依托可行性分析..... 152
8 环境管理与监测计划..... 155
8.1 环境管理机构..... 155
8.2 生产区环境管理..... 155
8.3 污染物排放的管理要求..... 161

8.4 企业环境信息公开..... 164
8.5 环境监测与监管..... 164
9 环境影响经济损益分析..... 168
9.1 环境效益分析..... 168
9.2 社会效益分析..... 168
9.3 环境经济损益分析结论..... 169
10 结论与建议..... 170
10.1 建设项目概况..... 170
10.2 环境质量现状结论..... 170
10.3 污染物排放情况结论..... 171
10.4 环境保护措施..... 173
10.5 公众意见采纳情况..... 174
10.6 经济损益性分析..... 174
10.7 环境管理与监测计划..... 174
10.8 总结论..... 174

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 井区块三叠系百口泉组油藏的发现，2016 年～2020 年，该区块陆续布设了多口探井、评价井，钻试结果显示区块储量较大，具有开发价值。2021 年新疆油田公司开始对达 13 井区进行地面开发建设，首批部署了 15 口开发井，新建原油产能 15.94×10^4t/a，伴生气产能 5.99×10^4Nm^3/d。

为继续扩大达 13 井区产能建设规模，提高区块油气产量，本次拟对达 13 井区进行扩边开发，新部署 57 口生产井（勘探井转产 3 口，新钻 54 口），新建转油站 1 座，配套建设油气集输管线、供配电、消防等公用工程。项目的建设，对保障国家能源安全具有重要意义，同时还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 建设项目主要特点

本次在达 13 井区共部署 57 口采油井，建设内容包括钻井、生产井、转油站、单井采油管道和油气集输管道等的建设，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。

1.3 环境影响评价过程

本项目为陆地石油开采项目，属于老区块扩边开发，项目区所在地属于水土流失重点治理区，项目的建设属于“五、石油和天然气开采业—8、陆地天然气开采—新区块开发；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司开发公司于 2021 年 9 月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）。环评单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，并按照环境影响评价技术导则的要求编制完成本项目环境影响报告书，报告书经生态环境部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。环境影响评价工作程序见图 1.2-1。

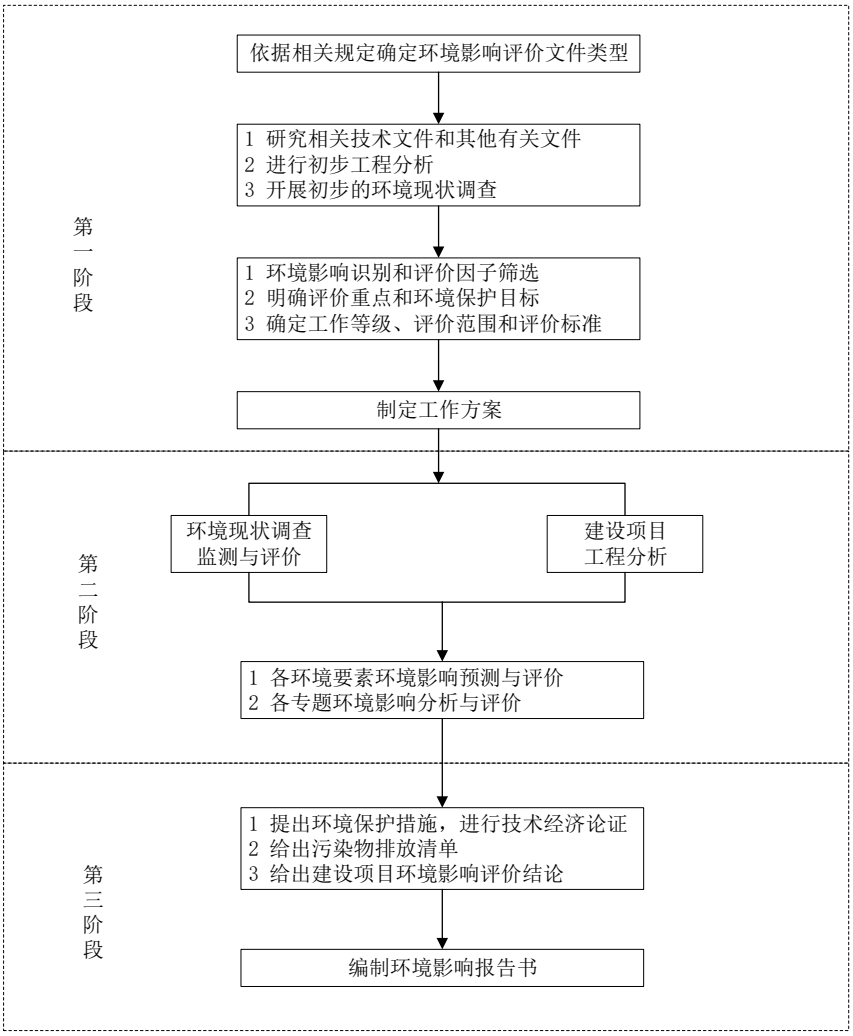

图 1.3-1　　环境影响评价工作程序图

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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

重点关注施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及施工临时占地带来

的生态影响，运营期油气集输过程中产生的挥发性有机废气和锅炉烟气、井下作业废水，废机油、油泥砂、清管废渣、沾油废物以及事故状态下落地油及产生的含油污泥等危险废物对环境的影响分析。

综上所述，本项目环境影响评价以工程分析、大气、地下水、土壤、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

1.5.1 产业政策相符性分析

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。

1.5.2 选址选线合理性分析

评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。项目所在地和布克赛尔蒙古自治县属于水土流失重点治理区，在切实落实报告书提出的环保措施和水土保持措施，并按规定办理征地手续的前提下，项目选址、选线合理，无重大环境制约因素。

1.6 报告书主要结论

本项目的建设符合国家相关产业政策。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水不外排，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；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。从环境保护角度论证建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

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

（12）《中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）》，2012 年 7 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》，国务院令第 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）《排污许可管理办法（试行）》（2019 年修订），生态环境部部令第 7 号（6），2019 年 8 月 22 日；

（5）《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；

（6）《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；

（7）《国家危险废物名录（2021 年版）》，环保部令第 15 号，2021 年 1 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〔2015〕31 号，2016 年 5 月 28 日；

（13）《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；

（14）《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；

（15）《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》(环大气〔2020〕33 号)，2020 年 6 月 23 日；

（16）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评〔2017〕84 号)，2017 年 11 月 14 日；

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

（18）《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评〔2016〕150 号)，2016 年 10 月 26 日

（19）《国家重点保护野生动物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告，2021 年第 3 号，2021 年 2 月 1 日

（20）《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制及技术要求》（SY/T 7301-2016）；

（21）《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434—2018），住建部，2019 年 4 月 1 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）《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，2010 年 5 月 1 日；

（6）《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》，2018 年 2 月 1 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）《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；

（11）《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；

（12）《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；

（13）《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；

（14）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，2018 年 8 月；

（15）《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号），2021 年 2 月 22 日；

（16）《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求（2021 年版）》（新政发〔2021〕162 号），2021 年 7 月 26 日；

（18）《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（塔行发〔2021〕48 号），2021 年 6 月 26 日；

（19）《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)，2017 年 5 月 30 日；

（20）《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017），2017 年 5 月 30 日；

（21）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)，2017 年 5 月 30 日；

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

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

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）《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告 2021 年第 24 号），2021 年 6 月 11 日；

（12）《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，环办〔2015〕104 号，2015 年 11 月 18 日；

（13）《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018），2019 年 1

月 1 日

（14）《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017），2017 年 8 月 22 日。

2.1.5 相关文件和技术资料

（1）《玛湖油田达 13 井区三叠系百口泉组油藏开发地面工程环评委托书》，中国石油新疆油田分公司开发公司，2021 年 9 月 26 日；

（2）《玛湖油田达 13 井区三叠系百口泉组油藏开发地面工程方案（0 版）》，中油（新疆）石油工程有限公司，2021 年 12 月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

（1）通过现场调查和现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、生态环境、自然资源及区域规划、产业政策情况，掌握项目所在区域的环境质量及生态现状。

（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，并对污染物达标排放进行分析。

（3）提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，并论述拟采取的环境保护措施的可行性和合理性。

（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，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，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。

2.3 评价时段

根据项目的建设规模和性质，确定本项目的评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

2.4 评价因子与标准

2.4.1 评价因子

本项目的环境影响因素包括：

施工期——对环境的影响主要来自施工扬尘、施工机械及车辆尾气、管道试压废水、噪声、生活污水、生活垃圾、钻井岩屑及建筑垃圾等及工程占地对环境的影响。

运营期——对环境的影响主要来自无组织排放的挥发性有机废气、采暖撬锅炉烟气、生产废水、生活污水、噪声、生产固废和生活垃圾等，各要素的影响程度见表 2.4-1。

表 2.4-1　　环境影响因素识别一览表

影响因素 / 环境要素	施工期					运营期					退役期		
	生态	废气	废水	固废	噪声	废气	废水	固废	噪声	风险事故	废气	噪声	固废
	占地	施工机械及车辆尾气、扬尘	管道试压废水、生活污水	钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾	施工车辆、施工设备	挥发性有机物废气和采暖撬锅炉烟气	压裂返排液、洗井废液、生活污水	生活垃圾、沾油废物、油泥砂、清管废渣、事故状态含油污泥	井下作业、场站机泵、运输车辆	管线泄漏、储罐泄漏、井壁破裂泄漏	施工扬尘、施工机械及车辆尾气	施工车辆及机械	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线
环境空气	0	+	0	0	0	++	0	0	0	+	+	0	0
地下水	0	0	0	0	0	0	0	0	0	++	0	0	0
声环境	0	0	0	0	+	0	0	0	++	+	0	+	0
土壤	++	0	0	+	0	0	0	0	0	++	+	0	+
植被	+	+	0	+	0	+	0	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。

根据项目环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合本区环境质量状况，筛选评价因子见表 2.4-2。

表 2.4-2　　环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	项目	评价因子
地下水	现状评价	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}；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
地下水	影响分析	石油类
环境空气	现状评价	$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3、NMHC、甲醇
	影响分析	NMHC、甲醇
	总量控制因子	VOCs、SO_2、NO_2
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价	等效连续 A 声级
土壤环境	现状评价	GB36600-2018 表 1 中 45 项及石油烃标准限值
	影响评价	石油烃
生态环境	现状评价	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、水土流失及沙化现状
	影响评价	本项目建设可能造成的植被、野生动物、土壤、生态景观、水土流失和沙丘活化的影响
环境风险	影响分析	对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行分析

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/m³ 执行；甲醇参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 推荐参考限值，各标准取值见表 2.4-3。

表 2.4-3　　环境空气质量标准一览表

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/m³	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	mg/m³	
6	O_3	日最大 8 小时平均	160	μg/m³	
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m³	GB16297-1996
8	甲醇	1 小时评价	3000	μg/m³	HJ2.2-2018 附录 D

②地下水

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14843-2017)Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，具体标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4　　地下水质量标准值　　[单位 mg/L，pH 无量纲]

序号	监测项目	标准值（Ⅲ类）	序号	监测项目	标准值（Ⅲ类）
1	pH 值	6.5～8.5	9	硫酸盐	≤250
2	总硬度	≤450	10	氟化物	≤1
3	溶解性总固体	≤1000	11	氰化物	≤0.05
4	耗氧量	≤3	12	挥发酚	≤0.002
5	氨氮	≤0.5	13	六价铬	≤0.05
6	硝酸盐	≤20	14	砷	≤0.01
7	亚硝酸盐	≤1	15	镉	≤0.005
8	氯化物	≤250	16	石油类	≤0.05

③声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类限值，具体详见表

2.4-5。

表 2.4-5　　声环境质量评价标准一览表

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

项目区土壤环境质量执行《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，标准限值见表 2.4-6。

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

续表 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）
39	苯并〔a〕芘	1.5	45	萘	70
40	苯并〔b〕荧蒽	15	/	/	/
其他项目					
46	石油烃(C_{10}～C_{40})	4500	/	/	/

（2）污染物排放标准

①废气

转油站、计量站和井场厂界无组织挥发排放的 NMHC 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中排放限值；采暖撬锅炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 燃气锅炉排放限值；达 13 转油站厂界甲醇无组织排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 周界外浓度最高点浓度限值要求。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	站场厂界	无组织	NMHC	4	GB39728—2020
2	达 13 转油站采暖撬锅炉烟气	有组织	颗粒物	20	GB13271-2014
			二氧化硫	50	
			氮氧化物	200	
3	达 13 转油站厂界	无组织	甲醇	12	GB16297-1996 表 2 周界外浓度最高点

②废水

运营期废水主要为压裂返排液、洗井废液等生产废水和转油站的生活污水。压裂返排液、洗井废液由罐车拉运至玛东集中处理站压裂返排液处理系统处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注油藏，不外排；生活污水集中收集于化粪池中，定期清运至陆梁生活污水处理系统处理。

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）相关标准，运营期各井场、站场边界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类限值，具体见表 2.4-8。

表 2.4-8　　环境噪声排放标准一览表　　[单位：dB（A）]

执行地点	昼间[dB（A）]	夜间[dB（A）]	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB12523-2011
井场、计量站和转油站边界	60	50	GB12348-2008 2 类

（3）污染控制标准

钻井期油基岩屑及运营期产生的油泥砂、废机油、清管废渣、沾油废物和事故状态下产生的含油污泥收集、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 评价等级与评价范围

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 NMHC、甲醇、氮氧化物、二氧化硫和颗粒物为预测因子，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

污染源名称		污染源参数	甲醇		NMHC		NO_x		SO_2		PM_{10}	
			落地浓度/μg/m^3	占标率/%	落地浓度/μg/m^3	占标率/%	落地浓度/μg/m^3	占标率/%	落地浓度/μg/m^3	占标率/%	落地浓度/μg/m^3	占标率/%
无组织废气	转油站	123m×144m×5m	2.45	0.08	9.73	0.49	/	/	/	/	/	/

	计量站	25m×25m×5m	/	/	18.18	0.91	/	/	/	/	/	/
	井场	30m×40m×5m	/	/	15.78	0.79	/	/	/	/	/	/
有组织废气	采暖撬	H=8m，Φ=0.4m，T=180℃	/			/	5.08	1.02	14.37	7.18	1.50	0.33

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 7.18%，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

生产废水及生活污水均为间接排放，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），地表水评价等级为三级 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

项目评价范围内无“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”。

本项目为陆上石油开采项目，根据导则附录 A，属于Ⅰ类建设项目，根据表 2.5-4 判定地下水评价等级为二级。

表 2.5-4　　建设项目评价工作等级分级表

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

（4）声环境评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，井场、计量站及转油站周边无声环境敏感目标，外输管线运营期无噪声排放。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

本项目总占地面积约为 2.2km^2，转输管线总长度 60km，项目所在区域生态敏感性一般，由表 2.5-5 可知，本项目生态影响评价等级确定为三级。

（6）土壤环境评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）（试行）中附录 A 判定，石油开采为Ⅰ类建设项目，土壤污染影响型，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。

①占地规模

本项目永久占地面积约 46.1hm^2，≤50hm^2，占地规模为中型。

表 2.5-6　　土壤污染类项目评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度 / 评价等级	Ⅰ类			Ⅱ类			Ⅲ类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

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

本项目占地类型为沙地及盐碱地，土壤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》（HJT169-2018），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。

本项目主要风险单元为转油站内生产设施和油气集输管线单元，危险物质与临界量的比值（Q 值）Q 值小于 1，风险潜势为Ⅰ，仅进行简单分析。

2.5.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.5-9、图 2.5-1。

表 2.5-9　　各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大　气	以单个井场、计量站、转油站为中心区域，边长为 5km 的矩形形成的包络线范围
地 下 水	以地下水流向为长轴，转油站为中心四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km
声 环 境	各站场边界外延 200m
土壤环境	各站场边界外延 200m
生态环境	达 13 井区范围，转输管线临时占地范围
环境风险	不设评价范围

2.1 环境保护目标

根据现场调查，达 13 井区评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。项目所在地和布克赛尔蒙古自治县属于自治区水土流失重点治理区，生态环境保护目标为保护区域野生动植物不被破坏，保护项目区沙化程度及水土流失程度不因本项目的实施而加剧。本项目各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.6-1。

表 2.1-1　　项目环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	项目区环境空气	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	项目区土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准
地下水环境	项目区地下水	/	GB/T14848-2017 Ⅲ类
声环境	项目区声环境	/	GB3096-2008 2 类
生态环境	水土流失重点治理区	项目区内	保护项目区水土流失程度不因本项目的实施而加剧
	防止沙化程度加剧	项目区内	保护项目区沙化程度不因本项目的实施而加剧
	受保护的野生植物	梭梭、白梭梭	自治区Ⅰ级保护植物
	受保护的野生动物	草原鹞、棕尾鵟、雀鹰、鹅喉羚、沙狐	国家二级、自治区 2 级保护野生动物
	野生动植物	项目区内	保护野生动植物生境不被破坏

图 2.5-1　本项目评价范围示意图

2.2 评价内容与重点

2.2.1 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，见表 2.2-1。

表 2.2-1　　评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	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，核算施工期与运营期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	分为施工期和运营期。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。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、土壤污染防治及风险防范措施进行论证
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

2.2.2 评价重点

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

（1）建设项目工程分析；

（2）生态环境影响评价；

（3）大气、地下水、声、土壤环境影响评价；

（4）环境保护措施分析论证。

2.3 环境功能规划

本项目环境功能区划情况详见表 2.3-1。

表 2.3-1　　项目所在区域的环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区
土壤环境	《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

2.4 相关规划及政策符合性分析

2.4.1 相关规划符合性分析

（1）区域发展规划符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》将加大准噶尔盆地南缘大型油气田建设，促进油气增储上产，本项目的建设符合规划要求。

（2）主体功能规划相符性分析

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。限制开发区域的主体功能是保护生态环境或提供农产品，但在生态和资源环境可承受的范围内也可以发展特色产业，适度开发矿产资源。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）行业发展规划及规划环评相符性分析

《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。本项目为陆上石油开采项目，符合规划要求。

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016－2020 年）》指出，要大力推进矿产资源基地建设，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。

（4）水土保持规划相符性分析

本项目位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，地处准噶尔盆地西北缘，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》，本项目属于 3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区。《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》中指出，盐湖风力侵蚀预防保护区不适宜做封育措施，要加强监督和管理。本工程水土流失防治将执行建设类项目一级标准。工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。综上所述，本工程选址符合《中华人民共和国水土保持法》、《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434—2018）要求。

2.4.2 环保政策符合性分析

（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 2.4-1。

表 2.4-1　　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	《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。产生的落地原油后，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	井下作业废液送至玛东集中处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）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流程工艺，根据无组织废气排放量计算，原油集输损耗率系数约为 0.009‰	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	本项目油气全部密闭集输进站，不放空	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	井下作业废液送至玛东集中处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，全部回注油藏，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	井下作业时带罐、覆膜作业，落地油 100%回收；事故状态下产生的含油污泥交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
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	达 13 井区投产后将归新疆油田分公司陆梁油田作业区运营，将本井区纳入陆梁作业区已有的 HSE 管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划	符合

由表 2.4-1 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《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求，相符性分析详见表 2.4-2。

表 2.4-2　本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目的建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中相关管控要求；针对井型、油藏类型选用专用钻井和井控设备、开采设备，从钻井、采油及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地	符合
2	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	项目钻井过程符合清洁生产相关要求，钻井技术先进，钻井液体系设计切合实际，二开及以后开次配备了井控措施，钻井液采用不落地技术处理	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	钻井时采用水泥浆固井，隔绝井筒和地层，防止污染地下水；井下作业带罐作业；运营期设水质监测井，落实地下水监测计划	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	项目建成后归属陆梁油田作业区管辖，作业区具备完善的应急管理体系，应对应急预案进行修编，将本工程实施范围纳入其应急预案	符合
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	项目油气集输进玛东处理站处理，伴生气全部回收利用；采出水进油田采出水处理系统，出水用于油气田注水开发，不外排；钻井岩屑交由第三方综合处置利用；井下作业带罐作业，防止落地油产生；事故状态下的含油污泥委托有资质的单位处置	符合
6	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理	陆梁油田作业区建有完备的自动化管控系统，本次新增井场、计量站和转油站自动化设备，实现全过程自动化管理	符合

（3）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性分析

本项目的建设与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相关要求相符，相关符合性分析见表 2.4-3。

表 2.4-3　　与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

序号	《通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性	本项目是以达 13 区块开展环评，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了环境影响回顾，经现场核实，拟转产勘探井已完钻，钻井期无遗留环境问题，地面工程正在建设当中	符合
2	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	井场设置不落地设备，用于分离钻井液和钻井岩屑；钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后进岩屑专用方罐，水基岩屑由岩屑处置单位拉运至岩屑处置公司进行处理，油基岩屑交由有资质的单位处置。项目运营过程中事故状态下含油污泥交由有相应危险废物处置资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响	符合
3	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	项目建设选用质量合格的设备及阀门、管线及连接件，定期对设备与管线组件的密封点进行泄漏检测，发现泄漏应及时予以修复，最大限度减少项目无组织挥发油气的排放	符合
4	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	项目的建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；电源自周边已建电网接入，钻井设备及各类机械均使用符合国家标准的油品；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施，项目周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对项目区进行平整、清理，恢复临时占地	符合
5	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	项目建成后归属陆梁油田作业区管辖，作业区具备完善的应急管理体系，本项目建成后，应对其应急预案进行修编，将本项目纳入其应急预案	符合

（4）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 2.4-4。

表 2.4-4　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	《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降水量很少，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、泄漏，造成环境污染	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
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、泄漏、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	废机油排至转油站内污油罐撬，与采出液一同转输；油泥砂、沾油废物、清管废渣和事故状态下含油污泥交由相应危险废物处理资质的单位回收处理，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运	符合

序号	《条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
		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	
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	本项目油气采用密闭集输，伴生气全部回收利用	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应分层开挖、分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整清理。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 2.4-4 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。

2.4.3 与“三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

项目区位于准噶尔盆地西北部、古尔班通古特沙漠西北缘，评价范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地和饮用水水源保护区，也无永久基本农田、基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林，重点野生保护动物栖息地，重点保护也无生植物生长繁殖地。项目区位于水土流失重点治理区，涉及生态环境敏感区为天山北坡诸小河流域重点治理区，根据《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，项目区位于一般管控单元，不涉及生态红线。

（2）环境质量底线

项目运营期排放废气主要为采暖撬锅炉烟气和无组织挥发油气，采取相应措施后锅炉烟气满足《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限值要求，站场边界无组织非甲烷总烃满足《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，甲醇无组织排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 周界外浓度最高点浓度限值要求；运营期废水为井下作业废液，集中收集后由罐车拉运至玛东集中处理站压裂返排液处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。转油站生活污水排至化粪池，定期拉运至陆梁公寓生活污水处理系统进行处理；噪声源主要为井下作业、场站各类机泵及巡检车辆噪声，采取相应措施后井场厂界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求；固体废物主要为清管废渣、油泥砂、沾油废物和废机油，废机油排至站内排污池，与分离出的采出液一同转输，其余危险废物集中收集后在达 13 转油站内危废暂存间暂存，定期送至陆梁作业区危废暂存点统一交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

综上所述，本项目产生的废气、噪声均可实现达标排放，工业废水实现零排放，固体废物均得到妥善处置。不会突破区域环境质量底线。

（3）资源利用上线

本项目运营过程中会消耗少量的电能、天然气和水，工程资源消耗量相对区域资料利用总量较少，符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单。

本项目位于一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65420130003），结合该单元管控要求，与本项目采取的相关措施对比分析，项目的建设符合和布克赛尔蒙古自治县生态环境准入清单的要求，详见下表。

表 2.4-5　本项目与和布克赛尔蒙古自治县生态环境准入清单的符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求		本项目采取的相关措施	符合性分析
一般管控单元（ZH65420130003）	空间布局约束	1.执行自治区总体准入要求中【A1.4-1】【A1.4-2】条要求： 【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。 【A1.4-2】重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区，并符合城乡规划和土地利用总体规划。 2.执行自治区管控单元分区管控要求【A7.1-1】条要求。限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。 3.执行塔城地区总体管控要求【1.6】【1.8】条要求。 【1.6】严禁“三高”项目进塔城，对石化、有色、钢铁、建材、火电、煤炭、装备、纺织服装、轻工、电子产品制造十大产业类型,做好禁止类项目管控工作。 【1.8】全面规划、合理布局，优化规模化畜禽养殖场（小区）及其污染防治设施的布局，拟定畜禽养殖区划定方案，明确禁养、限养和适养区，实施禁养区关停，限养区总量控制	本项目为陆地石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录》中的鼓励类；项目区位于古尔班通古特沙漠西北缘，除水土流失重点治理区外，不涉及其他环境敏感区；项目的建设符合自治区主体功能区规划、生态功能区划、国家经济发展规划；本项目不属于高污染、高环境风险产品，不属于“三高”项目	符合

（5）与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号）相关要求的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目属于北疆片区，该区重点突出阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性维护、额尔齐斯河环境风险防控。本项目油气集输采用密闭集输流程，污染物排放水平较低，项目的减少资源能源消耗少，且能为区域经济发展提供助力，为民生用气提供保障。符合自治区“三线一单”的总体管控要求。

（6）与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求

（2021 年版）》（新政发〔2021〕162 号）相关要求的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求（2021 年版）》，塔城地区属于北疆片区，该区管控要求为“加强对阿尔泰山西北部喀纳斯自然景观及南泰加林生态功能区内湖泊、湿地、森林和野生动植物保护，维护阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性功能。加大区域建设与管理力度，实现生态环境保护、矿产资源开发、旅游与畜牧业协调发展。

巩固塔额盆地绿洲农业生态功能区基本农田土壤环境质量。积极推进地下水超采治理，逐步压减超采量，实现地下水采补平衡。

强化额尔齐斯河、额敏河等跨界河流突发水环境污染事故的环境风险防控；严格管控河流两岸汇水区内分布的排污口、尾矿库以及沿河公路段危险品运输、上游山区段矿产资源开发等活动，建立风险防控体系。加强废弃矿区土壤重金属污染风险管控及修复治理。”

本项目为石油开采项目，项目区位于准噶尔盆地腹地西北区，不属于水源涵养及生态林等重要生态功能区，也无农田分布，亦不开采地下水。项目建设及运营过程中建立了完善的风险防范及应急管控措施，在严格落实各项环境保护措施的前提下，不会对区域土壤造成污染影响。综上所述，项目的建设符合自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求。

（7）与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（塔行发〔2021〕48 号）相关要求的符合性分析

根据《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，全地区国土空间共划定 108 个环境管控单元，其中优先保护单元 43 个、重点管控单元 41 个、一般管控单元 24 个。项目区位于一般管控单元，须落实生态环境保基本要求，推动区域环境质量持续改善。项目建设及运营过程中污染物均可实现达标排放，不会突破区域环境质量底线，符合塔城地区“三线一单”的管控要求。

3 勘探开发历程

3.1 勘探历程

达 13 井区三叠系百口泉组油藏的勘探开发历程可划分为三个阶段。

第一阶段：探索发现阶段（2012 年～2016 年）。

2012 年以来，按照“跳出断裂带，走向斜坡区”的勘探思路，油气勘探重点从构造、沉积、油气成藏等方面进行分析与评价，近年来在玛北、玛西斜坡区先后发现了多个三叠系百口泉组油藏。为进一步深入开展构造及沉积储层研究工作，落实有利相带分布规律及油水关系分布特征，2015 年部署实施达 10 井区三维。利用新采集三维资料，在深入研究该区油藏地质特征的基础上，认为玛东斜坡区是寻找规模油藏的重要领域，并逐步落实了玛东斜坡夏盐扇、达巴松扇两大扇体有利储层分布范围，明确玛东斜坡发育大型宽缓平台区。

第二阶段：整体评价阶段（2016 年～2019 年）。

为尽快落实达 13 井区油气资源规模，加快资源转化，2016 年至 2018 年间，勘探评价一体化，整体部署多口探井、评价井，随着多口井相继获得油流，证实“扇控+断层”的成藏模式，前缘相带大面积整体含油，后续评价井按照“直井控面、侧钻水平井提产”的评价思路，整体部署，分步实施，有序推进，上交了达 13 井区块三叠系百口泉组探明石油地质储量、溶解气地质储量，具有极高的工业开采价值。

第三阶段：开发试验阶段（2019 年～至今）。

2019 年在该区部署的评价井在百口泉组见良好油气显示，为了确定该区水平井产能，部署实施了侧钻水平井，生产效果较好。2021 年为进一步落实井组投产效果，正式进入地面开发阶段。

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。

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（℃）	初馏点（℃）
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（mol/mol，%）

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	0.72	1.98

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 井区已部署评价井和勘探井共计 22 口，其中 11 口井钻试工程已结束，正钻 3 口，待上钻 8 口。本次拟将 1 口评价井（达 132 井）和 2 口勘探井（达 15、达 002 井）转为产能井。

3.3.1 勘探期环保手续履行情况

勘探期建设内容及环保手续履行情况见表 3.3-1。

表 3.3-1　　达 13 井区勘探期建设内容及环保手续履行情况一览表

序号	工程名称	环评文件类型	数量（口）	井号	批复文号	验收情况
1	玛湖凹陷达 13 井区达 131、达 132、达 133 评价井工程	报告表	3	达 131、达 132、达 133	和生环评函字〔2017〕195 号	2019 年 11 月 10 日完成自主验收
2	玛湖凹陷达 13 井区块三叠系百口泉组油藏评价井工程	报告表	6	达 133、达 134、达 135、达 136、达 137、达 138	和生环评函字〔2019〕9 号	2021 年 4 月 17 日完成第一批自主验收
3	玛湖凹陷达 13 井区三叠系百口泉组油藏达 139、达 140 评价井工程	报告表	2	达 139、达 140	和生环评函字〔2019〕24 号	正在进行验收
4	玛湖油田达 13 井区三叠系百口泉组油藏 DaHW1505 等 8 口评价井钻试工程	报告表	8	DaHW1505、DaHW1506 DaHW1507、DaHW1508 DaHW1509、DaHW1510 DaHW1545、DaHW1546	塔城地区生态环境局塔地环字〔2021〕49 号	正在建设
5	达 15 井钻探项目环境影响登记表	登记表	1	达 15	和环评函字〔2016〕93 号	已完钻
6	达 002 井钻探项目环境影响登记表	登记表	1	达 002	和环评函字〔2017〕32 号	已完钻
7	达 15 井钻探项目环境影响登记表	登记表	1	达 17	和环评函字〔2017〕34 号	已完钻
合计		/	22	/	/	/

3.3.2 建设完成的井勘探期回顾

（1）废气

钻试过程中产生的废气主要为柴油机组、柴油发电机的燃烧废气、运输车辆尾气以及试油期伴生气放散废气及无组织挥发的非甲烷总烃，钻井期间定期对设备进行维护，并使用合格的油品；施工车辆按规定路线行驶，定期洒水降尘；物资运输车辆加盖蓬布；项目区位于荒漠区，四周扩散条件好，对大气环境的影响

随施工的结束而逐渐消失。根据验收监测结果知，井场非甲烷总烃最大浓度符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准限值要求。

（2）废水

废水主要为井下作业废水和生活污水，井下作业废液由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理；生活废水进入防渗污水收集池，完井后进行卫生填埋；钻井采用套管完井方式，对地下水层进行封堵隔离，保护地下水；井区现状无废水外排。

（3）噪声

已完钻勘探井施工作业已结束，目前无噪声源，对声环境没有不良影响。

（4）固体废物

钻井采用钻井液不落地系统，钻井液循环利用，完井后剩余泥浆由专业服务公司回收，钻井岩屑暂存于井场防渗临时堆放点，经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)指标限值，用于铺垫井场或修建油区内部道路。生活垃圾收集后运送至陆梁生活垃圾填埋场。井区现状无固体废物产生或遗留。

（5）生态环境

勘探期对生态的影响主要为占地（井场、探临道路等）对植被和土壤结构的破坏。根据现场调查结果可知，现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场岩屑堆放场地上部已经覆土，井场及周边均没有污油出现，井场周边也形成了较稳定的生态结构，野生植被得到了一定程度的恢复。

3.3.3 尚未建设完成的井勘探期环保要求

尚未建设完成的井钻试过程中要严格按照环评报告和批复中的要求执行，具体环保要求见表 3.3-2。

表 3.3-2　　尚未完成建设的井勘探期环境保护要求一览表

环境要素	勘探期环境保护要求
生态	在工程施工建设过程中，严格控制临时占地面积及扰动范围，施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，减少临时占地面积；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；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

续表 3.3-2　　尚未开工建设的井勘探期环境保护要求一览表

环境要素	勘探期环境保护要求
废气	施工期合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压
废水	钻井液及钻井岩屑排入不落地系统中，分离出的岩屑进专用储罐，严禁乱排乱放，防止因降水淋滤等情形污染地下水；试油废水进专用罐送至陆梁集中处理站采出水处理系统处理；生活污水排至生活营地内设置的生活污水临时储集池，施工结束后由吸污车清运至陆梁油田作业区生活污水处理厂处理
固体废物	井场设置不落地设备，用于分离钻井液和钻井岩屑；水基钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉走进行处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后进行综合利用；油基钻井岩屑在井场防雨水冲刷的方罐中储存，定期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。“跑、冒、滴、漏”设备区域应采取防渗处理措施。生活垃圾集中收集后清运至陆梁油田作业区生活垃圾填埋场进行填埋处置
噪声	采取吸声、隔声、减振等措施，确保施工场界噪声排放满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）表 1 规定的排放限值。尽量选用低噪声设备，定期对设备进行养护，确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准
风险	应将项目实施区域纳入突发环境污染事件应急预案；落实污染防治及防井喷、防漏、固井措施，避免生产事故引发环境污染
其他	钻井结束后，确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水窜层，产生二次污染

3.3.4 现存环境问题及整改措施

已建设完成的井，井场已进行了平整，临时占地范围的生态环境正在逐步恢复至自然状态；岩屑堆放场地已进行平整，防渗膜已进行回收，钻井及试油设备已撤离井场，井场及周围未见污油、钻井岩屑、生活垃圾遗留，井场无废水排放，施工机械和车辆严格按照已有的道路和划定的临时道路上行驶，无随意开辟道路的情况，周围的野生植物正在进行恢复。根据现场踏勘结果及竣工验收文件，已建设完成的井，井场无遗留的环境问题。未完成建设的勘探井，须严格落实环评文件及批复中的各项环保措施，以减少对环境的不利影响。

3.4 在建地面工程建设影响回顾

3.4.1 环境影响回顾

达 13 井区于 2021 年 6 月进行了首次地面工程建设，实施了《玛湖油田达 13 区块开发建设工程》，该工程环境影响报告书自治区生态环境厅以新环审〔2021〕145 号文予以批复。该工程计划部署 15 口开发井，新建原油产能 15.94×10^4t/a，

伴生气产能 5.99×$10^4$$Nm^3$/d。新建采油井场 15 座，计量站 2 座，集中拉油站 1 座，单井管线 6km，集油干线 5.5km。井场采出物在集中拉油站进行气液分离，采出液拉运至陆梁集中处理站处理，伴生气进伴生气回收站回收利用。

目前该项目正在建设，尚未完工。本次评价引用《玛湖油田达 13 区块开发建设工程环境影响报告书》评价结论对地面工程建设环境影响进行回顾，现分述如下：

（1）生态环境

地面工程建设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。施工期施工作业和人员活动会对野生动物造成惊扰，但在施工作业结束后人员撤出，这种影响也随之消失。运营期仅在工作人员巡检道路及站场周围会野生动物造成一定的影响，总体而言，项目对野生动物的影响较小。

（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，相变加热炉使用处理后的天然气为燃料，通过 8m 高排气筒排放。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环境产生明显影响。经预测，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%，油气集输产生的非甲烷总烃排放浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）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）；相变炉烟气中各污染物排放浓度能够满足《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）水环境

施工期废水主要为生活污水、管道试压废水，施工期生活污水产生量较少，

在生活营地内设置容积不少于 30m³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。

运营期废水主要为井下作业废水、污油罐含油污水及撬装厕所内的生活污水。井下作业废水、污油罐含油污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”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏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。

3.4.2 存在环境问题及整改措施

现有地面工程正在建设当中，建设过程中须严格执行施工期的各项环境保护措施，本次现场踏勘期间，未见环境问题。

在建工程拟采用集中拉油方式生产，采出液及井下作业拉运至陆梁集中处理站处理。本次拟建设井区集输干线，将现有工程部署的 2 座计量站接入密闭集输系统，待本项目全部建成后，达 13 井区将整体实现密闭集输，大大降了低油气无组织挥发废气的排放。同时将井下作业废液拉运至距离更近的玛东集中处理站进行处理，降低运输成本的同时，还可减少拉运过程中风险事故的发生。

4 建设项目工程分析

4.1 建设项目概况

（1）项目名称

玛湖油田达 13 井区三叠系百口泉组油藏开发地面工程。

（2）项目性质

本项目为老区块扩边开发，项目性质为改扩建。

（3）建设地点

项目行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，新建达 13 转油站西北距和布克赛尔蒙古自治县中心城区约 114km，东距玛东集中处理站约 22km，DaHW1531 西北距玛纳斯湖最近约 3.1km。

（4）生产计划和劳动定员

年运行时间 8400h，达 13 增压转油站劳动定员 24 人，采用“四班三倒”工作制，每班在岗人数 6 人。

（5）工程投资

项目总投资 54306.19 万元，环保投资约 1792 万元，占总投资的 3.30%。

（6）建设内容

本次拟在达 13 井区部署 57 口生产井，计划分三批建设，共计新建产能新建原油产能 50.44×10^4t/a、伴生气产能 0.83×10^8m^3/a。主要建设内容包含 54 口新井的钻井工程，3 口勘探井转产及 54 口新井的采油井场建设；新建单井至计量站管线 37.63km，井区内部集油干支线 17.6km；新建 1 座转油站—达 13 转油站；新建达 13 转油站至玛东集中处理站转油管线 30km，新建达 13 转油站至陆梁输气首站转气管线 60km；新建达 13 至玛东集中处理站道路 32km，配套建设供配电、给排水、消防、道路等公辅工程。

4.2 项目建设内容

项目主要建设内容包括钻井工程、采油工程、集输工程和油气转输工程四个

部分，分述如下：

4.2.1 钻井工程

（1）钻井设计

本次新钻井 54 口，设 12 个单井井场、21 座 2 井式平台井。井身结构均为三开水平井设计，单井平均钻井进尺 6300m，钻井总进尺 34.02×10^4m。一开、二开钻井采用非磺化类水基钻井液，三开钻井采用油基钻井液，单井钻井期 90 天。

新钻井井号及坐标见表 4.2-1。井身结构设计如表 4.2-2、图 4.2-1 所示，钻井液体系及用量见表 4.2-3。

表 4.2-1　　新钻井井号及井口坐标

续表 4.2-1　　新钻井井号及井口坐标

图 4.2-1　　单井井身结构示意图

（2）固井方案

固井采用下套管和注水泥相结合的工艺，一开采用内管注固工艺，二开、三开采用单级固井工艺，注入固化材料为水泥浆，水泥强度为 G 级，详见下表。

表 4.2-4　　本项目固井方案一览表

套管次序	套管尺寸（mm）	水泥封固井段（m）	环空容积（m^3）	水泥浆返高（m）	水泥类型	备注
表层套管	273.1	0～500	95	地面	G 级	内管注
技术套管	193.7	～3817	142	3080	G 级	单级固井
技术套管	127.0	～6300	158	3617	G 级	单级固井

（3）钻井井场平面布置

钻井期井场布置有值班房、钳工房、录井房、发电房、钻井液不落地系统和应急放喷池，井场平面布置如图 4.2-2 所示。

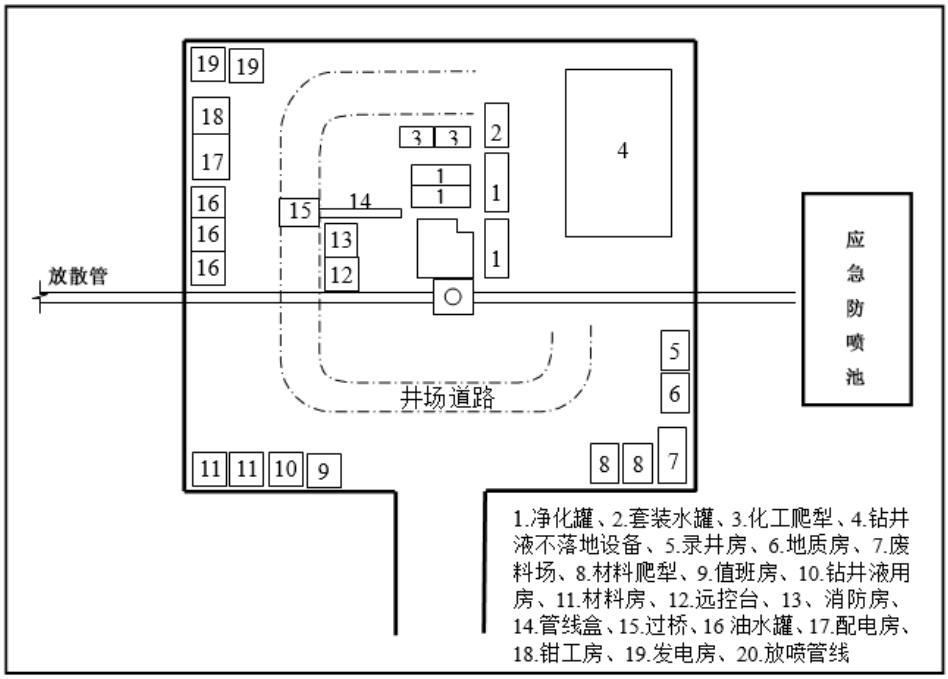

图 4.2-2　　本项目钻井期井场平面布置示意图

4.2.2 采油工程

（1）采油工艺

达 13 井区地层压力保持程度较高，前期采用天然能量开发，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

新建单井采油井场 12 座、21 座 2 井式采油井场，利旧单井井场 3 座。

新建采油井口装置 57 座，单套装置配备 14 型游梁式抽油机、37kW 电机；井口设保温盒保温，内设 300W 防爆电加热器，压力表置于保温盒内；井口还设置有清蜡和热洗接口，以及安全标志牌。

4.2.3 集输工程

（1）集输工艺

本项目油气全部密闭集输，采用“井口→计量站→达 13 增压转油站→玛东集

中处理站”的三级布站工艺。单井采出物经单井管线集输至计量站，在计量站集中加热计量后，集输至达 13 转油站。

达 13 转油站采油采用油气分输工艺，井区来液首先进行气液分离，分离出的液相经电加热器加热后转输进玛东集中处理站，分离出的伴生气增压转输至陆梁输气首站，最终进石西天然气处理站。

集输流程见图 4.2-4。

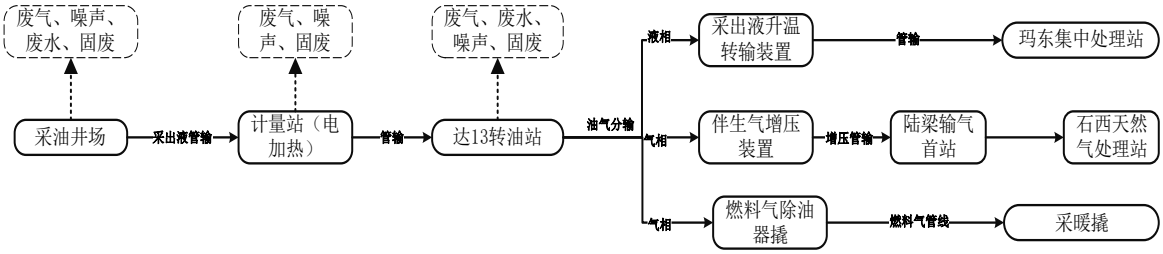

图 4.2-4　　油气集输工艺流程示意图

（2）计量站

①各井进站情况

本次新建 8 座计量站（1#～8#），其中 1#、2#计量站为 12 井式一体化选井计量设计，3#～6#为 8 井式一体化选井计量设计；新建 2 座 8 井式多通阀。本项目建成后，达 13 井区可实现全部密闭集输，新老井进站情况见下表。

表 4.2-5　　各井进站情况一览表

计量站号	油井数（口）	接入的油井井号	备注
1#计量站	11	DaHW1530、DaHW1531、DaHW1532、DaHW1533、DaHW1501、DaHW1534、DaHW1535、DaHW1536、DaHW1502、DaHW1503、达 136_H	12 井式
2#计量站（已部署）	12	DaHW1505、DaHW1506、DaHW1507、DaHW1508、DaHW1509、DaHW1545、DaHW1546、DaHW1510；DaHW1511、DaHW1512、DaHW1537、DaHW1547	12 井式
3#计量站	7	DaHW1548、DaHW1549、DaHW1550、DaHW1551、DaHW1513、DaHW1514、DaHW1515	8 井式
4#计量站	7	DaHW1516、DaHW1517、DaHW1518、DaHW1519、DaHW1552、DaHW1553、DaHW1554	8 井式
5#计量站	7	DaHW1520、DaHW1521、DaHW1522、DaHW1523、DaHW1555、DaHW1556、DaHW1557	8 井式
6#计量站	7	DaHW1524、DaHW1525、DaHW1526、DaHW1558、DaHW1559、DaHW1560、达 15	8 井式

7#计量站	8	DaHW1302、DaHW1303、DaHW1304、DaHW1305、DaHW1306、DaHW1307、DaHW1308、达 002	8 井式
8#计量站（已部署）	6	DaHW1312、DaHW1313、DaHW1314、DaHW1315、DaHW1316、DaHW1317	8 井式
1#多通阀	3	DaHW1527、DaHW1528、DaHW1529	8 井式
2#多通阀	4	DaHW1318、DaHW1319、DaHW1320、达 132	8 井式
合计	72	/	/

注：带下划线的井号为在建地面工程已部署油井

②计量站平面布置

单座计量站设 1 座一体化选井计量装置（8 井式/12 井式）、1 座电加热器和 1 座地埋式排污池（用于事故及检修时排污），排污池为砖混结构，池壁及池底采用水泥进行防渗。计量站平面布置见图 4.2-3。

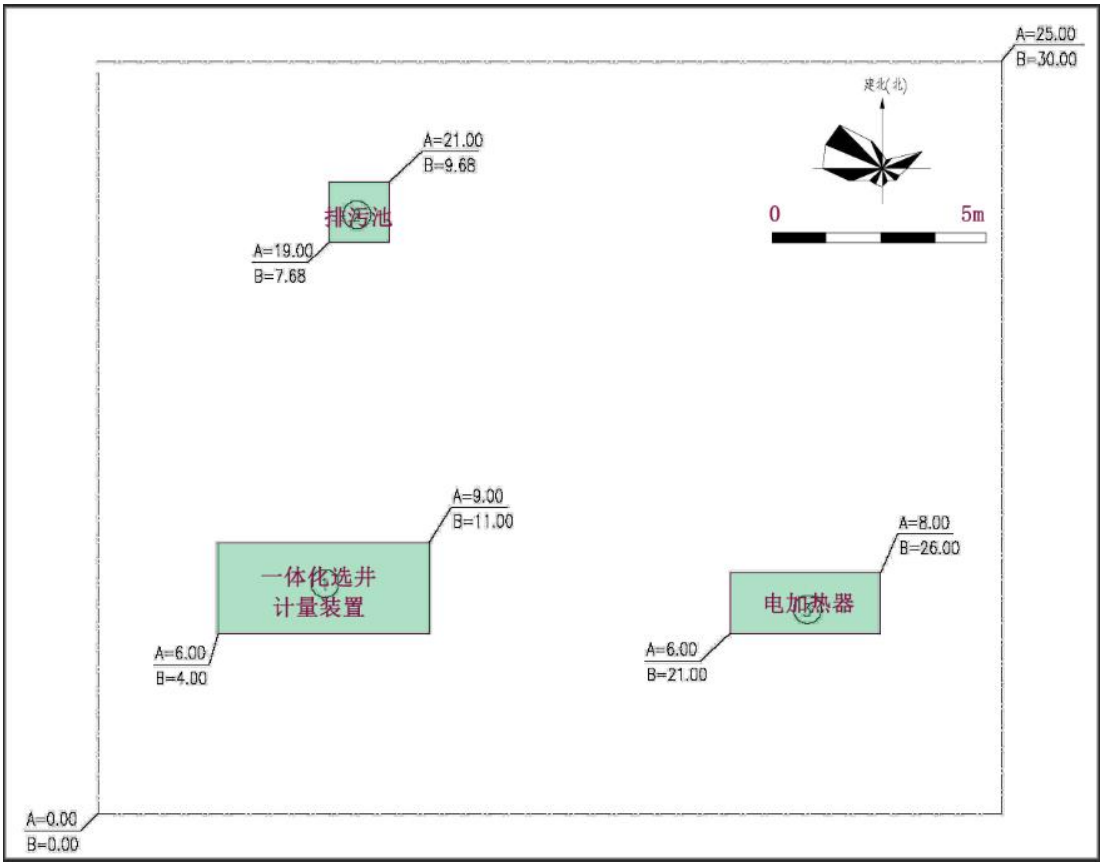

图 4.2-3　　计量站平面布置示意图

③多通阀

本次新建 2 座 8 井式多通阀，单座多通阀设 1 座 8 井式多通阀、2 座电加热器，其平面布局如下图所示。

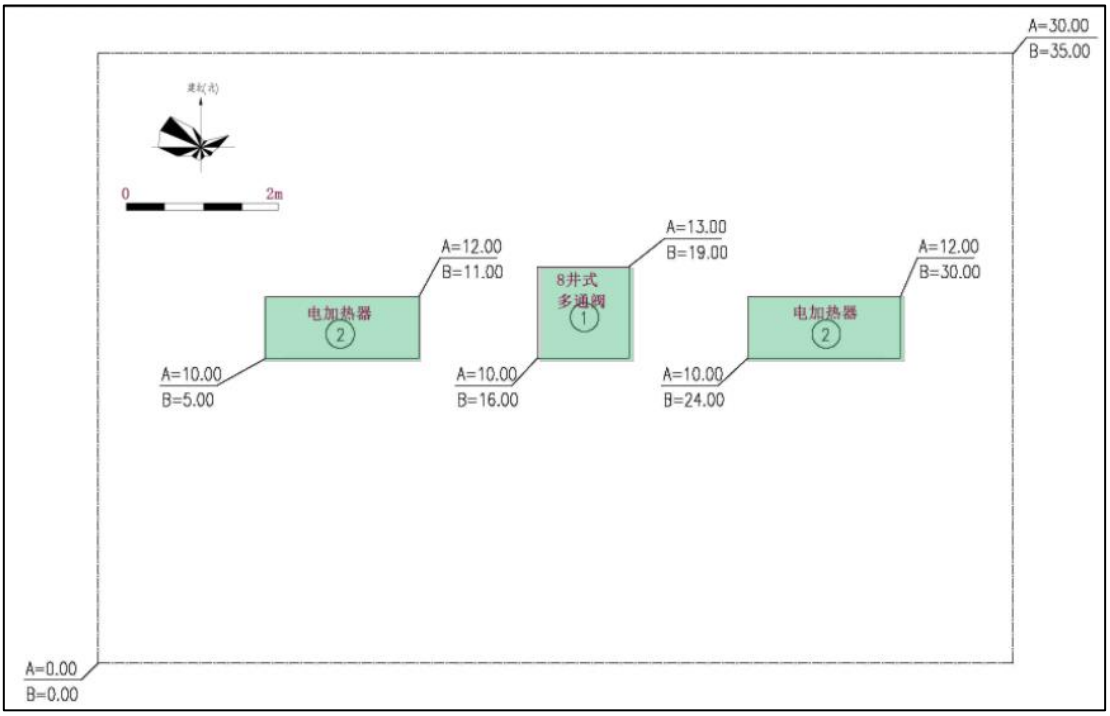

图 4.2-4　　多通阀平面布局示意图

（3）集输管线

新建单井进口至计量站（多通阀）出油管线共计 37.63km，采用 DN65 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，耐温 90℃。

井区共部署 4 条集油干线，分别为 A1 线、A2 线、A3 线和 A4 线，其中，1#～3#计量站进 A1 线，4#～6#计量站进 A2 线，7#计量站及 1#多通阀站接入 A3 线，8#计量站及 2#多通阀站接入 A4 线。集油区新建集油干支线合计 17.6km，其中 DN250 的 1km，DN200 的 3.9km，DN150 的 10.4km，以上三种管径的管线均为热塑性塑料内衬玻璃复合钢管，耐温 90℃；新建 D168×5/20 的钢管支线 2.3km。

管线需穿越其他管线共计 25 处，其中顶管穿越 5 处，开挖穿越 20 处。集输工程总体布局见图 4.2-7。

4.2.4 转输工程

为实现达 13 井区油气整体密闭集输，本次拟部署 1 座转油站——达 13 转油站，采用油气分输工艺，设计转液能力 50×10^4t/a，设计转气能力 20×10^4Nm^3/a。

（1）平面布置

转油站内设气液分离及采出液转输区、伴生气增压转输区、事故放空区及各

类公共用房等，站内主要设备见表 4.2-6，总平面布置见图 4.2-5。

表 4.2-6　　达 13 转油站主要设备及构筑物一览表

序号	设备名称	单位	数量
一、油气分离及转液装置			
1	进站管汇 DN350　1.6MPa	座	1
2	油气分离缓冲撬 D2.8m×8.4m-0.6MPa	座	2
3	700kW 防爆电加热器 6.3MPa	座	2
4	除油器撬 D2.2×8.8 0.6MPa	座	1
5	1000m^3 事故罐　　D=11.5m H=10.4m	座	1
6	提升泵：Q=20m^3/h H=60m　N=11kW，1 用 1 备	台	2
7	转输泵：Q=55m^3/h H=330m　N=132kW，2 用 1 备	台	3
8	火炬 DN250　H=20m	座	1
9	火炬除液器 D1.6×6.4 -0.6MPa	台	1
10	破乳剂加药装置（加药泵：Q=10L/h，P=0.6MPa、加药罐 1.0m^3，储药罐 6.0m^3）	套	1
11	油气分离缓冲橇 D3.0m×10.8m -0.6MPa	座	2
12	埋地式污油罐撬：长×宽×高=3.5m×2.1m×1.4m	座	1
13	排污泵：Q=60m^3/h H=25m N=7.5kW	台	1
14	屏蔽泵：Q=25m^3/h H=25m N=5kW	台	1
15	站内集输管道（无缝钢管），地面保温架设	m	2300
二、伴生气增压外输区			
1	压缩机进口分离撬 Q=20×$10^4$$Nm^3$/d	座	1
2	往复压缩机撬（含空冷器撬）Q=10×$10^4$$Nm^3$/d	座	1
3	往复压缩机撬（含空冷器撬）Q=5×$10^4$$Nm^3$/d	座	2
4	压缩机后段分离撬 Q=20×$10^4$$Nm^3$/d	座	1
5	外输计量撬 Q=20×$10^4$$Nm^3$/d	座	1
6	收发球筒撬	座	1
7	3t 防爆电动单梁起重机	台	1
8	甲醇注入泵撬	座	1
9	站内集输管道（无缝钢管），地面保温架设	m	1060m
三、公用工程			
1	站场标识牌	块	3
2	铁艺围墙，高度不低 2.5m	km	1.8
3	站区大门（宽度 6m）	座	2
4	综合泵房：防爆轴流风机，Q=8513m^3/h，H=380.2Pa	台	6
5	加药间：防爆轴流风机，Q=3810m^3/h，H=224Pa	台	8
6	化验室：防爆轴流风机，Q=8513m^3/h，H=380.2Pa	台	6

7	采暖撬：内设 2 台常压立式热水锅炉 CLHS0.23-85/65-Q，1 用 1 备，额定产热量 230kW，耗气量 18.5Nm^3/h，配燃气燃烧器耗电功率 N=0.25kW，U=220V		台	2
8	给水工程	各类给水管道	m	4105
		给水箱	m^3	10
		变频给水设备	套	1
9	排水工程	排水管线	m	480
		排水检查井	座	1
		化粪池	座	1
10	消防工程	消防供水管线	m	5310
		1000m^{3}油罐固定喷淋冷却水装置	套	1
		1000m^{3}消防水罐	座	1
		各类消防水泵	台	5

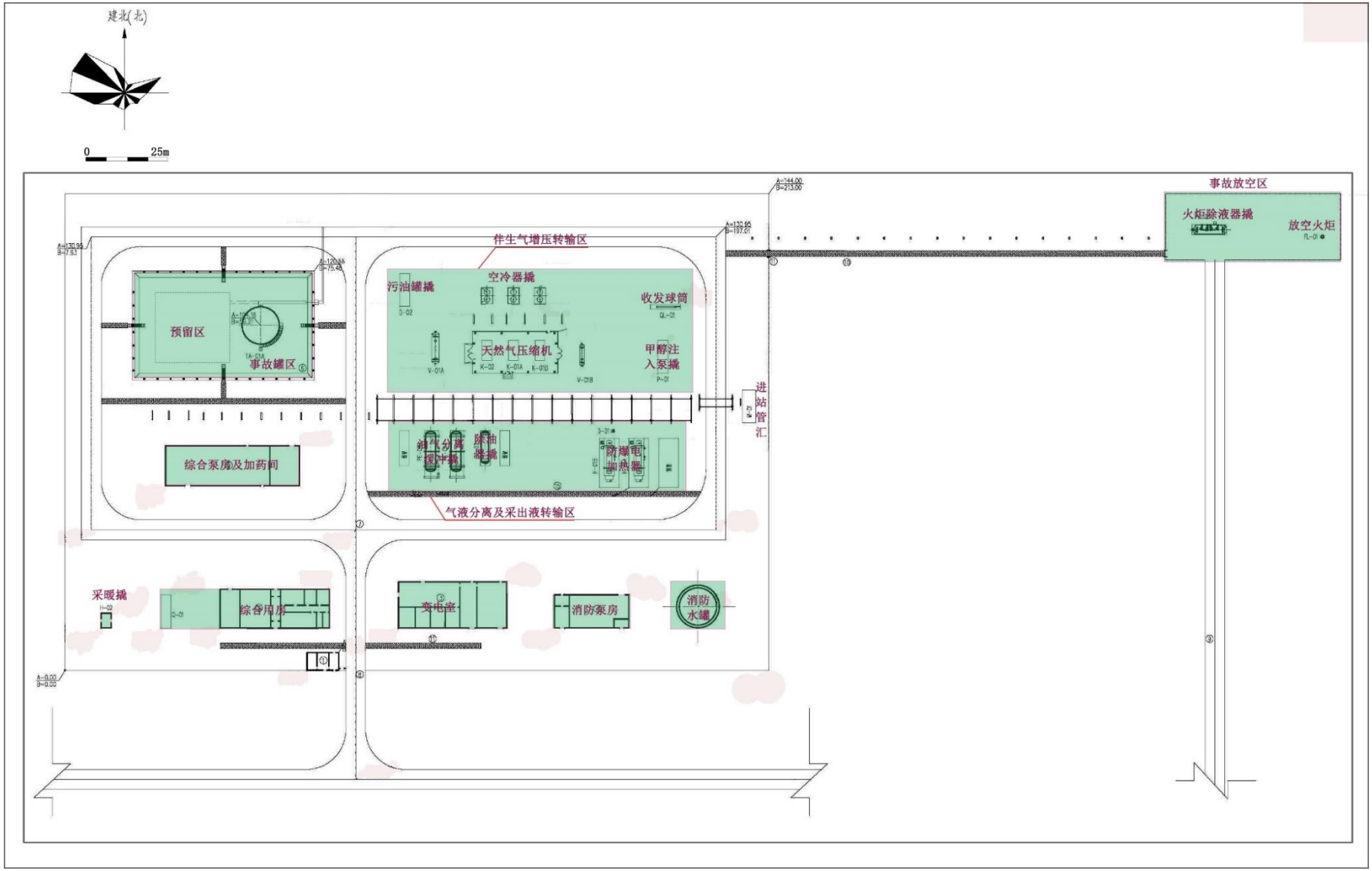

图 4.2-5　　达 13 转油站平面布置示意图

（2）处理工艺

达 13 转油站采用油气分输工艺。油区来气、液（$Q_{液}$=50×10^{4}t/a，$Q_{气}$=20×10^{4}Nm^3/a，P=0.4MPa，T=25℃）混输进站，首先进油气分离缓冲罐进行气液分离，分离出的采出液经转输泵增压、加热后（$Q_{液}$=50×10^{4}t/a，P=2.63MPa，T=33℃）转输至玛东处理站；分离出的伴生气，冬季一部分进入除油器除油后用于采暖撬燃料气（2 台锅炉，1 用 1 备，单台额定耗气量 18.5Nm^3/h），剩余伴生气经压缩机增压、注甲醇防冻后外输，首先集输至玛东集中处理站，再转输至陆梁输气首站，最终经陆梁—石西天然气转输进石西集中处理站；站内设 1 座 10m^3 埋地式污油罐撬，用作装置正常排污，罐内污油、污水经排污泵输至采出液转输入口，与采出液一同转输；事故状态下，采出液进入事故罐，伴生气进火炬系统放空处理。

转油站整体工艺流程及产污节点见下图。

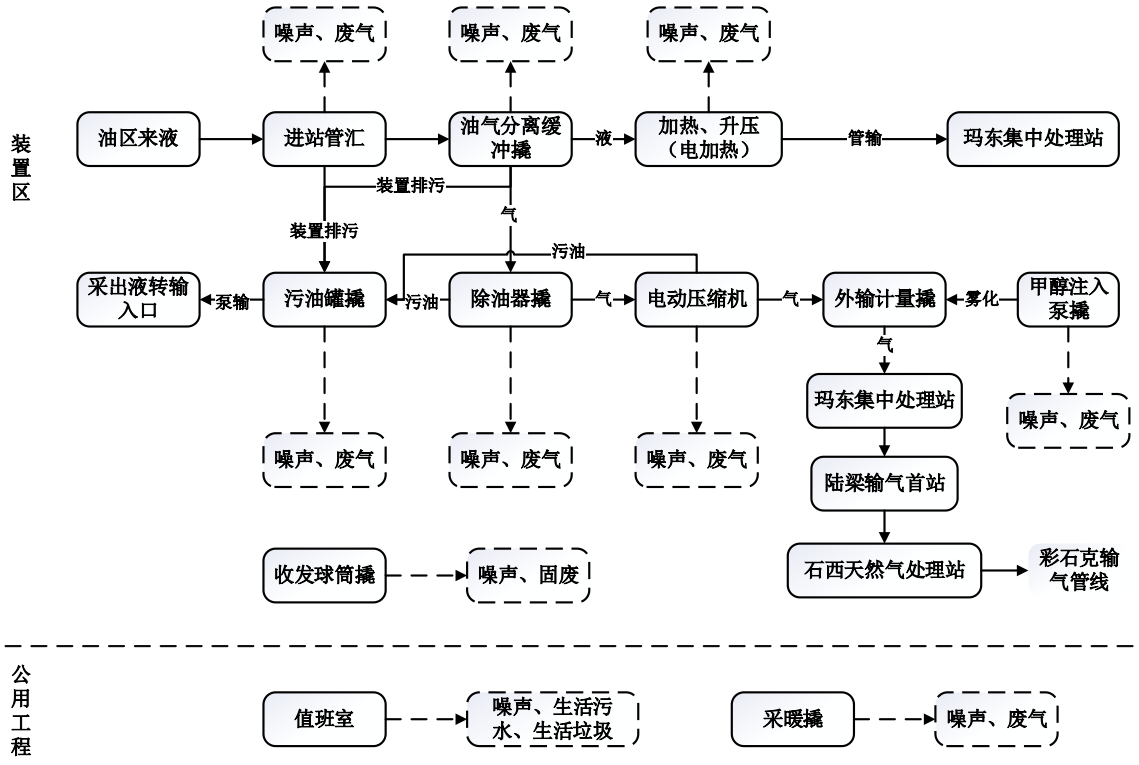

图 4.2-6　　转油站工艺流程及产污节点示意图

（3）原辅材料用量

转油站日常消耗材料为甲醇和破乳剂。伴生气防冻采用注甲醇工艺，甲醇注入泵撬自带雾化器和 2m^3 甲醇储罐，每 6 天加注 1 次，甲醇自玛东集中处理站拉运

至达 13 转油站，使用量约 120m³/a；破乳剂在加药间由加药装置注入采出液，使用量破乳剂约 5t/a。

（4）转输管线

①转油管线

达 13 井区采出液处理需依托玛东集中处理站，本次新建达 13 转油站至玛东集中处理站转油管线 30km，采用 DN150 热塑性塑料内衬玻璃钢符合钢管，管线沿线穿越道路 21 处、冲沟 18 处、管道 45 处。转油管道拐点坐标见表 4.2-7，管线走向见图 4.2-8。

表 4.2-7　　达 13 井转油站-玛东集中处理站转油管线拐点坐标

②转气管线

达 13 井区伴生气处理依托石西集中处理站处理，伴生气首先转输至玛东集中处理站，再转输至陆梁输气首站，与陆梁采油站的伴生气一同转输进石西集中处理站进行深冷处理。本次拟新建转气管线共计 60km，其中达 13 转油站—玛东集中处理站转气管线 30km，与新建转液管线同沟敷设；玛东集中处理站—陆梁输气首站 30km，与玛东集中处理站至陆梁集中处理站输油管线伴行敷设。管材采用 DN168 直缝钢管，前段与转油管线同沟敷设，不新增穿越工程，后段需穿越道路 7 处。

转气管线前段拐点坐标同转油管线，后段拐点坐标见表 4.2-8，管线走向见图 4.2-8。

表 4.2-8　　达 13 转油站-陆梁输气首站转气管线拐点坐标

图 4.2-7　　工程整体布局示意图

图 4.2-8　　油气转输管线走向示意图

4.2.5 公用工程

（1）供配电

集油区用电负荷为二级，新建 10kV 供电线路 51km，就近接入周边已建供电线路，新建各类杆式变压器 49 座；达 13 转油站用电负荷为二级，电源自达 13 变电站接入站区，站内新建 1 座 10/0.4kV 变配电室，新建供电线路 2.5km。

（2）给排水

项目用水节点主要为转油站值班人员生活用水、加药泵配置用水、消防用水和冬季采暖撬用水。水源自陆梁作业区生活公寓拉运，站内设 1 座 1000m^3 消防水罐，为消防系统供水。

排水主要为转油站值班人员生活污水和站内装置排污废水。生活污水排至化粪池，定期拉运至陆梁生活公寓生活污水处理系统处理。装置检修废水排至站内地埋式污油罐撬，采用污油泵泵输至采出液转输入口，与采出液一同转输。

（3）通信、仪表及自动化

新建转油站的自动化网、视频网、办公网及语音网均通过交换机接入玛东集中处理站，站内新建 1 套集中型火灾自动报警系统，1 套 OLT 装置，各计量站设 ONU，接入 OLT 注册后实现网络接入。通信光缆与架空电力线同杆架设，长约 40km。

仪表自动化按照油气生产物联网建设标注要求，配套建设相关井、站的仪表自动化系统，井区共设 42 套 RTU，转油站根据生态运行和工艺需要设置生产过程控制系统。

（4）道路

新建油区巡检道路 17.5km，路基宽 4.5m，路面宽 3.5m，为砂石路面结构；新建达 13 井区至夏盐 11 井区已建公路道路 32km，路基宽 8.5m，路面宽 7.0m，为沥青混凝土路面结构；转油站内部道路 720m、人行道路 350m。

（5）消防

新建转油站为 4 级站场，设置固定式消防冷却给水系统及固定式低倍数泡沫灭火系统，按规定配备一定数量的移动式灭火器材。新建 1 座消防泵房、1 座 1000m^3 消防水罐。

（6）暖通

转油站内通风采用自然通风和机械通风相结合的方式，夏季采用空调调节室内温度，新建 1 座 460kW 的采暖撬，为站区冬季供暖，包含 2 台 230kW 的热水锅炉，1 用 1 备，单台耗气量为 18.5Nm^3/h。

4.2.6 依托工程

井下作业废液处理依托玛东集中处理站压裂返排液处理系统处理，天然气处理依托石西天然气处理站处理，油泥砂、沾油废物、清管废渣及事故状态下含油污泥依托有相应危废处理资质的单位进行处置。转油站生活污水定期清运至陆梁公寓生活污水处理系统，生活垃圾定期清运至陆梁油田作业区生活垃圾填埋场。

4.2.7 环保工程

转油站伴生气增压区建设 1 座地埋式污油罐撬，设计容积为 10m^3，用于装置正常排污（主要为压缩机、除油器撬底部污油）和站内装置检修时排污废水。新建 1 座化粪池，站内值班人员生活污水排至化粪池；新建 1 套放空火炬，用于事故状态下的伴生气放空；站内设事故罐区，内设 1 座 1000m^3 事故罐，用于事故状态下采出液暂存。

4.2.8 项目组成

项目组成详见表 4.2-9。

表 4.2-9　　项目工程组成一览表

工程类别	名称	工　程　量		备　　注
主体工程	钻井工程	采油井	54 口	新钻 54 口井，井身结构均为三开水平井，设计单井钻井进尺 6300m，总钻井井场 34.02×10^{4}t/a
	采油工程	采油井场	57 座	新建 21 座 2 井式采油井场、15 座单井采油井场（包括 3 座勘探井转产）；单套装置配备 14 型节能抽油机、37kW 电机；井口设保温盒保温，内设 150W 防爆电加热器
	集输工程	计量站	8 座	1#、2#计量站为 12 井式一体化选井计量设计，3#～6#为 8 井式一体化选井计量设计。单座计量站设 1 座一体化选井计量装置（8 井式/12 井式）、1 座电加热器和 1 座地埋式排污池
		多通阀	2 座	新建 2 座 8 井式多通阀，单座多通阀设 1 座 8 井式多通阀、2 座电加热器

续表 4.2-9　　项目工程组成一览表

工程类别	名称	工　程　量		备　　注
主体工程	集输工程	单井采油管线	37.63km	设计管径 DN65 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，耐温 90℃
		集油干支线	17.6km	DN250 的 1km，DN200 的 3.9km，DN150 的 10.4km，以上三种管径的管线均为热塑性塑料内衬玻璃复合钢管，耐温 90℃；新建 D168×5/20 的钢管支线 2.3km
	转输工程	转油站	1 座	新建达 13 转油站，设计转液能力 50×10^4t/a、转气能力 20×10^4Nm^3/d，站内设气液分离、采出液升温（电加热）增压转输、伴生气增压转输和生活区
		采出液转输管线	30km	新建达 13 转油站至玛东集中处理站转液管线 30km，采用 DN200 热塑性塑料内衬玻璃钢符合钢管
		伴生气转输管线	60km	新建达 13 转油站—玛东集中处理站—陆梁输气首站伴生气转输管线合计 60km，采用 DN168 直缝钢管，前段与新建采出液管线同沟敷设，后段与玛东集中处理站至陆梁集中处理站转油管线伴行敷设
公用工程	供配电			集油区用电负荷为二级，新建 10kV 供电线路 51km，就近接入周边已建供电线路，新建各类杆式变压器 49 座；达 13 转油站用电负荷为二级，电源自达 13 变电站接入站区，站内新建 1 座 10/0.4kV 变配电室，新建供电线路 2.5km
	给水			用水节点主要为转油站值班人员生活用水、加药泵配置用水、消防用水和冬季采暖撬用水。水源自陆梁作业区生活公寓拉运，站内设 1 座 1000m^3 消防水罐，为消防系统供水
	排水			排水主要为转油站值班人员生活污水和站内装置排污废水。生活污水排至化粪池，定期拉运至陆梁生活公寓生活污水处理系统处理。装置检修废水排至站内地埋式污油罐撬，泵输至采出液转输区，与采出液一同转输、处理
	通信、仪表及自动化			达 13 转油站新建 1 套集中型火灾自动报警系统，1 套 OLT 装置，各计量站设 ONU，接入 OLT 注册后实现网络接入；通信光缆与架空电力线同杆架设，长约 40km；仪表自动化按照油气生产物联网建设标注要求，配套建设相关井、站的仪表自动化系统，井区共设 42 套 RTU
	消防			新建转油站为 4 及站场，设置固定式消防冷却给水系统及固定式低倍数泡沫灭火系统，按规定配备一定数量的移动式灭火器材。新建 1 座消防泵房、1 座 1000m^3 消防水罐
	道路			新建油区巡检道路 17.5km、达 13 井区至夏盐 11 井区已建公路道路 32km，转油站内部道路 720m、人行道路 350m
	暖通			转油站内通风采用自然通风和机械通风相结合的方式，夏季采用空调调节室内温度，新建 1 座 460kW 的采暖撬，为站区冬季供暖
依托工程	生产废水			井下作业废液拉运至玛东集中处理站处理，转油站内装置检修排污时排至地埋式排污池，泵至采出液转输泵入口处，与采出液一同转输
	危险废物			油泥砂、清管废渣、沾油废物及事故状态下含油污泥交由有相应处理资质的单位处置；废机油排至污油罐撬内，与站内装置排污及污油一同转输、处理
	生活污水			排至化粪池，定期清运至陆梁公寓生活污水处理系统
	生活垃圾			定期清运至陆梁生活垃圾填埋场
环保工程	废水			新建 1 座地埋污油罐撬、1 座化粪池
	危废暂存间			新建 1 座危废暂存间，用于油泥砂、沾油废物、清管废渣及事故状态下含油污泥的暂存
	伴生气放空火炬			新建 1 套放空火炬装置，用于事故状态下伴生气的放空
	事故罐			转油站内设事故罐区，内设 1 座 1000m^3 的事故罐，用于事故状态下采出液的暂存

4.2.9 施工组织

项目施工期包括钻井期和地面工程建设两个时段，钻井期单井施工人员为 35 人，单井钻井周期为 90 天，单井井场设 1 座生活营地，2 井式平台井设 1 座生活营地，共计设 33 座生活营地；集输管线、转输管线、达 13 转油站等地面工程整体建设周期约 12 个月，施工人员约 200 人，地面工程建设阶段不设生活营地，施工人员食宿在陆梁生活公寓。

4.2.10 产能方案

本次共部署 57 口采油井，新建原油产能 50.44×10^4t/a、伴生气产能 0.83×10^8m^3/a，开发生产指标预测见表 4.2-10。

表 4.2-10　　达 13 井区开发指标预测一览表

时间年	井数（口）	年产油（10^4t）	年产液（10^4t）	年产气（10^4m^3）	累产油（10^4t）	累产液（10^4t）	累产气（10^4m^3）	含水率（%）	气油比（m^3/t）	采出程度（%）
第 1 年	8	8.40	24.02	1034.07	8.40	24.02	1034.07	65	123	0.69
第 2 年	57	50.44	100.88	7263.71	58.85	124.91	8297.78	50	144	4.86
第 3 年	57	32.84	59.71	6239.59	91.69	184.62	14537.37	45	190	7.57
第 4 年	57	24.95	41.58	5363.49	116.64	226.20	19900.87	40	215	9.63
第 5 年	57	28.19	43.37	6427.21	144.82	269.56	26328.08	35	228	11.95
第 6 年	57	21.42	32.96	4884.29	166.25	302.52	31212.37	35	228	13.72
第 7 年	57	16.75	25.77	3818.44	183.00	328.28	35030.81	35	228	15.1
第 8 年	57	13.28	20.42	2960.49	196.28	348.71	37991.31	35	223	16.2
第 9 年	57	10.52	16.19	2304.68	206.79	364.90	40295.98	35	219	17.07
第 10 年	57	8.46	13.01	1691.39	215.25	377.91	41987.38	35	200	17.77
第 11 年	57	6.79	10.45	1141.75	222.05	388.36	43129.13	35	168	18.33
第 12 年	57	5.48	8.43	821.90	227.52	396.79	43951.03	35	150	18.78
第 13 年	57	4.42	6.79	662.67	231.94	403.59	44613.69	35	150	19.14
第 14 年	57	3.56	5.48	534.29	235.51	409.07	45147.99	35	150	19.44
第 15 年	57	2.87	4.42	430.79	238.38	413.49	45578.77	35	150	19.67

4.3 环境影响因素识别及污染源分析

本项目分为施工期、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。

4.3.1 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、各类管线（单井采油管线、集油干支线和油气转输管线）、井场及转油站建设等施工活动中。废气主要来自钻井、管线工程、站场和道路等建设过程中产生的扬尘和施工机械、施工车辆尾气等；废水主要为钻井井场生活废水和管道试压废水；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声；固体废物为钻井井场生活垃圾、钻井岩屑、建筑垃圾。此外，施工人员和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

施工期废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气。

①施工扬尘

扬尘主要来自于施工场地的清理、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。

②施工机械及施工车辆尾气

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

钻井期井场设生活营地，单井钻井周期为 90 天，钻井人数为 35 人，按每人每天用水量 20L 计算，则本项目钻井期生活用水量约为 3402m^3，污水产生量按用水量的 80%计，则生活污水总产生量为 2722m^3，其水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物为化学需氧量 350mg/L、悬浮物 200mg/L、氨氮 30mg/L。

地面工程建设不设施工营地，废水主要为管道试压废水。本次采用清水试压，试压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40～60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

（3）噪声

噪声源主要为施工机械噪声，噪声级在 80dB（A）～105dB（A）之间。

（4）固体废物

施工期固体废物包括钻井岩屑、生活垃圾和少量建筑垃圾。

①钻井废弃物

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，随钻井液排出井口，

进入钻井液不落地系统进行处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个井场继续使用，不外排。

分离出固相即为钻井岩屑，进井场岩屑储罐。岩屑产生量与井身结构有关，可按下式计算：

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

式中：W——产生的岩屑量，m^3；

D——井眼平均井径，m；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，使用水基钻井液体系时取 d=2.2；使用油基钻井液体系时取 d=3，钻井岩屑密度均取 $\rho=2.5g/cm^3$。

根据上述公式和及井身结构计算项目岩屑产生量，具体详见下表。

表 4.3-1　　项目岩屑产生量一览表

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	103	三开	159	398
	二开	373	/	/	/
单井小计	/	476	/	159	398
54 口井合计	/	25704	/	8586	21492

②生活垃圾

单井钻井周期为 90 天、钻井人数为 35 人，按平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，则 54 座井场生活垃圾产生总量为 85t，集中收集后送至陆梁作业区生活垃圾填埋场。

③建筑垃圾

建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量较少集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

（5）生态影响因素

①占地面积

本项目总占地面积为 2196940m^2，其中永久占地 460550m^2，临时占地 1736390m^2，详见表 4.3-2。

表 4.3-2　　本项目占地概况一览表

工程占地 / 工程内容	临时占地（m^2）		永久占地（m^2）	总占地（m^2）
采油井场	单井井场	5175	1200	6375
	小计	62100	14400	76500
	2 井式平台井	6100	2400	8500
	小计	128100	50400	178500
	老井利用	0	4800	4800
	合计	190200	64800	255000
达 13 转油站	14000		38000	52000
单井管线	486240		0	486240
集油干支线	123200		0	123200
油气转输管线	720000		0	720000
道路	144250		350750	495000
输电线路	58500		7000	65500
合计	1736390		460550	2196940

②土石方平衡

本项目单井管线作业带宽 8m，集油干支线及油气转输管线作业带宽 12m，管线作业时无弃方产生，全部回填或就地平整，其中井区单井管线及外输管线挖方全部回填，多余土方敷设于管线上方作为管廊，无弃方产生。

本次新建井区巡检道路 17.5km，设计为砂石路面，新建油田公路 32km，设计为沥青混凝土路面。道路挖方量 134827m^3，填方量 350038m^3，需借方 215211m^3，借方为砂石料，自克拉玛依料场拉运，运距约 255km。

本项目土石方平衡见表 4.3-3。

表 4.3-3　　本项目土石方平衡表　　单位：m^3

工程类别	体积	挖方量	填方量	土石方平衡	备注
集输管线	581	46470	46470	0	多余土方敷设在管线上方作为管廊，无弃方产生
转输管线	1859	222303	222303	0	多余土方就地平整，无弃方产生
井区道路	/	134827	350038	+215211	借方为砂石料，用作路面敷设

4.3.2 运营期环境影响因素识别及污染源分析

运营期环境影响因素主要体现在油气集输过程中产生的无组织排放的挥发性有

机物，以及转油站内采暖撬锅炉燃烧烟气；废水主要为天然气处理产生的采出水、井下作业废水及生活污水；噪声源主要为转油站设备、井下作业及井下作业废水运输车辆；固体废物主要为清管废渣、沾油废物、油泥砂、废机油和生活垃圾。

（1）废气

运营期无组织废气主要为油气集输过程中的阀门、法兰等部位产生的油气挥发废气，以及甲醇注入泵撬产生的甲醇挥发废气。有组织废气主要为采暖撬锅炉烟气。

①油气无组织挥发废气

油气集输及处理过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物，该过程中的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

$$D_{设备}=\alpha\times\sum_{i=1}^{n}\left(e_{TOC,i}\times\frac{WF_{VOCs,i}}{WF_{TOC,i}}\times t_i\right)$$

式中：

$D_{设备}$：—核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α—设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

$WF_{VOCs,i}$—流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，（单井、计量站及转油站转液装置扣除采出液含水率，取 61%；转油站天然气脱水转输单元，根据伴生气组分，取 17.1%）；

$WF_{TOC,i}$—流经密封点 i 的物料中总有机碳(TOC)平均质量分数，（单井、计量站及转油站转液装置扣除采出液含水率，取 61%；转油站天然气脱水转输单元，根据伴生气组分，取 97.3%）；

$e_{TOC,i}$ —密封点 i 的总有机碳(TOC)排放速率(泄漏浓度大于 10000umol/mol)，kg/h；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

t_i—核算时段内密封点 i 的运行时间，h,本次取 8400h。

根据上述公式计算油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 4.3-4。

表 4.3-4　排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型			e_{TOC}（kg/h/排放源）	设备数量（个/台）	污染物排放量（t/a）
单井井场		阀门	0.064	5	0.0081
		法兰	0.085	10	0.0214
		连接件	0.028	60	0.0423
小计		/	/	/	0.0718
57 口井合计		/	/	/	4.093
单座计量站/多通阀		阀门	0.064	4	0.0065
		法兰	0.085	8	0.0171
		连接件	0.028	48	0.0339
小计		/	/	/	0.0575
8 座合计		/	/	/	0.460
转油站	转油单元	阀门	0.064	10	0.0161
		法兰	0.085	20	0.0428
		连接件	0.028	50	0.0353
		/	/	/	0.094
	转气单元	阀门	0.064	10	0.0029
		法兰	0.085	20	0.0077
		连接件	0.028	50	0.0064
		/	/	/	0.017
小计		/	/	/	0.111
合计					4.664

②甲醇无组织挥发废气

甲醇无组织挥发废气主要包括储存、装载和阀门、法兰等部件因密封不严产生的挥发废气。

※动静密封点挥发

计算方法参照前节油气无组织挥发废气计算方法，甲醇为纯物质则 $WF_{VOCs,i}/WF_{TOC,i}$ 取 1，甲醇动静密封点废气产生量见表 4.3-5。

表 4.3-5　甲醇注入过程中排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		$e_{甲醇}$（kg/h/排放源）	设备数量（个/台）	污染物排放量（t/a）
甲醇注入泵撬	阀门	0.064	5	0.008
	法兰	0.085	5	0.002
	连接件	0.028	10	0.007
合计		/	/	0.017

※甲醇装载过程挥发废气

《核算指南》“6.2 产污系数法—6.2.2.2 挥发性有机液体装载过程”中挥发性有机物产生量计算公式如下：

$$D_{产生量}=\frac{L_L \times Q}{1000}$$

式中：$D_{产生量}$—核算时段内挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量，t；

L_L—挥发性有机液体装载过程的排放系数，kg/m^3；

Q—核算时段内物料装载量，m^3/a。

排放系数 L_L 计算公式如下：

$$L_L=1.20\times10^{-4}\times\frac{S\times P_T\times M_{vap}}{273.15+T}$$

式中：S—饱和系数，无量纲，取 0.6；

P_T—温度 T 时装载物料的真实蒸气压，Pa；

Q—核算时段内物料装载量，m^3/a。

M_{vap}—油气分子量，g/mol，甲醇分子量为 32g/mol；

T—物料装载温度，℃。

本项目甲醇采用顶部浸没式装载，考虑最不利因素影响，各物料装载温度均按存储温度计算，具体参数及计算结果如下：

表 4.3-6　　装卸车挥发性有机物排放参数一览表

序号	物料名称	装载量（m^3/a）	装载温度（℃）	真实蒸气压（kPa）	油气分子量（g/mol）	产生量（t/a）
1	甲醇	120	25	3.97	32	0.004

※甲醇储罐呼吸废气产生量

依据《核算指南》“6.2 产污系数法——6.2.2.3 常压挥发性有机液体储罐”中固定顶罐挥发性有机物产生量公式，将相关参数代入《石化行业 VOCs 污染源排查参考计算表格》进行计算，相关参数及计算结果见下表。

表 4.3-7　　固定顶罐甲醇挥发排放参数一览表

物料名称	容积 m^3	真实蒸气压 kPa	数量 座	储罐颜色	储罐规格 m×m×m	平均储存高度 m	年周转量 万 t	静置损失 t/a	工作损失 t/a	产生量 t/a
甲醇	2	3.97	1	银白	1×1×2	2	0.012	0.0001	0.0068	0.007

综上所述，本项目甲醇无组织挥发排放总量应为三部分之和，为 0.028t/a。

③采暖撬锅炉有组织排放烟气

本次拟在达 13 转油站新建 1 座采暖撬，为站区冬季供暖。采暖撬包含 2 座 230kW 的热水锅炉（1 用 1 备），单台额定耗气量 18.5Nm³/h，排气筒高度 8m，出口内径 0.2m。本次评价收集了油田场站燃气供暖锅炉的烟气监测报告，该锅炉功率为 210kW，比本项目新建锅炉功率小 8.7%（小于 30%）相差不大，都采用天然气为燃料，符合《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ 991-2018）类比原则，具备可比性。锅炉烟气检测结果见表 4.3-8。

表 4.3-8　　采暖锅炉烟气监测数据一览表

序号	污染物	最大标干烟气量	最大排放浓度（mg/m³）
1	颗粒物	420m³/h	11.7
2	氮氧化物		111
3	二氧化硫		39

注：烟气量为基准氧含量 4.34%下的折算值；监测时的工况为 100%。

根据表 4.3-8 核算，本项目采暖撬锅炉烟气排放情况见下表。

表 4.3-9　　采暖撬锅炉烟气排放情况

污染源	耗气量（×10⁴m³/a）	烟气量（×10⁴m³/a）	污染物排放情况					
			NO_x		SO_2		颗粒物	
			t/a	mg/m³	t/a	mg/m³	t/a	mg/m³
单台锅炉	8	181.44	0.201	111	0.071	39	0.021	11.7
合计	16	362.88	0.402	/	0.142	/	0.042	/

大气污染物有组织排放量见表 4.3-10，大气污染物无组织排放量见表 4.3-11，年排放量表见表 4.3-12。

表 4.3-10　　大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度（mg/m³）	核算排放速率（kg/h）	核算年排放量（t/a）
一般排放口					
1	P1	氮氧化物	111	0.046	0.201
		二氧化硫	39	0.016	0.071
		颗粒物	11.7	0.005	0.021
2	P2	氮氧化物	111	0.046	0.201
		二氧化硫	39	0.016	0.071
		颗粒物	11.7	0.005	0.021

表 4.3-11　　大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量（t/a）
					标准名称	浓度限值（mg/m^3）	
1	M1	单井油气集输	NMHC	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；定期对集输管线进行巡检；加强对密闭管线及密封点的巡检；定期对设备及管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测	GB39728-2020　中企业边界污染物控制要求	4	0.0718
2	M2	计量站油气集输	NMHC				0.0575
3	M3	转油站油气集输	NMHC				0.111
4	M4	伴生气注醇防冻	甲醇	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对注醇泵撬检查，尤其是要加强甲醇储罐的检修；定期对设备及管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测	GB16297-1996　表 2 中无组织排放监控浓度限值	12	0.028
无组织排放总计							
无组织排放总计				NMHC	4.664t/a		
				甲醇	0.028t/a		

表 4.3-12　　大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量（t/a）
1	氮氧化物	0.403
2	二氧化硫	0.142
3	颗粒物	0.042
4	NMHC	4.736
5	甲醇	0.028

（2）废水

①生活污水

转油站常驻工作人员 6 人，单人消耗水量 20L/d（参考《新疆用水定额》），站内年用水量约 44m^3，排水系数取 0.8，则生活污水年产生量约 35m^3，其排水水质与居民生活污水相近似，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。

②井下作业废液

井下作业进行压裂工序时，会产生一定的压裂返排液，修井时会产生废洗井液，上述污染物的产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，具体产污系数及产生量见表 4.3-13。

表 4.3-13　　压裂返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称	产污系数	产生量	危险废物类别	危险废物代码
压裂返排液	263.98 m^3/井·次	15311m^3/a	HW08 废矿物油和含矿物油废物	900-249-08
废洗井液	25.29 t/井·次	1467t/a		

③装置排污废水

转油站装置检修时会产生装置排污废水，主要为装置中残留的采出液及装置冲洗废水，产生量约 40m^3/a，其组成与采出液相似，排至站内污油罐撬，泵输至采出液转输泵入口，与采出液一同转输。

（3）噪声

噪声主要包括转油站机泵的运转噪声、井下作业噪声和罐车等交通噪声等，噪声排放情况见表 4.3-14。

表 4.3-14　　运营期噪声排放情况一览表

噪声源名称		声功率级[dB（A）]	排放规律	噪声特性
井场	井下作业	80～105	间歇	机械
转油站	各类机泵	90～100	连续	机械
罐车	交通噪声	60～90	间歇	机械

（4）固体废物

井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。运营期固体废物主要为转油站值班人员生活垃圾和气液分离撬清理时容器底部沉积的油泥砂，以及转气管线清管废渣。

①生活垃圾

转油站每班工作人员 6 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/人·天计，则项目运营期生活垃圾产生量约 1.1t/a，定期清运至陆梁作业区生活垃圾填埋场。

②油泥砂

气液分离器撬运行过程中会有少量油泥砂产生，类比陆梁油田作业区其他转油站产生数据，单井产生量约 0.2t/a，则本项目生产分离器撬容器底部油泥砂产量约 11.6t/a，与事故状态下的含油污泥同属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08），交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

③清管废渣

输气管线运营期会产生清管废渣，属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-

001-08）。管线作业清管每年 1 次，清管废渣主要为管线老化碎屑和机械杂质，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本项目转气管线长 60km，每次废渣量约 0.07t/a。

④废机油

转油站各项装置运转时会产生废机油，属于 HW08 类危险废物（废物代码：900-214-08），类比同类站场，产生量约 3t/a，集中收集后排至污油罐撬，泵输至泵输至采出液转输泵入口，与采出液一同转输。

⑤沾油废物

运营期采油井场或转油站日常巡检、检修过程中会有沾油废物产生，属于 HW49 类危险废物（废物代码：900-041-49），类比作业区采油井场及转油站实际产生情况，产生量约 2t/a。

本项目固废产生情况见下表。

表 4.3-15　　全厂固体废物产生情况一览表

产生位置	固体废物	固废类别	代码	主要成分	物料性状	危险特性	产生量
转油站	生活垃圾	一般固废	/	果皮、纸屑等	固态	/	1.1t/a
	清管废渣	危险废物	071-001-08	泥砂、石油类	固态	毒性	0.07t/a
	油泥砂	危险废物	071-001-08	泥砂、石油类	液固混合	毒性	11.6t/a
	废机油	危险废物	900-214-08	石油类	液态	毒性、易燃性	3t/a
采油井场/转油站	沾油废物	危险废物	900-041-49	石油类	固态	毒性	2t/a

4.3.3 退役期环境影响因素分析

退役期的环境影响主要为井区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，运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场。

4.3.4 非正常及事故状态环境影响因素分析

本项目非正常工况主要是达 13 转油站开停工、设备维检修等情况，非正常工况下的伴生气全部进入火炬燃烧放空；可能发生的事故主要有井喷、井漏、管线

和甲醇储罐泄漏事故。

（1）非正常工况

达 13 转油站非正常工况下火炬最大放空量 $0.8\times10^4m^3/h$，单次放空最大时长 12h，筒体高 20m，直径 250mm。参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中火炬焚烧排放废气产污系数法进行核算：

$$E_{火炬系统}=\begin{cases}2\times\sum_{i=1}^{n}(S_i\times Q_i\times t_i) & (二氧化硫)\\ \sum_{i=1}^{n}(\alpha\times Q_i\times t_i) & (氮氧化物、挥发性有机物)\end{cases}$$

式中：D—核算时段内火炬排放废气中某种污染物产生量，kg；

n—火炬个数；

S_i—火炬气中的硫含量，kg/m^3；

Q_i—火炬气流量，m^3/h；

t_i—火炬系统的年运行时间，h；

α —排放系数，kg/m^3，氮氧化物取 0.054，总烃取 0.002。

本项目天然气中不含硫，非正常工况火炬燃烧废气中排放的污染物主要为氮氧化物和总烃，详见下表。

表 4.3-16　　污染源非常排放量核算表

序号	污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放量（t）	非正常排放速率（kg/h）	单次持续时间（h）	年发生频次/次	应对措施
1	伴生气脱水及转输装置	装置发生事故，检修时伴生气需放空	氮氧化物	5.2	432	12.0	1～2	通过火炬系统点燃放空
			总烃	0.19	16			

（2）井喷事故

井喷主要是在钻井和井下作业过程中发生的事故。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，采出液及伴生气和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

（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，导致钻井液或修井液漏入地层。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，使大量钻井液或修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。

（4）管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，各类集输管线发生破裂导致油品泄漏，造成环境污染。

4.3.5 污染物排放量汇总

（1）现有工程污染物排放情况

根据现有工程环评文件分析结论，现有工程污染物排放情况见下表。

表 4.3-17　　现有工程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
废气	拉油罐/油气集输	非甲烷总烃	48.314t/a	48.314t/a
	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
废水	井下作业废水	废水量	406.95t/a	0
	含油污水	废水量	1405m^3/a	0
	生活污水	废水量	22m^3/a	0
噪声	站场机泵及罐车	连续等效 A 声级	/	/
固体废物	清罐底泥	石油类	1.12t/a	0
	废分子筛	石油类	15m^3/3a	0
	生活垃圾	/	0.55t/a	0

（2）扩边工程污染物排放情况

据前节工程分析结论，本项目污染物排放情况见表 4.3-18。

表 4.3-18　　扩边工程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	排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	4.664t/a	4.664t/a	环境空气
		甲醇	0.028t/a	0.028t/a	环境空气
	有组织排放	废气量	362.88×10^4m^3/a	362.88×10^4m^3/a	燃料充分燃烧后经 8m 高、内径为 0.2m 的排气筒排放
		NO_x	0.402t/a	0.402t/a	
		SO_2	0.142t/a	0.142t/a	
		颗粒物	0.042t/a	0.042t/a	

续表 4.3-18　　扩边工程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	排放去向
废气	非正常工况火炬放空	NO_x	5.2t	5.2t	环境空气
		总烃	0.19t	0.19t	环境空气
废水	井下作业废液	石油类、COD	16778m^3/a	0	送至玛东集中处理站压裂返排液处理系统处理达标后回注油藏
	生活污水	COD、氨氮、SS	35m^3/a	0	送至陆梁公寓生活污水处理系统
	装置排污废水	石油类、COD	40m^3/a	0	排至污油罐撬，泵输至采出液转输泵入口，与采出液一同转输
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	生活垃圾	/	1.1t/a	1.1t/a	送陆梁作业区生活垃圾填埋场
	油泥砂	石油类	11.6t/a	0	交由博达公司处置
	废机油	石油类	3t/a	0	排至站内污水池，拉运至玛东集中处理站处理
	清管废渣	石油类	0.07t/a	0	交由博达公司处置

（3）以新带老污染物削减量分析

本次扩边工程完成后，现有工程油气可就近接入密闭集输系统，拉油站可停止使用，提高了油气密闭集输率，有效减少污染物的排放量。本项目污染物排放“以新带老”削减情况详见下表。

表 4.3-19　　“以新带老”削减量汇总表

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量
废气	拉油罐	非甲烷总烃	47.502t/a	47.502t/a
	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
废水	生活污水	废水量	22m^3/a	0
噪声	站场机泵及罐车	连续等效 A 声级	/	/
固体废物	清罐底泥	石油类	1.12t/a	0
	废分子筛	石油类	15m^3/3a	0
	生活垃圾	/	0.55t/a	0

（4）污染物排放量汇总

综上所述，现有工程尚在建设当中，可结合本次拟建工程，整体考虑，将现有工程油气生产设施纳入密闭集输管网，结合本次扩边工程建成后产排污情况，达 13 井区整体污染物排放情况汇总如下表所示。

表 4.3-20　　“三废”排放情况汇总表

类别	污染源	污染物名称	现有工程排放量	“以新带老”削减量	扩边项目新增量	总排放量
废气	无组织排放	非甲烷总烃	48.314t/a	47.502t/a	4.664t/a	5.476t/a
		甲醇	/	/	0.028t/a	0.028t/a
	有组织排放	废气量	199.2×10^4m^3/a	199.2×10^4m^3/a	362.88×10^4m^3/a	362.88×10^4m^3/a
		NO_x	3.53t/a	3.53t/a	0.402t/a	0.402t/a
		SO_2	0.057t/a	0.057t/a	0.142t/a	0.142t/a
		颗粒物	0.02t/a	0.02t/a	0.042t/a	0.042t/a
	非正常工况火炬放空	NO_x	0.079t	0.079t	5.2t	5.2t
		总烃	/	/	0.19t	0.19t
废水	井下作业废液	石油类、COD	406.95m^3/a	406.95m^3/a	16778m^3/a	0
	生活污水	COD、氨氮、SS	22m^3/a	22m^3/a	35m^3/a	0
	含油污水	石油类、COD	1405m^3/a	1405m^3/a	/	0
	装置排污废水	石油类、COD	/	/	40m^3/a	0
噪声	站场机泵及罐车	连续等效 A 声级	/	/	/	/
固体废物	生活垃圾	/	0.55t/a	0.55t/a	1.1t/a	1.1t/a
	油泥砂	石油类	/	/	11.6t/a	0
	废机油	石油类	/	/	3t/a	0
	清管废渣	石油类	/	/	0.07t/a	0
	废分子筛	石油类	15m^3/3a	15m^3/3a	/	0
	清罐底泥	石油类	1.12t/a	1.12t/a	/	0

4.4 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液集中收集后由罐车拉运至玛东集中处理站压裂返排液处理系统处理达标后回注油藏，不外排，生活污水清运至陆梁公寓生活污水处理系统处理，故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；本项目新增 VOCs 包括油气集输过程中的非甲烷总烃和甲醇，合计为 4.692t/a，新增氮氧化物排放量为 0.402t/a、二氧化硫排放量为 0.142t/a,建议建设单位据此进行总量控制指标申请。

4.5 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，生产过程主要包括采油、集输、处理及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对钻井及井下作业工艺清洁性、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。

4.5.1 清洁生产水平技术指标对比分析

（1）指标分析

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《石油和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。

本项目钻井、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 4.5-2 至表 4.5-4。

（2）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表 4.5-1。

表 4.5-1　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 4.5-2 至表 4.5-4 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 85 分，定性指标 100 分，综合评价 91 分。

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

4.5.2 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：清洁生产先进企业。

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；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、油气开采过程中固体废物、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。

表 4.5-2　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	符合	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%	100	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 4.5-3　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	25.29	0
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	0	10
		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	0	5
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		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
（3）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 4.5-4　采油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	12.65	30
（2）资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	不涉及	10
		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
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	/	/	10	10
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	20	/	/	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

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

项目区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，新建达 13 转油站西北距和布克赛尔蒙古自治县中心城区约 114km，东距玛东集中处理站约 22km，DaHW1531 西北距玛纳斯湖最近约 3.1km。项目区中心地理坐标为北纬*、E，东经*，地理位置见图 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
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

项目区西部为盐碱地，东部为浅度的沙漠地貌，即半固定沙丘。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，项目区西侧为玛纳斯湖。

玛纳斯湖是玛纳斯河尾闾，玛纳斯河发源于北天山中段依连哈比尔尕山五代肯尼河的 43 号冰川，全长 420km。20 世纪 50 年代以来，由于玛纳斯河流域大规模开垦，河水引入灌区，仅在丰水年份会有洪水入湖。湖泊在干涸与被水充满之间反复发生。在每次充水期之前，湖区绝大部分已结晶成盐，充水后，湖水很快变咸。20 世纪 50 年代末至 1999 年，玛纳斯河下游断流，玛纳斯湖也在 1962 年彻底干涸。1999 年以后，玛纳斯河只有在丰水年汛期才有少量水可以流到玛纳斯湖。目前，玛纳斯湖已成为和布克赛尔蒙古自治县盐化工的原料来源之一，是新疆较大的食盐生产基地。

（2）地下水

评价区地处准噶尔盆地西北缘、玛纳斯湖东侧的隆起区。远离盆地南部的天山山脉，也远离盆地北部的谢米斯赛山、阿勒泰山脉，同时也远离南部天山山脉的山前冲洪积平原，因此区内水文地质条件相对复杂。

玛纳斯湖是区内浅层地下水的排泄基准面，从区域上分析，注入玛纳斯湖的地表水系主要有玛纳斯河、和布克尔河。发育于天山山脉北麓的玛纳斯河汇集了玛纳斯河、安集海河、金沟河、塔西河、呼图壁河，这些河流由南向北径流，在泉水地—莫索湾地区转向西径流，而在小拐地区汇合后折向北流入玛纳斯湖地区。这些河流径流方向的改变，主要是由于地质历史条件的改变引起的，即地质构造作用和玛纳斯湖沉积中心的不断变迁引起的。而实际上，由于各流域灌区的大量引水灌溉，加上沿程河道渗漏和蒸发，现已无地表水流入玛纳斯湖，基本上是以

地下径流方式汇入盆地中心。

总体而言，八道湾组、三工河组、西山窑组矿化度、氯离子都是从西北和西南向东北方向降低的，代表来自盆 1 井西凹陷和玛湖凹陷的压实水向陆梁隆起的运移方向，而头屯河组矿化度、氯离子降低方向比较混乱，说明八道湾组、三工河组、西山窑组地层水同属于中层压实驱动型系统，而头屯河组受剥蚀严重，应属于该系统向上层系统的过渡带。

5.2 环境保护目标调查

本项目所在区域为沙漠，以荒漠生态系统为主，评价区范围内无自然保护区、文物古迹等特殊敏感目标，生态环境主要保护目标为项目区分布的受保护的野生动植物。

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“环境空气质量模型技术支持服务系统”中数据，2020 年塔城地区环境空气质量满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，属于环境空气质量达标区，详见表 5.3-1。

表 5.3-1　　大气质量及评价结果一览表

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
SO_2	年平均值	3	60	5.0	达标
NO_2	年平均值	10	40	25.0	达标
PM_{10}	年平均值	37	70	52.8	达标
$PM_{2.5}$	年平均值	12	35	34.3	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	66.2	达标

（2）特征污染物环境质量现状评价

①数据来源

本次 NMHC 数据引用《玛湖油田达 13 区块开发建设工程环境影响报告书》中

监测数据，该项目与本项目位于同一区块，监测时间为 2021 年 4 月 11 日～4 月 17 日，监测点（编号 G1）距离达 13 转油站下风向约 3.8km；

甲醇采用实测，监测时间为 2021 年 12 月 14 日～17 日，监测点（编号 G2）距离达 13 转油站约 1.3km 处，如图 5.3-1 所示。

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/m^3。

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（μg/m^3）		最大值占标率（%）	超标率（%）
G1，达 13 转油站下风向 3.8km 处		NMHC		2000		20.5	0
G2，达 13 转油站下风向 1.3km 处		甲醇		小时值	3000	/	0

图 5.3-1　　本项目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 5.3-1。

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。

（2）监测因子

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。

（3）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。

（4）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。

（5）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）

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，对区块代表区域进行声环境监测，共计在项目区布设 13 个噪声监测点，详见图 5.3-1。

（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）〕

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

（1）数据来源

本次评价采用资料收集和实测相结合的方法对项目区土壤质量现状进行评价。

项目区有 3 种土类，分别为盐土、灰棕漠土和风沙土，本次引用《玛湖油田达 13 区块开发建设工程环境影响报告书》中 2 个点的基本项的监测数据（编号为 S7、S8）、引用《陆梁油田作业区 2021 年补钻井地面工程环境影响报告书》中 1 个点的基本项的监测数据（编号为 S11），监测时间为 2021 年 4 月。实测因子为石油烃，在项目区布设 8 个（编号 S1～S6、S9、S10）监测点，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

（2）评价方法及标准

区域土壤执行《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，对污染物的评价，采用单因子标准指数法。计算公式为：

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

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。

（3）评价结果

土壤监测及评价结果见表 5.3-6 至表 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 5.3-6　　S7 点土壤监测结果一览表（基本项目）

续表 5.3-6　　S7 点土壤监测结果一览表（基本项目）

表 5.3-7　　S8 点土壤监测结果一览表（基本项目）

续表 5.3-7　　S8 点土壤监测结果一览表（基本项目）

表 5.3-8　　S11 点监测结果及评价结果一览表

续表 5.3-8　　S11 点监测结果及评价结果一览表

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，地表被盐结皮覆盖，几乎无植被生长。东侧为梭梭荒漠，野生植被相对盐湖平原较为丰富，已形成稳定的荒漠生态系统。据调查，评价范围内除勘探期已部署钻试工程和在建地面工程，无其他工业项目。已建防沙治沙措施主要为道路边坡、输电线杆基部的草方格。

5.4.5 区域水土流失现状

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》，项目区属于 3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区。盐湖风力侵蚀预防保护区不适宜做封育措施，要加强监督和管理。具体见表 5.4-3 和图 5.4-3。

表 5.4-3　　和布克赛尔蒙古自治县水土保持区划表

一级区名称及代码	二级区名称及代码	三级区名称及代码	四级区名称及代码	区域	面积（km^2）	周长（km）	比例（%）
北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）Ⅱ	北疆山地盆地区（Ⅱ-3）	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区（Ⅱ-3-1hw）	北部山地、草原水源涵养区	1-1 中低山冻融侵蚀预防保护区	3373.71	845.47	11.72
				1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区	5087.40	670.64	17.67
				1-3 北部丘陵风力、水力混合侵蚀治理区	6612.10	607.96	22.97
北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）Ⅱ	北疆山地盆地区（Ⅱ-3）	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区（Ⅱ-3-1hw）	中部谷地丘陵平原荒漠一绿洲产业发展区	2-1 绿洲区人工生态建设风力侵蚀治理区	897.03	213.37	3.12
				2-2 白杨河流域风力、水力侵蚀治理区	882.90	181.73	3.07

和布克赛尔蒙古自治县水土保持区划表

一级区名称及代码	二级区名称及代码	三级区名称及代码	四级区名称及代码	区域	面积（km^2）	周长（km）	比例（%）
	北疆山地盆地区（Ⅱ-3）	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区（Ⅱ-3-1hw）	荒漠平原风力侵蚀预防保护区	3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区	4569.40	323.92	15.87
				3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区	3862.47	462.88	13.42
				3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区	3499.00	386.70	12.16
合计					28784.00	3692.67	100.00

图 5.4-3　　项目区水土保持防治分区图

项目位于和布克赛尔蒙古自治县境内，该县水土流失类型以风力侵蚀为主，兼有水力侵蚀。风力侵蚀主要分布在丘陵区、沙漠区、盐湖区和平原荒漠区、绿

洲区；水力侵蚀主要分布在丘陵区和绿洲区，主要为面蚀、沟蚀；个别地区存在堆土、河道坡面等重力侵蚀。山区主要以冻融侵蚀为主。根据 2018 年民政部门公布数据，和布克赛尔蒙古自治县土地总面积 28784km^2。根据《新疆维吾尔自治区 2018 年度水土流失动态监测年报》数据，和布克赛尔蒙古自治县水土流失总面积为 25229.39km^2，占全县土地面积的 87.65%，其中冻融侵蚀面积 1.71km^2，占水土流失面积的 0.01%；水力侵蚀面积 110.02km^2，占水土流失面积的 0.44%；风力侵蚀面积 25117.66km^2，占水土流失面积的 99.56%；无明显侵蚀面积为 13554.61km^2，占土地面积的 12.35%。影响和布克赛尔蒙古自治县水土流失状况的自然因素有气候、地形、地质、土壤、植被等。和布克赛尔蒙古自治县降雨量大而集中、暴雨强度大、历时短，地表径流大，为土壤侵蚀提供了原动力。项目区水土流失类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度主要以轻度为主。

5.4.6 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，土壤类型有灰棕漠土、盐土和风沙土，详见图 5.4-4。

（1）灰棕漠土

灰棕漠土是新疆北部地区温带荒漠的地带性土壤，也是项目所在区域的主要土壤类型之一。灰棕漠土是在北疆温带地区干旱荒漠气候条件和粗骨质（砾质—砂质）成土母质上形成的，它的形成和分布与大风的作用密切相关。灰棕漠土分布区的平均风速多在 4m/s～6m/s，最大风速可达 20m/s～50m/s，平均大风日数多在 70d～160d。在大风的作用下，地表细颗粒物质被强大的风力搬运殆尽，留存的砾石和砂粒在风和短暂暴雨的作用下，互相镶嵌形成部分较密实的砾幕，也就是黑褐色的“荒漠漆皮”。因而其生产性能较差，植物生长极少，部分区域甚至为不毛之地。在灰棕漠土的形成过程中，砾质化作用起了主导性的作用，砾质化过程是土壤矿物质的弱风化作用与大风吹蚀作用相互结合的过程。在干旱气候条件下，成土母质的细土物质特别是粉粒和粘粒含量本来就不高，在不断遭受大风吹蚀后，致使砾石和砂粒在土壤表层的比重越来越大，粗骨性越来越强，当地表细颗粒被强大的风力搬运殆尽时，大小砾石和砂粒在风力和短暂暴雨作用下互相镶

嵌形成部分较密实的砾幕。在灰棕漠的形成过程中，生物累积作用很小，土壤表层的有机质含量仅为 3g/kg～5g/kg，在剖面中无明显聚积层。

（2）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。

（3）风沙土

风沙土主要处于温带半干旱、干旱、极端干旱的草原、荒漠草原及荒漠地带。气温变化大，年温差和日温差悬殊，常年多风，风期长，风力大，是风沙土形成的基本动力。风沙土是在风沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少，因风蚀风积交替作用，使土壤发育处于不断的复幼状况下，植被稀疏，生物作用微弱，使有机物质积累很少，成土过程十分微弱，只在土壤表层 0.5～1cm 有微弱的分化，有机质含量明显高于下层。这是由于古尔班通古特沙漠冬季有稳定的积雪，在春季积雪融化后，沙土层中便得到一定量的水分补给，在 4～5 月间，土壤含水率可达 20～30g/kg，为短命和类短命植物生长提供了生存条件，地表植被覆盖度可达 40～60%，到 7～8 月处于休眠状态。正是这些短命和类短命植物生长和循环过程，使沙土层地表形成了微弱的有机质积累，其它土壤理化性状无明显差异，剖面层次分化不明显。

图 5.4-4　　项目区域土壤类型示意图

5.4.7 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有梭梭和白梭梭，均为自治区Ⅰ级保护野生植物。区域主要植被名录见表 5.4-4。

表 5.4-4　　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*	++	-	自治区Ⅰ级保护野生植物
7	梭梭	*Haloxylon ammodendron*	+	++	自治区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*	+	++	

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，梭梭属于沙丘间低地常见乔灌木，分布于评价区风沙土地带，群落中梭梭植株一般高约 0.5m～1m，最高可达 1.5m～2m，群落覆盖度一般 5%～10%；西部为盐碱地，几乎无植被生长。项目区植被类型详图 5.4-5。

图 5.4-5　项目区域植被类型示意图

5.4.8 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 5.4-5。

表 5.4-5　　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*		+		
7、雀　鹰	*Accipiter nisus*		+		国家二级保护野生动物
8、草原鹞	*Circus macrourus*		+		国家二级、自治区 2 级保护野生动物
9、棕尾鵟	*Buteo rufinus*		+		国家二级、自治区 2 级保护野生动物
10、红　隼	*Falco tinnunculus*		+		
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、沙鸭	*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*		+		国家二级、自治区 2 级保护野生动物
21、狼	*Canis lupus*			+	
22、沙　狐	*Velpes corsac*			+	国家二级、自治区 2 级保护野生动物
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

废气主要为施工扬尘、各类施工机械及施工车辆尾气。

（1）施工扬尘

在钻井、站场、管线、道路及供电线架空敷设等施工作业过程中会产生扬尘，如建筑材料堆积、土壤扰动及施工运输车辆行驶等，均会对环境空气造成一定的影响。

（2）施工燃油机械排放废气和汽车尾气

施工期使用柴油机、柴油发电机组和运输车辆等会产生燃料燃烧废气。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。各类施工机械设备均使用符合国家标准的燃料，由于项目区地域空旷，扩散条件良好，对周围环境影响较小。

6.1.2 施工期水环境影响分析

（1）钻井作业对地下水含水层影响分析

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合格而导致井漏事故，从而发生窜层污染事故。本项目开采目的层与地下水处于不同层系，且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，确保项目在钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系。因此，项目钻井过程正常工况下不会对地下水造成影响。

（2）管道试压废水

管道试压采用清水，产生的废水中污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘，对项目区地下水环境基本无影响。

（3）管线施工对地下水的影响

本项目管线地敷设，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，可能进入地下含水层，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。由于管线施工期短，发生降水淋滤的可能性很小，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，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。

（4）生活污水

钻井期设生活营地，生活污水排放至生活污水防渗池，采用 HDPE 防渗膜进行防渗，钻井作业结束后清运至陆梁公寓生活污水处理系统；地面工程施工时，施工人员食宿在陆梁公寓，无生活污水产生。

6.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为施工机械及车辆，源强一般为 85～105dB（A）。根据现场调查，本项目声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，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

本项目挖方全部回填，无弃方，固体废物主要为钻井过程产生的钻井岩屑、生活垃圾和工程建设过程中产生的建筑垃圾。

（1）水基钻井废弃物处置措施

本项目一开、二开采用水基钻井液，钻井时井筒产生的钻井废弃物经不落地系统处理后，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队回收继续使用，不外排。固相排至岩屑收集罐，交由岩屑处置公司处置。

（2）油基钻井废弃物处置措施

三开采用油基钻井液体系，钻井时井筒返排的钻井液及油基钻井岩屑经不落地系统的振动筛、清洁器、离心机等设备进行初步分离后，固体经先由甩干机进行第一次固液分离，再由离心机对甩干机排出的液体进行第二次固液分离，实现深度分离，分离出的固相属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08），采用

专用的方罐进行收集，并交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置。两次固液分离产生的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队回收继续使用，不外排。

（3）建筑垃圾

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。

（4）生活垃圾

钻井期生活垃圾集中收集后清运至陆梁作业区生活垃圾填埋场。

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为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

（1）人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地会对土壤造成扰动，主要是钻井、站场建设、管道敷设和道路等工程建设过程中对土壤的开挖，以及车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏至使土壤紧实度增高，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）反复碾压后的土壤，植物很难再生长。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响；土壤在形成过程中具有一定的分层特性，一般来说表层为腐殖质层，中层为淋溶积淀层，底层为成土母质层。腐殖质层是植物根系分布密集区，是土壤肥力、水分集中分布区。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。

（2）水土流失影响分析

工程施工及占地呈点线状分布，对土壤的影响包括破坏地貌、地表土壤结构及植被，进而可能会对引发水土流失。

项目建设期间，施工车辆对地表植被的大面积碾压，管沟开挖及回填过程中

的土石方作业，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，会使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，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，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，有效减少水土流失影响。

（4）土地沙化影响分析

项目区位于古尔班通古特沙漠，地表为固定、半固定沙地，区域气候具有多风、降水量偏低等特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，施工作业活动，尤其是土石方作业活动会使占地范围内的土地就地起沙，地表植被的损毁还会加剧局部土地沙化。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 年时间内将逐步恢复。综上所述，本项目对项目所在区域土地沙化影响不大。

6.1.6 施工期生态环境影响分析

施工期生态影响主要表现为占地影响，包括钻井工程、集输工程、转输工程和道路、输电线等共用工程。占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场、道路、计量站和转油站等占地，以及场站施工、集输管线和道路、输电线施工时的临时占地。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—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大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

工程占地类型为盐碱地及沙地，各项施工作业对植被的主要影响时土地的占

用和施工阶段清场过程中对地表植被的清理和碾压。场站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。临时占地范围内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。在工程结束后，土地将不在受人为扰动，逐步自然恢复，重新回到原来的自然状态。

项目总占地面积为 2196940m^2，其中永久占地 460550m^2，临时占地 1736390m^2。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。生物损失量参照《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）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 1.0t/(hm^2·a)计算，生物损失量为 220t/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

井区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踩踏和碾压，使原生植被生境发生较大变化。非居住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踩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

施工期对野生动物的影响分为直接影响和间接影响两个方面，主要表现在对生存环境、分布范围和种群数量的影响。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。钻井工程、集输工程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，就本项目而言，它是由荒漠生态系统和道路等景观相间组成。本项目占地面积不大，项目实施后可以与现有的区域景观相协调。

②对生态系统结构、功能的影响

本项目钻井工程、集输工程、道路工程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。项目占地类型主要为盐碱地和沙地，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，导致项目区自然植被盖度较低，在 5～10%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。

6.1.7 水土流失影响分析

本项目的建设对项目区水土流失影响的方式包括地表扰动、植被损坏、管沟开挖及破坏原地貌、地表土壤结构。工程占地呈点、线状分布，建设期间，开挖管沟、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧项目区水土流失。

本工程地面建设的内容主要为采油井场、转油站、管线及道路的敷设等。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，地面构筑物建设中施工作业活动使地表保护层变得松散都会加剧风蚀影响。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。管线施工时，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。

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

项目大气评价范围占地类型主要为沙地及盐碱地，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　　本项目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	0.3275	7.75	0.2625

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，具体详见表 6.2-2。

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表 6.2-3。

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/℃		40
最低环境温度/℃		-42
土地利用类型		荒漠
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）污染物源强

污染物源强及排放参数见表 6.2-4、表 6.2-5。

表 6.2-4　　点源参数表

编号	名称	排气筒底部中心坐标/m		排气筒底部海拔高度/m	排气筒高度/m	排气筒出口内径/m	烟气流速/（m/s）	烟气温度/℃	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/（kg/h）		
		X	Y								NO_x	SO_2	颗粒物
P1	采暖撬排气筒			274	8	0.4	3	180	4320	正常工况	0.201	0.071	0.021

表 6.2-5　　面源参数表

编号	名称	面源各顶角坐标/m		面源长度/m	面源宽度/m	面源海拔高度/m	面源有效高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/（kg/h）	
		X	Y							NMHC	甲醇
M1	转油站			144	123	274	5	8400	正常工况	0.013	0.003
M2	计量站			25	25	252	5	8400	正常工况	0.008	/
M3	井场			40	30	258	5	8400	正常工况	0.007	/

（6）预测结果

预测结果详见表 6.2-6、表 6.2-7。由预测结果可知，本项目排放的废气中污染物占标率均较小，其短期浓度贡献值小，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，不会使区域环境空气质量发生明显改变，对区域大气环境影响较小。

表 6.2-6　　主要污染源估算模型计算结果一览表（有组织源）

下风向距离/m	采暖撬锅炉烟气					
	NO_x		SO_2		PM_{10}	
	预测质量浓度（μg/m³）	占标率/%	预测质量浓度（μg/m³）	占标率/%	预测质量浓度（μg/m³）	占标率/%
10	4.194	0.84	11.873	5.94	1.240	0.28
25	3.488	0.7	9.873	4.94	1.031	0.23
50	4.709	0.94	13.331	6.67	1.393	0.31
75	5.036	1.01	14.257	7.13	1.490	0.33
81	5.075	1.02	14.368	7.18	1.501	0.33

100	4.817	0.96	13.638	6.82	1.425	0.32
200	2.815	0.56	7.970	3.98	0.833	0.19
300	2.459	0.49	6.960	3.48	0.727	0.16
400	2.012	0.4	5.6950	2.85	0.595	0.13
500	1.690	0.34	4.7840	2.39	0.500	0.11
下风向最大质量浓度及占标率	5.075	1.02	14.368	7.18	1.501	0.33
$D_{10\%}$最远距离	81m					

表 6.2-7　　主要污染源估算模型计算结果一览表（无组织源）

下风向距离/m	转油站				计量站		井场	
	甲醇		NMHC		NMHC		NMHC	
	预测质量浓度（μg/m^3）	占标率/%	预测质量浓度（μg/m^3）	占标率/%	预测质量浓度（μg/m^3）	占标率/%	预测质量浓度（μg/m^3）	占标率/%
10	1.026	0.03	4.067	0.20	14.632	0.73	12.643	0.63
18	/	/	/	/	18.178	0.91	/	/
25	1.243	0.04	4.927	0.25	14.683	0.73	15.783	0.79
50	1.618	0.05	6.413	0.32	12.189	0.61	14.186	0.71
75	2.001	0.07	7.933	0.40	11.420	0.57	13.755	0.69
100	2.325	0.08	9.217	0.46	10.375	0.52	12.679	0.63
125	2.447	0.08	9.702	0.49	9.323	0.47	11.480	0.57
132	2.454	0.08	9.728	0.49	/	/	/	/
200	2.280	0.08	9.037	0.45	6.893	0.34	8.558	0.43
300	1.995	0.07	7.910	0.40	5.238	0.26	6.525	0.33
400	1.761	0.06	6.980	0.35	4.276	0.21	5.337	0.27
500	1.537	0.05	6.092	0.30	3.572	0.18	4.462	0.22
下风向最大质量浓度及占标率	2.454	0.08	9.728	0.49	18.178	0.91	15.783	0.79
$D_{10\%}$最远距离	132m				18m		25m	

（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，项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变。项目区地域空旷，无集中固定人群居住，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 运营期水环境影响分析

（1）水文地质条件概况

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，区域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约 60m～90m，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 6.2-1。

图 6.2-1　　项目区水文地质示意图

（2）正常工况下对地下水环境影响分析

井下作业废液集中收集后由罐车拉运至玛东集中处理站压裂返排液处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排；转油站生活污水排至化粪池，定期清运至陆梁公寓生活污水处理厂处理。运营期正常工况下无废水外排，不会对地下水产生不利影响。

（3）事故状态下对地下水的影响

①地下水污染途径分析

非正常工况下，转油站转输设备破裂、集输管线破损等导致油品或甲醇泄漏、污水罐破裂导致含油污水外泄、井下作业时发生井漏事故等，均有可能导致石油类等污染物通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

②预测情景设定

根据前节工程分析，转油站内生产设备均为撬装设备，发生泄漏后可及时发现并处理。且甲醇储罐容量仅 2m^3，即使发生泄漏事故，也不会对地下水造成污染影响。而油气集输管线均为埋地敷设，埋深均在冻土层以下，发生泄漏事故对地下水造成污染影响的可能性更大。本次针对采出液转输管线进行预测。

③泄漏量预测

本项目按最不利情况考虑假设条件，假设采出液管线发生全管径（DN200）泄漏，裂口面积为 0.03m^2，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；

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，在设定事故条件下污水的泄漏速率见表 6.2-8。

表 6.2-8　设定事故条件下管线的泄漏速率计算结果

事故类型	泄漏口面积(m^2)	泄漏口之上液位高度(m)	管线内部压力	环境压力	液体密度(kg/m^3)	泄漏速度(kg/s)
采出液转输管线泄漏	0.03	0.2	0.4MPa	0.1MPa	815	247

据上表，采出液转输管线泄漏速度为 247kg/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 148t。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算,油罐泄漏后可能进入含水层的物料为 14.8t。

④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。

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

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；

模型中所需参数及来源见表 6.2-9。

表 6.2-9　　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	14.8t
2	t	时间	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	30m
4	u	水流速度	0.33m/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

当发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 6.2-10。

表 6.2-10　　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）	下游达标浓度对应距离（m）	评价标准（mg/L）
采出液转输管线	石油类	100	86.212	52	0.05
		500	17.212	203	
		1000	8.621	380	

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，管线发生泄漏后 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，采出液转输管线发生泄漏后 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 20cm，项目区地下水埋深约在 50～120m，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。

6.2.3 运营期声环境影响分析

噪声源主要为采油及油气集输设备运转噪声，如井场抽油机、计量站管汇及转油站中的各类机泵等，其中转油站中噪声源强最大，本次评价以转油站为例，对项目运营期噪声进行预测与分析。

转油站四周建有围墙，转输泵位于泵房内，并采取基础减震等措施，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采

用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009）中所推荐的预测模式，计算式如下：

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

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按照下列公式进行计算：

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

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

转油站内机泵噪声源强在 85～105dB（A）之间，设备选用低噪设备，建设封闭式泵房，并采取基础减震等措施，衰减量按 25dB（A）计，其运行噪声不高于 70dB（A）。项目工程主要噪声源强见表 6.2-11、图 6.2-2。

表 6.2-11　　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）]
机泵	8	70
压缩机	3	75

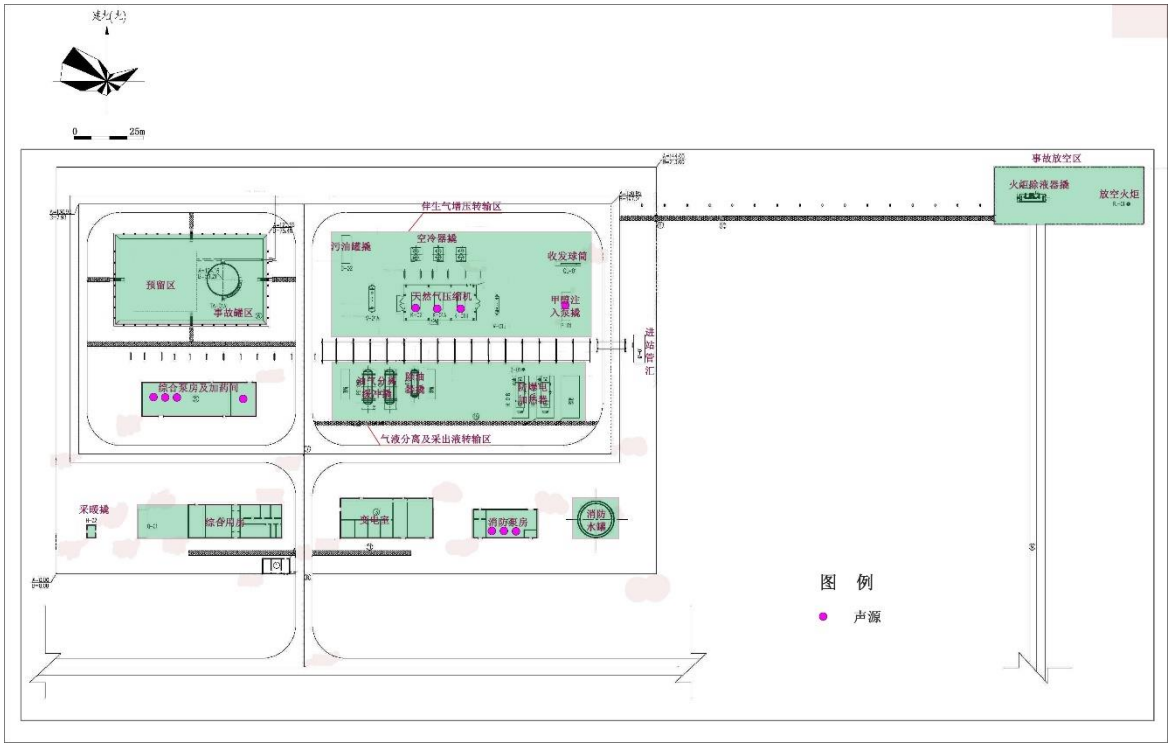

图 6.2-2　　达 13 转油站站内噪声源分布示意图

（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 6.2-12、图 6.2-3。

表 6.2-12　　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
转油站	东厂界	43	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	42		
	西厂界	42		
	北厂界	44		

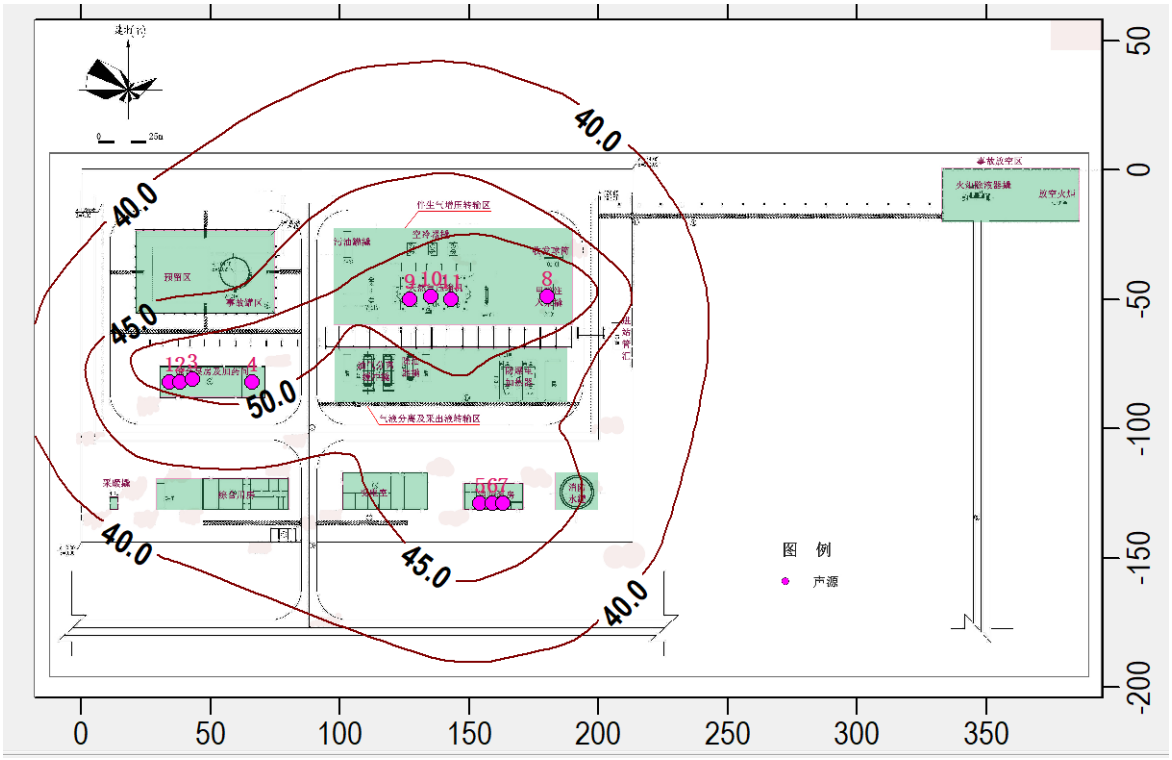

图 6.2-3　　达 13 转油站噪声预测等声级线图

由预测结果可知：达 13 转油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，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

6.2.4 运营期固体废物环境影响分析

井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到落地油 100%回收；生活垃圾定期清运至陆梁作业区生活垃圾填埋场；废机油排至地埋式污水罐，与站内分离出的采出液一同转输至玛东集中处理站处理；生产分离器撬容器底部产生的油泥砂、清管废渣与事故状态下产生的含油污泥同属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 类废矿物油与含矿物油类危险废物，交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置，沾油废物由克拉玛依顺通环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置。综上所述，本项目产生的各项固废均得以妥善处置，不会对项目区环境造成不利影响。

6.2.5 运营期土壤环境影响分析

正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷、管线及储罐泄漏等事故，泄漏的油品或甲醇会可能会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的物料覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化；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，进而影响地表植被的生长。根据环境风险评价结论可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后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。

6.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地随着施工作业的结束将逐步自然恢复。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，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会对野生动物的生存及其生境造成一定的影响，作业区通过加强对环境保护的宣传工作，提高员工的环保意识，特别强调对野生动物、受保护的野生植物的保护，可将对野生动物的影响降至最低。

6.3 退役期影响分析

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、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和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，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

退役期各采油井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，退役期对地下水环境没有不良影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，站场及其他占地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原油和伴生气。风险单元为油气集输管线、达 13 转油站和转输管线，计算三个风险单元危险物质与临界量的比值（Q 值），计算结果详见表 6.4-1。

表 6.4-1　　本项目各风险单元 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
集输管线	原油	1.63	2500	0.001	I
	天然气	0.29	10	0.029	
转油站	原油	0.31	2500	0.0001	
	天然气	0.05	10	0.006	
	甲醇	1.422	10	0.142	
转输管道	原油	431.42	2500	0.173	
	天然气	1.35	10	0.135	
/	合计	/	/	0.486	

根据上表计算结果可知，本项目的 Q＜1，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》（HJ169-2018）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

简单分析不设评价范围，无环境敏感目标。

6.4.3 环境风险识别

（1）物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为原油和伴生气，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	原油	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	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
2	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	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
3	甲醇	分子式 CH_3OH	对中枢神经系统有麻痹作用，对视神经和视网膜有特殊选择作用，易引起病变，可至代谢性酸中毒	易燃液体，闪点 11℃，爆炸极限 5.5%～44.0%，引燃温度 385℃	属于第 3.2 类中闪点易燃液体

（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，导致井筒内物质进入地层，从而发生窜层污染事故。井喷主要是在井下作业中发生的事故。对本项目而言，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油品和伴生气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品、伴生气等易燃物质遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

③撬装装置容器危险性识别

转油站气液分离器、天然气转输、甲醇注入泵撬等装置均为撬装设计，各装置的设计、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。发生的事故主要为撬装装置内容器发生破裂造成的油气、甲醇的泄漏，对周围环境造成直接污染，遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。此外，甲醇具有毒性，泄漏后还有中毒风险，对转油站工作人员健康和生命造成威胁。

（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，分析工程可能发生的风险事故如下表所示。

表 6.4-3　　本项目可能发生的风险事故类型一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果
钻井阶段	井喷	钻井过程中因各种原因，井内液柱压力不能平衡地层压力时而造成井喷事故	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故
	井漏	在钻井过程中，某些区域地质构造较为特殊，砂质岩空隙度大，或工作压力超过地层破裂压力，导致工作液体（如钻井液、固井水泥浆）发生漏失	井漏事故有可能进一步引起井喷事故：若地层为含水层，钻井液漏失可能对地下水造成污染
采油阶段	井喷	井下作业过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致油气泄漏，导致井喷：采油阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故
集输管线	采出液、伴生气管线泄漏	单井管线和集输干线由于管道设计缺陷、管材质量缺陷，管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致油气泄漏事故	油气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故
转油站	伴生气泄漏	伴生气转输装置、管线穿孔、破裂，导致伴生气泄漏	遇火源发生火灾爆炸事故
	气液分离器	撬装装置容器破裂、阀门管线泄漏、泵设备故障、操作失误、仪表电器失灵、电线短路、静电、雷击等	采出液、伴生气遇明火，造成火灾、爆炸事故
	甲醇注入撬	甲醇注入撬储罐破损、阀门泄漏、操作失误、静电短路等	甲醇遇明火造成火灾爆炸，直接威胁工作人员的健康和生命安全

（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、储罐发生破损造成油品、甲醇和伴生气泄漏，污染土壤和大气，泄漏油品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

转气管线输送介质为伴生气，即使发生泄漏事故也不会对土壤造成影响。而转油管线、井区集输管线泄漏时会导致采出液外泄，相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，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，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，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，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

（2）对植被的影响

转气管线中的伴生气泄漏对植被影响不大，井区油气集输管线及采出液转输管线泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏油品直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的油品中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

（3）对地下水环境的影响

转气管线中伴生气泄漏对地下水无影响，井区油气集输管线及采出液转输管线泄漏则可能造成油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，若能及时发现、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回收，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：土壤尽管颗粒较粗、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 0～10cm 或 0～20cm 表层土壤中，其中表层 0～5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对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

发生油气泄漏事故后，大量的伴生气进入环境空气，可能造成局部地区浓度过高，极易造成小范围的缺氧，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速，严重时可窒息死亡。甲醇为易挥发液体，且有毒性，泄漏后可能造成视神经损坏、中枢神经系统麻痹、代谢性酸中毒等；泄漏的油气、甲醇若遇明火，可发生火灾、爆炸，其伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。项目区地域空旷，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。

（3）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，运输车辆在施工区域应尽量低速行驶，严禁超载。

（4）优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

（5）严格控制施工作业面积，施工区域定期洒水抑尘，避免在大风天气作业。

（6）施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整。

7.1.2 施工期废水污染防治措施

（1）管道试压采用清水试压，应尽可能重复利用，试压结束后，就地洒水抑尘。

（2）钻井期生活污水排至生活营地污水防渗池，钻井结束后清运至陆梁公寓生活污水处理系统。

（3）钻井井场内的水基岩屑罐区及材料堆场等设为一般防渗区，采用铺设 HDPE 防渗膜进行防渗，其防渗性能须满足等效黏土防渗层 MB≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；钻井井口、钻井液不落地设备区、油基钻井岩屑罐区以及应急防喷池设为重点防渗区，采取的防渗措施为钻井井口、钻井液不落地设备区和油基钻井岩屑罐区底部先敷设钢板，再铺设 HDPE 防渗膜进行防渗。应急防喷池开挖后土方在四周形成围堰，围堰、池底及四壁夯实，池底铺设钢板，上部铺设防渗膜，包裹住围堰，其防渗性能须满足等效黏土黏土防渗层 MB≥6.0m，K≤1.0×10^{-7}cm/s。

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。

7.1.4 施工期固体废物防治措施

（1）建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理；钻井期生活垃圾集中收集后送至陆梁作业区生活垃圾填埋场处理。

（2）钻井废弃物采用不落地系统处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排。水基岩屑进罐贮存，交由岩屑处置单位处理；油基岩屑属于危险废物，进专用方罐，交由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司负责处置。

（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。

（4）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”。

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。

（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）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）井区建设工程施工期生态保护措施

①设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②对井区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。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，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③施工结束后，对单井井场、计量站和转油站等永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

（2）管线施工期生态保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏自然植物。

②施工时严格按照即定方案施工，严格限定作业带宽度，单井管线作业带宽度不得超过 8m，集油干支线、转输管线不得超过 12m，严禁毁坏占地范围外的自然植被。

③加强施工期管理，对施工人员宣讲生态环境保护相关保护措施，施工期禁止掩埋废弃污染物，应派专人监管。

（3）施工管理

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，不随意踩踏砍伐野生植被，不得毁坏占地范围外的植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

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，严禁捕杀任何野生动物；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。

④加强施工期环境监理，监理对象为钻井工程、站场建设和管线等工程的施工、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及施工过程中的环境管理等内容。

（4）恢复措施

施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期野生植被的自然恢复。建设单位作为责任主体，应按照《中华人民共和国土地管理法》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。

7.1.7 水土流失防治措施

（1）严格控制各项工程作业面积，尽量选取平坦地带，植被稀疏区域建立场站。

（2）井场道路用砾石铺垫，减少扬尘；对站场占地范围内进行夯实，永久占地的地表层铺压砾石层，减少扬尘。

（3）严格控制和管理运输车辆的运行范围，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

（4）管沟开挖土方全部回填，避免弃方产生。管沟回填应分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

（5）工程主管部门积极主动，加强水土保护管理，对工作人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，不随意乱采乱挖沿线植被。

（6）建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；并根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。

7.1.8 防沙治沙措施

项目区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，建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

①土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

②大力宣传《防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

③施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。

④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。

⑤对油气集输干支线、油气转输管线等管廊上方，以及输电线杆基底采取草方格固沙等措施，防止沙丘活化，减少沙丘流动。

⑥对采油井口、转油站地面和道路采取水泥硬化、砾石铺垫等硬化措施，减少风蚀量，降低沙丘流动性。

⑦加强对野生植物的保护，严禁破坏梭梭、白梭梭等受保护的优良固沙植被；加强运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度。

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）井口采出物采用密闭集输工艺，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，防止采出液、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

（3）加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好采油井的压力监测，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）非正常工况下转油站伴生气全部进入火炬系统燃烧放空，严禁直接排放。

7.2.2 运营期废水污染防治措施

（1）废水处置措施

井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集后送至玛东集中处理站压裂返排液处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。达 13 转油站设 1 座 10m^3 地埋式污油罐撬，用于收集装置检修时排污、伴生气转输区污油及废机油，收集的污油、污水与采出液组分相似，泵输至采出液转输泵入口，与采出液一同转输进玛东集中处理站。

（2）井区地下水保护措施

运营期井场仅设采油树，采取以下地下水保护措施：

①定期对井场的设备、阀门进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

②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；定期对外输管道进行检查，一旦发现异常，及时维修，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。

③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，防止发生井漏事故，避免发生窜层污染等事故。

（3）转油站地下水保护措施

根据项目区水文地质实际情况及特点，提出如下地下水污染防治措施：

①源头控制建设单位要大力推行清洁生产，站内管道、设备、污水贮存构筑物要严格施工质量，加强巡检力度，防止跑冒滴漏现象的发生，并注意在生产过程中对废水收集系统的保护，定时对管道接口检查、维修。

②事故罐区设置围堰，对于机、泵基础周边设置废液收集设施，确保泄漏物料可得到有效收集。

③防渗分区

根据站内可能泄漏至地面区域污染物的性质和生产单元的构筑方式，以及潜在的地下水污染源分类分析，将站内划分为简单防渗区、一般防渗区和重点防渗区。

简单防渗区：指没有物料或污染物泄漏，指不会对地下水环境造成污染的区域。主要指生产管理区，如值班室、门卫室和中控室等。

一般防渗区：指地面以上的生产功能单元，污染地下水环境的物料泄漏容易及时发现和处理的区域，主要为气液分离装置区、油气转输装置、泵房和火炬系统等装置区。

重点防渗区：指位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料长期储存或泄漏不容易及时发现或处理的区域。主要包括包括事故罐区、地埋式污水罐区和危废暂存间等。

④防渗要求

重点防渗区的单元或设施的防渗性能需满足等效黏土黏土防渗层 MB≥6.0m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；一般防渗区的防渗层防渗性能需满足等效黏土黏土防渗层 MB≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s。设备、地下管道或建构筑物防渗的设计使用年限分别不低于相应设备、地下管道或建、构筑物的设计使用年限，防渗层由单一或多种防渗材料组成，地下水污染设防的单元或设施的地面坡向排水口或排水沟，当污染物有腐蚀性时，防渗材料具有耐腐蚀性能或采取防腐处理。

本项目各生产单元分区及防渗要求见表 7.2-1、图 7.2-1。

表 7.2-1　　各生产单元分区防渗要求一览表

防渗分区	生产单元	主要设施	防渗性能
简单防渗区	办公生活区	值班室、门卫室、中控室等	一般地面硬化
一般防渗区	气液分离装置区、油气转输装置、泵房和火炬系统等装置区	气液分离撬、油气转输装置、转输泵、提升泵和火炬系统	等效黏土黏土防渗层 MB≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s
重点防渗区	事故罐区	事故罐	等效黏土黏土防渗层 MB≥6.0m，K≤1.0×10^{-7}cm/s
	污水罐区	地埋式污水罐	
	危废暂存间	危废暂存设施	

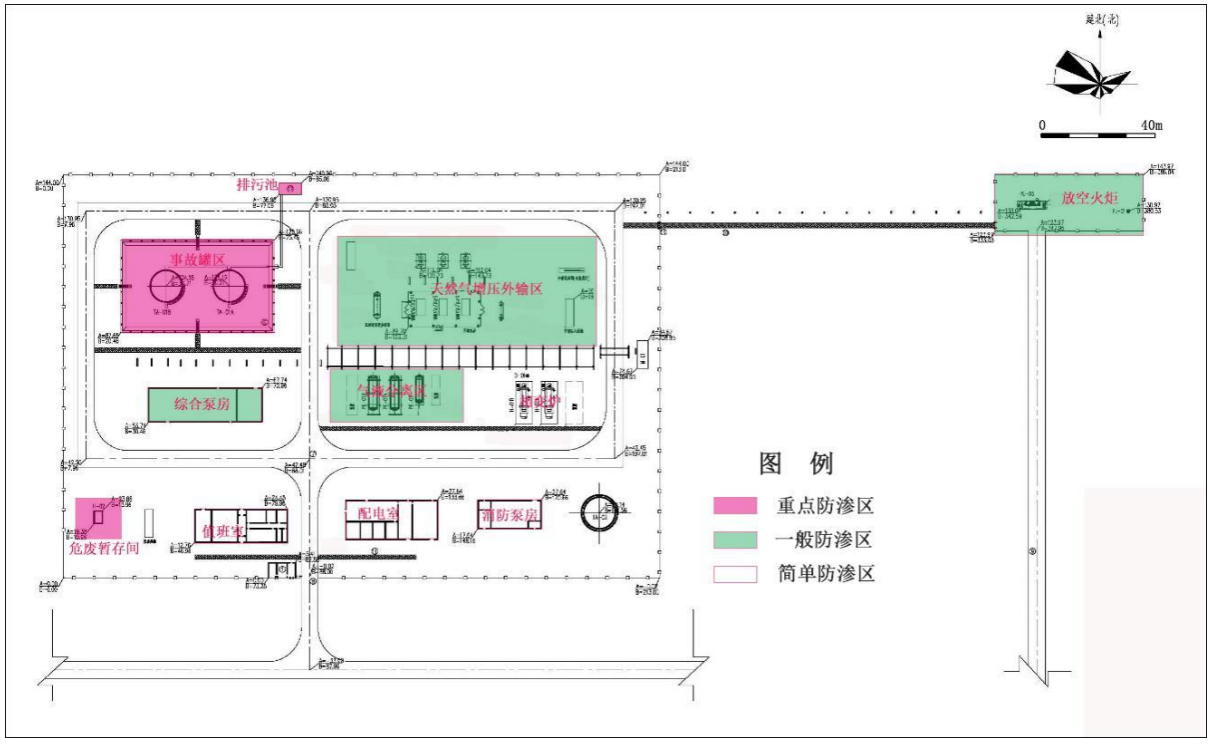

图 7.2-1　　转油站分区防渗图

7.2.3 运营期噪声污染防治措施

（1）合理布局各生产设备，设备选型尽可能选择低噪声设备。

（2）定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

（3）加强噪声防范，做好个人防护工作。

经采取以上措施，转油站站及各井场、计量站厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声功能区环境噪声限值要求。

7.2.4 运营期固体废物污染防治措施

运营期生活垃圾清运至陆梁作业区生活垃圾填埋场。生产分离器撬容器底部产生的油泥砂、清管废渣与事故状态下产生的含油污泥同属于《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，集中收集后交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置。沾油废物由克拉玛依顺通环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置。

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。

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）罐车严格按照拉运路线行驶，不得因乱碾乱破坏土壤结构。

（2）井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应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，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）定时巡查站场设备设施等，及时清理落地油，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。

（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，在井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

闭井期的清管废水由罐车拉运至玛东集中处理站，经压裂返排液处理系统处理达标后回注地层，不外排。对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生井漏事故。

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 退役期固废及土壤污染防治措施

（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当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（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 退役期生态环境保护措施

随着气井开采时间的延长，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，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、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应进行清理，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，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

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。

7.3.6 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）、《废弃井回填技术指南》（试行）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禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②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）井场及站场生态恢复治理

进入退役期的井应封井，需拆除井口装置，截去地下 1m 内管头；拆除计量站、转油站各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对占地进行平整，避免影响植被自然恢复。

（3）管线生态恢复

井区集输管线及油气转输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵。

（4）植被恢复措施及恢复要求

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”。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

7.4 环境风险防范措施及应急要求

7.4.1 钻井风险防范措施

（1）钻井井场风险防范管理措施

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。本项目须按照一级井控要求落实环境风险防范、应急措施以及管理措施。

（2）钻井井场应急放喷设施

在井场设放喷管线和放散管各一条，若遇伴生气排出井口，需经放散管点燃后放空。本项目要加强对放喷管线、放散管及其点火装置等放喷系统的维护与检

修，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）井喷事故防范措施

钻井时二开及以后开次均设置井控系统，防止井筒压力不能平衡地层压力的情形发生；若发生井喷事故，应立即疏散人群，防止局部甲烷浓度过高而导致人员窒息，待事故结束后，对井口放喷物进行清理，污染的土壤由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司转运、处理。

（4）井漏事故防范措施

钻井时采用水泥浆固井与下套管相结合的方式将井筒与地层分隔开。一开下入表层套管，水泥浆返至地面；二开下入技术套管，水泥浆返至 3080m；三开下入技术套管，水泥浆返至 3617m。通过采取上述固井及下套管措施，可以有效避免发生井漏事故，从而也避免了钻井液或油品漏失发生窜层污染事故。

7.4.2 井下作业事故风险防范措施

（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。

（4）井场设置明显的禁止烟火标志，在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

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

（6）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）井下作业时要求带罐操作，原油 100%回收，而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

7.4.3 集输泄漏风险防范措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。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）在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

（3）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。

（4）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。

7.4.4 转油站内泄漏事故风险防范措施

（1）建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

（2）选用质量合格的储罐、阀门及连接件，定期对各站场易损及老化部件进行更换，防止甲醇储罐泄漏事故的发生。

（3）事故罐区设置围堰，新建危废暂存间内设置围堤，罐区及危废间按照重点防渗区要求建设防渗设施，即使发生泄漏事故也能将事故影响降低到最小。

7.4.5 火灾爆炸事故风险防范措施

（1）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。

（2）采油井场、站场设置明显的禁止烟火标志。

（3）在井场、计量站、转油站设置可燃气体报警装置用于紧急情况发生时保

护人员及设备安全。可燃气体检测报警仪的设置符合《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》（GB50493-2009）的要求。在单井管线和油气集输管线设置压力、流量等检测系统，及时了解危险物质的状态信息，避免重大事故的发生。

（4）井下作业废水拉运时应明确罐车运输路线，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。

（5）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。

7.4.6 环境风险应急处置要求

（1）应错处置要求

发生事故时，如井喷、管线泄漏、储罐泄漏等事故时，上层能收集的原油回收送玛东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，应立即启动应急预案，由应急领导小组对事故进行处理。

（2）应急预案

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，项目建成后陆梁油田作业区应对现有应急预案进行修编，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，从而对环境风险进行有效防治。具体修编内容如下：

①适用范围

将本项目实施区域纳入陆梁油田作业区整体预案，包括井场、计量站、转油站。

②环境事件分类与分级

本项目可能发生的环境事件见前节 6.4.4 环境风险分析。

按照突发环境事件严重性、紧急程度和可能波及的范围，突发环境事件的预警分为三级，预警级别由低到高，颜色依次为蓝色、黄色、橙色。根据事态的发展情况和采取措施的效果，预警颜色可以升级、降级或者解除。橙色预警需要作业区请求新疆油田公司、属地政府部门的力量进行救援；黄色预警需要作业区应急领导小组和承包商的力量进行应对救援；蓝色预警需要应急办公室力量足以进行应对救援。本项目为陆地石油开采项目，项目生产工艺及设施与作业区现有工程基本一致，预警条件按现有应急预案执行。

③组织机构与职责

现有应急预案已成立突发环境事件应急领导组，全面负责突发环境污染事故的预防和应急等各项工作。应急组织机构见图 4.1-1。

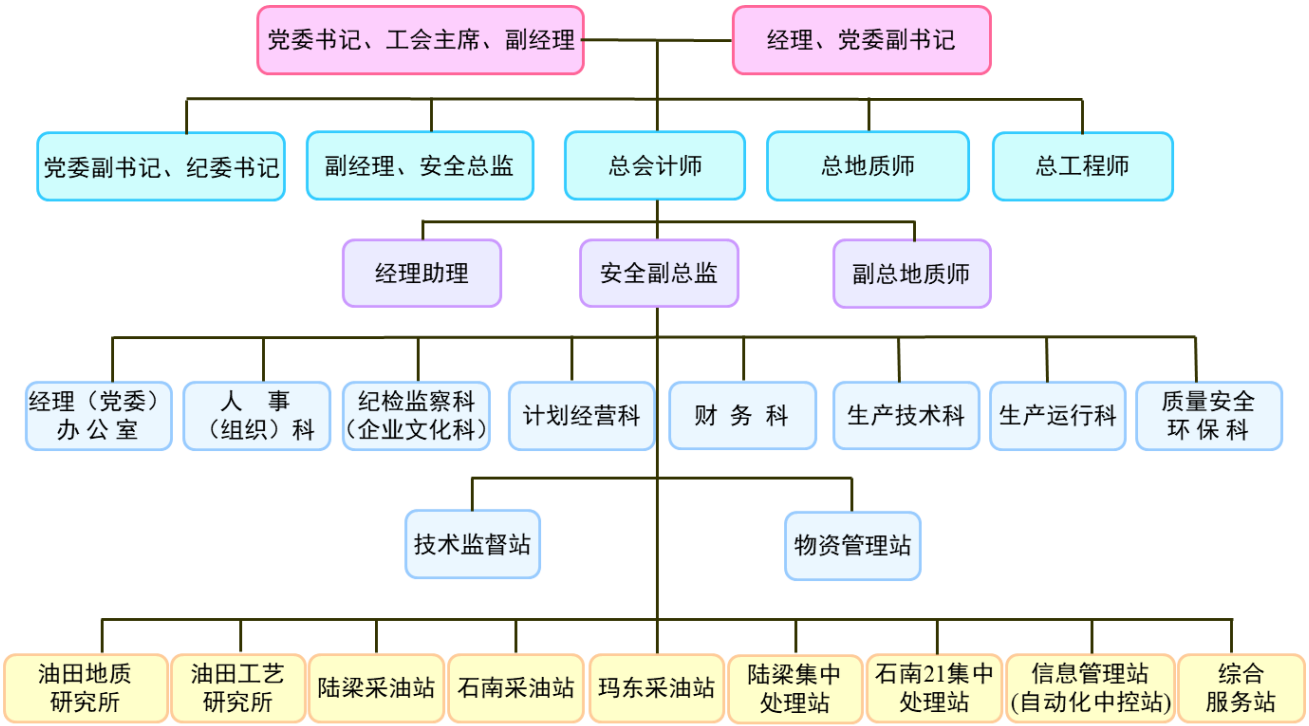

图 7.4-1　　应急组织机构图

本项目建成后，应明确现场综合保障组成员，包括组长及成员，现场综合保障组织职责如下：

※负责现场警戒、交通管制、人员疏散等。

※负责调集医疗资源，做好现场受伤、中毒人员的急救及护送转院救治。

※负责火灾爆炸事故救援物资及现场生活用品的供应、调运等。

※负责协调外部的消防、安保力量参与应急救援。

※指挥协调现场应急环境监测行动，负责现场及周边环境可燃气体、有害物质浓度监测、通报等。

※负责现场及周边环境可燃气体、有害物质空气浓度、水体污染物浓度上报等。

④监控和预警

在井场、计量站和转油站设置可燃气体报警装置用于紧急情况发生时保护人员及设备安全。可燃气体检测报警仪的设置符合《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》（GB50493-2009）的要求。在单井管线、集输管线和油气转输管线设置压力、流量等检测系统，及时了解危险物质的状态信息，避免重大事故的发生。

预警条件、预警报告流程、预警相应及预警解除要求与现有应急预案保持一致，具体执行由现场综合保障组负责。

⑤应急保障和善后处置

※应急队伍

内部能力：依托相关承包商建立管道抢维修、设备抢维修、自控抢维修等专业抢险队伍，为应急救援提供队伍保障。建立有应急物资库房，按要求储备应急物资，并根据应急演练和抢险评估结果及时进行补充，为应急救援提供资源保障。

外部能力：可依托石西油田作业区、彩南油田作业区运输、人员、救治以及救援部分物资等。

当事故扩大化需要外部力量救援时,从塔城地区和和布克赛尔蒙古自治县政府等相邻部门,发布支援求助,请求调动相关政府部门进行全力支持和救护。

※应急资料

应急时可能用到的资料主要有：

1）转油站平面布置图、工艺流程图、油气集输管线走向图、应急疏散线路图、气象资料、危险化学品安全技术说明书等。存放地点于陆梁作业区资料室，由资料保管员统一管理，转油站值班室应设档案柜，用于存放上述资料的备份，便于现场取用；

2）应急人员联系电话；

3）外部单位联系电话；

4）新疆油田公司、陆梁油田作业区、转油站值班室、和布克赛尔蒙古自治县政府、塔城地区生态环境局及和布克赛尔蒙古自治县分局、布克赛尔蒙古自治县安监局、布克赛尔蒙古自治县消防局等部门电话；

5）突发环境事件应急预案。

※应急物资

通常现场必需的应急设备与工具如下：

1）灭火设备：便携式灭火器等。

2）危险物质泄漏控制设备：泄漏控制工具、封堵设备、解除封堵设备等。

3）个人防护设备：防护服、手套、靴子、呼吸保护装置等。

4）通信联络设备：移动电话等。

5）医疗支持设备：急救箱等。

6）相关资料：工艺文件、行动计划、材料清单、事故分析和报告、地图图纸等。

※善后处置

善后处理工作应在现场应急指挥部统一指挥下，由各有关部门组织实施，各有关部门要组织力量全面开展污染事故善后处理工作，及时收集、清理和处理污染物，对污染事故做出评估，制定恢复计划，并迅速实施。安全环保科监督有关部门清理环境污染事故造成的污染，避免二次污染产生。对于造成生态破坏的环境污染事故，应在事故处理后进行生态监测，并视生态破坏的严重程度，酌情采取相应的生态修复措施。

⑥预案管理与演练

预案管理沿用现有应急预案管理要求，演练频次与现有应急预案保持一致。具体工作执行交由现场综合保障组。

7.5 环境风险简单分析一览表

本项目环境风险简单分析内容详见表 7.5-1。

表 7.5-1　　环境风险简单分析一览表

建设项目名称	玛湖油田达 13 井区三叠系百口泉组油藏开发地面工程
建设地点	行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，新建达 13 转油站西北距和布克赛尔蒙古自治县中心城区约 114km，东距玛东集中处理站约 22km，DaHW1531 西北距玛纳斯湖最近约 3.1km。
地理坐标	
主要危险物质及分布	主要危险物质为伴生气、原油和甲醇，主要分布在井区油气集输管线、达 13 转油站站和油气转输管线等单元
环境影响途径及危害后果	管线、储罐发生破损造成油品和伴生气泄漏，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；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响
环境风险防范措施要求	井下作业时要求带罐操作，井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程；陆梁油田作业区应对现有应急预案进行修编，将本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应急预案

7.6 环保投资分析

项目总投资 54306.19 万元，环保投资约 1792 万元，占总投资的 3.30%。本项目环保投资估算见表 7.6-1。

表 7.6-1　　环境保护投资估算一览表

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	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，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	/	450
	废气	施工作业产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	/	10
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	25
	环境风险	井控装置	二开、三开采取井控措施，防止井喷	54 口	162
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	/	20
		钻井岩屑	钻井采用不落地工艺，水基岩屑交由岩屑处置单位，油基岩屑委托有资质的单位处置	54 口	810
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	/	20
	废水	井下作业废液	集中收集后送至玛东集中处理站压裂返排液处理系统处理	专用罐车拉运	10
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	/	15
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	项目各井场及相关地面设施	90
	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井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	/	150
环境管理		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	/	30
合计					1792

7.7 依托可行性分析

7.7.1 依托设施环保手续履行情况

本项目含油废水主要为井下作业废液，依托玛东集中处理站采出水系统进行处理；生活污水依托陆梁公寓生活污水处理系统处理；生活垃圾处理依托陆梁作业区生活垃圾填埋场；水基岩屑委托新疆盛洁环境技术有限责任公司处置；油基岩屑委托克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司处置，依托设施的环保手续履行情况见表 7.7-1。

表 7.7-1　项目依托工程环保手续履行情况一览表

工程名称	环评批复机关、文号及时间	验收批复机关、文号及时间
夏盐 11 预脱水站改扩建工程	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2019〕55 号	正在验收
陆梁油田夏盐预脱水站采出水处理系统改扩建工程	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2021〕81 号	正在建设
陆梁集中处理站改扩建工程	原自治区环保厅 新环评价函〔2013〕273 号	原自治区环保厅 新环函〔2016〕23 号
陆梁油田作业区生活垃圾填埋场新建工程	原塔城地区环保局 塔地环字〔2017〕124 号	已完成自主验收
钻、修井泥浆及岩屑无害化处理与利用及免烧砖生产项目	克拉玛依市生态环境局 克环函〔2021〕31 号	正在组织验收
克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司 8 万吨/年热脱附法处理含油岩屑（污泥）项目	自治区生态环境厅 新环函〔2016〕1268 号	已完成自主验收

7.7.2 含油废水处理依托可行性分析

玛东集中处理站原名夏盐预脱水站，建于 2014 年，至今进行过两次改扩建。目前站内采出水处理系统处理规模为 500m^3/d，计划扩建为 1500m^3/d，扩建工程正在建设，该系统主要负责处理夏盐井区来液采出水。站旁建有压裂返排液处理系统，设计为撬装处理装置，设计处理能力 2000m^3/d，该系统主要负责处理玛东区块、达 13 区块来液采出水及井下作业废液。本项目建成后采出水及井下作业废液依托压裂返排液处理系统进行处理，其工艺流程如下：

井区来液经三相分离器分离后。采出水进入 60m^3 聚结除油器→300m^3 沉降隔油池→3000m^3 厌氧池→6000m^3 好氧池→1000m^3 澄清池，最后经过滤器处理后，进入两

个 60m³ 的注水罐，回注油藏，出水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中相关要求。

目前，压裂液处理系统设计处理规模 2000m³/d，目前实际处理能力为 1000m³/d，本项目建成后，新增采出水及井下作业废液量平均约为 801m³/d，富余量可以满足本项目需求。

7.7.3 生活垃圾处理依托可行性分析

陆梁油田作业区现役生活垃圾填埋场建于 2017 年，设计填埋量为 4400m³/年，设计库容 5.3×10⁴m³，池体防渗采用 HDPE 防渗膜，设 6 座石笼导气井，并设有 1 座 120m³ 渗滤液收集池，设计使用年期 10 年。本项目生活垃圾产生量仅 1.1t/a，作业区生活垃圾填埋场可满足项目填埋需求。

7.7.4 生活污水处理依托可行性分析

陆梁公寓建有生活污水一体化处理装置，设计处理规模 500m³/d，出水水质满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中二级标准后，夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。本项目生活污水产生量仅 35m³/a，陆梁公寓生活污水处理系统可满足项目处理需求。

7.7.5 水基钻井岩屑处置依托可行性分析

项目水基钻井岩屑委托新疆盛洁环境技术有限责任公司处置，该公司是一家专业处置一般固废治理的环保企业，拥有多个钻井岩屑处置厂。《钻、修井泥浆及岩屑无害化处理与利用及免烧砖生产项目》位于乌尔禾区百口泉白百路 1 号，厂区占地 11700m²，建有钻、修井泥浆及岩屑无害化处理与利用及免烧砖两条生产线。设计处理钻、修井泥浆及岩屑 10 万 m³/a，免烧砖产量为 3000 万块/a。本项目产生的水基岩屑合计为 25704m³，由于油田滚动开发的特点，钻井工程将分批实施，每年产生的岩屑相对于其处理能力所占比例很小，可满足本项目需求。

7.7.6 油基岩屑依托可行性分析

项目钻井期产生的油基岩屑委托克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行处

理，该公司可接收的危险废物为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废经营许可证有效期限至 2023 年 4 月 15 日。

克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司含油岩屑（污泥）处理一厂位于克拉玛依市石化工业园区金东一街，占地面积 13334㎡，建设了一套热脱附（OSTDS）装置，热脱附装置设计处理能力 10t/h，年处理能力 8 万吨/年。油基混合物使用热脱附技术，采用无氧（或低氧）条件下间接加热（＜600℃）使油相和水相蒸发成为热脱附含油蒸汽，与固相分离，含油蒸汽冷凝后油水分离，剩余残渣含油率（TPH）＜2%，油相回收于油基钻井液配置；污水经厂区内项目配套污水处理装置后用于残渣喷淋降尘，不外排。

克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司热脱附法处理含油岩屑（污泥）设计处理能力为 8 万吨/年，本项目产生的含油岩屑合计为 21492t，由于油田滚动开发的特点，钻井工程将分批实施，每年产生的岩屑相对于其处理能力所占比例很小，可满足本项目需求。

7.7.7 运营期危废处理依托可行性分析

运营期转油站气液分离撬底部产生的油泥砂、清管废渣及事故状态下含油污泥由陆梁作业区负责处置，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（见**错误!未找到引用源。**）。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。

根据处置合同，陆梁油田作业区 2021 年含油污泥委托处理量为 16000t，其中包含各处理站产生的含油污泥以及油田开发区域受落地原油侵染土壤。本项目属于陆梁油田作业区管理，由风险分析可知，集输管线发生泄漏事故的概率较小，事故状态下产生的无法收集的原油及受侵染土壤产生量很少，不会超出已签订处置合同的 16000t 含油污泥委托处理量，故依托可行。

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，全面负责该井区开发建设期的环境管理工作。本项目进入生产运行期后，井区主要管理工作均依托陆梁油田作业区完成，陆梁油田作业区负责本项目生产运行期的环境管理工作，设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本项目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，运营期的井下作业废液送至玛东集中处理站压裂返排液处理系统，处理达标后回注油藏。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油气田废水排放途径，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油气集输、处理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、经济等方面能够解决的，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应急预案。

（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主管部门审批本工程的环境影响报告书，塔城地区生态环境局及和布克赛尔蒙古自治县分局监督所辖行政区内该工程的环保竣工验收制度执行情况、排污许可证核发以及日常环境管理。

8.2.5 施工期环境管理

建设单位在本项目施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表 8.2-1。

表 8.2-1　施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。站场建设施工前，也要严格规定临时占地范围。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。 施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全部回填，对于拟永久使用的道路及各站场等，建设完成后，应因地制宜的进行硬化或地表恢复	工程承包商	施工期	塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局布克赛尔蒙古自治分局	纳入工程费用
2	水环境	管线试压废水用于施工洒水抑尘；施工期生活污水拉运至陆梁公寓生活污水处理厂				
3	土壤环境	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，可避免污染物进入土壤环境造成污染				
4	声环境	在钻井施工、管线和站场等地面工程施工过程中，选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛				
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用高品质的柴油，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量				
6	水土流失及沙化影响	合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。表土剥离后单独存放，管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失和沙化程度加剧				
7	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场；生活垃圾清运至陆梁公寓生活垃圾填埋场；水基钻井岩屑交由新疆盛洁环境技术有限责任公司处理；油基岩屑交由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司负责处置；废钻井液回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队回收带至下一个钻井井场继续使用				

8.2.6 运营期环境管理

（1）建立和实施井区运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。

（2）贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。

（3）加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。

（4）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，本项目在运营期管理的主要内容见表 8.2-2。

表 8.2-2　　运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季降雨使地貌慢慢得以自然恢复。培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被	中国石油新疆油田分公司	运营期	自治区生态环境厅、塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局	纳入工程费用
2	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对井场、计量站、转油站的厂界噪声进行定期监测				
3	大气环境	加强对各井场、站场的设备和管线的巡检，减少油气的跑、冒、滴、漏。加强废气处理设施检修，落实运营期废气监测计划				
4	水环境	加强污水罐检修，落实井下作业废水、采出水收集和处理过程中的环保措施				
5	管道保护	在施工结束后，投入运行前，集输干支线要完成永久标志设置，设置安全标志。对管道设施定期巡查，及时维修保养				
6	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划				纳入运营期管理费用
7	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理				
8	固体废物处置	事故状态产生的落地油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理				

8.2.7 退役期环境管理

本项目在退役期的主要内容见表 8.2-3。

表 8.2-3　　退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移场站设备，恢复地貌	中国石油新疆油田分公司	退役期	塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局	纳入退役期闭井管理费用
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间				
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响				

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
4	水环境	管线拆除排出的废液，由罐车拉运至玛东集中处理站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响	中国石油新疆油田分公司	退役期	塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局	纳入退役期闭井管理费用
5	固体废物处置	固体废弃物分类收集，及时清运				

8.2.8 事故风险的预防与管理

（1）对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止事故的发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监管措施，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应急预案。

（2）制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本项目特点、国内外油气田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级汇报事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有的通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

（3）制定事故应急预案培训

强化专业人员培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。在日常生活中要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防

范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

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 8.3-1～表 8.3-3。

表 8.3-1　　本项目有组织废气污染物排放清单

污染源项目	污染源名称	排放口编号	排放量(m^3/h)	污染物	污染物产生情况			治理措施	净化效率(%)	污染物排放情况			执行标准		排放源参数			运行时间(h/a)
					浓度(mg/m^3)	速率(kg/h)	产生量(t/a)			浓度(mg/m^3)	速率(kg/h)	排放量(t/a)	浓度(mg/m^3)	速率(kg/h)	高度(m)	直径(m)	温度(℃)	
采暖撬	锅炉烟气	P1/P2	181.44	颗粒物	11.7	0.005	0.042	加强运维管理，确保燃料充分燃烧	/	11.7	0.005	0.042	20	/	8	0.2	100	4320
				SO_2	39	0.016	0.142		/	39	0.016	0.142	50	/				
				NO_X	111	0.046	0.402		/	111	0.046	0.402	200	/				

表 8.3-2　　本项目无组织废气污染物排放清单

类别	污染源	污染物	产生量（t/a）	治理措施	处理效率（%）	污染物排放情况	执行标准	面源排放参数			排放时间（h/a）
						排放量（t/a）	厂界浓度（mg/m^3）	长（m）	宽（m）	排放高度（m）	
无组织废气	井场	非甲烷总烃	0.0718	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；定期对集输管线进行巡检；加强对密闭管线及密封点的巡检；定期对设备及管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测	/	0.0718	4	40	30	5	8400
	计量站		0.0575		/	0.0575	4	25	25	5	8400
	转油站		0.111		/	0.111	4	144	123	5	8400
		甲醇	0.028	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对注醇泵撬检查，尤其是要加强甲醇储罐的检修；定期对设备及管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测	/	0.028	12	144	123	5	8400
合计（VOCs）			0.692	/	/	0.692	/	/	/	/	/

表 8.3-2　本项目噪声及固废等污染物排放清单

类别		环保措施	运行参数	污染物种类	排放标准	排放浓度	总量指标
噪声	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减震等	85～105dB（A）	噪声	昼 60dB(A) 夜 50dB(A)	/	/
废水	压裂返排液	集中收集后由罐车拉运至玛东集中处理站进压裂返排液处理系统处理，达标后回注油藏	15311m^3/a	石油类	/	/	0
	废洗井液		1467t/a	石油类	/	/	0
	装置排污废水	进排污池，泵输至采出液转输泵入口，与采出液一同转输	40m^3/a	石油类	/	/	0
	生活污水	拉运至陆梁公寓生活污水处理系统处理	35m^3/a	COD、BOD_5、SS	/	/	0
固体废物	清管废渣	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	0.07t/a	石油类	/	/	/
	沾油废物		2t/a	石油类	/	/	/
	油泥砂		11.6t/a	石油类	/	/	/
	废机油	排至转油站内污水池，拉运至玛东集中处理站处理	3t/a	石油类	/	/	/
	生活垃圾	拉运至陆梁作业区生活垃圾填埋场	1.1t/a	/	/	/	/

8.4 企业环境信息公开

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

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

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

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

8.5 环境监测与监管

8.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻建设项目对环境的影响，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，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油气田开发和输油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方面的法律、法规和政策。

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

环境监理工作计划及重点见表 8.5-1。

表 8.5-1　　现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各站场建设现场	1）井位、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	环评提出的环保措施落实到位
2	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	
3	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	
4	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、防沙治沙和水土保持措施； 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，根据《排污单

位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）相关规定，定期对污染源和环境质量进行监测，减少对周围环境影响。环境监测计划见表 8.5-2。

表 8.5-2　　运营期环境监测计划

监测类型	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
污染源	废气	1 次/年	转油站、计量站和井场厂界	NMHC	GB39728—2020	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
			采暖撬锅炉	NO_x、SO_2、颗粒物	GB13271-2014 表 2		
	噪声	4 次/年	井场、计量站和转油站厂界四周	等效连续 A 声级	GB12348-2008 2 类		
环境质量现状	地下水环境质量跟踪监测计划	1 次/年	设 1 个地下水监测点，利用陆梁作业区现状已有监测水井	pH、石油类、COD	GB/T14848-2017 III类；石油类参照 GB3838-2002 III类		
	土壤环境质量跟踪监测计划	1 次/5 年	典型井场、计量站和转油站非地面硬化区域	石油烃	GB36600-2018 第二类用地筛选值		

8.5.3 环境设施验收建议

（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）验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收。环保验收建议清单见表 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	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	厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 4.0mg/m^3
			采暖撬锅炉排气筒	加强设备检修，确保燃料充分燃烧	确保污染物达标排放	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2

废水	井下作业废液	石油类	各井场	采用专用罐车拉运至玛东集中处理站	处理达标后用于油田生产注水	查阅拉运记录
噪声	各类机泵	噪声	井场、计量站、转油站	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	清管废渣、沾油废物、废机油、油泥砂、事故状态下侵染的土壤	HW08 类/HW49 类	井场、计量站、转油站、管线	油泥砂、清管废渣及沾油废物在站内危废暂存间暂存；废机油排至污油罐；发生事故后及时处理和清运落地油及浸染土壤	交由有资质的单位处理	签订危险废物处置协议，落实危险废物转移联单制度
生态环境	工程占地	植被破坏土壤压覆地表扰动水土流失	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、管线周边自然植被恢复情况	
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			

8.5.4 排污许可管理

本项目属于石油开采项目，涉及通用工序为锅炉，根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）规定，应实行登记管理，应当在全国排污许可证管理信息平台填报排污登记表，登记基本信息、污染物排放去向、执行的污染物排放标准以及采取的污染防治措施等信息。

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。

工程占地主要为站场、井场、管线等工程占地，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。在初期的 3～5 年内，植被破坏后不易恢复。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。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，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏、井壁破裂泄漏事故，将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 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在气田开发对当地工业和经济的发展以及人民生活水平的提高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。本项目开发是支持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，提高当地税收有着积极的作用。

9.3 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中，由于井场、地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，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

本项目拟在达 13 井区部署 57 口生产井，其中新钻井 54 口，老井利用 3 口，新建原油产能 50.44×10^4t/a、伴生气产量 0.83×10^8m^3/a；新建采油井场 57 座、单井采油管线 37.63km、集油干支线 17.6km、计量站 8 座、转油站 1 座、30km 转油管线 1 条、60km 伴生气转输管线 1 条，配套建设供配电、给排水等公辅工程。项目总投资 54309.19 万元，环保投资约 1792 万元，占总投资的 3.30%。

10.2 环境质量现状结论

（1）环境空气

项目所在区域塔城地区 SO_2、NO_2、CO、O_3、PM_{10}、$PM_{2.5}$长期浓度可满足《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；NMHC 现状满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 2.0mg/m^3 要求；甲醇满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 推荐参考限值要求。

（2）地下水

地下水监测结果表明，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。

（3）声环境

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

（4）土壤

项目区土壤环境各监测因子监测值均可满足《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项目区范围内呈点、线状分布，对土壤、野生植物和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，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

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气等，项目施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为挥发性有机物采暖撬锅炉烟气，运营期废气为持续的长期影响，项目区所处地域空旷，无组织挥发性有机废气可以得到较好扩散；采暖撬锅炉烟气以天然气为燃料，燃烧后污染物产生量较小。预测结果表明对大气污染物浓度贡献值小，项目实施后不会对周围环境产生明显影响。

（3）水环境

施工期废水主要为钻井井场生活污水和管道试压废水，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，洒水抑尘；生活污水排至生活污水防渗池，钻井结束后清运至陆梁公寓生活污水处理系统处理。运营期废水主要为井下作业废液，集中收集后，拉运至玛东集中处理站进压裂返排液处理系统处理，达标后回注油藏。

非正常工况下，本项目转油站各撬装装置或油气转输管线破损泄漏导致油品外泄、污水罐破裂导致含油污水外泄，以及井下作业时发生井漏事故时，均有可能导致石油类等污染物通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。通过采用质量合格的生产设备，加强管线巡检，及时更换老旧设备，以及确保固井质量合格等措施进行防范。

（4）噪声

施工期的噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只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；运营期噪声主要为站场机泵产生的噪声以及罐车的交通噪声，运营期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）〕。本项目周边无人群居住等声敏感目标，项目开发建设中的噪声对声环境质量影响不大。

（5）固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、生活垃圾和建筑垃圾，水基钻井岩屑经不落地设备处理后进井场方罐，交由岩屑处置单位处理；油基钻井岩屑经不落地设备处理后进专用储罐，交由有资质的单位处置；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理；废钻井液回用于钻井液配置，钻井接受后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排；生活垃圾集中收集后清运至陆梁油田作业区生活垃圾填埋场。运营期生活垃圾送至陆梁油田作业区生活垃圾填埋场，生产分离器容器底部产生的油泥砂、转气管线清管废渣、沾油废物和事故状态下含油污泥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；废机油排至污油罐撬，与采出液一同转输进玛东集中处理站处理。本项目产生的固体废物均得以妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

（6）土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期巡检车辆按巡检道路行驶，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”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸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

本项目涉及的危险物质为原油和伴生气，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、油气管线及转油站撬装装置破损导致油气、甲醇泄漏事故。泄漏的油气、甲醇，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 环境保护措施

（1）施工期

本项目施工过程中将产生一定量的废气、废水、固体废物和噪声，施工期短暂，上述影响随着施工期的结束而消失。

（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，以防止跑、冒、漏现象的发生；定期对集输管线进行巡检；加强采油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好井口压力监测，并准备应急措施；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；事故罐周围设置防火堤；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；加强对采暖撬的检修，确保其正常运转，确保废气达标排放。

井下作业均带罐作业，产生的井下作业废水处理达标后的净化水回注油藏，不外排。采用高质量的管线和罐车，防止油水泄漏；修井作业时，要严格加强防污染措施。采用高质量的油气输送管线，并采用先进的监控手段，管线敷设严格遵守相关规定，并对管线进行防腐保温等保护措施，防止油品泄漏；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，防止发生井漏等事故。

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

运营期生活垃圾送至陆梁作业区生活垃圾填埋场，废机油排至污油罐撬，与

采出液一同转输；沾油废物、油泥砂、清管废渣以及事故状态下含油污泥等危险废物，集中收集后在危废暂存间暂存，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。

10.5 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，已进行了三次网上公示，两次报纸公示，并在二次公示期间张贴了公告，公示期间没有收到反馈。

10.6 经济损益性分析

本项目在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，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。

10.7 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。

10.8 总结论

本项目符合国家相关产业政策。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水不外排，固体废物实现“无害化”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，不会对区域生态系统的或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。项目已进行了三次网上公示，两次报纸公示，并在二次公示期间张贴了公告，公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。