石南10井区西山窑组油藏调整布井地面工程

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：二〇二一年八月

目 录

1 概述.....1

1.1 项目背景.....1

1.2 环境影响评价过程.....1

1.3 项目环境问题的主要特点.....2

1.4 关注的主要环境问题.....3

1.5 项目可行性分析判定.....3

1.6 报告书主要结论.....4

2 总则.....5

2.1 编制依据.....5

2.2 评价目的与原则.....8

2.3 评价时段.....9

2.4 评价因子与标准.....9

2.5 评价等级与评价范围.....14

2.6 环境保护目标.....20

2.7 评价内容与重点.....20

2.8 环境功能规划.....21

2.9 相关规划及政策符合性分析.....22

3 石南10井区勘探开发历程.....35

3.1 区域位置.....35

3.2 油气资源概况.....35

3.3 勘探及环境影响回顾.....37

4 建设项目工程分析.....44

4.1 建设项目概况.....44

4.2 项目建设内容.....45

4.3 环境影响因素识别及污染源分析.....56

4.4 总量控制指标..... 66
4.5 清洁生产分析..... 67
5 环境质量现状调查与评价..... 73
5.1 自然环境现状调查与评价..... 73
5.2 环境保护目标调查..... 78
5.3 环境质量现状调查与评价..... 78
6 环境影响预测与评价..... 101
6.1 施工期环境影响预测与评价..... 101
6.2 运营期环境影响预测与评价..... 107
6.3 退役期影响分析..... 117
6.4 环境风险分析..... 118
7 环境保护措施论证分析..... 124
7.1 施工期环境保护措施..... 124
7.2 运营期环境保护措施..... 129
7.3 退役期环境保护措施..... 133
7.4 环境风险事故防范措施..... 138
7.5 环保投资分析..... 142
7.6 依托可行性分析..... 144
8 环境管理与监测计划..... 150
8.1 环境管理机构..... 150
8.2 生产区环境管理..... 150
8.3 污染物排放的管理要求..... 156
8.4 企业环境信息公开..... 156
8.5 环境监测与监控..... 156
9 环境影响经济损益分析..... 161

9.2 环境经济损益分析结论..... 161

10 结论与建议..... 163

10.1 建设项目概况..... 163

10.2 环境质量现状结论..... 163

10.3 污染物排放情况结论..... 164

10.4 主要环境影响结论..... 166

10.5 环境保护措施..... 167

10.6 公众意见采纳情况..... 168

10.7 经济损益性分析..... 168

10.8 环境管理与监测计划..... 168

10.9 总结论..... 168

附件1 委托书 169

附件2 监测报告 170

附件3 大气环境影响评价自查表..... 171

附件4 土壤环境影响评价自查表..... 172

附件5 环境风险影响评价自查表..... 173

1 概述

1.1 项目背景

石南油田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，构造位于准噶尔盆地陆梁隆起夏盐凸起东段。该区块于 2002 年投入开发，2002～2014 年，油藏先后完钻 14 口采油井，采用天然能量开发，后期由于供液不足，大多数井处于关停状态。2019～2020 年，针对石 103 井断块 3 口停关老井采用侧钻水平井挖潜取得较好效果。截至 2021 年 4 月，石南 10 井区西山窑组 J_2x_1 油藏共有采油井 14 口，开井 5 口，采出程度 7.58%，可采采出程度 34.44%，采出程度相对较低，具备良好的开发潜力。

为提高石南油田油气开采力度，增加油气产能，中国石油新疆油田分公司拟在石南 10 井区部署 5 口井（其中采油井 4 口、注水井 4 口），配套建设油气集输及注水设施。本工程的建设将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平的提高，具有明显的社会经济效益。

1.2 环境影响评价过程

本项目对陆梁油田作业区和石西油田作业区进行加密部署，项目区位于水土流失重点预防区，为环境敏感区，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中的“五、石油和天然气开采业—7、陆地石油开采—石油开采新区块开发、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，需编制环境影响报告书。为此，中国石油新疆油田分公司开发公司于 2021 年 7 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。

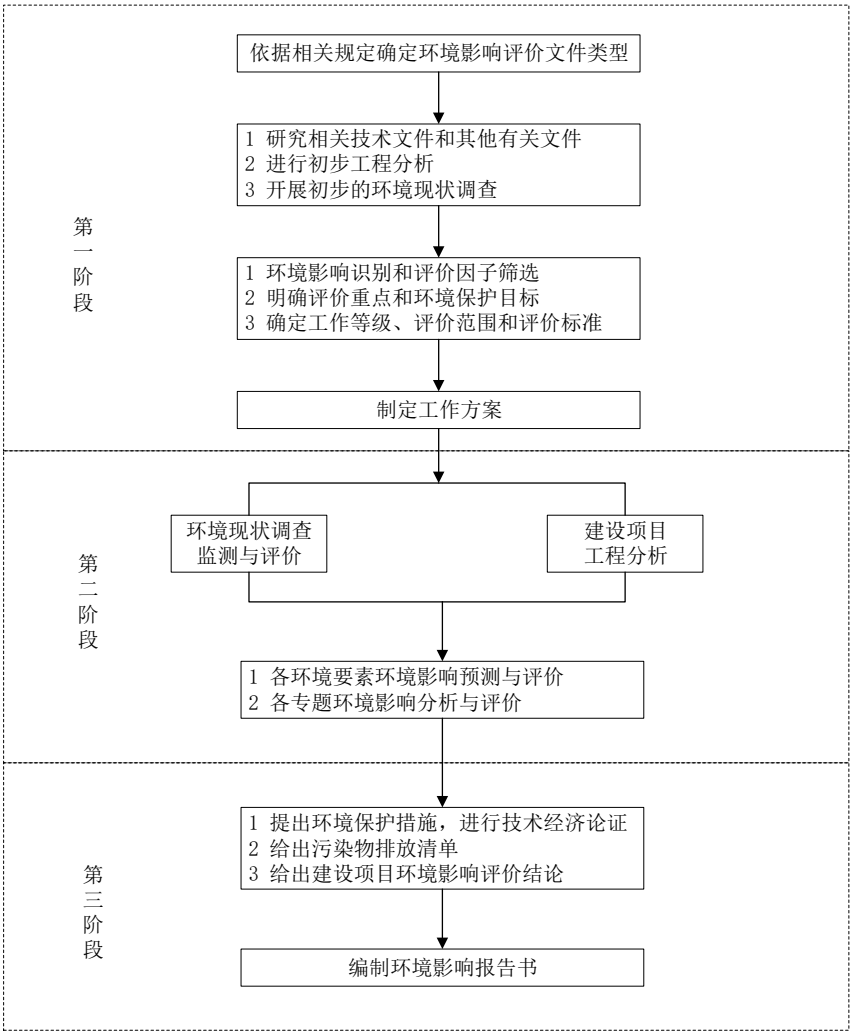


图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.3 项目环境问题的主要特点

本项目为石油天然气开采项目，环境影响主要来源于钻井工程、地面工程建设、采油、井下作业、油气集输等各工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污染并存。根据现场调查，本项目开发区域内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。项目涉及的环境敏感区为水土流失重点预防区，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）》，项目区属于水土流失重点预防区。

1.4 关注的主要环境问题

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声的达标排放情况，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。

关注的主要环境问题有：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无组织挥发烃类、采出水和井下作业废水、含油污泥、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液、废润滑油及沾油废物等环境影响及事故状态下落地油及产生的含油污泥对环境的影响分析。

综上，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

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求，根据现场调查，石南 10 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位于水土流失重点预防区，报告提出了严格的水土流失预防和治理措施，在切实落实报告提出的环保措施和按规定办理征地手续的前提下，项目选址、选线合理。从选址选线的角度本项目无重大环境制约因素。

1.5.3 相关规划、产业政策及“三线一单”符合性分析

项目建设符合《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》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016－2020年）》及其规划环评、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、“三线一单”、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）、《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)中的相关要求。

1.6 报告书主要结论

本项目符合国家相关产业政策、规划及“三线一单”的要求，选址合理。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，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。项目进行了三次网上公示、1次张贴公告、2次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。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）《排污许可管理办法（试行）》，环保部令第 48 号，2018 年 1 月 10 日；

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

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

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

（7）《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；

（8）《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；

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

（10）《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》，环发〔2012〕98 号，2012 年 8 月 7 日；

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

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

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

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

（15）《排污许可管理条例》，国务院令第 736 号，2021 年 3 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）《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》，2018 年 9 月 27 日；

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

（8）《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；

（9）《新疆生态功能区划》，2005 年 7 月 14 日；

（10）《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002 年 12 月。

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

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

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

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

（15）《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；

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

（17）《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）》,2018年6月；

（18）《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2月5日。

（19）《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，2021年6月26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》（HJT2.3-2018），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 24 号），2021 年 6 月 11 日。

2.1.5 相关文件和技术资料

（1）《石南 10 井区西山窑组油藏调整布井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 7 月 2 日；

（2）《石南 10 井区西山窑组 J_2x_1 油藏调整布井方案》，中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区，2021 年 5 月；

（3）《石南 10 井区西山窑组油藏调整布井地面工程》，新疆油田公司工程技术研究院，2021 年 6 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）通过现有工程环境影响回顾，分析判定现有工程环保手续是否齐全，是否存在环境问题，若存在环境问题，提出整改措施。

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——对环境的影响主要为施工扬尘、汽车尾气、管道试压废水、噪声、建筑垃圾等及工程占地对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要为无组织挥发性有机物、采出水、井下作业废水、噪声、含油污泥、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液、废润滑油及沾油废物，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 \ 环境因素	施工期						运营期					退役期			
	生态	废气	废水	固废	噪声	风险事故	废气	废水	固废	噪声	风险事故	废气	废水	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、建筑垃圾	施工车辆、施工设备	井喷、井漏	无组织挥发烃类	采出水、井下作业废水	含油污泥、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液、废润滑油及沾油废物	井下作业、机泵、运输车辆	管线泄漏、井壁破裂泄漏	施工扬尘、汽车尾气	混凝土养护废水	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	0
地下水	0	0	0	0	0	+	0	0	0	0	++	0	0	0	0
声环境	0	0	0	0	+	0	0	0	0	++	+	0	0	+	0
土壤	++	0	0	+	0	+	0	0	0	0	++	+	0	0	+
植被	+	+	0	+	0	+	+	0	0	0	++	+	0	0	+
动物	+	+	0	+	+	+	+	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	现状评价因子	影响评价因子
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、NMHC	NMHC
地下水	pH、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	石油类
噪声	等效连续 A 声级	等效连续 A 声级
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃	石油烃
生态环境	调查评价区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观	（1）分析油田开发建设对土地利用结构的影响 （2）分析油田开发建设可能造成的植被破坏影响 （3）分析油田开发建设对评价区域野生动物的影响 （4）分析油田开发建设对生态景观的影响
环境风险	/	对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行预测分析

2.4.2 评价标准

（1）环境质量标准

①环境空气

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

表 2.4-3　环境空气质量标准一览表

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/m^3	GB3095-2012（二级）
		1 小时平均	500		
2	NO_2	年平均	40		
		1 小时平均	200		
3	PM_{10}	年平均	70		
		24 小时平均	150		
4	$PM_{2.5}$	年平均	35		
		24 小时平均	75		
5	CO	24 小时平均	4		
6	O_3	日最大 8 小时平均	160	mg/m^3	
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m^3	GB16297-1996

②地下水

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14843-2017)Ⅲ类水质标准，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]

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

③声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准限值求，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

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，标准值见表 2.4-6，本项目场地土壤特征污染物为石油烃。

表 2.4-6　土壤环境质量评价标准一览表

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

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）
37	2-氯酚	2256	43	二苯并〔a，h〕蒽	1.5
38	苯并〔a〕蒽	15	44	茚并〔1,2,3-cd〕 芘	15
39	苯并〔a〕芘	1.5	45	萘	70
40	苯并〔b〕荧蒽	15	/	/	/
其他项目（特征污染因子）					
46	石油烃(C_{10}～C_{40})	4500	/	/	/

（2）污染物排放标准

①废气

油气集输产生的挥发性有机物执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求（非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m^3）。上述标准详见表 2.4-7。

表 2.4-7　大气污染物排放标准

污染源	污染物	排放限值（mg/m^3）	标准来源
油气集输无组织挥发有机物	NMHC	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）

②废水

运营期产生的废水主要为采出水和井下作业废水，采出水管输至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，井下作业废水集中收集后由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后，回注油藏不外排，标准值见表 2.4-8。

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

注入层平均空气渗透率（μ㎡）		≤0.01	>0.01-≤0.05	>0.05-≤0.5	>0.5-≤1.5	>1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	n×10^2	n×10^2	n×10^3	n×10^4	n×10^4
	TGB（个/mL）	n×10^2	n×10^2	n×10^3	n×10^4	n×10^4

③噪声

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

表 2.4-9　环境噪声排放标准一览表　　[单位：dB（A）]

时段	执行地点	昼间〔dB(A)〕	夜间〔dB(A)〕	标准来源
施工期	建筑施工场界	70	55	GB12523-2011
运营期	各井场厂界	60	50	GB12348-2008　2 类

（3）污染控制标准

施工期水基岩屑处置及综合利用执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）相关规定和要求；

运营期危险废物的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求。

2.5 评价等级与评价范围

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 为预测因子，采用《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的 AERSCREEN 估算模式来计算污染物的最大地面空气质量浓度占标率（P_i），P_i 定义如下：

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

其中：P_i——第 i 种污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

源强参数见大气环境影响分析章节，计算结果见表 2.5-1。

表 2.5-1　大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源	主要污染物					
	非甲烷总烃		二氧化硫		氮氧化物	
	最大落地浓度（μg/m³）	占标率（%）	最大落地浓度（μg/m³）	占标率（%）	最大落地浓度（μg/m³）	占标率（%）
油气集输	20.8	1.04	/	/	/	/

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 1.04%，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

废水主要为采出水和井下作业废水，采出水管输至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，井下作业废水集中收集后由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，各污染物浓度均满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的相关要求后回注油藏，不外排，与地表水无水力联系。根据《环境影响评价技术导则　地表水环境》（HJ2.3-2018）要求，本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

（3）地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.5-3。

表 2.5-3　地下水环境敏感程度分级表

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

续表 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
不敏感	上述地区之外的其它地区
注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分的依据见表 2.5-4。

表 2.5-4　建设项目评价工作等级分级表

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

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

（4）声环境评价等级

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

（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 0.16km^2，各类管线总长度共计 9.76km，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

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

表 2.5-6　污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 评价工作等级 占地规模	Ⅰ类			Ⅱ类			Ⅲ类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	二级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作									

① 土壤环境影响评价类别及占地规模

根据《环境影响评价技术导则　土壤环境》（HJ964-2018）（试行）附录 A 中判定，本项目为Ⅰ类项目；占地面积 1.25hm^2，≤5hm^2，为小型。

②土壤环境敏感程度

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

表 2.5-7　污染影响型敏感程度分级表

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

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

（7）环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（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管线集输单元，本项目危险物质与临界量的比值（Q 值）约为 0.023，风险单元 Q 值小于 1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）相关规定，本项目风险潜势为Ⅰ，因此，本次风险评价仅进行简单分析。

2.5.2 评价范围

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

图 2.5-1　评价范围示意图

表 2.5-9　各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大　气	分别以外围单井井口为中心，向井场四周各外延 2.5km 的矩形叠合的包络线
地表水	本项目不与周边地表水发生水力联系，不涉及地表水风险，无需设置地表水评价范围
地 下 水	以地下水流向为长轴，项目四周边界上游外扩 1km、下游外扩 2km，水流垂直方向分别外扩 1km
声 环 境	各井场边界外延 200m
土壤环境	各井场边界外延 200m
生态环境	项目占地范围内
环境风险	不设评价范围

2.6 环境保护目标

根据现场调查，项目位于古尔班通古特沙漠腹地，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预防区。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 2.6-1　　项目环境保护目标一览表

序号	保护要素	环境保护目标	各要素保护级别
1	环境空气	项目所在区域环境空气	GB3095-2012 二级
2	土壤环境	项目区土壤	GB36600-2018 中第二类用地筛选值标准
3	地下水环境	项目区地下水	GB/T14848-2017Ⅲ类
4	生态环境	梭梭、白梭梭	自治区一级保护植物
5		项目区的野生动植物	保护野生动植物生境不被破坏
6		水土流失重点预防区—沙漠风力侵蚀预防保护区	做好植被恢复与水土保持工作，使项目区现有生态环境不因本工程的建设受到破坏。

2.7 评价内容与重点

2.7.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则》要求，结合建设项目具体特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括建设项目工程分析、环境现

状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，本次评价内容见表2.7-1。

表2.7-1　评价内容一览表

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

2.7.2 评价重点

根据工程特点及评价因子筛选的结果，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。

2.8 环境功能规划

本项目环境功能区划情况详见表2.8-1。

表 2.8-1　项目所在区域的环境功能区划一览表

环境要素	功能	环境功能区划
环境空气	一般工业区	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区
地下水环境	生产生活用水	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区
声环境	工业生产	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区
土壤环境	工业用地	《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018） 第二类用地
生态环境	Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ$_3$准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区—23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区	

2.9 相关规划及政策符合性分析

2.9.1 相关规划符合性分析

（1）区域发展规划

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中指出：“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力”。本项目位于准噶尔盆地，符合规划及纲要中的相关要求。

（2）与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性分析

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

（3）与《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》相符性分析

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

（4）与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016—2020 年）》及其规划环

评的相符性分析

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

（5）与《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）》的符合性分析

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，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。

《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）》根据各区所处水土流失防治区确定建设项目的水土流失的防治标准等级，本项目属于水土流失重点预防区—3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区，建设类项目水土流失防治等级为一级标准。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，本项目符合《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）》中的相关要求。

2.9.2 相关政策符合性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

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

表 2.9-1　本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	井下作业时带罐，防止产生落地原油。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	采出水和井下作业废水送至石南 21 集中处理站采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，全部回注油藏，不外排	符合
3	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，油气集输损耗率系数小于 0.5‰	符合
4	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	本项目采用密闭集输工艺，伴生气回收利用率为 100%	符合
5	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	采出水管输至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，井下作业废水集中收集后由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后均回注油藏，不外排	符合
6	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	落地原油 100%回收，交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合

续表 2.9-1　本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
7	1）油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2）加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4）建立环境保护人员培训制度；5）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	本次开发建设项目实施过程中，将依托中国石油新疆油田分公司石西油田作业区（SN1725井和配套的注水管线）和中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区（4口采油井及配套的采油管线）在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE管理体系）。项目建成后由中国石油新疆油田分公司中国石油新疆油田分公司石西油田作业区（SN1725井和配套的注水管线）和中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区（4口采油井及配套的采油管线）管理，应将项目实施区域纳入中国石油新疆油田分公司石西油田作业区和中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。同时运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理，定期对“三废”进行监测	符合

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

（2）与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求的相符性分析

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

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

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	项目位于沙漠腹地，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

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

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
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，井场及管线施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域的蒸发量大于降水量，不需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄露，造成环境污染	本报告提出运营期要定期对井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；定期对井场和管线的设备、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、泄露、溢流和散落	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场和管线的设备、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	含油污泥、废润滑油及沾油废物集中收集后临时贮存在陆梁油田作业区危险废物临时储存场，最终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，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。压裂返排液、酸化返排液、废洗井液由罐车拉运至陆梁油田作业区修井废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理。	符合

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

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
7	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	项目管线施工时土方分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整清理，项目区植被盖度较低，由于特殊的气候条件，不适宜采取植被复垦的生态保护措施。井场均采取了地面硬化的措施，退役期井场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
8	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石西油田作业区（SN1725 井和配套的注水管线）和中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区（4 口采油井及配套的采油管线）管理，将项目实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境污染事件应急预案》和《中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区突发环境污染事件应急预案》	符合

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

（3）与“三线一单”符合性分析

根据《塔城地区 “三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目属于一般管控单元，环境管控单元编码：ZH65420130003，项目的建设符合该管控单元的要求。相关符合性分析详见下表。

表 2.9-1　　本项目与塔城地区“三线一单”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	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。 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。 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。	本项目为石油天然气开采项目，符合自治区主体功能区划，国民经济发展规划、产业发展规划。本项目所在的塔城地区和布克赛尔蒙古自治县不在《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》和《新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》重点生态功能区划定的试行产业准入负面清单的县（市）范围内，且不在《市场准入负面清单（2020 年版）》中。本项目不属于高污染、高环境风险产品；排放的污染物不涉及一类重金属、持久性有机污染物；	符合

综上所述，本项目建设符合塔城地区“三线一单”要求。

（4）与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）符合性分析

本项目建设投产后属于中国石油新疆油田分公司石西油田作业区（SN1725 井和配套的注水管线）和中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区（4 口采油井及配套的采油管线）管理，石西油田作业区和陆梁油田作业区对照国土资源部《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中的相关要求进行了自评估，编制完成了《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区绿色矿山自评估报告》和《中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司陆梁油田作业区绿色矿山自评估报告》，本次评价结合项目实际情况与石西油田作业区和陆梁油田作业区绿色矿山自评估报告的相关内容对项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）的相关要求符合性进行分析，详情如下：

表 2.9-4　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	《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关规定	作业区及本项目采取的相关措施	相符性分析
1	矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图牌等标牌，标牌符合 GB/T13306 的规定。	石西油田作业区站、库、场选址选线合理、建筑物、构筑物、风向标、通信设施、路灯等符合视觉形象设计规定，道路建设规范，路面平整，满足油气田产品及物料运输、转移的基本要求，保证运行安全。内部员工进入生产作业场所，统一着劳保服装，外来人员（参观、检查、学习人员、承包商员工等）进入生产作业场所，着装符合生产作业场所安全要求。工具定期检查确认完好，并在明显位置粘贴检查合格标签。设备设施相关颜色、标识牌规范、较完好。作业区区域相关警示标识完好。对 7 座油气集输站库、油气井 963 口，注水井 278 口，进行统筹规划，制定标志牌治理规划实施方案，制作安全标识牌 15000 个，对破损的安全标识牌进行更换，对缺项的标示牌进行补充安装等。	符合
		陆梁作业区场站、库选址合理，建筑物、构筑物、风向标、通信设施等符合视觉形象设计规定，标识、涂色、名称牌、标识牌等采用标准字和标准色，做到清晰美观；道路建设规范，路面平整，满足油气田产品及物料运输、转移的基本要求，保证运行安全。内部员工进入生产作业场所，统一着劳保服装，外来人员（参观、检查、学习人员、承包商员工等）进入生产作业场所，着装符合生产作业场所安全要求。工具定期检查确认完好，并在明显位置粘贴检查合格标签。设备设施相关颜色、标识牌规范、较完好。作业区区域相关警示标识完好。对 3 座采油站、2 座集中处理站、采油井 1379 口，注水井 483 口，进行统筹规划，加工各类操作提示牌 1235 块，包括：岗位职责、操作规程、风险提示牌、线路示意牌等；各类安全标志牌 7139 块，内容包括：当心触电、受限空间标志、灭火器标志、管线标识、消防标识等。对不符合规范要求的井场设备设施进行防腐刷漆，并对目视化标识牌不完善的井场进行安装。	

续表 2.9-4　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	《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关规定	作业区及本项目采取的相关措施	相符性分析
2	油田伴生气综合利用率最低指标要求：中高渗油藏不低于90%，低渗-特低渗油藏不低于70%。	本项目实施前石西油田作业区伴生气集气率 95%以上，处理率 98%以上，凝析油利用率 95%以上，不存在利用率的问题。 本项目在石西油田作业区管辖范围内实施 1 口注水井，实施后石西油田作业区伴生气回收利用率仍为85%。 本项目实施前陆梁油田作业区伴生气集气率 95%以上，处理率 98%以上，凝析油利用率 95%以上，不存在利用率的问题。 本项目在陆梁油田作业区管辖范围内实施 4 口采油井，均采用密闭集输的方式，不影响陆梁油田作业区伴生气综合利用率。	符合
3	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；油气开采过程中产生的含油污泥。采取技术措施进行原油回收处理和利用。	作业区废水全部处理合格后回注油层，废气达标排放。含油污泥全部委托有资质的单位进行处置，生活垃圾等一般固体废物全部送至填埋场，固体废物合规处置率 100%。 本项目废气可实现达标排放，采出水和井下作业废水处理达标后全部回注油藏，不外排，废润滑油、沾染废物及事故状态下产生的落地原油委托具备相应危废处理资质的单位进行处置	符合
4	建立油气生产全过程能耗核算体系，控制单位产品能耗，应达到设计标准及相关产品年度节能指标要求。生产主要环节应选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备。	石西油田作业区各项单耗控制在指标范围内；建立健全能源和水资源计量管理体系，合理配备计量器具和仪表并完善计量台账；通过各种节能节水措施，超额完成集团公司下达的节能节水指标，其中节水指标完成公司下达的 369%，节能指标完成公司下达的 159%，超计划完成目标。各设备实施均严格按照国家淘汰目录进行淘汰更换，2018 年已完成 113 台变压器、45 台电机等低效高耗能设备更换工作。2019 年 8 月前，组织完成机采系统节能技术改造项目。2019 年 10 月前，完成集输系统节能技术改造项目。 本项目的单位产品能耗为 12.65kg 标煤/t 采出液，符合设计标准要求	符合

续表 2.9-3　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	《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关规定	作业区及本项目采取的相关措施	相符性分析
4	建立油气生产全过程能耗核算体系，控制单位产品能耗，应达到设计标准及相关产品年度节能指标要求。生产主要环节应选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备。	陆梁油田作业区各项单耗控制在指标范围内；建立健全能源和水资源计量管理体系，合理配备计量器具和仪表并完善计量台账；通过各种节能节水措施，超额完成集团公司下达的节能节水指标，其中节水指标完成公司下达的 100%，节能指标完成公司下达的 102%，超计划完成目标。 各设备实施均严格按照国家淘汰目录进行淘汰更换，2018 年完成变压器淘汰更新 22 台，年节约电量 30.1 万千瓦时，折 100.53 吨标准煤。	
5	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	本项目配备完善的固控系统，钻井井场岩屑及钻井液逐渐采用钻井液不落地设备在井场就地处理，分离出的液相可回用于钻井工程，固相严格按照新环发〔2016〕360 号相关要求处理。	符合
6	应建立以人为本、创新学习、行为规范、高效安全、生态文明、绿色发展的企业核心价值观，培育团结奋斗、乐观向上、开拓创新、务实创业、争创先进的企业精神。企业发展愿景应符合全员共同追求的目标，企业长远发展战略和职工个人价值实现紧密结合。	石西油田作业区：2019 年，公司开展“弘扬石油精神、重塑良好形象活动”宣传教育活动，参与 1500 人次；在安全生产月、节能宣传周、世界环境日、消防日等开展以绿色低碳发展为主题的活动。石西油田作业区加大对先进典型的宣传力度，培育鲜明特色的石西企业文化。一季度重点对 2018 年十佳、文明先进个人进行宣传。二季度重点对上产会战中的先进典型和工匠精神进行宣传。三季度对作业区企业文化进行更新。四季度重点对在冲刺 50 万吨奋斗中的先进事迹和先进个人进行宣传。	符合
		陆梁油田作业区：通过加大科技创新力度，近 3 年来，新增探明石油地质储量 2500 万吨、新建产能 28 万吨、老区递减有效减缓、控底水压裂与微压裂解堵取得技术突破、微生物驱和氮气泡沫驱等三次采油进入现场试验，获省部级科技进步奖 3 项。近年来，陆梁油田作业区工会以习近平新时代中国特色社会主义思想和党的十八大、十九大精神为指导，全面落实公司工会各项工作部署及作业区职代会要求，以增进职工福祉、促进职工全面发展为出发点，扎实开展劳动竞赛，深入推进美丽场站建设，持续强化民主管理，大力打造暖心工程，不断抓牢自身建设，有效提升了职工队伍凝聚力和战斗力，有力推动了职工在增储上产、安全环保、经营管理等方面主动作为、真抓实干，为作业区完成各项业绩指标作出了积极贡献，获得了中华全国总工会工人先锋号、全国绿化模范单位、全国“安康杯”竞赛优胜企业、开发建设新疆奖状、中石油集团先进集体、自治区文明单位、自治区模范职工之家红旗单位等多项荣誉。	

由表 2.9-4 可知：本项目的建设符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中的相关要求。

（5）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910 号)符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910 号)符合性分析见表 2.9-5。

表 2.9-5 项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析一览表

文件要求	实际建设情况	符合性
在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染	本项目的采出水及井下作业废水均送至是按 21 集中处理站采出水处理系统处理，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）中的有关标准后回注油藏，不外排	符合
油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率	本项目的油泥（砂）经集中收集后临时贮存在陆梁油田作业区危险废物暂存设施处暂存，最终交由有危险废物处理资质的单位进行回收处置	符合
涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本项目伴生气中不含硫化氢，伴生气 100%回收利用。井场无加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备	符合
油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有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环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目对石西油田作业区和陆梁油田作业区进行已开发区域进行改扩建，改扩建区域为确定产能的已开发区域的加密部署区块，开展区块环评。深入评价了项目建设、运营期带来的环境影响及环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并论证了依托设施的可行性及有效性	符合

续表 2.9-5 项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析一览表

文件要求	实际建设情况	符合性
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；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；本项目运营期产生的危险固废交由具有相应危废处置资质的单位回收、处置，且危险废物的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求，不会对区域环境造成不利影响。	符合
油气开采项目应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。	本项目采油工艺均采用密闭技术；并且报告提出运营期要选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏	本项目的回注目的层为侏罗系侏罗系西山窑组油藏，是现役油藏，为本区主要含油目的层。石南 10 井区位于准噶尔盆地陆梁隆起夏盐凸起东段，西山窑组 J_2x_1 油藏整体为一个向西南倾的鼻状构造，鼻状形态清晰，两翼呈不对称状，西翼平缓，东翼较陡，工区内发育两组正断裂，一组为北东-南西走向的区域性大断裂—石南 6 井北断裂，另一组为北西-南东向次级断裂断开层位侏罗系三工河组～白垩系断裂，形成断块圈闭，则本次回注目的层为地质构造封闭地层	符合
相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求	石南 10 井区周围有已建注水管网，为项目区采油井提供注水服务，即注水井井位部署合理；本次拟部署 1 口注水井，为其附近的采油井提供注水服务，注水井运行过程中的主要风险是注水井或者注水管线发生泄漏，通过石南 10 井区配套建设的自控化系统实时监控注水管线压力，可以及时发现管线泄漏情况。若监控压力数据异常变化，快速降低，则发生了管线泄漏事故。管道泄漏事故一般会在很短的时间内发现，并分析污染原因，确定泄漏污染源，按顺序停泵，采取紧急措施	符合

续表 2.9-5 项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析一览表

文件要求	实际建设情况	符合性
建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	本项目钻井工程使用的钻井液为非磺化类水基钻井液。一开采用坂土+CMC 钻井液体系，主要成分为：坂土、CMC（中）、Na_2CO_3；二开用聚合物钻井液体系，主要成分为：坂土、Na_2CO_3、MAN101、NaOH、MAN104、复配胺盐、润滑剂、堵漏剂，具体成分涉及商业秘密，不便公开；地面工程井下作业过程中可能会用到压裂液进行压裂增注，使用的压裂液的主要成分为有机硼胍胶、KCl、杀菌剂、防膨剂、助排剂、有机金属盐类胶黏剂等，具体成分涉及商业秘密，不便公开	符合
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。	报告已提出施工期应尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、严格落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，并且已提出使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油以及低噪声设备的要求。施工结束后，建设应及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。	符合
涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及生态保护红线区。	符合
油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

由表 2.9-5 可知：本项目的建设符合《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)中的相关要求。

3 石南 10 井区勘探开发历程

3.1 区域位置

本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，西北距和布克赛尔蒙古自治县县城约 145.5km，南距石南 21 集中处理站约 2.4km，西北距夏孜盖盐池约 31.9km，东北距陆梁集中处理站约 11.4km，西南距石南联合站约 10.6km。中心地理坐标为 N 、E ，区域位置见图 3.1-1。

图 3.1-1　区域位置示意图

3.2 油气资源概况

3.2.1 构造特征

石南 10 井区位于位于准噶尔盆地陆梁隆起夏盐凸起东段，石南 10 井区西山窑组 J_2x_1 油藏整体为一个向西南倾的鼻状构造，鼻状形态清晰，两翼呈不对称状，西翼平缓，东翼较陡。工区内发育两组正断裂，一组为北东-南西走向的区域性大断裂-石南 6 井北断裂，断开层位石炭系~白垩系，断距较大，延伸距离较远，是本区主要的油气运移通道；北西-南东向次级断裂断开层位侏罗系三工河组~白垩系，断距较小，延伸距离较短，为本区的主要控藏断裂。

3.2.2 油藏类型及油层分布

根据最新的构造解释、已开发区生产特征，认为石南 10 井区西山窑组 J_2x_1 为受断裂、岩性、物性影响的构造油藏，油层下部发育一套稳定的泥岩隔层=。石南 10 井断块油藏东北部受石南 10 井北断裂控制，西北部、东南部受岩性控制，外推半个开发井距（200m）确定含油边界，西南部受油水界面控制，油水界面以 DS014 井生产证实的油层底界确定为-2022.0m；石 103 井断块油藏东北、东南、西南部分别受石 130 井北断裂、石南 6 井北断裂、石南 10 井北断裂控制，西北部受岩性控制，外推半个开发井距（200m）确定含油边界。

石南10井区西山窑组 J_2x_1 油层平面连续性好，其中石南10井断块有效厚度在0～7.3m 之间，平均 5.2m，油层沿构造轴部石南 10-DS017-DS029 井一线发育最厚且较稳定，向两翼因物性、含油性变差而逐渐减薄，DS010 原直井、DS013 原直井、石 145 井油层厚度只有 2.5m 左右，因边部油层厚度减薄，DS010、DS013 向构造轴部油层厚度大区域侧钻；石 103 井断块有效厚度在 0～5.0m 之间，平均 3.6m。

石南 10 井区西山窑组 J_2x_1 油层下部发育一套连续的隔层，将油层与水层有效分隔开，厚度在 1.5～5.0m 之间；油层内部夹层数量在 1～3 个之间，总厚度在 0.5～3.8m 之间，单层厚度在 0.5～2.0m 之间，横向发育不连续，DS016 井附近较为发育，主要为钙质夹层。

3.2.3 油气水性质

根据石南 10 井区原油样品分析资料，石南 10 井区西山窑组 J_2x_1 油藏原油、伴生气及采出水性质分别见表 3.2-1、表 3.2-2 和表 3.2-3。

表 3.2-1　石南 10 井区西山窑组 J_2x_1 油藏油性质参数一览表

井区	层位	密度（t/m^3）	50℃粘度（mPa·s）	凝固点（℃）	初馏点（℃）	含蜡（%）
石南 10	J_2x_1	0.855	13.33	15.2	139.4	9.92

表 3.2-2　石南 10 井区西山窑组 J_2x_1 油藏天然气性质参数一览表

层位	相对密度	甲烷（%）	乙烷（%）	丙烷（%）	二氧化碳(%)	氮气（%）
J_2x_1	0.703	81.24	7.14	3.70	0.26	4.11
备注	原油伴生气以甲烷为主，地质方案中给出伴生气中不含硫化氢，本次评价含硫率以硫化氢的检出限（$0.005mg/m^3$）进行计算，计算出伴生气中含硫率为 5.51×10^{-7}%。					

表 3.2-3　石南 10 井区西山窑组 J_2x_1 油藏采出水性质参数一览表

层位	水型	HCO_3^-（mg/L）	Cl^-（mg/L）	SO_4^{2-}（mg/L）	Ca^{2+}（mg/L）	矿化度（mg/L）
J_2x_1	$CaCl_2$	432.48	13562.87	1192.67	743.36	24309.83

3.3 勘探及开发环境影响回顾

3.3.1 勘探历程

石南 10 井区侏罗系西山窑组 J_2X_1 油藏发现井为石南 10 井，该井于 1998 年 4 月射开西山窑组 J_2X_1 层 2447.0～2454.5m 井段试油，3.0mm 油嘴自喷生产，试获日产 6.17t 的工业油流，从而发现了侏罗系西山窑组 J_2X_1 油藏。1998 年 12 月上报探明含油面积 7.6km^2，石油地质储量 389.0×10^{4}t。

该区块 2002 年投入开发，原开发方案设计采用 400m 井距“水平井+直井”井网，在方案实施过程中，调整为 400m 井距反九点面积注水井网进行开发，但实际未注水。2004 年石南 10 井区西山窑组 J_2X_1 油藏进行了储量复算，复算后含油面积 3.4km^2，石油地质储量 81.8×10^{4}t。

2002～2014 年，油藏先后完钻 14 口采油井，采用天然能量开发，后期由于供液不足，大多数井处于关停状态。2019～2020 年，针对石 103 井断块 3 口停关老井采用侧钻水平井挖潜取得较好效果。

截至 2021 年 4 月，石南 10 井区西山窑组 J_2X_1 油藏共有采油井 14 口，开井 5 口，日产液 107.0t，日产油 33.0t，综合含水率 68.8%，采油速度 0.64%，累计采油 6.2×10^{4}t，累计产水 17.4×10^{4}t，采出程度 7.58%，可采采出程度 34.44%。压力保持程度为 95.1%。

3.3.2 勘探期环境影响回顾

石南 10 井区勘探期主要为评价井和勘探井的钻井和试油工作，目前石南 10 井区 20 口评价井和勘探井钻试工程已结束，其产生的环境影响回顾具体如下：

（1）污染情况回顾

由于 20 口评价井和勘探井的钻试工程已结束，钻试过程中产生的废气、噪声已随着钻试期的结束而消失，现有井场已进行平整，并由砾石铺垫；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，井场及周围没有污油、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。根据现场探勘可知：已完钻井的井场无遗留的环境问题。

（2）生态影响回顾

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

3.3.3 建设历程

3.3.4 地面工程建设情况

石南 10 井区目前共有采油井 14 口，开井 5 口，总产液量 108t/d，综合含水 77.9%。井区内所有单井均采用单井拉油的方式生产。

石南 10 井区距离石南 21 井区约 3km，石南 10 井区开发区块包含在石南 21 井区开发区块内。本项目所在老区块环保手续履行情况见表 3.3-1。

表 3.3-1　　现有工程环保手续履行情况

工程内容	序号	工程名称	环评批复机关、文号及时间	环保竣工验收批复机关、文号及时间
后评价	1	中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区环境影响后评价	原自治区环保厅新环评价函〔2011〕1120 号 2011 年 11 月 24 日	/
开发区块	2	石南油气田石南-21 井区开发建设项目	原国家环境保护总局环审〔2005〕525 号 2005 年 6 月 9 日	原环境保护部环验〔2009〕162 号 2009 年 6 月 11 日
	3	中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司石南 21 井区头屯河组油藏 2016 年开发建设工程	原新疆环境保护厅新环函〔2016〕1073 号 2016 年 8 月 4 日	企业已自主验收
	4	石南 21 井区头屯河组油藏中 1 区加密调整工程	原新疆环境保护厅新环函〔2014〕844 号 2014 年 7 月 8 日	企业已自主验收

续表 3.3-1　　现有工程环保手续履行情况

工程内容	序号	工程名称	环评批复机关、文号及时间	环保竣工验收批复机关、文号及时间
开发区块	5	石南 21 井区头屯河组油藏 2018 年加密调整工程	原塔城地区环境保护局 塔地环字〔2018〕36 号 2018 年 2 月 11 日	正在建设
	6	石南 21 井区块侏罗系头屯河组油藏补钻更新井工程	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2019〕54 号 2019 年 4 月 25 日	正在建设
	7	石南油田石南 4-石南 21 西井区头屯河组油藏注水井 SN2814、SN6029 补钻地面工程	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2020〕16 号 2020 年 1 月 21 日	正在建设
	8	石南 21 井区头屯河组 J_2t_2 油藏扩边方案工程	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2021〕43 号 2021 年 4 月 9 日	正在建设

3.3.5 公用工程建设情况

（1）给排水

给水：石南 10 井区供水水源由清水、处理后净化水两种水源提供，供水总能力约 14000m^3/d。清水水源由石南 21 水源地 13 口水源井提供，供水能力约 6000m^3/d，净化后采出水由石南 21 集中处理站采出水处理系统处理达标的采出水提供，供水能力约 6000m^3/d。

排水：石南 10 井区排水主要为井下作业废水、压裂返排液、酸化返排液和废洗井液，井下作业废水由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理达标后，回注油藏，不外排。压裂返排液、酸化返排液和废洗井液送陆梁集中处理站外修井废液池暂存，上层油定期送陆梁集中处理站原油处理系统，废水送陆梁集中处理站采出水处理系统处理。

（2）供配电

石南 10 井区属于 35kV 石南 21 变电站供电范围，该变电站主变容量 2×10MVA，最大供电能力为 14.25MW，目前平均运行负荷为 5.5MW。井区内已建 4 条 10kV 架空线路，分别为南井一～南井四线，目前 4 条线路平均负荷分别为 1125kW、181.3kW、1431kW、1953.2kW。

（3）物联网现状

目前石南 10 井区未实施自动化数据远传功能，不具备远传条件。该井区临近石南 21 处理站旁已建无线网桥基站 1 座（H=40m）；离部署井约 7.5Km 处石南 12#站，该站旁已建 1 座点对多点传输无线网桥基站（H=60m），满足数据点对点方式传输；井场数据汇聚到处理站后经（石南 21～陆梁作业区）光缆上传到陆梁作业区中控室，实现集中管理。

（4）仪表自动化现状

石南 10 井区没有实现井场数据远传，井场设置 RTU，仪表数据就地存储。临近石南 21 集中处理站有 DCS 系统 1 套;陆梁油田作业区已建有 SCADA 系统负责对井场、站场等生产数据远程生产监控。 陆梁作业区自动化生产采用两级生产管理模式即陆梁公寓中控室及克拉玛依市区调控中心。

3.3.6 现有工程环境影响回顾

（1）废气

现有工程的废气污染源主要为伴生气燃烧放空烟气和采出液拉运过程中的油气挥发，均属于无组织废气，主要污染物为氮氧化物、二氧化硫、非甲烷总烃等。非甲烷总烃参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械工业出版社）中提供的无组织排放源强估算系数，非甲烷总烃产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1～0.4‰，现有工程为单井拉油工艺，产污系数取 0.4‰，现有工程原油产能为 0.79×10^4t/a，排放量为 3.15t/a。由于未对伴生气燃烧放空烟气进行监测，本次根据原环评核实数据，综合分析现有工程废气排放情况见表 3.3-2。

表 3.3-2　现有工程废气排放一览表

污染源		放空气量（$\times10^4m^3/a$）	燃烧总热释放率（×Cal/s）	污染物排放情况		
				NO_x	SO_2	总烃
				t/a	t/a	t/a
伴生气燃烧烟气	燃烧排放废气（5 口井）	65.09	173.98	35.17	1.3	0.145
油气无组织挥发		3.15t/a				

根据区域 2021 年 7 月对井区环境空气质量现状的监测数据，NMHC 满足《大气污染物综合排放标准详解》中的环境管理推荐限值。据此可知，井区内非甲烷总烃的

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。

（2）废水

现有工程产生的废水主要为采出水和井下作业废水，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中07石油与天然气开采行业系数手册的产生系数（2.51 t/t产品）核算采出水的产生量约为1.98×10^4t/a，石南10井区采出液由罐车拉运至石南21集中处理站经原油处理系统分离出的采出水由石南21集中处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排。

参照《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（废水量76.0t/井次-产品，化学需氧量104525g/井次-产品，石油类17645g/井次-产品），井下作业每2年1次。现有工程生产井5口，井下作业废水产生量为380㎥/2a（其中化学需氧量0.52t/a，石油类0.09t/a），由罐车拉运至石南21集中处理站采出水处理系统处理达标后，回注油藏。井区内无人值守，无生活污水产生。

（3）噪声

现有工程噪声主要为井场井下作业及井场机泵运转噪声及巡检车辆运输噪声等，运营期井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类标准限值要求。

（4）固体废物

正常工况下，现有工程产生的固体废物主要为单井拉油点储罐罐底油泥，压裂返排液、酸化返排液及废洗井液，废润滑油和沾油废物（含油抹布、劳保用品，废防渗膜）。

参照《石油石化环境保护技术（第 1 版）》（中国石化出版社）中提供的含油污泥估算系数，含油污泥产生量按0.07t/万t原油计，拉油罐每年清罐作业1次，根据现有工程产能预测方案拉油生产井产能为 0.79×10^4t/a，据此计算现有工程清罐底泥的产生量约为0.06t/a，交由克拉玛依市博达生态环保科技有限责任公司进行接收、运输和处置；管线和储罐破裂、井喷等事故状态下会产生落地油，上层可回收的原油送至石南21集中处理站原油处理系统处理，不能回收的落地油和受浸染的

土壤全部回收，交由克拉玛依市博达生态环保科技有限责任公司进行接收、运输和处置。

井下作业进行酸化、压裂等工序时，会产生一定的压裂返排液、酸化返排液，修井时会产生废洗井液，上述物质的产生量根据《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（压裂返排液—1190.94 m^3/井，酸化返排液—26.56 m^3/井，废洗井液—25.29 t/井），井下作业每2年1次，压裂返排液产生量为5954.7m^3/2a，酸化返排液产生量132.8m^3/2a，废洗井液产生量126.45t/2a。压裂返排液、酸化返排液及废洗井液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区修井废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理后外输，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理后回注油藏，不外排。

（5）生态环境

现有工程对生态的影响主要为体现在占地对生态环境各要素的影响，根据现场踏勘结果可知，现有工程的占地分为临时占地和永久占地，占地面积均未超过设计标准，并已根据相关规定给予了补偿。临时占地已经得到的释放，未发现管线对土壤环境造成影响。道路建设临时占地已自然恢复。临时占地范围内的植被正在恢复中。采油井场、单井拉油点等永久占地范围已进行了压实，有效的减轻了风蚀。现有采油井场及周边区域地表均无泄漏的污油，未对地表植被和土壤造成不利影响，现有工程不存在生态环境问题。现有工程实施对项目所在区域生态环境的影响不大。

（6）存在问题及整改措施

根据现场调查结果可知：井场已平整，由砾石铺垫，钻试期开挖钻屑储集防渗池的井场，其钻屑储集防渗池上部已经覆土填埋，钻试期钻井岩屑排至岩屑堆放场地的井场，施工结束后施工场地已进行清理，无遗留的环境问题。油区道路总体规范，目前井区部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

针对已开发区域遗留的环境问题，在本次开发建设过程中，要重点采取以下措施：项目建设中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道，减少对油田区域地表的扰动和破坏，施工结束后，要及时平整施工场地，清理施工废弃物，以便临时占地自然恢复。

（7）现有工程污染物产生排放量

现有工程污染物产生排放情况见表 3.3-3。

表 3.3-3　现有工程污染物产排量汇总情况一览表

名称	污染物		单位	现有工程产生量	总排放量
废气	无组织挥发非甲烷总烃		t/a	3.15	3.15
	伴生气燃烧烟气	SO_2	t/a	1.3	1.3
		NO_x	t/a	35.17	35.17
		总烃	t/a	0.145	0.145
废水	采出水	废水量	t/a	1.98×10^4	0
	井下作业废水	废水量	t/2a	380	0
		化学需氧量	t/2a	0.52	0
		石油类	t/2a	0.09	0
固体废物	压裂返排液		m^3/2a	5954.7	0
	酸化返排液		m^3/2a	132.8	0
	废洗井液		t/2a	126.45	0
	清罐底泥		t/a	0.06	0

4 建设项目工程分析

4.1 建设项目概况

（1）项目名称

石南 10 井区西山窑组油藏调整布井地面工程。

（2）项目性质

本项目对陆梁油田作业区和石西油田作业区已开发区域进行加密部署，项目性质为改扩建。与新疆油田“一张图”的相对位置关系见图 4.1-1，图中蓝线内区域为石西作业区产能开发老区块。

图 4.1-1　项目区与新疆油田“一张图”的相对位置关系示意图

（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，西北距和布克赛尔蒙古自治县县城约 145.5km，南距石南 21 集中处理站约 2.4km，西北距夏孜盖盐池约 31.9km。

（4）劳动组织和定员

项目建成后注水井 SN1725 井及配套注水管线由石西油田作业区负责运行管理，

其余 4 口采油井及配套采油管线由陆梁油田作业区负责运行管理由不新增劳动定员。

（5）工程投资

项目总投资 4292 万元，环保投资约 219 万元，占总投资的 5.1%。

（6）建设内容

本项目拟在石南 10 井区部署 5 口井（其中采油井 4 口，注水井 1 口），4 口水平井，1 口直井，设计水平段长 400m～900m，单井进尺 2690m～3500m，总进尺 1.599×10^4m。采油井单井设计产能 7.0～15.0t/d，新建产能 1.32×10^4t/a。新建 4 座采油井场、1 座注水井场、单井采油管线 1.84km、集油支线 2.6km、集油干线 4.72km、单井注水管线 0.6km，并配套建设供配电、仪表自动化、防腐等工程。

4.2 项目建设内容

本次建设包括主体工程、公用工程、依托工程、环保工程四个部分，分述如下：

4.2.1 主体工程

（1）钻井工程

①拟部署井位坐标

本次新钻井 5 口井（4 口水平井、1 口直井），新钻井基本信息详见表 4.2-1。

表 4.2-1　　新钻井基本信息

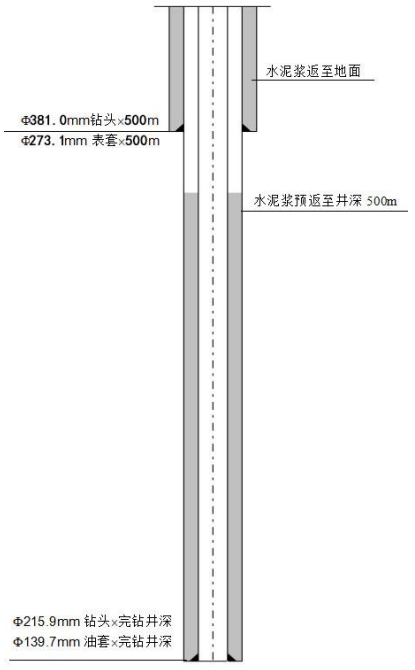
井号	井别	井口大地坐标（北京 54）		井口经纬度坐标		设计井深（m）	井型
		X	Y	E	N		
SN1725	注水井					2690	直井
SNHW101	采油井					3300	水平井
SNHW102	采油井					3500	水平井
SNHW103	采油井					3500	水平井
SNHW104	采油井					3000	水平井

② 井身结构

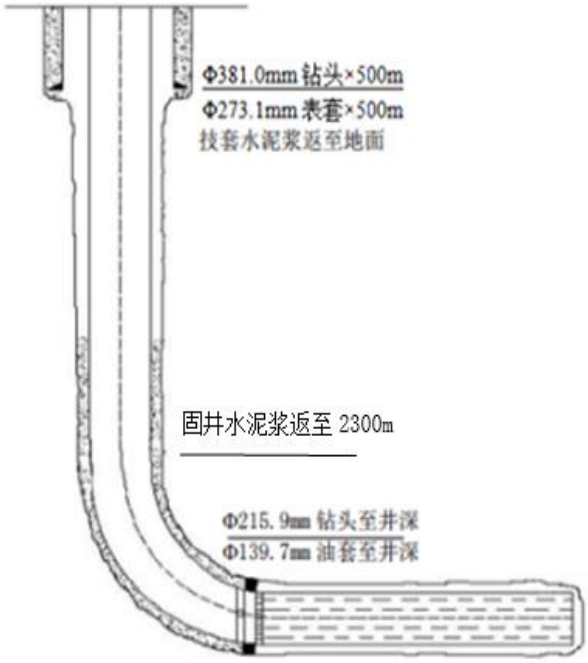
本次新钻井 5 口，均为两开井身结构，单井设计井深 2690～3500m，总进尺 1.599×10^4m。井身结构设计详见表 4.2-2 及图 4.2-1。

表 4.2-2　　井身结构设计说明

水平井				
开钻次序	钻头尺寸（mm）	套管尺寸（mm）	设　　计　　说　　明	固井方式
一开	381.0	273.1	采用Φ381.0mm 钻头钻至井深 500m，下入Φ273.1mm 表层套管，采用内管注水泥工艺固井，水泥浆返至地面，封隔地面疏松地层	固井水泥浆返至地面
二开	215.9	139.7	采用Φ215.9mm 钻头钻至设计井深，下入Φ139.7mm 技术套管，封隔上部易漏层位	固井水泥浆返至2300m
直井				
开钻次序	钻头尺寸（mm）	套管尺寸（mm）	设　　计　　说　　明	固井方式
一开	381.0	273.1	采用Φ381.0mm 钻头钻至井深 500m，下入Φ273.1mm 表层套管，水泥浆返至地面，封隔上部松散易塌流沙层和地表水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件	固井水泥浆返至地面
二开	215.9	139.7	采用Φ215.9mm 钻头钻至完钻井深，下入Φ139.7mm 油层套管，固井水泥浆预返至井深 500m	固井水泥浆返至2190m



直井井身结构示意图



水平井井身结构示意图

图 4.2-1　　井身结构示意图

2）钻井设备

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

3）钻井液体系

本项目钻井一开和二开均采用非磺化类水基钻井液。一开采用坂土+CMC 钻井液体系，主要成分为：坂土、CMC（中）、Na_2CO_3；二开采用聚合物钻井液体系，主要成分为：坂土、Na_2CO_3、MAN101、NaOH、MAN104、复配胺盐、润滑剂、堵漏剂等，，钻井液性能指标见表 4.2-3。

表 4.2-3　钻井液性能指标一览表

开钻次序	密度（g/cm^3）	粘度（s）	失水（ml）	泥饼（mm）	pH	塑性粘度（mPa·s）	动切力（Pa）	静切力（Pa）
一开	1.05～1.20	80～120	≤10					
二开	1.05～1.15	45～80	≤5	≤1	8～10	10～20	5～10	1～3/2～10

根据井深结构及井筒容积，核算本项目钻井液用量约为 3012m^3。

4）钻井井场布置

钻井期单井井场布置有值班房、钳工房、录井房、配电房、发电房、罐区、不落地系统、岩屑堆放场等。钻井期单井井场平面布置如图 4.2-2。

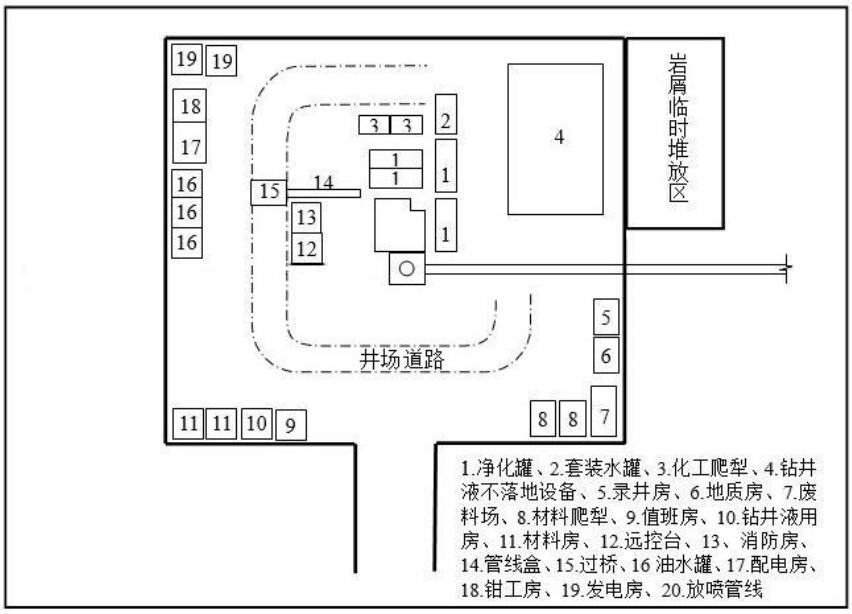


图 4.2-2　　钻井单井井场布置示意图

5）钻井工艺流程

钻井是破岩和加深井眼的过程。首次钻井是指埋设导管后（导管在首次开钻时起引导钻头下钻和作为钻井液出口作用）、下表层套管前的第一次钻井，即一开，本项目一开使用水基钻井液。钻达下表层套管深度后，及时进行下入表层套管、固

井和试压作业。

封表层套管固井后再继续钻进，对本项目而言即二开，二开使用水基钻井液，钻进中根据井内情况变化（钻速、钻井液性能、钻屑性能、钻井液体积和进出口流量等）和地面设备运转、仪表信息变化判断分析异常情况，及时采取相应处理措施。安全钻达下技术套管（或油气层套管）深度后，根据钻井设计要求，及时进行测井、下入技术套管（或油气层套管）、固井等其他作业。

在钻井过程中，同时伴有地质录井作业。地质录井的任务主要是取全、取准各项地质资料及其有关的钻井施工资料。钻井过程中的地质录井工作包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井、压力录井等。钻井工程作业流程见图 4.2-3。

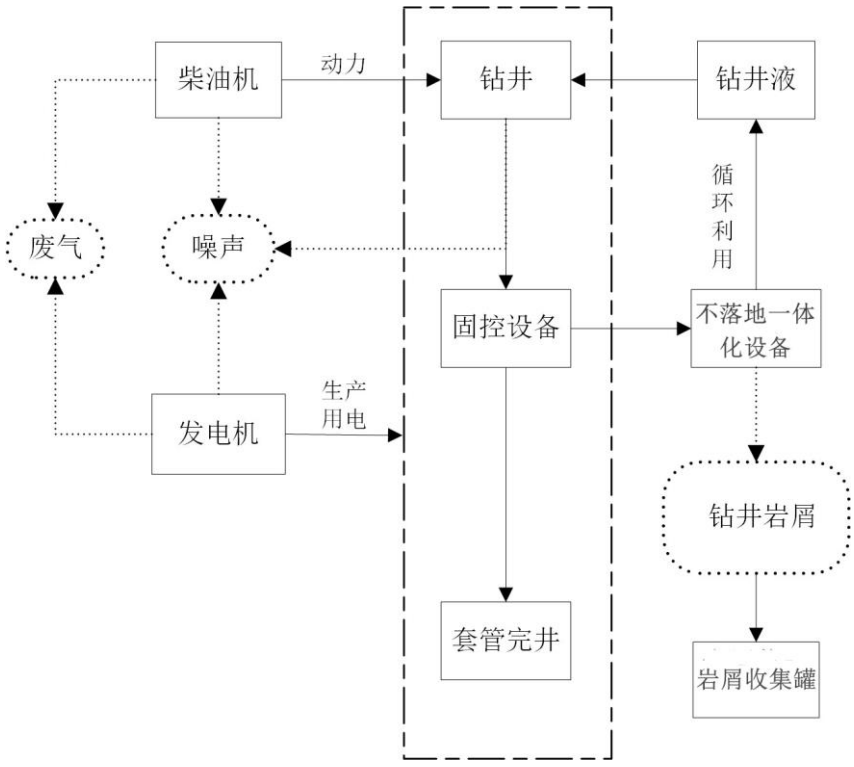


图 4.2-3　　钻井工艺流程示意图

6）钻井周期

单井钻井周期为 90 天，施工人数 35 人。

（2）采油工程

①采油井场

新建采油井场 4 座，均采用 12 型节能抽油机，电机功率为 30kW，井口均设保温

盒，保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器做保温，井场设 20kW 防爆电加热器。

②集输管线

新建井场至新建阀池的单井采油管线 1.84km，管径为 DN50 PN3.5MPa，管材为耐温 70℃玻璃钢管；新建 1#阀池和 2#阀池之间集油支线 2.6km，管径为 DN80PN3.5MPa，管材为耐温 70℃玻璃钢管。新建 1#阀池和已建 19 号计量站集油干线 4.72km，管径为 DN100PN3.5MPa 管材为耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管。

新建 SN1725 井至 2 号计量配水站的单井注水管线 0.6km,管径为 DN100PN3.5MPa 管材为耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管。

管线埋地保温敷设，埋至冻土深度以下，集油管线地面设标志桩，管顶标高 -1.8m。

③阀池

新建阀池 2 座，阀池池体采用防渗钢筋混凝土结构，混凝土抗渗等级为 P8，抗冻等级为 F200，2 座计量站阀池的防渗面积为 20m^2。

④开采及集输工艺

开采工艺：石南 10 井区采用注水开发工艺。

清蜡工艺：抽油期采用尼龙刮蜡器结合定期热洗工艺。

油气集输工艺：采用密闭集输的方式生产，采用“井口→计量站→石南 21 集中处理站”的三级布站工艺。即：井口采出液经电加热器加热后由单井采油管线集输至新建阀池，在阀池内处接入新建集油支线，集油干线，从集油干线管输至 19 号计量站，最终通过已建管线管输至石南 21 集中处理站。具体工艺流程见图 4.2-1。各井进站情况见表 4.2-3。

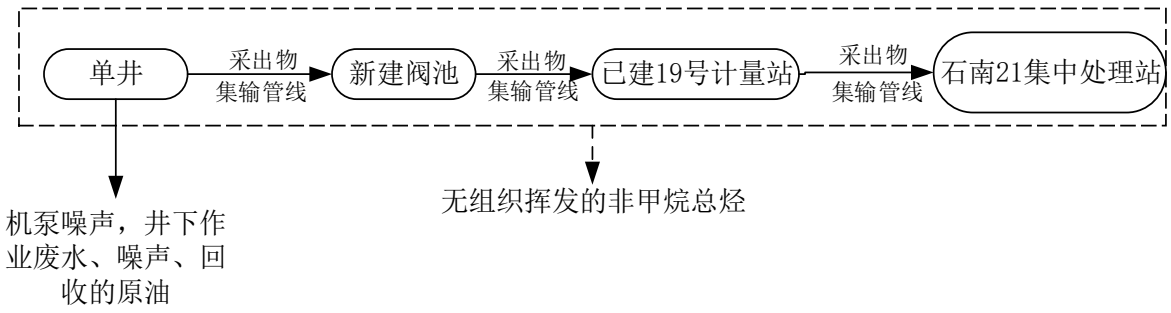


图 4.2-3　油气集输工艺流程示意图

表 4.2-4　各井进站情况一览表

站号	接入井号（油井）	接入井数
石南21井区19号计量站	SNHW101、SNHW102、SNHW103、SNHW104	4
石南204井区2号计量配水站	SN1725	1

（2）注水系统

①注水井场

新建 1 座注水井场，注水井口安装 DN50 25MPa 采油树，设保温盒，来水管道设止回阀和截断阀。

②注水管线

新建注水井至 2 号计量配水站的单井注水管线（DN50 25MPa）0.6km，采用热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃），埋地不保温敷设，管顶标高-1.9m。

③ 注水工艺

采用单干管多井配水工艺，即：石南联合站出高压水（12MPa）经已建注水支线输送至 2 号计量配水站，在配水站内配水后通过 2 号计量配水站至 SN1725 井新建单井注水管道输至注水井井口，经井口注入地层。具体工艺流程见图 4.2-2。各井进站情况见表 4.2-3。

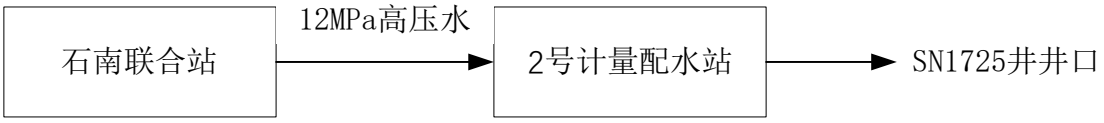


图 4.2-3　注水工艺流程示意图

各类管线走向见图 4.2-4。

图 4.2-4　井位分布及管线走向示意图

4.2.2 公用工程

（1）供配电

供电电源：本项目新增电力负荷电压等级为 0.38/0.22kV，其中用电设备为抽油机、电保温盒、井口电加热器，负荷等级为二级。供电电源依托南井二线 10kV 高压架空电缆，新建 10kV 架空线路 6.93km，采用 JL/G1A-120/20 型。

配电：采油井采用单变压器带单井的配电方式，每 1 口井组设一座 10/0.4kV 杆架式变电站，容量为 50kVA。

（2）给排水

给水主要为井下作业用水和管道试压用水，井区位于荒漠地区，周围无成熟的供水管网，用水由罐车从陆梁油田作业区拉运至用水场地。

排水主要为采出水、井下作业废水和管道试压废水，采出水和井下作业废水集中收集后由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后，均回注油藏，不外排；管道试压废水污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘。

（3）物联网

在石南 10 井区（DS016 井周围合适的位置）新建无线网桥 RT 基站 1 座（塔架 H=40m），新敷设石南 12#站～石南 21 处理站光缆（12 芯 L=3km），井场 RTU 数据采用无线网桥方式汇聚至新建 RT 基站并点对点方式上传到石南 12#站已建无线网桥基站汇聚后，经新建（石南 12#站～石南 21 处理站）光缆上传至处理站中控室，再经已建光缆（石南 21 处理站～陆梁公寓）上传到陆梁作业区中控室集中监控。

（4）仪表自动化

本次采用先进、适宜的计算机测控技术对井场生产过程（数据）进行集中监测、控制和管理，完成主要工艺参数的数据采集、重要工艺过程的自动控制和关键生产设备的联锁保护，满足生产过程监控和管理的需要。

采油井口实现“无人值守、远程监控、故障巡检”生产模式。

（5）防腐保温

本项目选用的非金属管材自身为防腐材质，无需对管道增加内外防腐涂层。管道保温层采用 30mm 聚氨酯泡沫塑，防护层采用 2mm 高密度聚乙烯粘胶带，管线埋至冻土深度以下。

4.2.3 依托工程

注水水源依托石南联合站采出水处理系统处理后的净化水，伴生气依托石南 21 集中处理站天然气处理系统，采出液依托石南 21 集中处理站原油处理系统，采出水和井下作业废水依托石南 21 集中处理站采出水处理系统，含油污泥、废润滑油均依托具有 HW08 类危险废物处理资质的单位进行回收处置，沾油废物依托具有 HW49 类危险废物处理资质的单位进行回收处置，压裂返排液、酸化返排液、废洗井液依托陆梁集中作业区修井废液池、陆梁集中处理站原油和采出水处理系统处理。

4.2.4 环保工程

井区无废水外排，伴生气 100%回收利用，采用低噪声设备并对高噪声设备采取基础减震和隔声等降噪措施，井下作业及修井过程中铺设防渗膜，保证落地原油 100%回收。

4.2.5 项目组成

项目组成详见表 4.2-5。

表 4.2-5　项目工程组成一览表

工程类别	名称	工程量	规模	备　　注
主体工程	钻井工程		5 口	新钻井 5 口，水平井和直井均采用两开井身结构，钻井总进尺 1.599×10^4m
	采油系统	采油井场	4 座	均采用 12 型节能抽油机，电机功率为 30kW，井口均设保温盒，保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器做保温，井场设 20kW 防爆电加热器
		单井采油管线	1.84km	管径为 DN50 3.5MPa，管材为耐温 70℃玻璃钢管
		集油支线	2.6km	管径为 DN80 3.5MPa，管材为耐温 70℃玻璃钢管
		集油干线	4.72km	管径为 DN100 3.5MPa，管材为耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管
		阀池	2 座	阀池池体采用防渗钢筋混凝土结构，混凝土抗渗等级为 P8，抗冻等级为 F200，2 座阀池的防渗面积为 20m^2
	注水系统	注水井场	1 座	新建 1 座注水井场
		单井注水管线	0.6km	管径为 DN50 25MPa，采用热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃）
公用工程	供配电			供电电源：本项目新增电力负荷电压等级为 0.38/0.22kV，其中用电设备为抽油机、电保温盒、井口电加热器，负荷等级为二级。供电电源依托南井二线 10kV 高压架空电缆，新建 10kV 架空线路 6.93km，采用 JL/G1A-120/20 型。配电：采油井采用单变压器带单井的配电方式，每 1 口井组设一座 10/0.4kV 杆架式变电站，容量为 50kVA。
	给排水			给水主要为井下作业用水和管道试压用水，井区位于荒漠地区，周围无成熟的供水管网，用水由罐车从陆梁油田作业区拉运至用水场地。排水主要为采出水、井下作业废水和管道试压废水，采出水和井下作业废水集中收集后由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后，均回注油藏，不外排；管道试压废水污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘。
	物联网			在石南 10 井区（DS016 井周围合适的位置）新建无线网桥 RT 基站 1 座（塔架 H=40m），新敷设石南 12#站～石南 21 处理站光缆（12 芯 L=3km），井场 RTU 数据采用无线网桥方式汇聚至新建 RT 基站并点对点方式上传到石南 12#站已建无线网桥基站汇聚后，经新建（石南 12#站～石南 21 处理站）光缆上传至处理站中控室，再经已建光缆（石南 21 处理站～陆梁公寓）上传到陆梁作业区中控室集中监控。
	仪表自动化			采用先进、适宜的计算机测控技术对井场生产过程（数据）进行集中监测、控制和管理，完成主要工艺参数的数据采集、重要工艺过程的自动控制和关键生产设备的联锁保护，满足生产过程监控和管理的需要。采油井口实现“无人值守、远程监控、故障巡检”生产模式。
	防腐			选用的非金属管材自身为防腐材质，无需对管道增加内外防腐涂层。管道保温层采用 30mm 聚氨酯泡沫塑，防护层采用 2mm 高密度聚乙烯粘胶带，管线埋至冻土深度以下。

续表 4.2-5　项目工程组成一览表

工程类别	名称	工程量	规模	备　　注
依托工程	注水水源			依托石南联合站采出水处理系统处理后的净化水
	生活污水			定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置
	生活垃圾			定期由协议单位清运至陆梁油田作业区生活垃圾填埋场
	采出液			依托石南 21 集中处理站原油处理系统
	采出水、井下作业废水			依托石南 21 集中处理站采出水处理系统处理
	含油污泥、清罐底泥、废润滑油及沾油废物			含油污泥、清罐底泥、废润滑油均依托具有 HW08 类危险废物处理资质的单位进行回收处置，沾油废物依托具有 HW49 类危险废物处理资质的单位进行回收处置
	压裂返排液、酸化返排液、废洗井液			依托陆梁油田作业区修井废液池和陆梁集中处理站原油和采出水处理系统处理
环保工程	防渗膜铺装			修井及井下作业过程铺设防渗膜
	噪声防治			选用低噪声设备，并对高噪声设备采取基础减震和隔声等降噪措施
	固体废物			钻井期钻井岩屑采用不落地处理系统处置
				工作人员生活垃圾暂存在站内垃圾桶中

4.2.6 产能方案

本项目共部署 4 口采油井，采油井单井设计产能 7.0～15.0t/d，新建产能 1.32×10^4t/a，开发生产指标预测见表 4.2-6。

表 4.2-6　石南 10 井区西山窑组 J_2x_1 油藏开发指标预测表

时间	油井数（口）	注水井数（口）	年产液量（10^4t）	年产油量（10^4m^3）	年产气量（10^4m^3）	累积产液量（10^4t）	累积产油（10^4m^3）	累积产气（10^4m^3）	含水率（%）	气油比（m^3/m^3）
2021	4	1	1.00	0.70	49.00	1.00	0.70	49.00	30	70
2022	4	1	2.24	1.32	92.40	3.24	2.02	141.40	41	70
2023	4	1	1.80	0.79	55.44	5.04	2.81	196.84	56	71
2024	4	1	1.43	0.51	36.04	6.47	3.33	232.88	64	70
2025	4	1	1.37	0.37	25.95	7.84	3.70	258.82	73	70
2026	4	1	1.38	0.29	20.24	9.22	3.99	279.06	79	70
2027	4	1	1.36	0.23	16.19	10.58	4.22	295.25	83	71
2028	4	1	1.37	0.19	13.44	11.95	4.41	308.69	86	71
2028	4	1	1.34	0.16	11.29	13.29	4.57	319.98	88	68
2030	4	1	1.35	0.14	9.48	14.65	4.71	329.46	90	67
2031	4	1	1.28	0.12	8.06	15.93	4.82	337.52	91	69
2032	4	1	1.24	0.10	6.93	17.16	4.92	344.45	92	66
2033	4	1	1.22	0.09	5.96	18.38	5.01	350.41	93	74
2034	4	1	1.23	0.07	5.19	19.62	5.08	355.59	94	75
2035	4	1	1.07	0.06	4.51	20.69	5.14	360.11	94	75

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采油井和注水井钻井、各类管线（单井采油管线、单井注水管线、集油支线）敷设、供电线架设等施工活动中。废气主要来自钻井、管线敷设、供电线架设等建设过程中产生的扬尘和施工机械、施工车辆尾气等；废水主要为管道试压废水和生活污水；噪声主要为钻井井场、管线施工机械及施工车辆噪声；固体废物为钻井岩屑、建筑垃圾和生活垃圾。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

施工期废气主要为柴油机、发电机组燃料烟气、施工扬尘和汽车尾气。

① 柴油机、发电机烟气

钻井期井场动力系统共设 3 台柴油机和 2 台柴油发电机，为钻机及井场提供动力、电力和照明。根据设计资料，单井钻井期柴油消耗量为 2t/d，钻井周期为 90 天。参考《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材——社会区域类环境影响评价》一书，柴油产污系数为 $SO_2$2.24kg/t，NO_x2.92kg/t，总烃量 2.13kg/t，则钻井期大气污染物排放情况详表 4.3-1。

表 4.3-1　　钻井期大气污染物排放统计表

污染源	柴油（t）	污染物排放量(t)		
		SO_2	NO_x	烃类
柴油机燃料烟气	900	2.02	2.63	1.92

②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。

③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

施工期废水主要为管道敷设产生的试压废水和生活污水。

①管道试压废水

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

②生活污水

生活污水主要产生于钻井生活营地。单井钻井期90天，工作人员35人，消耗水量20L/d·人，则单井生活用水63m^3，5口井用水共315m^3，排水系数取0.8，则生活污水产生量约252m^3，其排水水质与居民生活污水相近似，为：化学需氧量（COD_{Cr}）浓度350mg/L、氨氮（NH_3-N）浓度30mg/L、悬浮物（SS）浓度200mg/L，则污染物的产生量为COD_{Cr}：0.09t、氨氮：0.008t、悬浮物：0.05t。生活污水排入防渗池，定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置。

（3）噪声

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

（4）固体废物

本项目施工期固体废物主要是钻井岩屑、建筑垃圾和生活垃圾。

①钻井岩屑

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

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

式中：W——产生的岩屑量，m^3；

D——钻头尺寸，m；

h——裸眼长度，m；

n——井身设计开数；

d——岩屑膨胀系数，使用水基钻井液体系时取P=2.2。

根据井身结构计算项目岩屑产生量，水基岩屑按体积计，详见表4.3-2。

表4.3-2　钻井岩屑产生量一览表

井号	水基岩屑	
	井段	体积（m^3）
单井	一开	125
	二开	217
小计	/	342
5口井合计	/	1710

据此，可计算得出本项目水基岩屑产生量约为1710m^3。水基钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后固相进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉走进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后进行综合利用。

②建筑垃圾

包括施工过程中产生的废边角料、废包装物、废混凝土渣等，产生量较少。

③生活垃圾

钻井期按每人每日垃圾产生量0.5kg计算，生活垃圾产生量约7.9t。

（5）生态影响分析

①工程占地

本项目总占地面积为157632m^2，其中永久占地12508m^2，临时占地145124m^2，详见表4.3-3。

表4.3-3　本项目占地概况一览表

序号	建设项目	占地面积（m^2）	占地性质		备注
			永久征地（m^2）	临时占地（m^2）	
1	井场	31500	12500	19000	单座钻井井场面积为70×90m^2 单座采油井场面积为50×50m^2，单座注水井场面积为50×50m^2，本工程新建4座采油井场，1座注水井场

续表 4.3-3　本项目占地概况一览表

序号	建设项目	占地面积（m^2）	占地性质		备注
			永久征地（m^2）	临时占地（m^2）	
2	阀池	32	8	24	新建2个阀池，阀池池体采用防渗钢筋混凝土结构，混凝土抗渗等级为P8，抗冻等级为F200
3	单井采油管道	18400	0	18400	管道敷设长度为1.84km。施工期临时性占地为管道轴线两侧，10m宽
4	集油支线	31200	0	31200	管道敷设长度为2.6km。施工期临时性占地为管道轴线两侧12m宽
5	集油干线	56640	0	56640	管道敷设长度为4.72km。施工期临时性占地为管道轴线两侧12m宽
6	单井注水管线	6000	0	6000	管道敷设长度为0.6km。施工期临时性占地为管道轴线两侧10m宽
7	输电线路区	13860	0	13860	新建10kV架空线路6.93km，临时作业宽度约为2m
8	合计	157632	12508	145124	/

② 土石方平衡

开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填及路基回填，挖方全部回填，无弃方。土石方平衡见表 4.3-4。

表 4.3-4　土石方平衡一览表

工程分区	挖方量（m^3）	填方（m^3）	借方量（m^3）	弃方量（m^3）
各类集输管线	34776	34776	0	0
合计	34776	34776	**0**	**0**

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采油和油气集输过程中产生的无组织排放的挥发性有机物；废水主要为采出水和井下作业废水；噪声源主要为井下作业噪声及巡检车辆交通噪声；固体废物主要为压裂返排液、酸化返排液、废洗井液、废润滑油及沾油废物。

（1）废气

①挥发性有机物

本项目无组织挥发性废气主要为油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物。

※油气集输无组织挥发性废气

油气集输过程中的无组织挥发废气无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算。

石油炼制工业密封点 TOC 排放速率：

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

式中：e_{TOC}——某类密封点的 TOC 排放速率，kg/h；

F_A——某类密封点排放系数；

WF_{TOC}——物料流中含 TOC 的平均质量分数；（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 70%）；

$WF_{甲烷}$——物料流中甲烷的平均质量分数，（根据产能预测数据，按天然气中甲烷占比及产量计算，取 1.28%）；

N——某类密封点的个数。

计算 VOCs 的排放速率：

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

式中：e_{VOCs}——物料流中 VOCs 排放速率，kg/h；

e_{TOC}——物料流中 TOC 排放速率，kg/h；

WF_{VOCs}——物料流中 VOCs 的平均质量分数；

WF_{TOC}——物料流中 TOC 的平均质量分数。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 4.3-5。

表 4.3-5　排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型	排放系数（kg/h/排放源）	设备数量（个/台）	污染物排放量（t/a）
阀门	0.00023	50	0.065
法兰、连接件	0.00025	25	0.035
合计	/	/	0.1

综上所述，本项目产生的无组织挥发性有机物总量为 0.1t/a。

（2）废水

废水主要为采出水和井下作业废水，

① 采出水

本次油藏采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，随着开采年限的增加呈逐渐上升状态，根据产能预测表可知本项目采出液中平均含水率为 76.9%，年平均产油量约为 0.34×10^4t/a。采出水产生量及水中各种污染物产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 07 石油与天然气开采行业系数手册进行核算，具体产生量见表 4.3-6。

表 4.3-6　采出水及水中各污染物产生量一览表

原料名称	类型	单位	产生系数		年平均产油量	产生量（t/a）
非稠油非低渗透油田＜80%	采出水	t/t 产品	A/（1-A）	2.51	0.34×10^4t/a	0.85×10^4
	化学需氧量	g/t 产品	1354A/（1-A）	3396.88		11.55
	氨氮	g/t 产品	10.83A/(1-A)	27.18		0.09
	总氮	g/t 产品	59.1A/（1-A）	12.80		0.04
	挥发酚	g/t 产品	1.6A/（1-A）	4.02		0.014
	石油类	g/t 产品	12.97A/(1-A)	32.55		0.11

注：A=0.715

采出液在石南 21 集中处理站进行脱水处理，脱出的采出水由管线管输至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。

② 井下作业废水

井下作业废水的主要来源洗井时产生的洗井废水，其产生量按照《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。具体产生量见 4.3-7。

表 4.3-7　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122	回收回注	0

石南 10 井区为非低渗透油井，井下作业每 2 年 1 次。采用表 4.3-6 非低渗透油井洗井作业产污系数计算本项目运营期井下作业废水及废水中各污染物的产生量，

计算结果详见表4.3-8。

表4.3-8　井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量（t/2a）
工业废水量	76.0t/井次-产品	380
化学需氧量	104525g/井次-产品	0.52
石油类	17645g/井次-产品	0.088

（3）噪声

噪声主要包括采油井场、注水井场井下作业噪声和巡检车辆交通噪声等，噪声排放情况见表4.3-9。

表4.3-9　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
采油井场、注水井场	井下作业	80～105	间歇	机械
巡检车辆	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采出液中产生的含油污泥、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液、废润滑油及沾油废物。

① 含油污泥

含油污泥是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，其排放量与油井的出砂情况有关，其产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》-07石油与天然气开采行业系数手册中非稠油产污系数（90.76t/10^4t产品）进行核算。本项目年平均产油量为0.34×10^4t/a，由此计算出含油污泥产生量为30.9t/a。含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021版）HW08废矿物油和含矿物油废物，集中收集后临时贮存在陆梁油田作业区危险废物暂存设施，最终交由有相应处理资质的单位进行回收处置。

② 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液

井下作业进行酸化、压裂等工序时，会产生一定的压裂返排液、酸化返排液，修井时会产生废洗井液，上述物质的产生量根据《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，井下作业每 2 年 1 次，具体产污系数及产生量见表 4.3-10。

表 4.3-10　压裂返排液、酸化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
压裂返排液	1190.94 m^3/井	5954.7m^3/2a
酸化返排液	26.56 m^3/井	132.8m^3/2a
废洗井液	25.29 t/井	126.45t /2a

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区修井废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理。

③废润滑油

井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，类比同类井场废润滑油的产生量可知，单井井场产生的废润滑油量为 0.05t/a，本项目废润滑油的产生量约为 0.25t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，集中收集后临时贮存在陆梁油田作业区危险废物暂存设施中，最终交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

④沾油废物（含油抹布、劳保用品，废防渗膜）

修井作业在作业时会产生一些沾染废物（含油抹布、劳保用品，废防渗膜），产生量较小，类比同类油井，每口井每次产生沾油废物约 0.05t，修井一般一年平均一次，沾油废物总产生量约为 0.25t/a。沾油废物属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW49 类危险固废，集中收集后临时贮存在陆梁油田作业区危险废物暂存设施中，最终交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

各固体废物产生量见表 4.3-11。

表 4.3-11　各固体废物产生量情况一览表

固废名称	产生量	废物类别	危险废物代码	危险特性	处置去向
含油污泥	30.9t/a	HW08 废矿物油和含矿物油废物	071-001-08	T、I	临时贮存在陆梁油田作业区危险废物临时储存场，最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置
废润滑油	0.25t/a		900-214-08	T、I	
沾油废物	0.25t/a	HW49 其它废物	900-041-49	T/In	

续表 4.3-11　各固体废物产生量情况一览表

固废名称	产生量	废物类别	危险废物代码	危险特性	处置去向
压裂返排液	5954.7m³/2a	HW08 废矿物油和含矿物油废物	900-249-08	T、I	集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区修井废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理
酸化返排液	132.8m³/2a		900-249-08	T、I	
废洗井液	126.45t /2a		900-249-08	T、I	

4.3.3 退役期环境影响因素分析

随着油田的不断开采，储量不断下降，最终进入退役期。当油田开发进入退役期，各种机械及设备将停止使用，油田工作人员将陆续离开开发区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声等对环境的影响将消失。

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。

4.3.4 事故状态环境影响因素分析

对于本项目的开发建设，可能出现的事故主要有井喷、井漏和油气管线泄漏事故。

（1）井喷事故

井喷主要是在油田钻井和井下作业过程中发生的事故。本项目中在钻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，伴生气、采出水、原油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

（2）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。

（3）管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采油管线、集油支线、集油干线和单井注水管线发生破裂，采出液和净化后的采出水泄漏，造成环境污染。

（4）酸化液、压裂液泄漏事故识别

井下作业时，酸化液及压裂液配置完成后由罐车拉运至井场，罐体可能因腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因造成酸化液和压裂液泄漏。

4.3.5 污染物排放量汇总

本项目污染物排放情况见表 4.3-12。

表 4.3-12　运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	油气集输无组织挥发	非甲烷总烃	0.1t/a	0.1t/a	环境空气
废水	井下作业废水	废水量	380t/2a	0	送石南 21 集中处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏
		化学需氧量	0.52t/2a	0	
		石油类	0.088t/2a	0	
	采出水	废水量	0.85×10^4t/a	0	
		化学需氧量	11.55t/a	0	
		氨氮	0.09t/a	0	
		总氮	0.04t/a	0	
		挥发酚	0.014t/a	0	
		石油类	0.11t/a	0	
噪声	井场机泵及巡检车辆	连续等效 A 声级	采取基础减震等消声降噪措施		
固体废物	含油污泥	石油类	30.9t/a	0	临时贮存在陆梁油田作业区危险废物临时储存场，最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置
	废润滑油	石油类	0.25t/a	0	
	沾油废物	石油类	0.25t/a	0	
	压裂返排液	石油类	5954.7m^3/2a	0	集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区修井废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理
	酸化返排液	石油类	132.8m^3/2a	0	
	废洗井液	石油类	126.45t /2a	0	

本项目建成后石南 10 井区污染物排放情况见表 4.3-13。

表 4.3-13　改扩建后石南 10 井区污染物排放一览表

类别	污染源	污染物名称	现有工程排放量	改扩建项目排放量	改扩建后石南 10 井区排放量
废气	油气集输无组织挥发	非甲烷总烃	3.15t/a	0.1t/a	3.25t/a
	伴生气燃烧烟气	SO_2	1.3t/a	0	1.3t/a
		NO_x	35.17t/a	0	35.17t/a
		总烃	0.145t/a	0	0.145t/a
废水	井下作业废水	废水量	0	0	0
		化学需氧量	0	0	0
		石油类	0	0	0
	采出水	废水量	0	0	0
		化学需氧量	0	0	0
		氨氮	0	0	0
		总氮	0	0	0
		挥发酚	0	0	0
		石油类	0	0	0
噪声	井场机泵及巡检车辆	连续等效 A 声级			
固体废物	含油污泥	石油类	0	0	0
	废润滑油	石油类	0	0	0
	沾油废物	石油类	0	0	0
	压裂返排液	石油类	0	0	0
	酸化返排液	石油类	0	0	0
	废洗井液	石油类	0	0	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。本项目产生的废气仅为油气集输过程中无组织挥发的非甲烷总烃，废水主要为采出水和井下作业废水，均经石南 21 联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排，故不对二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮进行总量控制；非甲烷总烃的排放量为 0.1t/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、油气集输和井下作业及辅助生产等。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～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 70 分，定性指标 100 分，综合评价 82 分。

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

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	1.6	15
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	100	5
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000m～3000m；3000m 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	95	10
		柴油机效率	%	10	≥80	＞85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
（4）污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	0	10
		废弃钻井液	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	0	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	0	5
		COD	mgL	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	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）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	0	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	76.0	0
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液量	m^3/井次	10	≤3.0	76.0	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	232	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1375	0
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5

定性指标

一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目评分
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证		15	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（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（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65　稠油：≤160 天然气：≤50	6.33	30
（2）资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10

定性指标

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

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。钻井、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。

5 环境质量现状调查与评价

5.1 自然环境现状调查与评价

5.1.1 地理位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，该县位于新疆维吾尔自治区西北部，准噶尔盆地西北部。东邻阿勒泰地区，西与额敏县、托里县以白杨河为界，南部与玛纳斯县、沙湾市接壤，北部与哈萨克斯坦共和国毗邻，县城和布克赛尔镇距乌鲁木齐市公路里程 495km。总面积为 $3.06\times10^{4}km^{2}$。具体地理位置见图 5.1-1。

图 5.1-1　本项目地理位置示意图

5.1.2 地形、地貌

项目区周边地表被第四系戈壁沙漠覆盖，为半固定沙丘和沙梁，地貌特征比较单一，多为开阔平坦的单一戈壁滩，覆盖有少量植被，沙丘相对高差一般 10～30m，地面海拔 400～500m。

5.1.3 水文地质

（1）地表水

项目区地处准噶尔盆地腹部的古尔班通古特沙漠，评价范围内无地表水体。

（2）地下水

①水文地质条件概况

本项目位于准噶尔盆地腹部。准噶尔盆地在地质构造上是一个古老的陆台，其边缘界线与古代褶皱山脉和断裂线的方向一致，基本是一个被海西、加里东褶皱山系所围绕的盆地。海西运动以后、天山、阿尔泰地槽体系几乎全部褶皱隆起成山变为陆地，盆地在此时初步形成，并成为一个单独的构造单元。后来盆地发生了隆起，海水退出，气候变得干燥，仅在盆地南缘山前拗陷带保存了三叠纪的湖区，继续进行着沉积作用，其它地区则为剧烈的侵蚀和剥蚀区，大量的砾岩、砂岩与泥岩堆积在山前凹地中。喜马拉雅运动，尤其是晚第三纪末的垂直上升运动，使盆地周围在中生代还是隆起平原或丘陵的地区再度上升，形成现代天山和阿尔泰山山系，山前拗陷带中的中新生代地带随之褶皱隆起，形成与山系大致平行的背向斜构造。

本项目开发区范围内广泛分布有厚度 0～100m 的第四纪沉积物，以风积物、冲积物为主，兼有湖形冲积物，残积风积物和化学沉积物等，岩性主要为松散的细砂层或亚砂土层，由北向南，第四系沉积厚度逐渐增大。

②区域水文地质条件

评价区地处准葛尔盆地的腹地，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。同时，随着人类活动的加强，以玛纳斯河为主的南部河流的地表径流量在不断减少，输送到河流下游的地表径流日益减少，使河流下游的河床干枯裸露，因而在莫索湾—小拐地区分布有大量干枯的故河道。而在距离石南油田较近的莫索湾地区的北部沙漠地带，沙漠下也覆盖了无数的故河道，从以往的资料表明这些故河道就是早期呼图壁河、塔西河及部分玛纳斯河通向盆地腹地的古河道。由此表明，在莫索湾及其以北地区曾经是南部天山山脉北麓地表径

流的汇集地带，当时地表水对该地区地下水的补给是相对强烈的、而且目前来看，这种补给仍有存在的可能。

在石南油田的西侧、北侧，属于白杨河与和布克尔河流域。白杨河从西侧汇流到艾里克湖、和布克尔河从北侧汇入玛纳斯湖，在玛纳斯湖的西侧与北侧形成了白杨河冲洪积扇、和布克尔河冲洪积扇。近一个世纪来，在农业开发与其他人类活动影响下，白杨河及和布克尔河地表径流不能到达玛纳斯湖，玛纳斯湖面的日渐萎缩使玛纳斯湖到石南地区成为宽阔的荒漠及沙漠地区。区域水文地质图见图 6.2-1 和图 5.1-2。

③地下水类型、含水层及富水特征

评价区位于准葛尔盆地的腹地，玛纳斯湖东侧的隆起区，出露地层岩性多为第三系粉砂岩、细砂岩，局部地段表层覆盖有厚度较小的第四系洪积、风积堆积层。

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

图 5.1-2　项目区域水文地质图

④地下水补给、径流、排泄特征

受区域水文地质条件控制，评价区浅层承压水主要接受盆地北部山区、山前冲洪积扇地下水、地表径流垂向渗漏补给，同时向深部承压水进行径流补给。该区浅层地下水的总体径流方向由西北向东南方向潜流，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。

⑤地下水化学特征

由于越靠近盆地的腹地，气候干燥，地下水补给总体上来源匮乏，蒸发浓缩作用强烈，加之径流速度也缓慢，导致其矿化度逐渐升高、地下水质逐渐变差，地下水多为半咸水及咸水。区内地下水水化学特征水平方向上变化很小，但在垂向上，无论是矿化度还是水化学类型均存在一定的变化。在垂向上，地下水化学类型由浅部的Cl-Na型过渡到Cl·SO_4-Na型；浅层承压水矿化度向深层承压水的矿化度逐渐减，地下水矿化度从大于10000mg/L变化到5000～10000mg/L左右，在石南21井区及麦特根哈拉托洛盖一带的浅部地下水矿化度在10000mg/L左右，而在陆水23号供水井区（井深＞400m），矿化度在7000mg/L左右。

5.1.4 气候气象

项目区位于准噶尔盆地东部的古尔班通古特沙漠，属于大陆北温带干旱、半干旱性气候，冬季寒冷，夏季炎热，干旱少雨，日照充足，春秋季气温变化快，日较差和年较差可达-35～35℃，蒸发量大，风沙日多。区域内气候具有以下几个明显特征：

（1）降水稀少，年积温3000～3500℃，年平均降水量70～150mm，年蒸发量在2000mm以上，年日照时数2800h左右，降水的分布具有边缘高并向腹地逐渐减少的趋势。在季节分配上与其它沙漠地区相比较为均匀，各月都有一定数量的降水，尤其是冬季有较稳定的积雪，稳定积雪日数100～160天，最大积雪深度多在20cm以上。冬春两季降水量合计约占全年的30～45%，这一特征使得该区域冬春干旱不明显，为春季短命、类短命植物提供了生存条件。

（2）温度变化大、冬季漫长而寒冷，年平均气温为6.4℃，月平均气温在0℃

以下的时段达5个月之久(11月～3月)。1月平均气温在-10～-20℃之间，7月平均最高气温(7月～8月)在28℃～33℃左右。进入冬季，该地区稳定积雪日数100天～160天，最大积雪深度多在20cm以上。沙漠腹地冻土深度可达2m以上。

（3）风大、风频、起沙风向集中，影响本区域的全年主导风向为N和NE，频率为10%～15%，在强劲北风和东北风侵蚀下形成纵向沙丘，沙丘走向为NE—SW，每年9月至次年3月多为东北风，风力最高可达10级。大风天气以春季居多。

5.2 环境保护目标调查

本项目所在区域为荒漠生态系统。评价区范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，无固定集中的人群活动区，生态环境保护目标为梭梭和白梭梭。

5.3 环境质量现状调查与评价

本次评价采用实测与资料收集相结合的方法来说明项目区环境质量现状，监测布点见图5.3-1和图5.3-2。

图5.3-1　大气、噪声及土壤监测布点示意图

图 5.3-2　地下水监测布点示意图

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判定

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

表 5.3-1　大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测因子	评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
塔城地区 2020 年区域数据	SO_2	年平均值	3	60	5	达标
	NO_2	年平均值	10	40	25	达标
	PM_{10}	年平均值	37	70	52.86	达标
	$PM_{2.5}$	年平均值	12	35	34.29	达标
	CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.1（mg/m³）	4（mg/m³）	27.5	达标
	O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数	106	160	66.25	达标

由表5.3-1可知,项目所在地塔城地区2020年各大气污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于环境空气质量达标区。

（2）环境质量现状评价

①监测因子及监测点位

监测因子：特征污染物为NMHC。

监测点位：E 86° 52’53.72″，N 45° 42’33.35″。

②监测时间及监测单位

监测时间：2021年7月*日～7月*日。

监测单位：新疆恒泰职业环境检测评价有限公司。

③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}执行。

④评价方法

采用最大占标率法来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：

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

P_i—第i种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C_i—污染物i的实测浓度，μg/m^3；

C_{oi}—污染物i的环境空气标准浓度，μg/m^3。

⑤评价结果

具体监测数据及评价结果详见表5.3-2。

表5.3-2　大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测因子	评价指标	现状浓度（μg/m^3）	标准值（μg/m^3）	占标率（%）	达标情况
G1 E N	NMHC	一次值	～	2000	21～35.5	达标

根据表5.3-2可知，项目区NMHC监测浓度满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值2.0mg/m^{3}要求。

5.3.2 地下水环境质量现状调查与评价

（1）引用数据来源及有效性分析

本次采用资料收集的方法来说明项目所在区域地下水环境质量现状。由于项目区位于准噶尔盆地腹部，水井较少，根据项目所在区域水文地质资料可知，项目区地下水流向东南到西北，本次引用的水井分别位于项目区地下水流向的上、下游及侧向，同时距离项目区最近。并且本次地下水引用监测点与本项目处于同一水文地质单元，其监测时间、监测点位情况见表5.3-3。

表5.3-3　引用监测点情况一览表

引用数据来源	监测单位	监测时间	引用监测点	引用监测点层位及井深	与本项目位置关系
石南21井区头屯河组J_2t_2油藏扩边方案工程	新疆天熙环保科技有限公司	2021年3月1日	W1 石南水20#水源井	第三系　194.2m	位于项目区上游
			W2 石南水21#水源井	第三系 196.6m	位于项目区上游
			W3 石南水22#水源井	第三系　188.4m	位于项目区上游
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	乌鲁木齐谱尼测试科技有限公司	2020年3月9日～10日	W4 盐水1	第三系　352m	位于项目区侧向
			W5 盐水2	第三系　354m	位于项目区侧向

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的相关要求“地下水环境现状调查评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测与评价为基本原则。监测点应主要布设要建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源以及对于确定边界条件有控制意义的地点。”本次评价选择的 5 口地下水监测井与项目区处于同一水文地质单元，地下水流场特征基本相同，项目区周边不存在地下水环境保护目标。选择的 5 口水源井位于油田已开发的作业区内，周边均为采油井、注水井、计量站等油田生产设施。根据监测数据可知，该区域地下水中石油开采特征污染因子石油类含量很低，说明油田多年来开发运行过程对地下水质量影响较小，本次评价引用监测数据的时间和监测因子能满足项目需求，因此引用监测数据可以说明项目区地下水质量现状。

（2）监测因子

pH、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。

（3）评价标准

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

（4）评价方法

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

$$P_i=C_i/C_{si}$$

式中：P_i——水质单项标准指数；

$C_{i,j}$——水质评价因子 i 在第 j 取样点的浓度，mg/L；

C_{si} ——i 因子的评价标准，mg/L；

pH 的单项标准指数表达式为：

$pH_j \leq 7.0$ 时；　$S_{pH,j}=\dfrac{7.0-pH_j}{7.0-pH_{sd}}$

$pH_j > 7.0$ 时；　$S_{pH,j}=\dfrac{pH_j-7.0}{pH_{su}-7.0}$

式中：$S_{pH,j}$—pH 标准指数；

pH_j —j 点实测 pH 值；

pH_{sd}—标准中的 pH 值的下限值；

pH_{SU}—标准中的 pH 值的上限值。

（5）评价结果

地下水监测数据及评价结果表 5.3-4。

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

序号	监测项目	标准值	盐水 1			盐水 2			石南水 20#水源井			石南水 21#水源井			石南水 22#水源井		
			监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
1	pH 值	6.5-8.5			达标			达标			达标			达标			达标
2	总硬度	≤450			达标			达标			不达标			不达标			不达标
3	耗氧量	≤3			达标			达标			/			/			/
4	溶解性总固体	≤1000			不达标			不达标			不达标			不达标			不达标
5	挥发酚类	≤0.002			达标			达标			达标			达标			达标
6	氨氮	≤0.5			达标			达标			达标			达标			达标
7	氰化物	≤0.05			达标			达标			达标			达标			达标
8	氟化物	≤1			达标			达标			/			/			/
9	氯化物	≤250			不达标			不达标			不达标			不达标			不达标
10	硫酸盐	≤250			达标			达标			不达标			不达标			不达标
11	亚硝酸盐氮	≤1			达标			达标			达标			达标			达标
12	石油类	≤0.05			达标			达标			达标			达标			达标
13	铬（六价）	≤0.05			达标			达标			/			/			/
14	镉	≤0.005			达标			达标			/			/			/
15	汞	≤0.001			达标			达标			达标			达标			达标
16	砷	≤0.01			达标			达标			达标			达标			达标

由表 5.3-4 可知：总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、硫化物均有不同程度超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准值。超标原因主要是天然背景值较高。

5.3.3 声环境质量现状调查与评价

（1）监测点位

根据井场分布特点，本次共布设 5 个监测点，监测点坐标见表 5.3-5。

表 5.3-5　噪声监测点坐标一览表

噪声点编号	经纬度坐标	备注	
Z1		新部署 SNHW102 井位处	
Z2		新部署 SNHW104 和 SNHW103 两口井之间	
Z3		集油支线沿线	
Z4		新部署 SN1725 井位处	
Z5		已建 19 号计量站	东厂界
Z6			南厂界
Z7			西厂界
Z8			北厂界

（2）监测单位及监测时间

监测时间：2021 年*月*日。

监测单位：新疆恒泰职业环境检测评价有限公司。

（3）评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值。

（4）评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声源及是否超标。

（5）评价结果

声环境现状监测结果见表 5.3-6。

表 5.3-6　声环境现状监测结果　　[单位：dB（A）]

监测点	昼间			夜间		
	监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
Z1		60	达标		50	达标
Z2		60	达标		50	达标
Z3		60	达标		50	达标
Z4		60	达标		50	达标
Z5		60	达标		50	达标
Z6		60	达标		50	达标
Z7		60	达标		50	达标
Z8		60	达标		50	达标

由表 5.3-6 可知：项目区背景噪声值昼、夜均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，声环境现状质量良好。

5.3.4 土壤环境质量现状评价

（1）监测点位

项目区土壤类型为盐土和风沙土，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求共布设 7 个监测点，监测点坐标见表 5.3-7。

表 5.3-7　实测土壤监测点位

序号	经度	纬度	采样层位	备注
S1			表层样 0～20cm	项目区占地范围内
S2			柱状样，采样深度为 0m～0.5m，0.5m～1.5m，1.5～3m，分别取样，不混合	
S3				
S4				
S5			表层样 0～20cm	
S6			表层样 0～20cm	项目区占地范围外
S7			表层样 0～20cm	

（2）监测因子

S1 和 S5 样监测因子:《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）表 1 中的基本项目和石油烃，共计 46 项。

其余点监测因子：石油烃。

（3）监测单位及监测时间

监测时间：2021 年*月*日。

监测单位：新疆恒泰职业环境检测评价有限公司。

（4）评价标准

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）中筛选值第二类标准限值。

（5）评价方法

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。

（6）评价结果

土壤监测及评价结果见表 5.3-8、表 5.3-9 和表 5.3-10。

表 5.3-8 S1 点监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值（mg/kg）	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
1	砷	60	mg/kg		0.086	达标
2	镉	65	mg/kg		0.00015	达标
3	六价铬	5.7	mg/kg		/	达标
4	铜	18000	mg/kg		0.00028	达标
5	铅	800	mg/kg		/	达标
6	汞	38	mg/kg		/	达标
7	镍	900	mg/kg		0.056	达标
8	四氯化碳	2.8	μg/kg		/	达标
9	氯仿	0.9	μg/kg		/	达标
10	氯甲烷	37	μg/kg		/	达标
11	1,1-二氯乙烷	9	μg/kg		/	达标
12	1,2-二氯乙烷	5	μg/kg		/	达标
13	1,1-二氯乙烯	66	μg/kg		/	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	μg/kg		/	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	54	μg/kg		/	达标
16	二氯甲烷	616	μg/kg		/	达标
17	1,2-二氯丙烷	5	μg/kg		/	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	μg/kg		/	达标

19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	μg/kg		/	达标
20	四氯乙烯	53	μg/kg		/	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	840	μg/kg		/	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	μg/kg		/	达标
23	三氯乙烯	2.8	μg/kg		/	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	μg/kg		/	达标
25	氯乙烯	0.43	μg/kg		/	达标
26	苯	4	μg/kg		/	达标
27	氯苯	270	μg/kg		/	达标
28	1,2-二氯苯	560	μg/kg		/	达标
29	1,4 二氯苯	20	μg/kg		/	达标
30	乙苯	28	μg/kg		/	达标
31	苯乙烯	1290	μg/kg		/	达标
32	甲苯	1200	μg/kg		/	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	570	μg/kg		/	达标
34	邻二甲苯	640	μg/kg		/	达标
35	硝基苯	76	mg/kg		/	达标
36	苯胺	260	mg/kg		/	达标
37	2-氯酚	2256	mg/kg		/	达标
38	苯并〔a〕蒽	15	μg/kg		/	达标
39	苯并〔a〕芘	1.5	μg/kg		/	达标
40	苯并〔b〕荧蒽	15	μg/kg		/	达标
41	苯并〔k〕荧蒽	151	μg/kg		/	达标
42	䓛	1293	μg/kg		/	达标
43	二苯并〔a,h〕蒽	1.5	μg/kg		/	达标
44	茚并〔1,2,3-cd〕芘	15	μg/kg		/	达标
45	萘	70	μg/kg		/	达标
46	石油烃	4500	mg/kg			达标

表 5.3-9　S5 土壤监测结果一览表（基本项目）

序号	名称	标准限值	单位	检测值（0～20cm）	评价结果
1	砷	60	mg/kg		达标
2	镉	65	mg/kg		达标
3	六价铬	5.7	mg/kg		达标
4	铜	18000	mg/kg		达标
5	铅	800	mg/kg		达标
6	汞	38	mg/kg		达标
7	镍	900	mg/kg		达标

8	四氯化碳	2.8	μg/kg		达标
9	氯仿	0.9	μg/kg		达标
10	氯甲烷	37	μg/kg		达标
11	1，1-二氯乙烷	9	μg/kg		达标
12	1，2-二氯乙烷	5	μg/kg		达标
13	1，1-二氯乙烯	66	μg/kg		达标
14	顺-1，2-二氯乙烯	596	μg/kg		达标
15	反-1，2-二氯乙烯	54	μg/kg		达标
16	二氯甲烷	616	μg/kg		达标
17	1，2-二氯丙烷	5	μg/kg		达标
18	1，1，1，2-四氯乙烷	10	μg/kg		达标
19	1，1，2，2-四氯乙烷	6.8	μg/kg		达标
20	四氯乙烯	53	μg/kg		达标
21	1，1，1-三氯乙烷	840	μg/kg		达标
22	1，1，2-三氯乙烷	2.8	μg/kg		达标
23	三氯乙烯	2.8	μg/kg		达标
24	1，2，3-三氯丙烷	0.5	μg/kg		达标
25	氯乙烯	0.43	μg/kg		达标
26	苯	4	μg/kg		达标
27	氯苯	270	μg/kg		达标
28	1，2-二氯苯	560	μg/kg		达标
29	1，4 二氯苯	20	μg/kg		达标
30	乙苯	28	μg/kg		达标
31	苯乙烯	1290	μg/kg		达标
32	甲苯	1200	μg/kg		达标
33	间二甲苯+对二甲苯	570	μg/kg		达标
34	邻二甲苯	640	μg/kg		达标
35	硝基苯	76	mg/kg		达标
36	苯胺	260	mg/kg		达标
37	2-氯酚	2256	mg/kg		达标
38	苯并〔a〕蒽	15	mg/kg		达标
39	苯并〔a〕芘	1.5	mg/kg		达标
40	苯并〔b〕荧蒽	15	mg/kg		达标
41	苯并〔k〕荧蒽	151	mg/kg		达标
42	䓛	1293	mg/kg		达标
43	二苯并〔a，h〕蒽	1.5	mg/kg		达标
44	茚并〔1，2，3-cd〕芘	15	mg/kg		达标
45	萘	70	mg/kg		达标
46	石油烃	4500	mg/kg		达标

表5.3-10　其他点位监测结果及评价结果一览表

监测因子	标准限值（mg/kg）	监测点	采样深度	检测值（mg/kg）	标准指数	达标情况
石油烃	4500	S2	0～0.5m		/	达标
			0.5～1.5m		/	达标
			1.5～3.0m			达标
		S3	0～0.5m		/	达标
			0.5～1.5m		/	达标
			1.5～3.0m		/	达标
		S4	0～0.5m		/	达标
			0.5～1.5m		/	达标
			1.5～3.0m		/	达标
		S5	0～20cm		/	达标
		S6	0～20cm			达标
		S7	0～20cm			

由表5.3-8、表5.3-9和表5.3-10可知：土壤各监测因子浓度均满足《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

5.3.5 生态环境现状调查与评价

（1）土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制项目区的土地利用类型示意图,项目区的土地利用类型为未利用沙地和盐碱地，具体详见图5.3-3。

图 5.3-3　土地利用类型示意图

（2）土壤类型

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为内陆盐土和风沙土，具体分布见图 5.3-4。

盐土是水溶性盐类在土壤表层或土体内逐渐积聚的过程，即盐化过程是导致盐土形成的主要原因。气候干旱和地下水位高是盐化发生的必要条件。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。盐土表面有盐霜或盐结皮，pH 值一般不超过 8.5。盐土中常见的水溶性盐类有钠、钾、钙、镁的氯化物、硫酸盐、碳酸盐和碳酸氢盐等。

图 5.3-4　土壤类型示意图

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0.5cm～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月～5月间，土壤含水率可达20g/kg～30g/kg，为短命和类短命植物生长提供了生存条件。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。风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土三个亚类。

（3）植被现状调查与评价

本项目区域地表水系不发育，受水分条件限制，项目区自然植被稀疏，主要植被类型为荒漠植被，按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属北方植物界—新疆荒漠区—准噶尔荒漠区—古尔班通古特沙漠。该区域植被组成简单、分布不均，种类贫乏。

评价区的地质地貌、气候等自然因素处于相对稳定状态，地形、地貌等对植被的影响主要通过水分、盐分、矿质养分的分配差异体现出来，主要为白梭梭+沙蒿+红皮沙拐枣荒漠、白梭梭+沙蒿荒漠。植被类型图见图5.3-4。

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，地势较平坦且开阔，常同红柳混生，群落中梭梭植株一般高约0.5～1m，最高可达1.5～2m，群落覆盖度一般10～20%。

根据《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》，项目所在地区内分布的野生植物中，梭梭、白梭梭属新疆地方一级保护植物。

图 5.3-5　植被类型示意图

项目区主要植物名录见表 5.3-10。

表 5.3-10　项目区主要植物名录

中文名	学名	分布	
		沙丘	丘间
一、麻黄科	*Ephedraceae*		
1．膜果麻黄	*Ephedra przewalskii*	+	+
2．双穗麻黄	*E.distachya*	++	
二、禾本科	*Gramineae*		
3．东方旱麦草	*Eremopyrum orientale*	++	
4．羽状三芒草	*Aristida pennata*	++	
5．施母草	*Schismus arabicus*	+	
三、藜科	*Chenopodiaceae*		
6．沙米	*Agriophyuum arenarium*		+
7．盐穗木	*Halostachys caspica*	++	-
8．梭梭	*Haloxylon ammodendron*		++
9．白梭梭	*Haloxylon persicum*	+	-
10．猪毛菜	*Salsola collina*		+
11．散枝梯翅蓬	*Salsola brachiata*		+
12．刺蓬	*Salsola pestifer*		+
13．黑翅地肤	*Kochia melanoptera*		+
14．盐爪爪	*Kalidium cuspidatum*		++
15．犁苞滨藜	*Atriplex dimorphostegia Kar. et Kir.*	++	+
16．雾冰藜	*Bassia dasyphylla*	+	+
17．角果碱蓬	*Suaeda corniculate*		-
18．囊果碱蓬	*Suaeda physophora*		+
19．倒披针叶虫实	*Corispermum lehmannianum*	++	-
20．盐角草	*Salicornia europaea*		
21．盐生草	*Halogeton glomeratus*	-	
22．对节刺	*Horaninowia ulicina*	++	
23．叉毛蓬	*Petrosimonia sibirica*	+	
四、十字花科	*Cruciferae*		
24．螺喙荠	*Spirorrhynchus sabulosus*		+
25．荒漠庭荠	*Alyssum desertorum*	++	
五、蒺藜科	*Zygophyllaceae*		
26．西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*		-
六、大戟科	*Euphorbiacea*		
27．沙生大戟	*Euphorbia turczaninowit*	++	
七、菊科	*Compsitae*		
28．苦艾蒿	*Artemisia santolina*	++	+
29．地白蒿	*Areemisia terrae-ablae*	++	+
30．沙地千里光	*Senecio subdentatus*		++
八、莎草科	*Cyperaceae*		
31．囊果苔草	*Carex physodes*	++	

注：＋＋为多见；＋为少见。

（4）野生动物资源现状调查与评价

①野生动物类型

按中国动物地理区划的分级标准，项目所在区域的野生动物属古北界、中亚界、蒙新区、西北荒漠亚区、准噶尔盆地小区。由于准噶尔盆地严酷的气候条件，不仅酷热，而且极为干旱，植被盖度较低，所以野生动物种类分布较少。项目所在地区常见动物见表 5.3-11，其中鹅喉羚、草原斑猫、兔狲及猛禽中的各种鹰和隼类等均为国家二类保护动物，沙狐为自治区一类保护动物。

表 5.3-11　项目区常见动物组成

中文名	学　名	分　布	
		沙质荒漠	壤质荒漠
一、爬行类			
1.变色沙蜥	*Phrynocephalus versicoloor*	+	+
2.东疆沙蜥	*P. grumgriximaloi*	++	+
3.快步麻蜥	*Eremisa velos*	++	+
4.东方沙蟒	*Erys tataricus*	+	+
5.黄脊游蛇	*Coluber spinalis*	+	+
二、鸟类			
6.鸢	*Milvus korschum*	+	+
7.雀鹰	*Accipiter nisus*		+
8.草原鹞	*Circus macrourus*		+
9.棕尾狂	*Buteo rufinus*	+	+
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 arvensis*	+	+
17.沙即鸟	*Oenanthe isabellina*	+	+
18.红尾伯劳	*Lanius cristatus*	+	+
19.黑尾地鸦	*Podoces hendersoni*	+	+
三、哺乳类			
20.大耳虫胃	*Hemiechinus auritus*	+	+
21. 狼	*Canis lupus*	-	+
22.沙狐	*Vulpes corsac*	-	+
23.兔狲	*Felis mamul*		+
24.草原斑猫	*F. libyca*		+
25.虎鼬	*Vormela peregusna*		+
26.鹅喉羚	*Gozella subgutturosa*		+

中文名	学　名	分　布	
		沙质荒漠	壤质荒漠
27.草兔	*Lepus capensis*	+	+
28.小五趾跳鼠	*Allactage elater*	+	+
29.西伯利亚五趾跳鼠	*A. sibirica*	+	+
30.小地兔	*Alactagullus pygnaeus*	+	+
31.毛脚跳鼠	*Dipus sagitta*	+	+
32.大沙鼠	*Rhombomys opimus*	++	+
33.子午沙鼠	*Meriones meridianus*	++	+
34.红尾沙鼠	*Meriones erythrourus*		+
35.柽柳沙鼠	*M. tamariscinus*		+

注：“＋”常见种；“－”偶见种。

虽然该地区野生动物种类丰富，但是由于石南油田多年的开发建设以及频繁的人类活动造成评价区内仅分布有一些啮齿类、爬行类的小型动物，没有国家及自治区级保护动物。

②野生动物现状评价

由于石南油田已开发多年，油区建设活动时间较长，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，因此，评价区域内野生动物种类和种群数量的减少是多年来开发所导致的必然趋势。

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

5.3.6 区域沙化土地及防沙治沙现状

根据《新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，项目区分为固定沙地、流动沙地和半固定沙地，详见图 5.2 5。

图5.3-6　项目区土地沙化现状示意图

5.3.7 区域水土流失现状

（1）水土流失现状

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3554.61km^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。

（2）水土保持划分

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《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）》对水土保持区划的划分，本项目属于 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区。具体见表 5.4-3 和图 5.3-7。

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
			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

3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区：位于县域境内东南部古尔班通古特沙漠，包括夏孜盖乡，该区域属于限制开发区。其适宜发展方向是维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延。以恢复、保护植被为重点，在准噶尔盆地北缘荒

漠区实施生态修复工程，将荒漠林管护及生态体系建设结合起来，结合土地荒漠化治理，采取防风固沙林营造、飞播造林和封育等措施，增加节水型沙区碳汇植被。鼓励在适宜条件下结合荒漠植被建设进行大芸种植，鼓励个人和集体发展防风林、经济林建设，遏制土地沙漠化的扩展。加强土地开发监管，严禁随意开荒。

图 5.3-7　项目区水土保持防治分区图

6 环境影响预测与评价

6.1 施工期环境影响预测与评价

6.1.1 施工期大气环境影响分析

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

（1）施工扬尘

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

（2）车辆尾气

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

（3）柴油机、柴油发电机组燃烧烟气

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

6.1.2 施工期地下水环境影响分析

本项目施工期废水主要为生活污水和管道试压废水，对地下水的影响具体如下：

（1）生活污水

施工期生活污水产生量较少，不宜采用生化处理设施，在生活营地内设置容积不少于30m^{3}的生活污水临时储集池，池内采用HDPE防渗膜防渗，施工结束后生活污水由吸污车吸走，清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置，临时储集池覆土填埋，防渗膜回收处置。采取上述措施后，不会对所在区域地下水产生

影响。

（2）钻井作业地下水含水层影响分析

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

（3）管道试压废水

管线试压使用清水主要污染物为SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地下水产生明显影响。

（4）管线施工对地下水环境影响分析

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

6.1.3 施工期声环境影响分析

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

6.1.4 施工期固体废物环境影响分析

管沟施工过程中的挖方全部回填，无弃方。固体废物主要为钻井岩屑、建筑垃圾和生活垃圾。

本项目水基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，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。

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陆梁油田作业区生活垃圾填埋场填埋处置。禁止随意抛洒。

6.1.5 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、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，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场、管道敷设和输电线假设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

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

（2）水土流失及沙化影响分析

工程施工及占地呈点线状分布，对土壤的影响包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被，可能会对项目区造成水土流失及土地沙化影响。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目建设内容主要为井场、管线、输电线架设等工程的建设等。建设期间，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，会使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会

完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量，但井场硬化和在易产生风蚀、沙地活化的地段进行草方格固沙等措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

6.1.6 施工期生态环境影响分析

本项目总占地面积为157632㎡，其中永久占地12508㎡，临时占地145124㎡，临时占地主要为钻井井场、单井采油管线、单井注水管线、集油支线、集油干线、输电线等施工临时占用，永久占地主要为采油井场、注水井场占地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤-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天小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

（1）对植物影响分析

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

①工程占地对植物的影响分析

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

本项目总占地面积为157632㎡，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，其生物损失量参照《环境影响评价技术导则 非污染生态影响》（HJ/T19-1997）中荒漠化量化指标计算，项目区属于强烈发展的荒漠化，生物生产量按照1.4t/(hm^2·a)计算，生物损失量为22.1t/a，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。

②施工人员活动对植物的影响分析

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

（2）对动物影响分析

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

（3）对景观及生态系统结构、功能影响分析

①景观影响分析

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

油田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系统、道路、油田设施有规律地相间组成。本项目占地面积较小，且项目区周边有已开发的油田生产区，项目实施后可以与现有的油田开发区域景观相协调。

②对生态系统结构、功能的影响

本项目采油井场、注水井场、管线工程及输电线敷设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。油田开发加大了项目所在区域人为干扰的力度，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。项目占地类型为未利用沙地和盐碱地，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。因此对于项目所在区域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，导致项目区植被盖度较低，在 5～20%左右，项目所在区域植物种类少。从现场调查来看，目前项目所在区域内的人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。但施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统的影响不大。

（4）对区域沙化土地的影响分析

本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，施工期井场、管线及输电线架设等地面工程的建设过程中将会破坏项目占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

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

所在区域土地沙化影响不大。

（5）水土流失影响分析

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

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程地面建设的内容主要为单井井场建设、管线的敷设及输电线将架设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用大开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

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为未利用沙地和盐碱地，地表特征参数为沙漠化荒地，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/℃		42.3
最低环境温度/℃		-34.5
土地利用类型		未利用沙地、盐碱地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	☑ 是　□否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏 烟	考虑岸线熏烟	□是 ☑否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（5）污染物源强

污染物源强及排放参数见表 6.2-4。

表 6.2-4　运营期大气污染物排放参数一览表

污染源	污染物	排放速率（t/a）	排放形式	排放参数
油气集输	NMHC		无组织排放	2800m×340m×5m

（6）预测结果

预测结果详见表 6.2-5。

表 6.2-5　预测结果一览表

污染源	主要污染物					
	非甲烷总烃		二氧化硫		氮氧化物	
	最大落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）	最大落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）	最大落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）
油气集输	20.8	1.04	/	/	/	/

由预测结果可知：本项目油气集输过程中产生的无组织排放的非甲烷总烃，占标率较小，其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

（7）大气环境影响评价结论

本项目运营时期为持续的长期影响，产生废气污染物虽为无组织排放，但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，项目区无组织排放的挥发性有机物厂界浓度可满足《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，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）正常工况下对地下水环境影响分析

采出水管输至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，井下作业废水集中收集后由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后均回注油藏，不外排。根据项目区水文地质资料可知，项目区地下水为第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，具有双层或多层结构。其中浅层承压水含水层顶板埋深小于 50m，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般大于 100m，小于 500m，而石南 10 井区处理达标后的采出水回注层位油藏埋深在 3000～3500m，与地下水各含

水层处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，且回注井在钻井过程中对潜水所在的地层进行了水泥浆固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，且固井深度远远超过了含水层埋深，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。因此，运营期废水不会对地下水产生不利影响。

（2）油田注水地下水环境的影响分析

本项目回注井使用的水源全部为石南联合站采出水处理系统处理达标后的净化水，无需使用新水进行回注，对区域地下水资源没有不良影响。根据项目区水文地质资料，区域地下水主要赋存第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，其中浅层承压水含水层顶板埋深小于50m，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般大于 100m，含水层岩性为砂岩、砾质砂岩夹薄层砂质泥岩。本项目回注地层为 3000m 左右，可见，处理达标的净化水回注地层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，且回注井在钻井过程中对潜水所在的地层进行了水泥浆固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，且固井深度远远超过了含水层埋深，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。3000m 深度的地层中的水无开采利用的可能及价值，且处理后的水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中回注水水质要求，因此不存在污染地下水的可能，项目回注水不会对地下水产生不良影响。

（3）事故状态下对地下水的影响

①井喷对地下水的影响分析

井喷事故主要在井下作业过程中发生。井喷随油藏地层压力的不同，其发生概率和强度有所不同，大多数情况下是难以估计的。据国内油田资料统计，井喷事故发生的概率为0.1～0.3%，根据现场调查，油区采用抽油机进行开采，随着开采年限的增加，区块地层压力逐渐减小，加上油井自喷能力弱，采取了严格的井控制度和井控措施，发生井喷的概率较小。

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。类比新疆境内多个油田的环境

影响评价报告，石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

②油水窜层对地下水的污染影响

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。生产井的窜层的主要原因是：下入的表层套管未封住含水层；固井质量差；工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

根据区域水文地质条件，根据项目区水文地质资料，区域地下水主要赋存第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，其中浅层承压水含水层顶板埋深小于 50m，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般大于 100m，含水层岩性为砂岩、砾质砂岩夹薄层砂质泥岩。本项目油藏埋深为 3000～3500m 左右，根据井身结构，本项目采用二开井身结构，钻井过程中采用了下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，可有效保护地下水层。

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

③单井采油管线、集油支线及集油干线泄漏对地下水的影响分析

※地下水污染途径分析

非正常工况下，本项目管线破裂导致原油外泄，石油类污染物有可能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。

※预测情景设定

据前节工程分析，本次评价针对 DN100 集油干线泄漏对地下水产生的影响进行预测。

※泄漏量预测

本项目按最不利情况考虑假设条件，假设 DN100 集油干线发生全管径泄漏，则裂口总面积为 0.008m²，其泄漏速度 Q_L 用柏努利方程计算：

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

式中：

Q_L——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，取 0.65；

A——裂口面积，m^2；

ρ ——泄漏液体密度；

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 6.2-6。

表 6.2-6　设定事故条件下管线、储罐的泄漏速率计算结果

泄漏	泄漏口面积(m^2)	泄漏口之上液位高度(m)	管道内压力	环境压力	液体密度(kg/m^3)	泄漏速度(kg/s)
集油干线泄漏	0.008	0	3.5MPa	0.1MPa	855	396.5

根据上表可知，原料泄漏速率为 396.5kg/s，假定发现泄漏后 10min 处理完毕，切断事故阀门，则集油干线泄漏油品量（平均含水率 76.9%）约为 55t。按照包气带对污染物截留率 90%计算，进入含水层物料为 5.5t。

※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；

模型中所需参数见表 6.2-7。

表 6.2-7　模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	m_M	瞬时注入的质量	5.5t
2	t	时间	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	80m
4	u	水流速度	0.02m/d
5	D_L	纵向弥散系数	0.5m^2/d
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	0.05m^2/d
7	n_e	有效孔隙度	0.21

当集油干线发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 6.2-8。

表 6.2-8　地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间（d）	最大浓度（mg/L）	下游最大浓度对应距离（m）
集油干线	石油类	100	1648	2
		500	330	10
		1000	165	20

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集油干线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 33m、165m 和 330m。项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超

过30cm，项目区地下水埋深约在50～120m，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。

④注水井固井质量不合格

假定因注水井固井质量出现问题，井壁出现裂缝，回注水可能经裂缝渗出，一旦渗漏点位于地下水含水层附近，漏出物就会直接进入含水层，并通过径流向下游迁移。定期对生产井的固井质量进行检查，对于固井质量不合格的井，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，可以有效防止这类事故的发生。

⑤注水管线破裂事故

由于管道腐蚀、误操作等原因，在注水过程中可导致注水管道破裂，会直接对土壤和地下水环境带来影响。注水管线破裂，净化水短期内大量排放，污染物经表土层下渗。加上净化后的污水中的石油类含量较低，表层土壤对石油类有很好的拦截作用，项目所在区域含水层顶板埋深较深，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

6.2.3 运营期声环境影响分析

本项目噪声源主要为井场的机泵，井场四周未设围栏，是开放式的，故只考虑传播距离引起的衰减，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：

$$L_A（r）=L_A（r_0）-20lg（r/r_0）$$

式中：L_A（r）—距声源r处的A声级；

L_A（r_0）—参考位置r_0处的A声级；

r—预测点距声源距离，m；

r_0—参考位置距离声源距离，m。

设第i个室外声源在预测点产生的A声级为$L_{Ain,i}$，在T时间内该声源工作时间

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

项目噪声源为井场机泵，本次评价以单井为例，对运营期井场厂界噪声进行预测。单井机泵噪声源强在 85～90dB（A）之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按 20dB（A）计，其运行噪声不高于 70dB（A）。项目工程主要噪声源强见表 6.2-9。

表 6.2-9　项目主要噪声源强至厂界距离

噪声源	数量	降噪后噪声级〔dB（A）〕
井场机泵	1	70

（3）预测结果

根据以上公式，预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见表 6.2-10 和图 6.2-1。

表 6.2-10　厂界噪声贡献值预测结果　　[单位：dB（A）]

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
单井井场	东厂界	44	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	44		
	西厂界	44		
	北厂界	44		

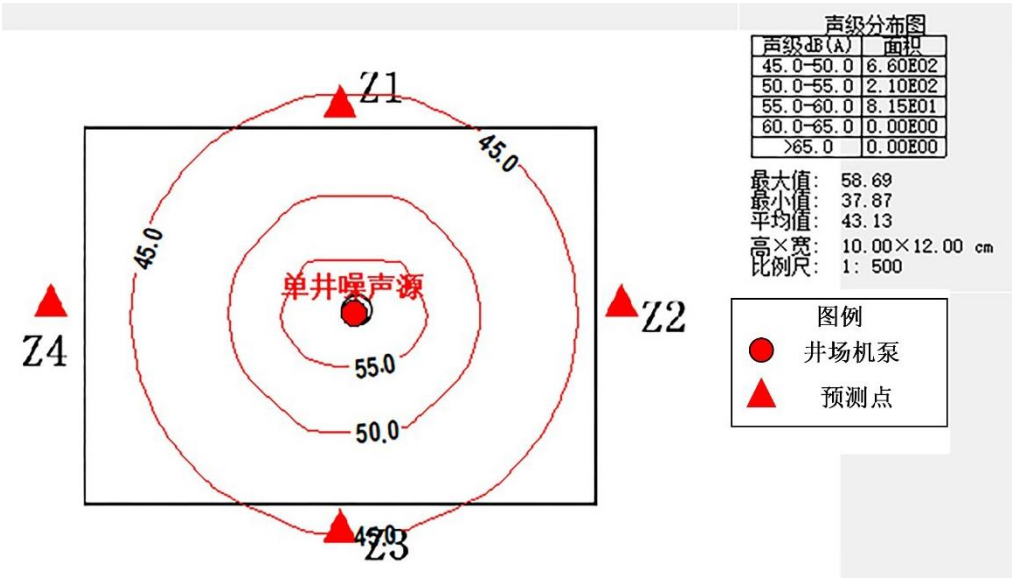


图 6.2-1　等声级线示意图

由预测结果可知，本项目单井井场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，做到原油 100%回收，固体废物主要为含油污泥、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液、清废润滑油及沾油废物，含油污泥、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液、清废润滑油均属于《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，沾油废物属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 其它废物，含油污泥、废润滑油及沾油废物集中收集后临时贮存在陆梁油田作业区危险废物临时储存场，最终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，压裂返排液、酸化返排液、废洗井液由罐车拉运至陆梁油田作业区修井废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理。固体废物均得到妥善处置，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，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，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。本次评价引用项目区附近已开发老区块—石西油田作业区石 204 井区开发建设的特征因子石油烃及重金属的现状监测数据类比分析可知（详见表 6.2-11），油田开采开发对开发区域土壤环境影响很小，即本次油气开采项目对土壤环境质量基本不会造成不良影响。

表 6.2-11　石西油田作业区石 204 井区已开发建设项目土壤石油烃及重金属监测结果一览表

序号	检测项	检测值（mg/kg）	标准限值	达标情况
1	石油烃	＜20	4500mg/kg	达标
2	镉	2.16	65mg/kg	达标
3	砷	5	60mg/kg	达标
4	铜	7.32	18000mg/kg	达标
5	铅	16.5	800mg/kg	达标
6	汞	0.026	38mg/kg	达标
7	镍	10.8	900mg/kg	达标
8	铬（六价）	0.076	5.7	达标

注：本次引用《石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏注水井 SN1639、SN1640 补钻地面工程》2019 年 11 月的监测数据。

6.2.6 运营期生态环境影响分析

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

6.3 退役期影响分析

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、井口建设封井水泥台、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、混凝土养护废水、部分废弃管线、废弃建筑残渣等，项目区蒸发量较大，混凝土养护用水量较少，产生的混凝土养护废水产生较小，不会形成地表径流，主要靠自然蒸发，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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井架及配套设施被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井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

酸化液在配制站配制完成后由罐车拉运至井场，不在井场进行配制，本项目涉及的风险物质为石油、天然气。风险单元为油气集输单元，综合考虑采出液含水率、天然气密度来计算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
油气集输单元	原油	45.93	2500	0.018	/
	天然气	0.05	10	0.005	
合计	/	/	/	0.023	Ⅰ

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

酸化液在配制站配制完成后由罐车拉运至井场，不在井场进行配制，本项目施工期涉及的主要风险物质为柴油，运营期涉及的风险物质主要为石油和天然气，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	柴油	复杂烃类(碳原子数约10～22)混合物	柴油的毒性类似于煤油，但由于添加剂(如硫化酯类)的影响，毒性可能比煤油略大。主要有麻醉和刺激作用。柴油的雾滴吸入后可致吸入性肺炎。皮肤接触柴油可致接触性皮炎。多见于两手、腕部与前臂。	热值为3.3×10^7J/L 沸点范围有180℃～370℃和350℃～410℃两类 闪点：38℃	属于高闪点液体
2	原油	有各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	原油本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300～325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限1.1～6.4%（v）自然燃点380～530℃	属于高闪点液体
3	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	伴生气中主要包括天然气，天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废。	热值：50009KJ/kg 爆炸极限5～14%（v） 自然燃点482～632℃	属于5.1类中易燃气体，在危险货物品名表中编号21007

（2）生产设施危险性识别

①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本项目中，在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控

设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，采出液和伴生气一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②集输管线危险性识别

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

③井喷事故风险

井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。

⑤井漏事故风险

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油水窜层造成地下水污染等。

⑥酸化液、压裂液泄漏事故识别

井下作业时，酸化液及压裂液配置完成后由罐车拉运至井场，罐体可能因腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因造成酸化液和压裂液泄漏。

（3）风险类型识别

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

（4）危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

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

6.4.4 环境风险分析

（1）井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层1m以内，一般很难渗入到2m以下。同时项目所在区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧对周围产热辐危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，产生的次污染物环境；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周边环境空气。

（2）油水窜层事故影响分析

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。生产井的窜层的主要原因是：下入的表层套管未封住含水层；固井质量差；工艺措施不合理或未实施。油水窜层事故发生后，采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。本项目采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（3）集输管线泄漏事故影响分析

单井采油管线、集油支线和集油干线泄漏事故发生后对周围环境的影响主要表现为对土壤、植被、地下水和大气环境的影响。

①对土壤环境影响分析

管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

管线发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，

渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层20cm以上深度内积聚）。

②对植被的影响分析

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

③对地下水环境的影响分析

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

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在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

发生泄漏事故后，原油及天然气进入环境空气，其中的NMHC可能会对周围环境

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

（5）酸化液及压裂液泄漏事故风险分析

井下作业时，酸化液及压裂液配置完成后由罐车拉运至井场，罐体可能因腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因造成酸化液和压裂液泄漏。泄漏的酸化液、压裂液可能对周围的大气、土壤和地下水产生一定的影响。只要加强日常管理和维护，发生泄漏事故的几率很小。

7 环境保护措施论证分析

7.1 施工期环境保护措施

7.1.1 施工期大气环境保护措施

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

（2）合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业。

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

（4）优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间。

（5）施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

7.1.2 施工期废水污染防治措施

（1）钻井过程中地下水防护措施

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

（2）管道试压废水管线试压使用清水主要污染物为SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地下水产生明显影响。

（3）生活污水

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

水储集池覆土填埋。

7.1.3 施工期噪声污染防治措施

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

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

7.1.4 施工期固体废物防治措施

（1）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

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

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

（4）建筑垃圾集中收集后送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

（5）施工单位应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求对建筑垃圾进行妥善处置，具体措施如下：

①编制建筑垃圾处理方案，采取污染防治措施，并报相关人民政府环境卫生主管部门备案。

②及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾等固体废物，并按照当地环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置。施工建筑垃圾中的一部分如建筑废模块、建筑材料下角料、废管材、断残钢筋头等可以回收利用的优先回收利用；另一部分无法回收利用的，施工单位应在克拉玛依城市管理局办理建筑垃圾清运手续，并严格按照城市管理局划定的运输路线清运至指定地点妥善处置。

③不得擅自倾倒、抛撒或者堆放工程施工过程中产生的建筑垃圾，做到及时处置，避免占用土地对城市景观造成不良影响。

（6）生活垃圾集中收集后，定期由协议单位清运至陆梁油田作业区生活垃圾填

埋场填埋处置。禁止随意抛洒。

采取上述措施后施工期固体废物对环境不良影响较小。

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。

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

7.1.6 施工期生态环境保护措施

（1）对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积。

（2）施工结束后，对单井井场等永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

（3）设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏荒漠植物（尤其是国家二级保护植物、自治区一级保护植物——梭梭），最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（4）管线敷设时，严格控制施工作业带宽度，单井采油管线不得超过 10m，单井注水管线不得超过10m，集油支、干线不得超过12m。管沟开挖时应保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石方不得随意堆放，应集中堆置与管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并压实。并管线上方设置管线走向标志。

（5）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，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

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

（7）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。

（8）施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复。并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

（9）加强施工期环境监理，监理的重点内容：井场建设、管线等工程施工、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

（10）在易产生风蚀、沙地活化的地段进行草方格固沙，草方格如有破坏应及时修建，保证草方格固沙的作用。

（11）严格按施工方案要求在指定地点堆放临时土石方，并压紧、夯实。

（12）合理安排施工时间，严禁大风天气进行挖方作业。

（13）生态恢复措施

临时占地恢复措施：中国石油新疆油田分公司正在与和布克赛尔蒙古自治县自然资源局签订征地协议，缴纳生态经济补偿费。待临时占地期满后，占地单位需对工程完工后进行土地平整，包括：清除废弃材料，结合地形恢复场地并平整土地，将临时占用区域恢复到具备植被生产条件。

永久占地措施：对井场等永久占地进行硬化，减少风蚀量。

（14）防沙治沙措施

项目区位于荒漠戈壁，现状为未利用沙地和盐碱地，地表植被以梭梭荒漠为主，梭梭荒漠，群落植被覆盖度一般 5～20%。现状除部分油气田生产设施外，无其他工业生产活动，未见已开展或正在开展的防沙治沙工作。为避免项目区土壤沙化，本次环评要求建设单位严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》、《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

① 土地临时使用过程中发现土地沙化的，应当及时报告当地人民政府。

②施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

③优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业。

④施工结束后对施工场地进行清理、平整并压实，井场进行硬化，避免水土流失影响。

⑤严禁破坏占地范围外的植被，尤其是梭梭、白梭梭等优良固沙植物。对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

⑥加强运营期管理，密切观察项目区土地沙化情况，在易产生风蚀、沙地活化的地段进行草方格固沙。

⑦严禁在大风天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等，避免在大风天气作业，造成风蚀影响。

（15）防治土地沙化的措施

①本项目总占地面积为157632m^2，其中永久占地12508m^2，临时占地145124m^2。项目井场永久占地范围采用戈壁土压实铺垫；管线等项目临时占地应在满足施工要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏，应根据场地周边管线沿线植被分布情况，施工场地尽量避开固沙植被—梭梭、白梭梭等生长密集的地带。

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

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

④因项目占地造成的植被损失按正式征地文件规定进行经济补偿。

（16）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在

山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，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。

②严禁在大风天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③建设项目主管部门应该积极主动，加强水土保护管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

④对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑤加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

7.2 运营期环境保护措施

7.2.1 运营期大气环境保护措施

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

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

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

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

在采取上述措施后，井场厂界NMHC的浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

7.2.2 运营期废水污染防治措施

（1）井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集后送至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。

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

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

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

（5）地下水污染防治措施

地下水污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

①源头控制措施

采出水送至石南21集中站采出水处理系统处理，井下作业均带罐作业，采用专用收集罐集中收集后送至石南21集中站采出水处理系统处理,处理达标后回注油藏，不外排，从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对管道、阀组采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

②分区防治措施

对井场进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防治洒落地面的污染物渗入地下。

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表5污染控制难易程度分级参照表、表6天然包气带防污性能分级参照表、表7地下水污染防渗分区参照表，将井场划为一般防渗区，防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。日常井场防渗措施为永久占地基层为0.5m厚夯实粘土+砂砾层，井下作业时防渗措施为铺设防渗膜。

③污染监控

按照《环境影响评价技术导则　地下水》（HJ610-2016）中的相关规定，本项目地下水监测点数量应不少于 3 个。结合工程实际情况，建设单位可利用油区已有水源井作为地下水监测井。

④应急响应

针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，成立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演习，协调各级、各专业应急力量支援行动。

7.2.3 运营期噪声污染防治措施

（1）尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。

（2）定期给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。

经以上措施，各井场厂界能够满足《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

固体废物主要为含油污泥、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液、清废润滑油及沾油废物，含油污泥、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液、清废润滑油均属于《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，沾油废物属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW49其它废物，含油污泥、废润滑油及沾油废物集中收集后临时贮存在陆梁油田作业区危险废物临时储存场，最终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，压裂返排液、酸化返排液、

废洗井液由罐车拉运至陆梁油田作业区修井废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理。固体废物均得到妥善处置。事故状态下会产生一定量的落地油，落地油上层能收集，尽量收集，送至石南21集中处理站原油处理系统处理，不能收集的落地原油和受浸染的土壤为含油污泥，属于《国家危险废物名录》（2016本）HW08废矿物油与含矿物油类危险废物，集中收集后交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置。

本项目运营期固体废物污染防治采取如下治理措施：

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

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

（3）含油污泥、废润滑油、沾油废物的贮存、运输过程中污染防治措施

含油污泥、废润滑油、沾油废物贮存在满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013年修订）中相关要求的陆梁油田作业区危险废物临时储存场贮存，贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输。危险废物的记录和货单在危险废物回取后应继续保留3年。

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

7.2.5 运营期土壤环境保护措施

（1）巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。

（2）井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄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；管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填，以使植被得到有效恢复。

（2）定时巡查井场设备设施等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

（3）永久占地范围内进行砾石铺垫，以减少风蚀量。

（4）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被，尤其是自治区一级保护植物——梭梭和白梭梭。

（5）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。

（6）严禁捕杀任何野生动物，在油区和井场设置宣传牌，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）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，让油区工作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。

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

（1）产生的混凝土养护废水主要依靠自然蒸发。

（2）对完成采油或注水的废弃井应根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求进行封井回填，防止发生油水窜层，污染地下水资源。具体要求如下：

①管鞋封隔

顶替法：水泥塞在套管鞋上下的长度至少应各为30m。

水泥承留器法：在套管鞋以上位置放置一个水泥承留器，向水泥承留器下方挤水泥进行封堵，水泥浆的量应填满水泥承留器以下 30m 的裸眼井段，且留在水泥承留器上部的水泥塞长度应大于15m。

②裸眼井段内的封隔

裸眼井段悬空水泥塞应封堵封层上下30m，气井井筒内水泥塞应封堵至应封层位以上 200m。裸眼井段井壁垮塌，施工管柱无法下至待封井段的井，可在井壁垮塌位置以上裸眼井段挤注打水泥塞。垮塌深度较浅的井，从垮塌部位开始采取全井灌注水泥至井口进行封井。

③有套管井的封隔

※套管完整，固井质量较好的井

顶替法：射孔井段宜在其上方或者整个射孔段上打一个悬空水泥塞来封堵。水泥塞位置应从射孔井段以下30m（或人工井底）到射孔井段以上30m，如果储层物性较差，也可以在长射孔井段以上打一个不小于50m长的水泥塞来封堵射孔井段。

挤水泥法：可采取常规下生产套管关井口环空正挤或下入水泥承留器、封隔器等工具，向炮眼里挤水泥来封堵射孔井段。水泥浆的用量应满足水泥承留器以下至少30m水泥塞，套管内容积和炮眼漏失量，并在其上留至少15m厚的水泥塞。

※封堵被切割后余留套管

套管被切割后，当余留套管下部地层没有产液运移或漏失时，可用顶替法来封堵余留套管；若在余留套管中地层有产液或有漏失时，则应采用挤水泥法。

顶替法：水泥塞封固断口上下各不小于30m，在余留套管的上一级套管以上至少15m处放置一个水泥承留器或者挤水泥封隔器，并向工具下部挤水泥，水泥浆的用量应大于挤水泥工具以下套管的容积加上 30m 余留套管的内外容积，并在其上应留至少15m的水泥塞。

※封堵井内所留套管

封堵井内所留套管的井段从下至上依次为：套管鞋、套管外无水泥的井段（主要为水层）和井口。如果井内所留套管深度较浅，且套管外无水泥固结，应将井内套管拔出（或切割后拔出），在井内全部灌注水泥浆封井。

封堵套管鞋：当生产套管外被水泥固结到上层套管鞋以上至少有 30m 时，在生产套管内，上层套管以下 30m 到管鞋以上 30m 井段位置打一个至少 60m 的悬空水泥塞。而当生产套管外没有水泥固结到上层套管鞋以上至少 30m 时，管鞋的封堵可以采用封堵套管外无水泥井段方法进行封堵，同时保证在封堵后，在生产套管内留一个至少 50m 的水泥塞。

封堵套管外无水泥的井段：当井眼条件允许循环时，在水泥返高顶部附近进行射孔，通过在环空建立循环来进行水泥封堵。无法循环时，在待封堵井段高于层位顶界 1m 及低于底界 1m 处进行射孔，然后向炮眼里面挤水泥，挤堵半径不低于 1m。封堵后都应在层位对应部位打水泥塞，水泥塞长度应不低于 50m。

④废弃钻井分级处理要求

低风险废弃钻井应自下而上分别封固含水层、上层套管的套管鞋及井口。中风险废弃钻井应自下而上分别封固产层（或射孔段）、上层套管鞋（或本层套管水泥返高处）、井口。高风险废弃钻井除按照中风险废弃钻井封固井段外，应对射孔孔眼进行挤水泥作业。

7.3.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

7.3.4 退役期固废污染防治措施

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

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

7.3.6 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和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。

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

7.3.7 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）和《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T317-2018）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。

④贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

⑤遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，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。

⑥土地利用需符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建采油井场 4 座，注水井场 1 座，所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束后，对井场永久占地（面积为 12508m^2）范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目新建各类管线共计 9.76km，该范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

单井采油管线和单井注水管线施工作业带宽度控制在 10m 范围内，集油支线和集油干线施工作业带宽度控制在 12m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，及时回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

（4）植被恢复措施及恢复要求

①工程施工结束后荒漠生态系统的植被采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

②井场临时占地恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖

率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

7.4 环境风险事故防范措施

7.4.1 钻井风险事故预防措施

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

（2）在井场右侧设置1条放喷管线，1条燃烧管线，放喷伴生气通过液气分离器进行分离，经排气管道输送至点火装置燃烧。本项目要加强对放喷管线、燃烧管线、点火装置的等放喷系统的维护、保养、检查，一旦发现问题，及时整改，放喷过程中若发现管线泄漏、点火装置发生故障等非正常工况，应立即关闭井口，停止放喷作业。

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

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

（5）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

（6）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。

（7）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。

（8）柴油储罐储罐区铺设防渗膜，并设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于50m，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。

（9）在钻井过程中配备便携式硫化氢监测仪，做好硫化氢监测预警工作，并制定防硫化氢应急预案。钻井期在作业现场显著位置设置 5 处风向标，不同方向上划定 2 个紧急集合点，并规划撤离路线，发生紧急情况时向上风向撤离。当监测到硫化氢浓度大于75mg/m^3（50ppm）时，按照含硫油气井作业规程执行。

（10）钻井时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

7.4.2 井下作业事故风险预防措施

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

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

（3）井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地浸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。

（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 油气集输及各井场事故风险预防措施

（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）在集油支、干线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）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。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（5）完善各井场的环境保护工程，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。

（6）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）采油井场设置明显的禁止烟火标志。

（8）定期对各井场易损及老化部件进行更换，防止油气泄漏事故的发生。

（9）管理措施

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

（10）发生事故时，事故状态下固体废物主要为井喷、管线泄漏等过程中产生的含油污泥及固井质量不合格井漏造成的地下水污染。井喷、管线泄漏等造成的原油落地后，上层能收集的原油回收送石南21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《石西油田作业区环境突发事件专项应急预案》和《陆梁油田作业区环境突发事件专项应急预案》，由应急领导小组对事故进行处理。

7.4.4 井漏事故风险防范措施

（1）采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（2）及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

7.4.5 酸化液及压裂液泄漏事故风险防范措施

（1）采用质量合格的酸化液罐和压裂液罐。

（2）加强日常管理，对压裂液罐和酸化液罐液位采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和酸化液罐泄漏。

7.4.6 环境风险应急预案

本项目投产后SN1725井归属中国石油新疆油田分公司石西油田作业区管理，应将项目实施区域纳入中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境污染事件应急预案，SNHW101、SNHW102、SNHW103和SNHW104井归属中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区管理，应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。中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境污染事件应急预案和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已在项目所在地塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局进行了备案。

本项目环境风险简单分析内容详见表7.4-1。

表 7.4-1　环境风险简单分析一览表

建设项目名称	石南 10 井区西山窑组油藏调整布井地面工程
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，西北距和布克赛尔蒙古自治县县城约 145.5km，南距石南 21 集中处理站约 2.4km，西北距夏孜盖盐池约 31.9km。中心地理坐标为
地理坐标	N　　、E
主要危险物质及分布	施工期危险物质为柴油。 运营期主要危险物质为原油和天然气，主要分布在单井采油管线、集油支线和集油干线
环境影响途径及危害后果	钻井作业时可能发生井喷、井漏事故。运营期可能发生管线泄漏事故，破损会造成原油和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；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	钻井风险：建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节；在井场右侧设置 1 条放喷管线，一条燃烧管线，放喷伴生气通过液气分离器进行分离，经排气管道输送至点火装置燃烧；井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理，污染的土壤由有相应处理资质单位转运、处理。 油气集输：使用合格管材，加强运营期巡检检修；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。 井下作业：设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格；井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地浸染土壤产生的含油污泥交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。井场事故：井场设置明显的禁止烟火标志；在井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材

7.5 环保投资分析

项目总投资 4292 万元，环保投资约 219 万元，占总投资的 5.1%。本项目环保投资估算见表 7.5-1。

表 7.5-1　　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	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	157632m^2	30
	废气	井场和管线等施工产生的施工扬尘	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。	/	2
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	2
	井控装置	井控装置	井口防喷器	/	108
	废水	生活污水处置	生活污水排至生活营地内设置的生活污水临时储集池中，定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置	/	1
	固体废物	建筑垃圾	送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理	/	4
		水基钻井岩屑处置	水基钻井岩屑经不落地系统处理，分离出的岩屑进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉走进行处理	5 口井	15
		生活垃圾处置	集中收集后定期送至陆梁油田作业区生活垃圾填埋场填埋处置	/	1
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	/	3
运营期	废水	井下作业废水	采用专用废液收集罐收集，集中收集后送至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理	5 口井下作业废水回收	5
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	/	12
	固体废物	含油污泥、废润滑油、沾油废物	交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、运输和处置	/	10
		压裂返排液、酸化返排液、废洗井液	送至陆梁油田作业区修井废液池中，上层原油管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，下层废水送至陆梁集中处理站采出水处理系统处理	/	5
	风险防控	灭火器、报警器等	井场设置灭火器、声光报警器	/	2
退役期	固体废物	井场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场	项目各井场及相关地面设施	4
	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	/	10
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	/	5
合计					219

7.6 依托可行性分析

本项目采出液依托石南 21 集中处理站原油处理系统进行处理，采出水及井下作业废水依托石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，压裂返排液、酸化返排液及废洗井液依托陆梁集中处理站处理。石南 21 集中处理站的环保手续履行情况见表 7.6-1。

表 7.6-1　原油、采出水、井下作业废水依托工程环保手续履行情况一览表

工程内容	序号	工程名称	环评批复机关、文号及时间	环保竣工验收批复机关、文号及时间
后评价	1	中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区环境影响后评价	自治区环保厅 新环评价函〔2011〕1120 号 2011 年 11 月 24 日	/
处理站新建、改扩建项目	2	石南油气田石南-21 井区开发建设项目	原国家环境保护总局 环审〔2005〕525 号 2005 年 6 月 9 日	原环境保护部 环验〔2009〕162 号 2009 年 6 月 11 日
	3	新疆油田公司陆梁油田作业区石南 21 集中处理站污水处理系统扩建工程	自治区环保厅 新环评价函〔2011〕424 号 2011 年 5 月 17 日	自治区环保厅 新环监验〔2013〕76 号 2013 年 1 月 15 日
	4	石南 21 井区集中处理站污水处理系统与地面注水系统扩建工程	自治区环保厅 新环函〔2015〕58 号 2015 年 1 月 15 日	自治区环保厅 新环函〔2016〕1979 号 2016 年 12 月 26 日

7.6.1 原油处理依托可行性分析

石南 21 集中处理站原油脱水处理装置设计原油处理能力为 100×10^4t/a，实际原油处理量为 20×10^4t。锅炉房设置 3 台 WNS4-0.4-YQ 型蒸汽锅炉用于生产和取暖，锅炉额定蒸发量为 6t/h，常年运行 2 台。

原油处理采用两相分离器进行油气分离，一段大罐沉降脱游离水，二段采用多用途净化油罐热化学沉降脱水工艺。油区油、气两相混合物（0.25MPa，25℃）进入气液两相分离器进行气液分离，分离出的伴生天然气经调压至 0.25MPa 与微正压抽气装置抽出的天然气汇合后去天然气脱水增压装置。分离出的含水原油进一段原油沉降脱水罐进行沉降脱水，脱出的大部分游离水靠液位差进入含油污水沉降缓冲罐，原油（＜20%）靠液位差进入原油缓冲罐经提升泵提升进加热装置，升温至 55℃后进入二段原油沉降脱水罐进行热化学沉降脱水，脱出的含油污水进一段原油沉降脱水

罐进行热能和化学能的再利用，处理后的净化原油进净化油罐后外输。原油处理工艺流程见图 7.6-1。

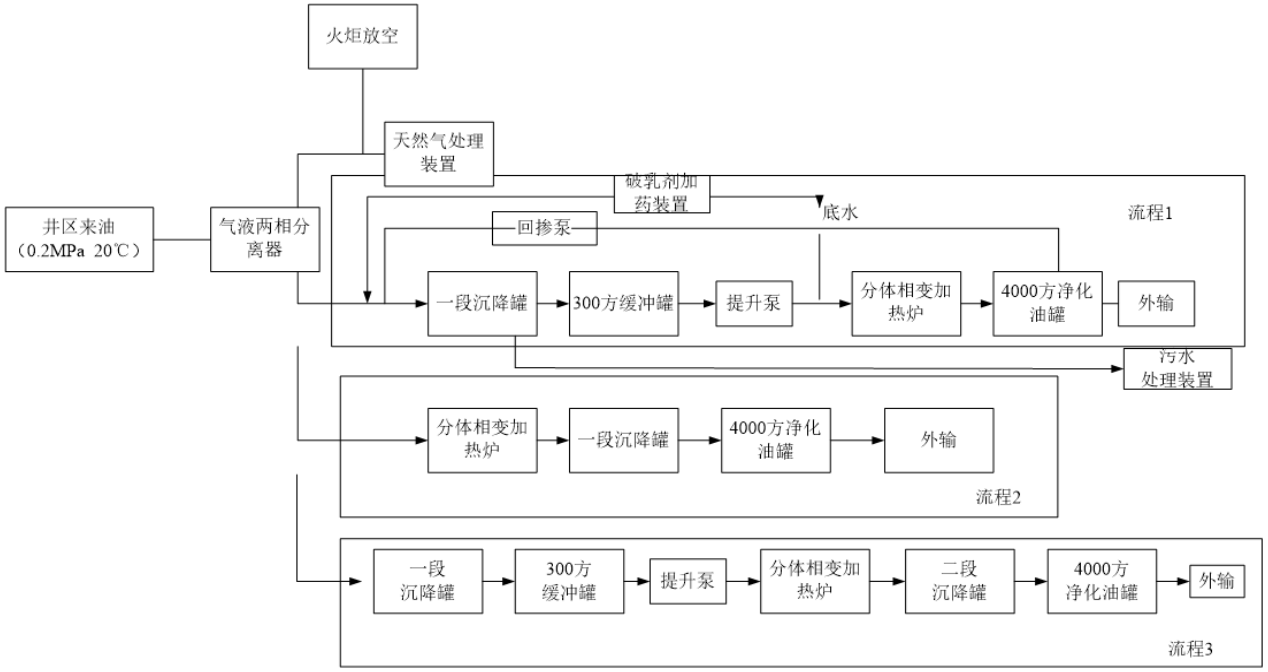


图 7.6-1　　石南 21 集中处理站原油处理工艺流程图

石南 21 集中处理站原油处理系统设计处理能力为 110×10^4t/a，实际处理能力为 44.02×10^4t/a，富余处理能力为 65.98×10^4t/a，根据产能预测可知，本项目新建产能 1.32×10^4t/a，原油处理系统富余处理能力可以满足本项目新增需求。

7.6.2 采出水和井下作业废水依托可行性分析

石南21集中处理站原油处理系统分离出的采出水和井下作业废水均送至站内采出水处理系统处理，石南 21 集中处理站建于 2004 年 11 月，担负着石南 21 油气田的油气集输、油田注水、天然气处理等工作，站内设原油处理系统、天然气处理系统、原油外输和采出水处理系统等主要工艺单元。

采出水处理装置设计处理规模 10000m^3/d，实际处理量为 8000m^3/d，富余量为 2000m^3/d。采用重力除油、旋流反应、混凝沉降、过滤的处理流程，工艺流程如图 7.6-2。本项目采出水和井下作业废水产生量约为 26.3m^3/d，石南 21 集中处理站采出水处理系统富余处理量可以满足本项目处理需求。

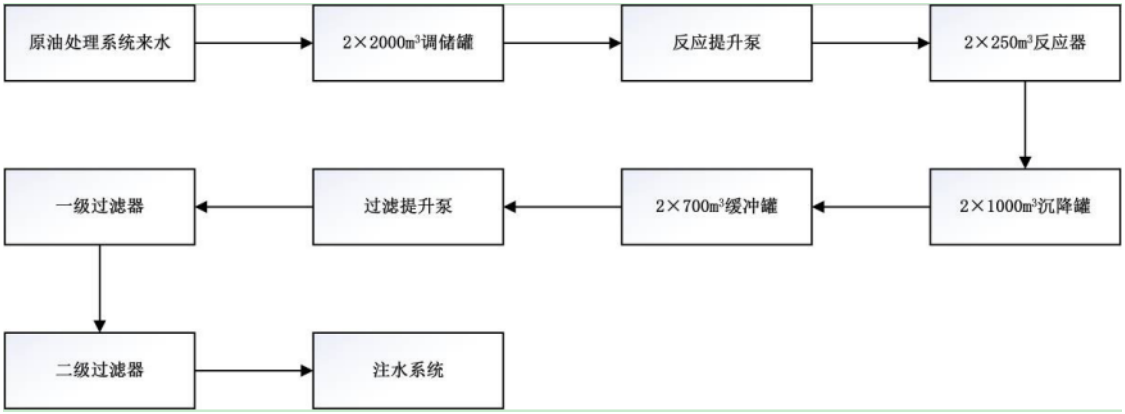


图 7.6-2　　石南 21 集中处理站采出水处理工艺流程示意图

7.6.3 注水系统依托可行性分析

石南 10 井区无已建注水系统，注水系统依托石南联合站注水系统，注水系统环保手续履行情况，具体详见 7.6-2。

表 7.6-2　注水系统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
中国石油新疆油田分公司石南油田开发建设项目	原自治区环境保护厅 新环监字[2000]191 号 2000 年 9 月 18 日	2004 年 9 月进行了验收，并出具验收意见
石南 4 联合站油水处理系统完善改造工程	原塔城地区环保局 塔地环字[2014]152 号 2014 年 7 月	2018 年 1 月通过自主竣工环境保护验收
石南 4 井区注水系统节能技术改造工程	原和布克赛尔蒙古自治县环境保护局 和环评函字[2018]68 号 2018 年 12 月 21 日	正在进行竣工环境保护自主验收
石西油田作业区采油废水回注（再利用）工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函〔2014〕191 号 2014 年 2 月 21 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函〔2015〕1155 号 2015 年 10 月 28 日

石南联合站注水系统现有 4 台注水泵（3 用 1 备），设计注水能力为 3400m³/d，实际处理能力为 2700m³/d，注水水源为处理后的净化水，不足时由清水补足。

水源井来水进入 1#原水罐后，经清水提升泵升压、清水过滤器过滤、清水加药后，输至 2#、3#、4#水罐，2#、3#罐的水通过注水泵将水注入石南 4 井区、石 204 井区；4#水罐的水经转水泵输至石南 31 联合站。

本项目注水需求量小，石南联合站富余注水能力可满足本项目需求。

7.6.4 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液依托可行性分析

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区修井废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理。陆梁集中处理站环保手续履行情况详见附件3～附件5及表7.6-3。

表7.6-3　　本项目压裂返排液、酸化返排液及废洗井液依托工程相关环保手续一览表

序号	工程名称	环评批复机关、文号及时间	环保竣工验收批复机关、文号及时间
1	中国石油新疆油田分公司陆梁油田开发建设项目	原国家环境保护总局 环审〔2003〕69号 2003年2月25日	原国家环境保护总局 环验〔2005〕071号 2005年8月16日
2	陆梁集中处理站污水处理系统扩建工程	自治区环保厅 新环评价函〔2013〕273号 2013年4月9日	自治区环保厅 新环函〔2016〕23号 2016年1月7日
3	陆梁集中处理站扩建工程	自治区环保厅 新环函〔2015〕877号 2015年8月4日	塔城地区环保局 塔地环验收〔2017〕3号 2017年7月12日
4	陆梁油田污水及注水系统扩建整体工程	自治区环保厅 新环函〔2018〕16号 2018年1月5日	正在建设

陆梁集中处理站东北距离本项目约11.4km。站内原油处理工艺如下：油区来液先进两相分离器进行气液分离，分离出的伴生气去天然气处理站，分出含水原油进入三相分离器，三相分离器分出的含水原油（含水＜47%）经蒸汽掺热升温至30℃后进一段原油沉降脱水罐进行沉降脱水；一段沉降罐出低含水原油在经二段掺热装置掺蒸汽升温至后进二段原油沉降罐，二段沉降罐脱出的净化原油靠液位差去净化原油储罐外输；三相分离器分出分离出的伴生气去天然气处理站；三相分离器脱出的游离水（≤1500ppm）去新建2000m^{3}除油缓冲罐除油后进入采出水处理系统。一段沉降罐脱出的采出水进入污水处理系统，二段原油沉降罐脱出的采出水进入60m^{3}卸油缓冲罐，与边远单井拉运来的采出液一起由卸油泵提升入一段沉降罐进口。

采出水处理系统设计处理规模10000m^3/d，工艺以“离子调整旋流反应法处理技术”为基础，采用重力除油、旋流反应、混凝沉降、过滤流程，原油系统来水进入2座2000m^{3}调储罐进行水量、水质调节，来水经过初步重力沉降后可除去大部分浮油

和大颗粒悬浮物。污水经调储罐除油后提升进反应沉降单元。这一单元由 2 座反应罐和 2 座 1000m³混凝沉降罐组成，在调储和反应单元按一定顺序和时间间隔连续加入 3 种药剂，污水与药剂混凝反应后进入 2 座 1000m³混凝沉降罐沉降，再经两级过滤器过滤处理，过滤后净化水直接进入注水罐用于油田注水，出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）相关要求（悬浮物≤5mg/L，含油≤15mg/L，悬浮物粒径中值≤3μm），送注水系统。

本项目产生的压裂返排液、酸化返排液及废洗井液量较少，相对于陆梁集中处理站原油及采出水处理系统富余处理能力所占比例较少，处理工艺满足要求，依托可行。

7.6.5 危险废物贮存及处置依托可行性分析

（1）危险废物贮存依托可行性分析

本项目危险废物暂存依托陆梁油田作业区污泥暂存池，该污泥暂存池包含在《陆梁污泥暂储池工程》中，该项目于 2016 年 12 月 6 日取得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅的批复，批复文号：新环函〔2016〕1853 号，并通过了企业自主验收。事故状态下无法收集的含油污泥、废润滑油及沾油废物送至陆梁污泥暂存池暂存。污泥暂储池为一个 92m×92m 的正方形区域，池底采用下沉式设计，低于自然地表 0.2m，四周设 1.2m 高围堰，池体有效总容积为 10665m³，围堰南侧东西两端设置坡道，暂储池配备全覆盖式防雨篷布，池底及内壁均进行防渗处理；渗滤液收集池占地面积 49m²，容积为 233m³，收集池上设 0.2m 围堰和水泥顶盖，与暂触池有管道连接，用于收集池内雨水及渗滤液，围堰外的雨水通过地形坡度渗入地下或者挥发等途径自然排泄。

污泥暂储池及渗滤液收集池内壁及池底防渗结构自上而下共计采用 5 级防渗层：220mm 厚 C30 混凝土面层；200mm 厚开挖土回填层（压实系数 0.93）；600g/m²长丝无纺土工布层；2mm 厚 HDPE 防渗膜（渗透系数≤10^{-12}cm/s）；原状土压实（压实系数 0.93，表面不得有尖锐突起物）。整体渗透系数小于 1.0×10^{-12}cm/s。同时渗滤液收集池上部加装水泥盖板，防止雨水及异物进入，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单中相关要求。

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

（2）危险废物处置依托可行性分析

目前项目区附近有 3 家具有相应危险废物处理资质的单位，单位名称、许可证编号、处理规模等详见表 7.6-4。

表 7.6-4　危废处理单位一览表

序号	单位名称	经营地址	许可证编号	处理 HW08 危废规模（t/a）	经营方式
1	克拉玛依顺通环保科技有限责任公司	克拉玛依市乌尔禾风城油田作业区重 32#区北侧	6502040039	520000	收集、贮存、处置
2	克拉玛依华隆生态科技有限公司	克拉玛依市乌尔禾（区）哈格路以南 G217 国道以西	6502040022	10000	收集、利用
3	克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	克拉玛依市白碱滩区三坪镇石化工业园区平南二路 880 号	6502040047	520000	收集、贮存、处置

项目实施后新增的危险废物的量相对于上述单位危险废物处理能力所占比例很小，本项目可根据危险废物类型与下表所列处置单位或其他具有处置资质的单位签订危废处置合同。故可满足本项目需求。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理机构

8.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，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。

陆梁油田作业区和石西油田作业区的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本项目进入生产运行期后，SN1725井主要管理工作依托石西油田作业区完成，SNHW101、SNHW102、SNHW103和SNHW104井依托陆梁油田作业区完成。陆梁油田作业区和石西油田作业区各设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本项目建设期的环保工作，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

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

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，运营期的采出水和井下作业废水送至石南 21 集中处理站采出水处理系统，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田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

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

（2）加强环保设备的管理

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

（3）落实管理制度

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

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

8.2.2 环境污染事故的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、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。

（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

塔城地区生态环境局审批该工程的环境影响报告书，塔城地区生态环境局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。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，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，对于拟永久使用的各井场建设完成后，应因地制宜的进行硬化或地表恢复。在易产生风蚀、沙地活化的地段进行草方格固沙。按照正式征地文件进行经济补偿。	工程承包商	施工期	环境监理公司及所在行政区环境保护行政主管部门	纳入工程费用
2	水环境	各类管线试压废水用于施工洒水抑尘，生活污水排至生活营地内设置的生活污水临时储集池中，定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置				
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	在钻井工程、管线和输电线敷设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	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；合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业；粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖；优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。				
6	水土流失、土地沙化	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。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，防止水土流失及土地沙化				
7	固体废物	钻井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；建筑垃圾集中收集后送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行填埋处理；生活垃圾集中收集后，送至陆梁油田作业区生活垃圾填埋场填埋处理。				

8.2.6 运营期环境管理

（1）建立和实施油田运营期的健康、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	塔城地区生态环境局及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。对典型井场的厂界噪声进行定期监测				
3	大气环境	加强对各井场的设备和管线的巡检，减少油气的跑、冒、滴、漏。对大气进行定期监测。				
4	水环境	对依托的采出水和井下作业废水设施定期维护。				
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原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、迁移井场设备，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及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				
4	水环境	管线拆除排出的废液，由罐车拉运至石南 21 集中处理站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响				
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。

（2）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。

8.4 企业环境信息公开

陆梁油田作业区和石西油田作业区参照《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 环境监测与监控

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

表 8.3-1　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	排放量
废气	无组织挥发性有机废气	选用质量可靠的管线、设备、仪表、阀门，定期进行检查维修	无组织排放	NMHC	场站边界：4mg/m^3	16.366t/a
废水	采出水	送至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理	废水产生量 0.85×10^{4}t/a	化学需氧量、石油类、氨氮、总氮、挥发酚	不外排	0
	井下作业废水	集中收集后由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏	废水产生量 380t/2a	化学需氧量、石油类	不外排	0
噪声	设备、典型井场、车辆噪声	采用低噪声设备、基础减振，加强车辆维护保养等	dB（A）	连续等效 A 声级	昼间 60dB(A) 夜间 50dB(A)	/
固体废物	含油污泥	临时贮存在陆梁油田作业区危险废物临时储存场，最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置	产生量 30.9t/a	石油类	无害化处置	/
	废润滑油		产生量 0.25t/a	石油类	无害化处置	/
	沾油废物		产生量 0.25ta	石油类	无害化处置	/
	压裂返排液	集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区修井废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理	产生量 5954.7m^3/2a	石油类	无害化处置	/
	酸化返排液		产生量 132.8m^3/2a	石油类	无害化处置	/
	废洗井液		产生量 126.45t /2a	石油类	无害化处置	/

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	各井场建设现场	1）井位选址布设是否满足环评要求； 2）各井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）井场硬化是否达到要求； 5）废水、废气、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理	环评中环保措施落实到位
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	其它	1）施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2）施工季节是否合适； 3）有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为。	

8.5.2 运营期环境保护监测计划

本项目运营期间需对生产过程生产的“三废”进行严格管理，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	典型井场厂界	NMHC	GB39728-2020	竣工验收后开始	委托监测或石西油田作业区自行监测
	噪声	4 次/年	典型井场厂界四周	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	利用项目区附近环境质量现状监测的水井，一般监测井数不少于 3 个	pH、石油类、汞、砷、六价铬、铅、挥发酚、氨氮	GB/T14848-2017 III类 石油类参照 GB3838-2002 III 类		
	土壤环境质量跟踪监测计划	1 次/5 年	典型井场	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）验收清单

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，本项目竣工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	井场及集输管线	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，以便及时发现问题，防止原油、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等；加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。 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。	保持正常运行，减少无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求
噪声	各类机泵	等效连续 A 声级	各井场	隔声、基础减震，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类
固体废物	含油污泥	石油类	石南 21 集中处理站	交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置	无害化处置	查阅危废处置协议，调查危废转移联单、危废台账等是否规范
	废润滑油	石油类	井场	临时贮存在陆梁油田作业区危险废物临时储存场，最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置		
	沾油废物	石油类				
	压裂返排液	石油类	井场	集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区修井废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理	无害化处置	完全进入修井废液池
	酸化返排液	石油类				
	废洗井液	石油类				
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	各井场、各类管线	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；防沙治沙措施、水土保持措施落实情况；井场周边及管线沿线植被恢复情况，草方格铺设情况	
环境管理			环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料。			

9 环境影响经济损益分析

9.1.1 环境效益分析

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

工程占地主要为井场、油气管线和输电线架空敷设等占地，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。本项目在开发过程中总占地面积为157632㎡。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。

9.1.2 社会效益分析

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

9.2 环境经济损益分析结论

综上，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

本项目拟在石南 10 井区部署 5 口井（其中采油井 4 口，注水井 1 口），4 口水平井，1 口直井，设计水平段长 400m～900m，单井进尺 2690m～3500m，总进尺 1.599×10^4m。采油井单井设计产能 7.0～15.0t/d，新建产能 1.32×10^4t/a。新建 4 座采油井场、1 座注水井场、单井采油管线 1.84km、集油支线 2.6km、集油干线 4.72km、单井注水管线 0.6km，并配套建设供配电、仪表自动化、防腐等工程。项目总投资 4292 万元，环保投资约 219 万元，占总投资的 5.1%。

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

（2）地下水

监测结果表明，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、硫化物均有不同程度超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准值。超标原因主要是天然背景值较高。

（3）声环境

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

（4）土壤

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，总占地面积为 157632㎡，其中永久占地 12508㎡，临时占地 145124㎡。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、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。由于油田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本项目的建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境

本项目施工期废气主要包括施工扬尘、施工车辆尾气、柴油机和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，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响。

（3）水环境

施工期废水主要为生活污水和管道试压废水，施工期生活污水产生量较少，不宜采用生化处理设施，在生活营地内设置容积不少于 30㎥ 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。

运营期废水主要为采出水和井下作业废水，采出水管输至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，井下作业废水集中收集后由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后均回注油藏，不外排。

事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是

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

（4）噪声

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；运营期噪声主要为井场抽油机产生的噪声以及巡检车辆的交通噪声，运营期井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 类标准限值（昼间60dB(A)，夜间50dB(A)）。本项目地处荒漠地区，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、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；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，定期清运至陆梁油田作业区生活垃圾填埋场填埋处置。

运营期固体废物主要为含油污泥、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液、清废润滑油及沾油废物。含油污泥、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液、清废润滑油均属于《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，沾油废物属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW49其它废物，含油污泥、废润滑油及沾油废物集中收集后临时贮存在陆梁油田作业区危险废物临时储存场，最终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，压裂返排液、酸化返排液、废洗井液由罐车拉运至陆梁油田作业区修井废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系

统处理。固体废物均得到妥善处置，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油，受浸染的土壤交由具有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

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

10.4 主要环境影响结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》鼓励类项目，符合产业政策要求。运营期废气及噪声污染物均能实现“达标排放”，固体废物能够实现妥善处置。项目建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；项目开发对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统和生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中的环境风险较小，通过采取相应的环境风险防范措施后，其影响和风险是可以接受的。综上所述，从环境保护角度考虑，本项目的建设可行。

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

采出水管输至石南21集中站采出水处理系统处理，井下作业均带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至石南 21 集中站采出水处理系统处理，处理达标后的净化水回注油藏，不外排。采用高质量的油气集输管线，防止油水泄漏；修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场；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，防止原油泄漏；定期对采油井和注水井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

尽量选用低噪声设备，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。

固体废物主要为含油污泥、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液、废润滑油及沾油废物。含油污泥、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液、清废润滑油均属于《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，沾油废物属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW49其它废物，含油污泥、废润滑油及沾油废物集中收集后临时贮存在陆梁油田作业区危险废物临时储存场，最终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，压裂返排液、酸化返排液、废洗井液由罐车拉运至陆梁油田作业区修井废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集

中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理。固体废物均得到妥善处置。

10.6 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了三次网上公示、一次张贴公告、二次报纸公示，公示期间没有收到反馈。

10.7 经济损益性分析

本项目在建设过程中，由于井场、管线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。

10.8 环境管理与监测计划

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

10.9 总结论

本项目符合国家相关产业政策、规划及“三线一单”的要求，选址合理。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，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。项目进行了三次网上公示、1 次张贴公告、2 次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。