



新疆油田拉油井密闭集输建设一期工程 (石西油田作业区部分) 环境影响报告书 (征求意见稿)

项目编号 HYP202601013

建设单位： 中国石油新疆油田分公司石西油田作业区
评价单位： 森诺科技有限公司
编制时间： 二〇二六年五月

目录

概述	1
1 建设项目特点	1
2 环境影响评价的工作程序及过程	2
3 分析判定相关情况	3
4 关注的主要环境问题及环境影响	4
5 环境影响评价的主要结论	5
1 总则	7
1.1 编制依据	7
1.2 评价目的、评价方法及评价重点	13
1.3 评价因子识别与选取	14
1.4 环境功能区划	19
1.5 评价标准	19
1.6 评价工作等级及评价范围	22
1.7 主要环境保护目标	24
2 现有工程分析	28
2.1 建设单位概况	28
2.2 现有及在建工程概况	29
2.3 石西油田作业区现有工程环境影响回顾评价	29
2.4 现有及在建工程存在的环境问题及整改情况	50
3 本项目工程分析	51
3.1 工程概况	51
3.2 工程组成	55
3.3 主体工程	57
3.4 公用工程	75
3.5 建设周期	76
3.6 劳动定员及工作制度	77
3.7 工程占地	77
3.8 土石方平衡	77

3.9	依托工程	78
3.10	工艺流程及产污环节分析	85
3.11	主要污染物排放及治理措施	91
3.12	非正常工况	102
3.13	污染物排放情况汇总	105
3.14	拟建项目“三本帐”	108
3.15	清洁生产分析	108
3.16	污染物排放总量控制分析	116
3.17	温室气体排放影响因素分析及排放量核算	116
4	区域环境概况	119
4.1	和布克赛尔蒙古自治县区域环境概况	119
4.2	呼图壁县区域环境概况	121
5	环境现状调查与评价	125
5.1	大气环境质量现状监测与评价	125
5.2	地下水质量现状监测与评价	128
5.3	声环境质量现状监测与评价	136
5.4	土壤环境质量现状监测与评价	138
5.5	生态环境质量现状调查与评价	149
6	环境影响预测与评价	183
6.1	环境空气影响评价	183
6.2	地表水环境影响评价	194
6.3	地下水环境影响评价	200
6.4	土壤环境影响评价	225
6.5	声环境影响评价	244
6.6	生态影响分析	251
6.7	固体废物对环境的影响分析	263
7	环境风险评价	270
7.1	评价目的和评价重点	270
7.2	现有工程环境风险回顾性分析	270

7.3	本项目环境风险评价	276
7.4	建设项目环境风险简单分析内容表	296
7.5	小结	297
8	温室气体影响分析	299
8.1	温室气体排放影响分析	299
8.2	温室气体控制措施	299
8.3	温室气管理措施	299
8.4	小结	300
9	环境保护措施及其可行性论证.....	301
9.1	施工期环保措施论证	301
9.2	运营期环保措施论证	306
9.3	退役期环境保护措施论证	308
9.4	环保措施汇总	309
10	环境影响经济损益分析	311
10.1	社会效益分析	311
10.2	环境效益分析	311
10.3	经济效益分析	311
10.4	环保投资	312
11	环境管理与监测计划	313
11.1	环境管理目的	313
11.2	环境保护管理计划	313
11.3	环境监测计划	315
11.4	排污口规范化	317
11.5	污染物排放清单	320
11.6	信息公开	321
12	环境准入分析	323
12.1	政策符合性分析	323
12.2	与规划符合性分析	335
12.3	与生态环境分区管控符合性分析	340

12.4 选址选线合理性分析	356
13 结论	359
13.1 建设项目概况	359
13.2 环境现状评价结论	360
13.3 环境影响评价	361
13.4 环境风险	363
13.6 环境影响经济效益分析	363
13.7 环境管理与监测计划	363
13.8 “三同时”竣工验收一览表.....	363
13.9 清洁生产分析	366
13.10 污染物总量控制	366
13.11 产业政策及选址选线可行性	366
13.12 结论	366

概述

1 建设项目特点

2020 年~2025 年，中国石油新疆油田分公司逐步加大拉油治理力度，但因新增勘探井、当年产建地面系统未建成等原因，单井拉油量总体处于较高水平；截至2025 年底，拉油井及待转产探井共计 1700 多口，拉运液量总计约 $498.55 \times 10^4 \text{t/a}$ ，总放空气量约 $1.59 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，原油拉运费用高且存在交通和盗油风险，伴生气资源浪费存在逸散环保风险。据此新疆油田分期实施、逐步推进拉油井密闭集输工程，从《新疆油田拉油井专项治理方案》中筛选出了具有成熟方案的五个二级单位（风城油田作业区、采油一厂、百口泉采油厂、石西油田作业区、陆梁油田作业区），对各单位地质预测平稳、效益好的拉油井及待转产探井实施密闭改造或转产密闭集输工程，由各单位分别负责落实。

中国石油新疆油田分公司石西油田作业区（下称“石西油田作业区”）是中国石油新疆油田分公司下属二级单位，地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，行政区域横跨塔城地区和布克赛尔蒙古自治县及昌吉回族自治州呼图壁县，作业区始建于1986 年，1997 年首次建设地面开发工程，至今近 30 年开发历史，是新疆油田公司开发最成熟的作业区之一。

按照新疆油田要求及自身发展需要，石西油田作业区拟实施“新疆油田拉油井密闭集输建设一期工程（石西油田作业区部分）”，筛选出 8 口待转产探井实施密闭集输工程，同时对石南联合站天然气转输管线实施隐患治理工程。该项目属于陆地石油开采、陆地天然气开采行业，位于和布克赛尔蒙古自治县及呼图壁县，主要工程内容如下：

1) 总体工程

（1）产能工程：8 口勘探井转为生产井（6 口油井、2 口气井），分布于 8 座单井井场；6 口油井分别为石 034、石西 181、石西 164、石 029、石 051、中探 1，共设置 6 套抽油机；2 口气井分别为哨东 1H、石 039，共设置 2 套采气树；配套各类集输管线 19.5km。（2）对石南联合站天然气转输管线进行隐患治理，原址更换出站后 13.0km 管段。

2) 和布克赛尔蒙古自治县工程

（1）将 6 口勘探井转为生产井（5 口油井、1 口气井），井号分别为石 034、石 039（气井）、石 029、石 051、石西 181、石西 164，分布于 6 座单井井场，共设置 5 套抽油机及 1 套采气树；

(2) 新建 DN80 8.5km 混输管线串接石 034、石 039 井，接入现有 SH2502 计量间后经现有集油管线密闭管输至进入石西集中处理站；2 座井场各自新建 1 座单井计量装置，石 039 井场新建 1 台 50kW 电加热节流橇；

(3) 新建 DN80 4.5km 集油管线串接石 029、石 051 井，接入现有石西 10#计量间后经现有集油管线密闭管输至石西集中处理站；

(4) 新建石西 181 单井集油管线 DN100 1.0km，接入在建石西 18 井集油管线后，再经现有石西 16 井至石西 2 号计量间集油支线密闭管输至石西集中处理站；新建石西 164 单井集油管线 DN50 1.5km，接入现有石西 16 井至石西 2#计量间集油支线密闭管输至石西集中处理站；石西 181、石西 164 井场各自新建 1 座单井计量装置；

(5) 石南联合站天然气转输管线隐患治理：对石南联合站天然气转输管线出站后 13.0km 内的管段进行隐患治理，先原位新建 13.0km 管段（管径 D168×7mm、设计压力 4Mpa、无缝钢管），新管段起止点与原管线连接，然后短时停输对 13.0km 旧管线清洗和拆除；设计输气规模 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，与原管线一致。

3) 呼图壁县工程

(1) 将 2 口勘探井转为生产井（1 口油井、1 口气井），井号分别为哨东 1H（气井）、中探 1，分布于 2 座单井井场，共设置 1 套抽油机及 1 套采气树；

(2) 新建 DN50 4.0km 混输管线串接哨东 1H、中探 1 井，搭接在建 QSHW202 井外输管线后，经在建前哨 401 混输管线密闭管输至莫北转油站；

4) 各井场配套建设自控、供电、通信、消防等工程。

项目实施后，最大年产油量为 6875t（第 1 年），最大产气量 $1527.90 \times 10^4 \text{m}^3$ ，最大年产液量为 20449.65t（第 1 年）。

本项目建设性质为改扩建，涉及新区块开发、老区块滚动开发，项目符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范，项目的建设可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。

2 环境影响评价的工作程序及过程

根据《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）、《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日）、《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 10 月 1 日）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日）、《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018 年-2030 年）》、《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》及《昌吉回族自治州水土保

持规划（2021-2030 年）》，项目行业类别属于名录中“陆地石油、天然气开采”，和布克赛尔蒙古自治县为自治区级水土流失重点治理区（II2 天山北坡诸小河流域），石 034 和石 039 井混输管线穿越地方公益林（起源为天然）、哨东 1H 和中探 1 井混输管线穿越国家三级公益林（起源为天然），均属于名录中规定的环境敏感区，综合判定项目应编制环境影响报告书。为此，石西油田作业区委托森诺科技有限公司开展本项目的环评工作（委托书见附件**错误!未找到引用源。**）。

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

项目组首先进行了现场踏勘，在研究相关技术文件和其他相关文件的基础上，进行了初步工程分析和环境现状调查；根据环境影响识别结果、环境保护目标分布情况和确定的工作等级、评价范围及评价标准，制定了工作方案。根据工作方案，项目组在工程分析、环境现状调查与评价的基础上，开展了各环境要素和各专题的环境影响分析与评价工作，据此提出了环境保护措施和环境管理要求。环评工作过程中，根据《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，建设单位作为责任主体开展了项目信息公示和公众意见调查等工作，收集公众对本项目建设的意见，以保证拟采取的环境保护措施更加完善，最大限度减少工程建设对环境的影响，充分发挥工程建设的环境效益和社会效益。在以上工作的基础上，编制完成了本项目环境影响报告书。

3 分析判定相关情况

1) 产业政策

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2024 年 2 月 1 日）中鼓励类项目（七、石油天然气开采-1、常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发），符合国家产业政策。

2) 选址选线

建设地点不在生态保护红线区范围内，符合《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发[2022]142 号）的要求；

建设地点不在饮用水水源保护区范围内，符合《饮用水水源保护区污染防治管理规定》（2010 年 12 月 22 日）相关要求；

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》

（新环环评发[2024]157号）、《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023版）》（塔行办发[2024]38号）、《关于发布昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果的公告》（2024年12月25日），本项目建设地点分别属于和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65422630001）、呼图壁县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65232330001），建设内容及地点符合生态环境分区管控相关要求，详见“12 环境准入分析章节”。

3) 规划符合性

本项目和布克赛尔蒙古自治县境内工程属于《新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县矿产资源总体规划（2021-2025）》中“玛湖-陆梁-石西油气开发带”和“重点勘查开采矿种”、属于《新疆维吾尔自治区塔城地区矿产资源总体规划（2021~2025年）》中“环准噶尔能源矿产勘查开发区西翼”和“重点勘查开采矿种”；呼图壁县境内工程不属于《昌吉州矿产资源总体规划（2021-2025年）》限制和禁止开发区域，符合矿产资源规划相关要求。

本项目建设地点属于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》（2022年8月28日）中“环准噶尔能源矿产勘查开发区”，环准噶尔能源资源勘查开发区涉及了阿勒泰地区南部、昌吉州、塔城地区东部山前及沙漠腹地。矿种属于“重点勘查开采矿种”，符合矿产资源规划相关要求。

综上，本项目符合国家产业政策、符合国家和地方、中石油的相关规划，项目选址合理。

4 关注的主要环境问题及环境影响

1) 主要环境问题

根据项目的特点，本次评价主要关注的环境问题如下：

- （1）本项目所采用的污染防治技术措施是否能实现达标排放要求；
- （2）废气、废水治理措施可行性及达标性分析；
- （3）各类固体废物的处置可行性分析；
- （4）项目选址合理性。

2) 项目环境影响

本项目关注的主要环境影响如下：

（1）废气：施工期会产生扬尘及施工废气（施工车辆与机械尾气、焊接烟尘）等大气污染物；运营期废气主要为井场无组织挥发废气（污染因子主要为VOCs）；退役期废气主要为少量施工扬尘和施工机械废气。本次评价主要关注以上大气污染物对

大气环境的影响以及相应的大气污染防治措施的可行性和可靠性。

（2）废水：施工期废水主要为旧管线清洗废水、新管线试压废水和生活污水。旧管线清洗废水依托石西集中处理站采出水处理系统处理达标后，回用于注水开发，不外排；新管线试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排；生活污水依托石西生活污水处理站处理达标后用于作业区绿化，不外排。运营期废水主要为井下作业废液、洗井废水、采出水，依托石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求后，回注地层用于油田注水开发。退役期废水主要为清管废水，收集后由罐车拉运至周边联合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中主要控制指标后回注地层，用于油田注水开发，不外排。环评中主要关注废水处理及回注的可行性和可靠性，施工期、运营期对地下水环境的影响。

（3）噪声：施工期噪声源主要是挖掘机、推土机、吊车、升降机等；运营期主要为采油采气设备噪声；退役期噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输。环评中主要关注噪声的环境影响以及控制措施的可行性。

（4）固废：施工期固体废物主要包括施工废料、生活垃圾等。施工废料尽可能回收利用，不能利用的拉运至固废填埋场处理；生活垃圾集中收集后运至石西油田作业区生活垃圾填埋场处理。

运营期产生的固体废物主要为废防渗材料、清罐底泥、清管废渣、落地油等，均委托有危险废物处置资质的单位无害化处置。退役期固废主要为废弃设备及建筑垃圾、落地油。环评中主要关注危险废物处置方式的可行性。

（5）环境风险：环评中主要关注原油泄漏，以及火灾、爆炸等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响。

（6）依托工程可行性：施工期、运营期涉及的依托工程主要为石西集中处理站、莫北转油站、石西油田作业区危废贮存点及在建集输工程；环评主要关注石西集中处理站、莫北转油站及在建集输工程环保手续是否合规；依托站场处理余量是否满足废液、废水处理需求；石西油田作业区危废贮存点环保手续是否合规，对项目危险废物贮存依托需要可行性。

5 环境影响评价的主要结论

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范；正常工况下，施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境和声环

境影响小，不改变区域的环境功能，项目总体符合清洁生产要求，采用的环保措施可行。评价结果表明，本项目突发环境事件的概率较低，环境风险潜势较低，在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，本项目的环境风险可控。综上所述，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 法律法规

- 1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）；
- 2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日）；
- 3) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日）；
- 4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日）；
- 5) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日）；
- 6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日）；
- 7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日）；
- 8) 《中华人民共和国突发事件应对法》（2024 年 11 月 1 日）；
- 9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日）；
- 10) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）；
- 11) 《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日）；
- 12) 《中华人民共和国草原法》（2013 年 6 月 29 日）；
- 13) 《中华人民共和国水法》（2016 年 7 月 2 日）；
- 14) 《中华人民共和国城乡规划法》（2019 年 4 月 23 日）；
- 15) 《中华人民共和国矿产资源法》（2025 年 7 月 1 日）；
- 16) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2023 年 5 月 1 日）；
- 17) 《中华人民共和国土地管理法》（2020 年 1 月 1 日）；
- 18) 《中华人民共和国湿地保护法》（2022 年 6 月 1 日）；
- 19) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日）。

1.1.2 国务院行政法规、部门规章与规范

- 1) 《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 10 月 1 日）；
- 2) 《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日）；
- 3) 《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 748 号）；
- 4) 《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日）；
- 5) 《扩大内需战略规划纲要（2022-2035 年）》（2022 年 12 月）；
- 6) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日）；
- 7) 《国家危险废物名录（2025 年版）》（2025 年 1 月 1 日）；

- 8) 《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》（2019 年 11 月 20 日）；
- 9) 《建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）》（2015 年）；
- 10) 《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）；
- 11) 《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（2015 年 12 月 10 日）；
- 12) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2024 年 2 月 1 日）；
- 13) 《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规[2025]466 号）；
- 14) 《危险废物排除管理清单（2026 年版）》（2026 年 1 月 7 日）；
- 15) 《国务院办公厅转发环境保护部等部门关于推进大气污染联防联控工作改善区域空气质量指导意见的通知》（国办发[2010]33 号）；
- 16) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2012]77 号）；
- 17) 《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）；
- 18) 《关于印发〈建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）〉的通知》（环办[2013]103 号）；
- 19) 《关于印发〈控制污染物排放许可制实施方案〉的通知》（国办发[2016]81 号）；
- 20) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评[2017]84 号）；
- 21) 《关于加强固定污染源废气挥发性有机物监测工作的通知》（环办监测函[2018]123 号）；
- 22) 《关于废弃钻井液管理有关问题的复函》（环办函[2009]1097 号）；
- 23) 《关于油田回注采油废水和油田废弃钻井液适用标准的复函》（环函[2005]125 号）；
- 24) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）；
- 25) 《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）；
- 26) 《关于印发地下水污染防治实施方案的通知》（环土壤[2019]25 号）；
- 27) 《关于印发“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划的通知》（环土壤[2021]120 号）；
- 28) 《关于“十四五”大宗固体废弃物综合利用的指导意见》（发改环资[2021]381 号）；

- 29) 《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气[2019]53号）；
- 30) 《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气[2021]65号）；
- 31) 《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规[2021]2号）；
- 32) 《饮用水水源保护区污染防治管理规定》（2010年12月22日）；
- 33) 《国务院办公厅关于印发强化危险废物监管和利用处置能力改革实施方案的通知》（国办函[2021]47号）；
- 34) 《关于提升危险废物环境监管能力、利用处置能力和环境风险防范能力的指导意见》（环固体[2019]92号）；
- 35) 《关于印发〈危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采〉等七项危险废物环境管理指南的公告》（公告 2021 年 第 74 号）；
- 36) 《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发[2022]142号）；
- 37) 《关于印发〈生态保护红线生态环境监督办法（试行）〉的通知》（国环规生态[2022]2号）；
- 38) 《中共中央办公厅 国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见》（2024年3月6日）；
- 39) 《关于开展工业噪声排污许可管理工作的通知》（环办环评[2023]14号）；
- 40) 《关于进一步加强危险废物规范化环境管理有关工作的通知》（环办固体[2023]17号）；
- 41) 《关于印发〈“十四五”时期“无废城市”建设工作方案〉的通知》（环固体[2021]114号）；
- 42) 《固体废物污染环境防治信息发布指南》（环办固体函[2024]37号）；
- 43) 《关于发布〈一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）〉的公告》（生态环境部公告 2021 年 第 82 号）；
- 44) 《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发[2023]24号）；
- 45) 《国务院关于〈新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）〉的批复》（国函[2024]70号）。

1.1.3 自治区相关规章与规范

- 1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018年9月21日）；

- 2) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（2018年9月21日）；
- 3) 《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）；
- 4) 《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021年7月28日）；
- 5) 《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022年3月9日）；
- 6) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（2022年9月18日）；
- 7) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2023年12月29日）；
- 8) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》（2002年12月）；
- 9) 《新疆维吾尔自治区清洁生产审核暂行办法》（2005年11月1日）；
- 10) 《新疆生态功能区划》（2005年12月21日）；
- 11) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（2016年1月29日）；
- 12) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（2017年3月1日）；
- 13) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019年1月1日）；
- 14) 《新疆维吾尔自治区环境保护“十四五”规划》（2021年12月24日）；
- 15) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（2017年7月1日）；
- 16) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》（2014年3月1日）；
- 17) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》（2016年10月24日）；
- 18) 《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发[2014]35号）；
- 19) 《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防保护区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号）；
- 20) 《新疆维吾尔自治区林业厅关于印发〈进一步加强防沙治沙工作方案〉的通知》（新林造字[2012]763号）；
- 21) 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》（新政发[2016]21号）；
- 22) 《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》（新政发[2017]25号）；
- 23) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评[2020]138号）；
- 24) 《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》（新环环评发[2020]142号）；

- 25) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2025年1月1日）；
- 26) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018年-2030年）》（2018年8月24日）；
- 27) 《关于自治区加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（新环大气发[2021]211号）；
- 28) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》（2026年03月25日）；
- 29) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》（2022年8月28日）；
- 30) 《关于印发〈新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）〉的通知》（新环环评发[2024]93号）；
- 31) 《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发[2024]157号）。

1.1.4 塔城地区相关规章与规范

- 1) 《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023版）》（塔行办发[2024]38号）；
- 2) 《关于〈2026年度塔城地区环境监管重点单位名录〉的公示》（2026年3月23日）；
- 3) 《新疆维吾尔自治区塔城地区矿产资源总体规划（2021-2025年）》（2022年10月）；
- 4) 《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）；
- 5) 《和布克赛尔蒙古自治县县城规划区声环境功能区划分方案》（2023年1月13日）。

1.1.5 昌吉回族自治州相关规章与规范

- 1) 《关于发布昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果的公告》（2024年12月25日）；
- 2) 《昌吉回族自治州防沙治沙规划（2021-2030年）》（2025年1月）；
- 3) 《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县水土保持规划报告（2020-2030年）》（2022年3月）；
- 4) 《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021-2025年）》

（2022 年 12 月 1 日）；

5) 《昌吉州 2026 年环境监管重点单位名录》（2026 年 3 月 31 日）。

1.1.6 环境影响评价技术导则与技术规范

- 1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；
- 2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；
- 3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；
- 4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；
- 5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）；
- 6) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；
- 7) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）；
- 8) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）；
- 9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）；
- 10) 《集中式饮用水水源地规范化建设环境保护技术要求》（HJ 773-2015）；
- 11) 《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2021）；
- 12) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）；
- 13) 《大气污染防治工程技术导则》（HJ 2000-2010）；
- 14) 《水污染治理工程技术导则》（HJ 2015-2012）；
- 15) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628-2005）；
- 16) 《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T 7298-2024）；
- 17) 《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）；
- 18) 《采油废水治理工程技术规范》（HJ 2041-2014）；
- 19) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011）；
- 20) 《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）；
- 21) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）
- 22) 《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）；
- 23) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）；
- 24) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）；
- 25) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年 第 74 号）；
- 26) 《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026）。

1.1.7 项目依据文件

- 1) 《新疆油田拉油井密闭集输建设一期工程（石西油田作业区部分）环境影响评价委托书》（中国石油新疆油田分公司石西油田作业区，2026年1月15日）；
- 2) 与项目有关的其他工程文件。

1.2 评价目的、评价方法及评价重点

1.2.1 评价目的

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

- 1) 通过资料收集、现场调查与现状监测，确定现有工程、在建工程建设以及运营过程中的环境影响因素和污染物达标排放情况，并调查在建工程施工期生态恢复情况。依据国家有关法律、法规以及技术规范的要求，对现有及在建工程采取的环境保护措施进行分析，判定现有环保措施的实施效果，查找目前存在的环保问题，提出环保措施整改措施与建议；
- 2) 通过现场调查与工程分析，确定工程建设过程以及运营过程中的环境影响要素，并对各要素的影响程度和影响范围进行分析和预测；
- 3) 依据国家有关法律、法规以及技术规范的要求，对项目拟采取的环境保护措施进行分析、论证、评价，判定项目拟采取的环保措施是否可行，并针对存在的不足提出切实可行的改善措施；
- 4) 对工程建设过程以及运营过程进行环境风险分析、预测、评价，对项目拟采取的风险控制措施进行评价，并针对存在的不足提出切实可行的措施；
- 5) 在以上各项工作的基础上对项目进行综合评价，从环境保护角度判断项目是否满足环境容量、生态系统的要求，从而整体判定项目是否具有环境可行性。

1.2.2 评价方法

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

- 1) 项目所在地环境概况调查、地表水、地下水、土壤环境现状调查采用收集资料和测量法，生态环境现状调查采用现场调查法和搜集资料法，环境空气与声环境现状调查采用现场调查和测量法；
- 2) 工程分析以产污系数法、类比分析法、物料衡算法为主，查阅参考资料分析法作为以上两种方法的补充；

- 3) 环境空气影响预测采用估算模式，环境空气质量现状评价采用单因子指数法；
- 4) 声环境影响预测采用点声源的几何发散衰减法，声环境现状评价对照相关标准评价达标或超标情况；
- 5) 地下水影响预测采用解析法，预测污染物运移趋势和对地下水环境保护目标的影响；
- 6) 土壤影响预测采用解析法，预测污染物运移趋势和对土壤的环境影响；
- 7) 生态环境影响预测以图形叠置法、类比分析法等方法为主；
- 8) 地表水影响评价以环境影响分析为主。

1.2.3 评价重点

针对该项目的实际情况，本次评价的重点是：

- 1) 工程分析：判定工程施工期和运营期的环境影响因素和环境影响因子，确定主要污染源参数；
- 2) 施工期生态环境影响评价及运营期大气环境影响评价、土壤环境影响评价、固废环境影响评价、生态环境影响评价、环境风险评价；
- 3) 环境保护措施经济技术论证：对项目拟采取的环境保护措施从经济可行性、技术可靠性两方面进行论证，针对不足提出切实可行的改进措施。

1.3 评价因子识别与选取

1.3.1 环境影响因素识别

1.3.1.1 施工期环境影响因素

- 1) 大气环境：施工扬尘、施工废气等对大气环境的影响。
- 2) 生态环境：油气集输工程等施工期地表扰动、植被破坏和施工噪声等对生态保护目标的影响。
- 3) 地下水：集输管线破损导致的渗漏等对地下水的影响。
- 4) 地表水：管道试压废水、生活污水对地表水环境的影响。
- 5) 土壤环境：集输工程可能对土壤环境的影响。
- 6) 声环境：地面工程建设噪声等对声环境的影响。
- 7) 固体废物：施工废料、生活垃圾等对地表水、地下水、土壤、生态环境的影响。

1.3.1.2 运营期环境影响因素

- 1) 大气环境：运营期井场废气对大气环境的影响；

2) 生态环境：钻前工程、油气处理工程等运营期噪声、污（废）水等污染物排放对生态保护目标的影响；

3) 地下水：集输管线破损导致的渗漏以及废水回注等对地下水的影响。

4) 地表水：采出水、洗井废水、井下作业废液对地表水环境的影响。

5) 土壤环境：油气处理工程可能对土壤环境的影响。

6) 声环境：各类设备噪声对声环境的影响。

7) 环境风险：原油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响。

8) 固体废物：运营期固体废物对地表水、地下水、土壤、生态的影响。

1.3.1.3 退役期环境影响因素

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

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

3) 井场设备拆卸和车辆运输产生的噪声会对周围声环境产生影响。

通过对项目开发的环境影响活动分析，归纳列出了环境影响矩阵，见表 1-1。

1.3.2 评价因子选取

根据环境影响因素识别结果，确定本次评价选取的主要评价因子见表 1-2。

表 1-1 本项目环境影响因素识别

影响 因素 环境 因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
	管线建设 地表扰动、植被 破坏等	施工机械 和车辆施 工扬尘、 废气	试压废 水、生活 污水	生活垃 圾、施 工废 料、工 程弃土	施工机械 噪声	无组织废 气，温室 气体排放	采出水、井下作 业废液、洗井废 水等	废防渗材料、 清罐底泥、落 地油、清管废 渣	设备噪 声	原油、天然 气等危险物 质泄漏，以 及火灾、爆 炸、井喷等 事故引发的 伴生/次生污 染物	构筑物 拆卸扬 尘、施 工机械 废气	地面设施拆 除、井场清 理等环节产 生的废弃管 道和设备、 建筑垃圾、 落地油等	土地复 垦
地表水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境	+	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	+	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	+	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物	○	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
陆生植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
水土流失	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感 区	+	+	+	○	○	+	○	○	○	○	○	○	○

备注：1) ○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 1-2 评价因子一览表

环境要素	现状评价因子	影响评价或预测因子		
生态环境	生态系统植被覆盖度、生物量、土地利用类型等； 生物群落物种组成、群落结构等； 生态敏感区主要保护对象、生态功能等； 物种分布范围、种群结构等；生境类型、质量等	施工期	油气处理工程	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等
		运营期		/
地表水环境	/（本项目不涉及地表水）	施工期		/
		运营期		/
地下水环境	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ ； pH 值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、氯化物、硫酸盐、氟化物、氰化物、挥发性酚类、铬（六价）、砷、镉、石油类、铁、锰、铅、汞	施工期	油气处理工程	耗氧量、氨氮、石油类等
		运营期		石油类
声环境	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）	施工期	油气处理工程	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
		运营期		昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
大气环境	基本污染物：PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、O ₃ 、CO 其他污染物：非甲烷总烃	施工期	油气处理工程	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、C _m H _n
		运营期		非甲烷总烃
土壤环境	砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺-1，2-二氯乙烯、反-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1-三氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1，2-二氯苯、1，4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a，h]蒽、茚并[1，2，3-cd]芘、萘； 特征因子：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、土壤盐分含量	运营期		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、土壤盐分含量
环境风险	-	风险物质：天然气、原油。		

环境要素	现状评价因子	影响评价或预测因子
		原油、天然气等危险物质泄漏；火灾、爆炸、井喷等引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响

1.4 环境功能区划

本项目所在地的环境功能区划情况详见表 1-3。

表 1-3 本项目所在地的环境功能区划情况

类型	功能区名称	保护级别	备注
环境空气	二类环境空气质量功能区	二级	/
地下水	/	III类	/
声环境	2 类功能区	2 类噪声限值	/
土壤环境	/	第二类建设用地	井场占地范围内
		第一类建设用地	井场外

1.5 评价标准

1.5.1 环境质量标准

本次评价执行环境质量标准见表 1-4。

表 1-4 环境质量标准一览表

项目	执行标准	标准分级或分类	备注
环境空气	《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）过渡期间	二级	详见表 1-5
	《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）	——	
	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D	——	
地下水	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）	III类	详见表 1-6
	石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）	III类	
声环境	《声环境质量标准》（GB 3096-2008）	2 类	昼：60dB（A） 夜：50dB（A）
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）	筛选值中第一、二类用地	详见表 1-7

表 1-5 环境空气质量标准

序号	污染物	取值时间	单位	过渡阶段浓度限值（二级）	浓度限值（二级）
1	SO ₂	年平均	μg/m ³	60	20
		日平均	μg/m ³	150	50
		1 小时平均	μg/m ³	500	150
2	NO ₂	年平均	μg/m ³	40	30
		日平均	μg/m ³	80	50
		1 小时平均	μg/m ³	200	200

序号	污染物	取值时间	单位	过渡阶段浓度限值 (二级)	浓度限值（二级）
3	PM ₁₀	年平均	μ g/m ³	60	50
		日平均	μ g/m ³	120	100
4	PM _{2.5}	年平均	μ g/m ³	30	25
		日平均	μ g/m ³	60	50
5	CO	日平均	mg/m ³	4	4
		1 小时平均	mg/m ³	10	10
6	O ₃	8 小时平均	μ g/m ³	160	160
		1 小时平均	μ g/m ³	200	200
备注：自本标准实施之日（2026 年 3 月 1 日）起至 2030 年 12 月 31 日止，环境空气污染物基本项目实施过渡阶段浓度限值；自 2031 年 1 月 1 日起，在全国范围内实施基本项目浓度限值。					
其他污染物					
1	非甲烷总烃	1 小时平均	mg/m ³	2.0	《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）推荐值
2	硫化氢	1 小时平均	μ g/m ³	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D

表 1-6 地下水环境质量标准（单位：mg/L，pH 无量纲）

序号	监测因子	标准值 (III类)	序号	监测因子	标准值 (III类)
1	pH 值	6.5≤pH≤8.5	12	挥发性酚类	≤0.002
2	总硬度	≤450	13	铬（六价）	≤0.05
3	溶解性总固体	≤1000	14	砷	≤0.01
4	耗氧量	≤3.0	15	镉	≤0.005
5	氨氮	≤0.50	16	石油类	≤0.05
6	硝酸盐（以 N 计）	≤20.0	17	铁	≤0.3
7	亚硝酸盐（以 N 计）	≤1.00	18	锰	≤1.5
8	氯化物	≤250	19	铅	≤0.01
9	硫酸盐	≤250	20	汞	≤0.001
10	氟化物	≤1.0	21	硫化物	≤0.02
11	氰化物	≤0.05	22	钠	≤250

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

表 1-7 土壤环境质量标准（单位：mg/L，pH 无量纲）

序号	项目	筛选值	序号	项目	筛选值
第一类用地筛选值					
1	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	826	/	/	/

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

1.5.2 污染物排放标准

本次评价工作采用的污染物排放标准见表 1-8。

表 1-8 污染物排放标准一览表

项目	执行标准		标准分级或分类	备注
废气	非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）	5.9 企业边界污染物控制要求	4.0 mg/m ³
废水	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）		表 1 中注入层平均空气渗透率[0.01, 0.05) μm ²	见表 1-9
噪声	施工期：《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）		——	见表 1-10
	运营期：《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）		2 类区	
固体	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB		——	——

项目	执行标准	标准分级或分类	备注
废物	18599-2020)		
	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）		

表 1-9 回注水控制标准限值

项目		《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）				
储层空气渗透率， μ m ²		<0.01	[0.01， 0.05)	[0.05， 0.5)	[0.5， 2.0)	≥2.0
水质标准分级		I	II	III	IV	V
控制指标	悬浮固体含量， mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0
	悬浮物颗粒直径中值， μ m	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
	含油量， mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0
	平均腐蚀率， mm/a	≤0.076				
石西油田作业区当前注入目的层空气渗透率为 0.012~0.037 μ m ² 。						

表 1-10 噪声排放标准（单位：dB（A））

类别	昼间	夜间
施工期	70	55
运营期	60	50

1.6 评价工作等级及评价范围

1.6.1 评价等级

根据环境影响评价技术导则的有关要求，并结合项目所处的地理位置、环境功能区划、排放污染物种类及排放量，以及执行排放标准限值等，确定该项目各环境要素的评价等级，详见表 1-11。

表 1-11 环境影响评价等级确定

项目	判定依据		评价等级	
环境空气	最大地面浓度占标率		$P_i=5.53\% < 10\%$	二级
声环境	环境噪声功能区划		2 类区	二级
	评价范围内敏感目标噪声增加值		$< 3\text{dB}(\text{A})$	
	受影响人群变化		变化不大	
地表水	排放方式		不外排	三级 B
地下水	油气井场	建设项目类别	I 类	二级
		项目场地地下水环境敏感程度	不敏感	
	输油管线/混输管线	建设项目类别	II 类	三级
		项目场地地下水	不敏感	

项目	判定依据			评价等级
	石南天然气转输管线隐患治理工程	环境敏感程度		
		建设项目类别	III类	三级
		项目场地地下水环境敏感程度	不敏感	
土壤环境 (污染影响型)	油气井场	项目类别	I类	二级
		占地规模	永久占地面积 11.0215hm ²	
		敏感程度	不敏感	
	输油管线/混输管线	项目类别	II	三级
		占地规模	仅临时占地	
		敏感程度	不敏感	
	石南天然气转输管线隐患治理工程	项目类别	IV类	不评级
土壤环境 (生态影响型)	油气井场	项目类别	I类	二级
		敏感程度	较敏感（盐化）	
	输油管线/混输管线	项目类别	II类	二级
		敏感程度	较敏感（盐化）	
	石南天然气转输管线隐患治理工程	项目类别	IV类	不评级
生态环境	本项目占地总面积 47.4215hm ² ，小于 20km ² 。项目所在位置不在生态保护红线区、自然保护区、风景名胜区等生态敏感区范围内，项目土壤生态影响范围有公益林			二级
环境风险	本项目环境风险潜势为 I 级			简单分析

1.6.2 评价范围

根据本项目各环境要素评价等级，结合当地气象、水文、地质条件和项目“三废”排放情况，以及井场、站场周围企事业单位、居民分布特点，确定本次评价范围见表 1-12。

表 1-12 评价范围确定

项目		评价等级	评价范围
环境空气		二级	各井场为中心、边长 5km 的矩形范围
声环境		二级	各井场周围 200m 范围内
地表水		三级 B	依托的采出水处理设施
地下水	油气井场	二级	各井场周边 20km ² 联合的范围
	输油管线/混输管线	三级	管线两侧 200m 范围
	石南天然气转输管线隐患治理工程	三级	管线两侧 200m 范围
土壤环境 (污染影响型)	油气井场	二级	各井场周边 200m 范围
	输油管线/混输管线	三级	管线两侧 200m 范围
	石南天然气转输管线隐患治理工程	不评级	/

项目		评价等级	评价范围
土壤环境 (生态影响型)	油气井场	二级	各井场周边 2000m 范围
	输油管线/混输管线	二级	管线两侧 200m 范围
	石南天然气转输管线隐患治理工程	不评级	/
生态环境		二级	各井场周边 50m, 管线两侧 300m 范围
环境风险		简单分析	不设置具体评价范围

1.7 主要环境保护目标

根据现场调查,本项目分布于和布克赛尔蒙古自治县、呼图壁县,区域为荒漠生态系统,井场、管线周边有少量荒漠植被生长。

评价范围内无大气环境敏感目标、无地表水敏感目标、无声环境敏感目标、无土壤环境敏感目标、无除潜水含水层以外的地下水环境保护目标、无生态敏感目标。管线沿线均为沙漠地区,无生态敏感目标。

评价范围及环境保护目标分布情况见表 1-13,图 1-1~图 1-4。

表 1-13 本项目环境保护目标一览表

环境要素	名称	坐标	保护对象	保护内容	环境功能分区	相对项目方位及距离
大气环境	无	/	/	不因项目建设而影响、降低区域大气环境功能等级	二类区	/
声环境	无	/	/	不对区域声环境造成影响	2 类	/
地表水环境	无	/	/	使用功能不降低	Ⅲ类	/
地下水环境	项目区地下水	区域地下水水质不因本项目的建设而恶化			Ⅲ类	项目区及周边
土壤环境	评价范围内、外土壤	不因项目建设而对评价范围内土壤造成污染，占地范围内达到 GB36600-2018 筛选值第二类标准限值；占地范围外达到 GB36600-2018 筛选值第一类标准限值			项目区及周边	
生态环境	荒漠植被	不改变生态功能			项目区及周边	
	野生动物	禁止破坏野生动物的生境及捕杀野生动物				
	Ⅱ2 天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区	做好植被恢复与水土保持工作，维持水土流失的程度不因项目建设而加剧				

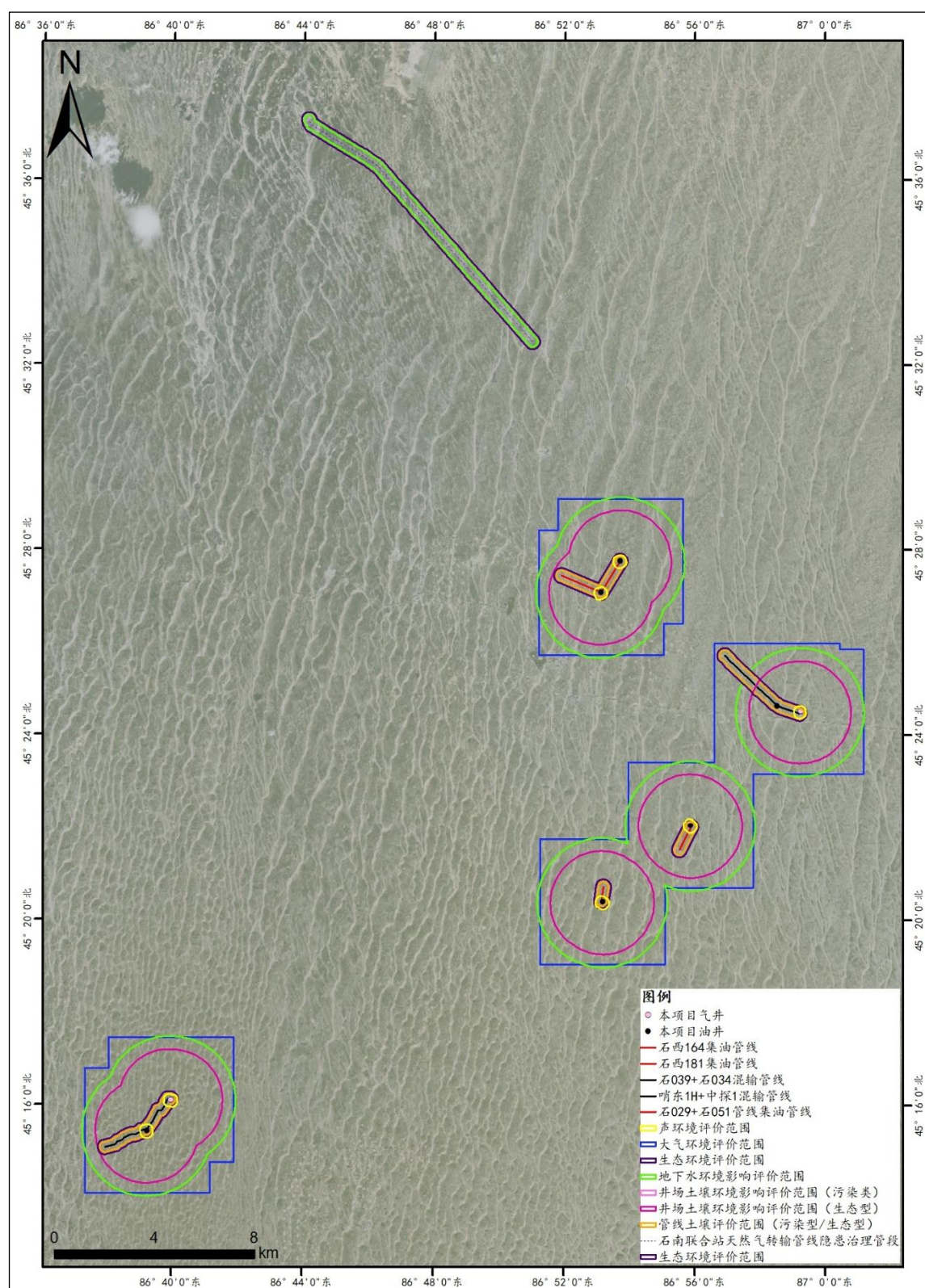


图 1-1 本项目评价范围及环境保护目标示意图（整体）

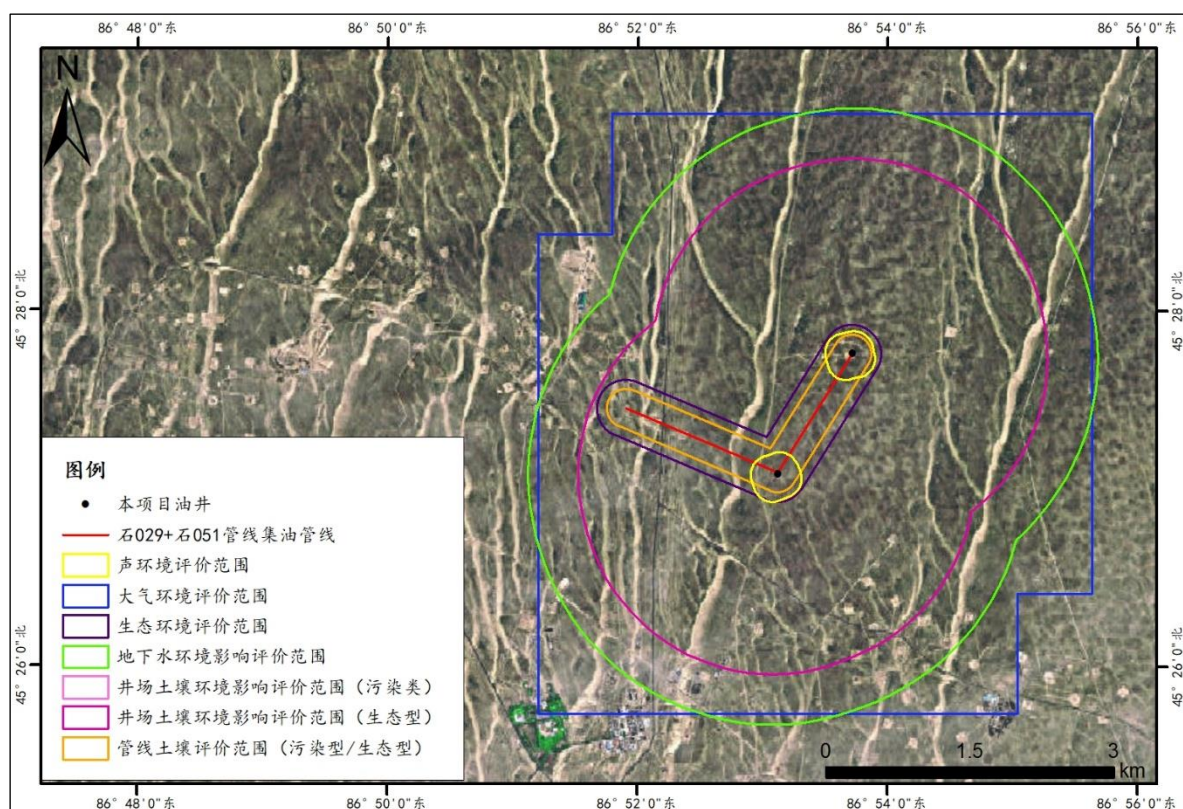


图 1-2 本项目评价范围及环境保护目标示意图（石 029、石 051）

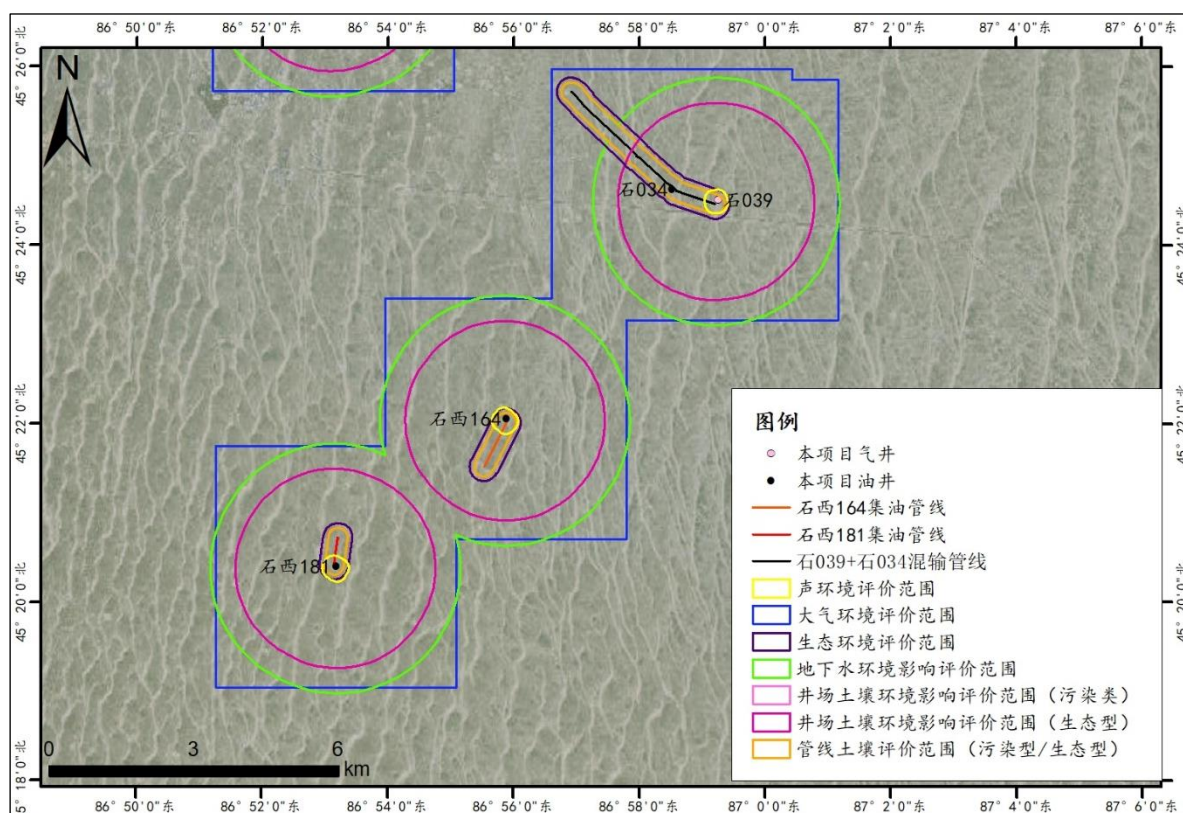
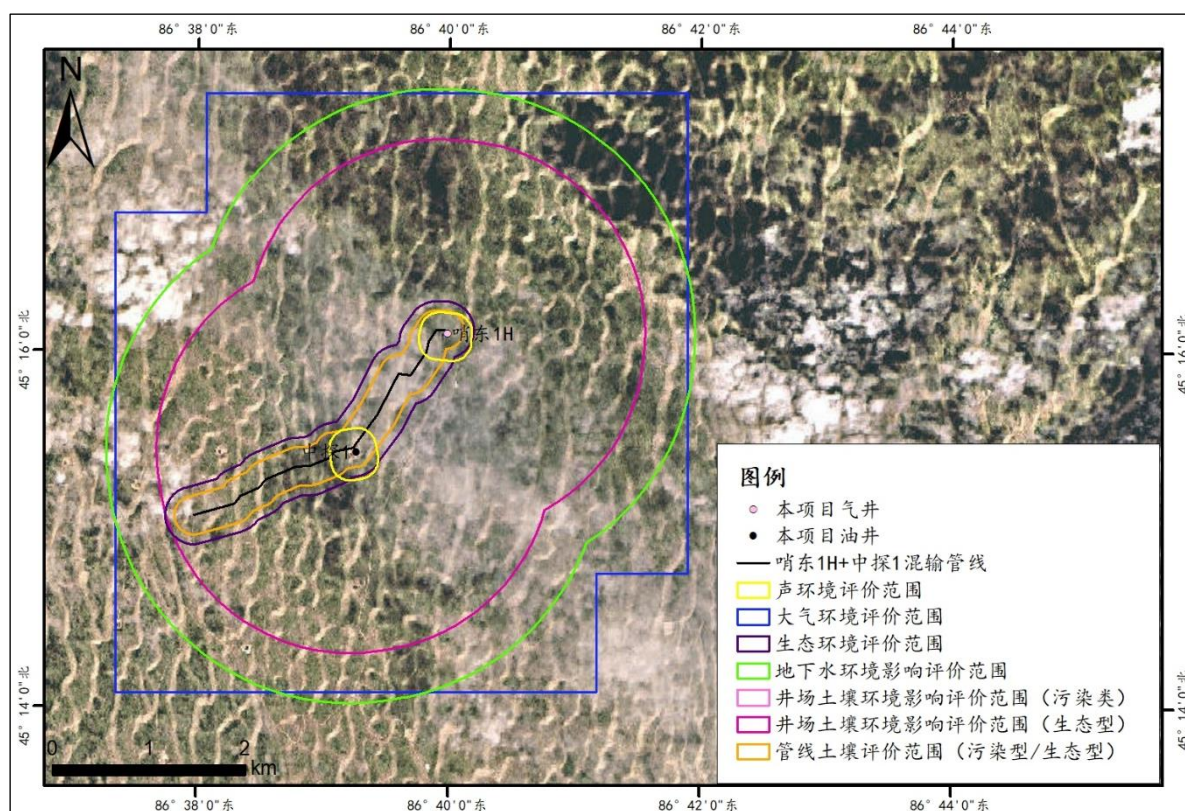


图 1-3 本项目评价范围及环境保护目标示意图（石 034、石 039、石西 164、石西 181）



2 现有工程分析

2.1 建设单位概况

2.1.1 中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司

新疆油田公司勘探开发研究院成立于 1958 年，原名新疆石油管理局科学研究所，其前身是 1951 年成立的中苏石油公司科学研究总化验室，1963 年成立油田研究所，1979 年发展成为勘探开发研究院，集油气预探、油气藏评价、油气田开发、地震-测井处理与解释、计算机技术应用与开发、科技信息和科研服务于一体。

1999 年注册成立了中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司，已开发区域按地理位置分为 4 大区域：西北缘区块、腹部区块、东部区块、南缘区块。

新疆油田分公司组织架构见表 2-1。

表 2-1 新疆油田分公司组织架构一览表

已开发区块	二级单位	所属行政区域	所属新疆生产建设兵团
西北缘区块	采油一厂、采油二厂、百口泉采油厂、风城油田作业区、黑油山有限责任公司、新港公司、红山公司、重油开发公司、玛湖勘探开发项目部	克拉玛依市、塔城地区和布克赛尔蒙古自治县	第七师（胡杨河市）：第 128 团；第 129 团；第 132 团；第 137 团；第八师（石河子市）：第 136 团；
腹部区块	陆梁油田作业区、石西油田作业区	塔城地区和布克赛尔蒙古自治县、昌吉州	/
	采气一厂（克拉美丽气站）	阿勒泰地区福海县	/
东部区块	准东采油厂、吉庆作业区	昌吉州吉木萨尔县、阜康市	第六师（五家渠市）：红旗农场、第 107 团
南缘区块	呼图壁储气库作业区	昌吉州呼图壁县	/
	采气一厂（玛河气站）	石河子市	第八师（石河子市）：第 152 团；
	采油一厂	塔城地区乌苏市	第七师（胡杨河市）：第 130 团；
		塔城地区沙湾市	/
/	油气储运公司	克拉玛依市：701 站、总站、石化站；昌吉州吉木萨尔县：北三台站	/
/	王家沟油气储运中心	乌鲁木齐市	/

2.1.2 中国石油新疆油田分公司石西油田作业区

石西油田作业区是中国石油新疆油田分公司下属二级单位，地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，作业区始建于 1986 年，1997 年首次建设地面开发工程，至今近 30 年开发历史，是新疆油田公司开发最成熟的作业区之一。

石西油田作业区现有运营管理结构见表 2-1。

表 2-2 石西油田作业区运营管理结构

序号	管理单元		下辖油田/场站/井区/油气藏	
1	采油运行维护中心	第一采油站	石西油田	石西 1、石西 2、石 014、石 002、石 006、石西 7 井区
			莫北油田	莫北 2、莫 005、莫北 9、莫北 10、莫北 11、莫 11、莫 109、莫 8、莫 116 井区
		第二采油站	石南油田	石南 31 井区
		第三采油站	石南油田	石南 4 井区、石 204 井区
2	油气处理运行维护中心	石西集中处理站		
		石西天然气处理站		
3	油气集输运行维护中心	石南联合站、石南 31 转油站		
		莫北转油站和莫 109 转油站（包括莫 7-莫 11 天然气处理站）		
4	综合服务办公室	石西公寓、石西生活污水处理站、石西生活垃圾填埋场和石西危废暂存点		

2.2 石西油田作业区现有工程环境影响回顾评价

2.2.1 石西油田开发历程

石西油田地质勘探工作始于 20 世纪 90 年代，1988 年勘探工作获得突破，发现石西构造；1992 年石西 1 井获高产工业油气流，发现石西油田；1995 年开始大规模勘探开发建设；1997 年 11 月 10 日成立；1998 年生产原油突破 100 万吨，创下“百万吨油田百人管理”的高效记录；2007 年累计生产原油突破 1000 万吨，2021 年 1 月累计产油量突破 2000 万吨。截至 2025 年，石西油田共有采油井数 969 口，开井数 556 口，水井总数 332 口，采气井总数 22 口，日产油水平 1273 吨，日产液水平 10697 吨，综合含水率 87.4%。

2.2.2 环保管理工作回顾

2.2.2.1 环评及验收

2020 年~2025 年，石西油田作业区进行了多次产能扩建及场站、附属设施技术改造，详见表 2-3，根据调查结果，评价时段内石西油田作业区基本落实了“三同时”

制度和竣工环境保护验收工作。

2.2.2.2 排污许可

石西油田作业区排污许可均为登记管理，共计取得 7 个排污登记回执，具体见表 2-4。

2.2.2.3 清洁生产

石西油田作业区自开发以来开展了四轮清洁生产审核，四轮均已通过清洁生产审核验收，其中第四轮于 2024 年 10 月 16 日已取得塔城地区生态环境局出具的关于对《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区第四轮清洁生产审核报告》的审查意见，根据《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区第四轮清洁生产审核报告》清洁生产水平分析结论和审查意见结论可知，石西油田作业区清洁生产审核工作取得预期效益，属于清洁生产先进企业。

表 2-3 石西油田作业区环评及验收手续履行情况

序号	项目名称	环评批复时间及文号	环保验收时间及文号
1	石西油田作业区玛湖探区 2024 年地面工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅，新环审[2024]220 号，2024 年 10 月 15 日	2025 年 9 月 29 日通过企业自主验收（和丰 3 井）
2	石西油田作业区新湖 1 井、新湖 101 井等产能建设工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅，新环审[2025]239 号，2025 年 10 月 10 日	正在建设
3	石南 4 原油转输管线安全隐患治理二期工程环境影响报告书	塔城地区生态环境局，塔地环审[2025]31 号，2025 年 5 月 31 日	2026 年 1 月 12 日通过企业自主验收
4	2025 年莫北井区油水井管线更换工程环境影响报告书	昌吉回族自治州生态环境局，昌州环评[2025]255 号，2025 年 11 月 27 日	正在建设
5	2025 年石西及石南井区油水井管线更换项目环境影响报告书	塔城地区生态环境局，塔地环审[2025]187 号，2025 年 9 月 26 日	正在建设
6	莫北油田前哨 2 井区三工河组油气藏开发工程环境影响报告书	昌吉回族自治州生态环境局，昌州环评[2025]62 号，2025 年 4 月 7 日	正在建设
7	莫北油田莫 116 井区侏罗系三工河组气藏产能建设项目环境影响报告书	昌吉回族自治州生态环境局，昌州环评[2025]254 号，2025 年 11 月 20 日	正在建设
8	石西油田石西石炭系油藏 2025 年开发建设工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅，新环审〔2025〕113 号，2025 年 4 月 30 日	正在建设
9	石西油田莫 017、莫 019 及莫 28H 井地面系统配套工程（变更）环境影响报告表	昌吉回族自治州生态环境局，昌州环评[2024]203 号，2024 年 8 月 6 日	2024 年 1 月 25 日通过企业自主验收
10	石西油田石南 31 注水 A 线优化工程环境影响报告书	塔城地区生态环境局，塔地环字[2023]245 号，2023 年 12 月 1 日	2024 年 10 月 18 日通过企业自主验收
11	石西油田作业区玛湖探区 2023 年地面工程环境影响报告书	昌吉回族自治州生态环境局，昌州环评[2023]285 号，2023 年 12 月 1 日	正在建设
12	莫北油田莫 11 井区侏罗系三工河组油藏地面工程环境影响报告书	昌吉回族自治州生态环境局，昌州环评[2024]66 号，2024 年 4 月 8 日	正在建设
13	石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏注水井 SN1921 补钻地面工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局，塔地环字[2020]16 号，2020 年 1 月 21 日	2021 年 11 月 4 日通过企业自主验收；开环验[2021]119 号

新疆油田拉油井密闭集输一期工程（石西油田作业区部分）环境影响报告书

序号	项目名称	环评批复时间及文号	环保验收时间及文号
14	石南油田石南 4-石南 21 西井区头屯河组油藏注水井 SND2814、SN6029 补钻地面工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局，塔地环字[2020]15 号， 2020 年 1 月 21 日	2021 年 11 月 4 日通过 企业自主验收
15	石西油田石西 10 井区清水河组油藏水平井开发部署地面工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局，塔地环字[2020]64 号， 2020 年 4 月 30 日	2023 年 3 月 7 日第一批 通过企业自主验收； 2023 年 11 月 20 日第二 批通过企业自主验收
16	石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏注水井 SN1639、SN1640 补钻地面工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局，塔地环字[2020]52 号， 2020 年 4 月 17 日	2021 年 10 月 25 日通过 企业自主验收；开环验 [2021]58 号
17	石西油田作业区 2020 年更新补钻工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局，塔地环字[2020]107 号， 2020 年 8 月 19 日	2023 年 12 月 1 日通过 企业自主验收
18	石西油田石西 2 井区西山窑组油藏开发部署地面工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅，新环审[2020]112 号， 2020 年 6 月 11 日	2021 年 10 月 25 日第一 批通过企业自主验收； 2023 年 5 月 25 日第二 批通过企业自主验收
19	莫 126 井区三工河组油藏开发地面工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅，新环审[2023]151 号， 2023 年 7 月 17 日	正在建设
20	石西油田陆南 1 井区侏罗系三工河组油藏水平井开发建设工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅，新环审[2023]112 号， 2023 年 6 月 14 日	2024 年 11 月 25 日第一 批通过企业自主验收
21	石西油田石 014 井区头屯河组油藏开发地面工程环境影响报告书	塔城地区生态环境局，塔地环字[2024]38 号， 2024 年 3 月 18 日	正在建设
22	石西油田石 014 井区西山窑组油气藏石 014 井断块油藏开发地面工程环境影响报告书	塔城地区生态环境局，塔地环字[2024]39 号， 2024 年 3 月 18 日	正在建设
23	石西油田集输管网腐蚀隐患治理工程（石西区块、石南区块）环境影响报告书	塔城地区生态环境局，塔地环字[2022]340 号， 2022 年 11 月 11 日	2025 年 9 月 29 日通 过企业自主验收
24	石南 4 原油转输管线安全隐患治理工程环境影响报告书	塔城地区生态环境局，塔地环字[2022]277 号， 2022 年 8 月 18 日	2024 年 1 月 25 日通过 企业自主验收
25	2022 年石南油田注水管网优化工程环境影响报告书	塔城地区生态环境局，塔地环字[2022]275 号， 2022 年 8 月 18 日	2024 年 10 月 18 日通过 企业自主验收

新疆油田拉油井密闭集输一期工程（石西油田作业区部分）环境影响报告书

序号	项目名称	环评批复时间及文号	环保验收时间及文号
26	石南 4 井区单井支线腐蚀隐患治理工程环境影响报告书	塔城地区生态环境局，塔地环字[2022]339 号， 2022 年 11 月 11 日	2025 年 9 月 29 日通过企业自主验收
27	石西 16 井区石炭系气藏地面工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅，新环审[2022]33 号，2022 年 3 月 3 日	2025 年 8 月 7 日一期工程通过企业自主验收
28	石 204 混输泵站输油管线新建工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局，塔地环字[2020]41 号， 2020 年 4 月 17 日	2020 年 11 月 4 日通过企业自主验收
29	莫北油田莫北 2 井区三工河组 J ₁ S ₂ ¹ 油气藏扩边区 2018 年水平井试验工程环境影响报告表	昌吉州生态环境局，昌州环评[2018]15 号，2018 年 3 月 12 日	2020 年 12 月 26 日第一批通过企业自主验收
30	石 204 井区石 220 断块侏罗系头屯河组油藏扩边开发地面工程环境影响报告书	塔城地区生态环境局，塔地环字[2020]170 号， 2020 年 12 月 12 日	2023 年 3 月 5 日第一批通过企业自主验收； 2024 年 10 月 25 日第二批通过企业自主验收
27	石西油田石炭系油藏滚动开发工程环境影响报告书	塔城地区生态环境局，塔地环字[2022]166 号， 2022 年 5 月 20 日	2023 年 12 月第一批通过企业自主验收；2024 年 11 月 15 日第二批通过企业自主验收
28	石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏 2019 年地面工程环境影响报告书	塔城地区生态环境局，塔地环字[2019]122 号， 2022 年 5 月 20 日	2020 年 12 月第一批通过企业自主验收；2023 年 11 月 27 日第二批通过企业自主验收
29	石西油田石西 1-陆南 1 井区石炭系油藏评价井 2022 年地面工程（石西 101 井区）环境影响报告书	塔城地区生态环境局，塔地环字[2022]290 号， 2022 年 9 月 2 日	2023 年 12 月 1 日通过企业自主验收
30	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	塔城地区生态环境局，塔地环字[2021]211 号， 2021 年 9 月 29 日	2023 年 12 月 1 日通过企业自主验收
31	石南油田石 204 井区西山窑组油藏扩边开发建设工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅，新环审[2021]193 号，2021 年 11 月 24 日	2023 年 7 月 28 日第一批通过企业自主验收
32	石南油田盐 238 井区侏罗系三工河组油藏地面工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅，新环审[2021]161 号，2021 年 9 月 30 日	2022 年 12 月 9 日第一批通过企业自主验收
33	石 204 井区石 220 井断块侏罗系头屯河组油藏开发地面建设工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局，塔地环字[2019]111 号， 2019 年 7 月 10 日	2021 年 11 月 4 日通过企业自主验收

新疆油田拉油井密闭集输一期工程（石西油田作业区部分）环境影响报告书

序号	项目名称	环评批复时间及文号	环保验收时间及文号
34	石南 21 井区侏罗系头屯河组油藏补钻更新井工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局，塔地环字[2019]54 号，2019 年 4 月 25 日	2021 年 6 月 25 日通过企业自主验收
35	石南油田石南 4 井区头屯河组油藏扩边水平井开发试验地面工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局，和生环评函字[2019]14 号，2019 年 3 月 21 日	2021 年 6 月 25 日通过企业自主验收
36	石西油田作业区盐 231 井和石 607 井地面集气工艺完善改造工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局，塔地环字[2018]236 号，2018 年 10 月 26 日	2020 年 4 月 16 日通过企业自主验收
37	石西油田莫 017、莫 019 及莫 28H 井地面系统配套工程（莫 019 井）环境影响报告表	昌吉回族自治州生态环境局，昌州环评[2023]20 号，2023 年 3 月 10 日	2024 年 1 月 25 日通过企业自主验收
38	莫北油田莫 109 井区三工河组油藏开发建设工程环境影响报告表	昌吉州生态环境局，昌州环评[2018]32 号，2018 年 7 月 17 日	2019 年 11 月 6 日通过企业自主验收
39	石南油田石南 4 井区头屯油藏扩边水平井开发试验地面工程环境影响报告表	原和布克赛尔蒙古自治县环保局，和环评函字[2019]14 号，2019 年 3 月 21 日	正在建设
40	石西油田石西 2 井区侏罗系三工河组油藏、石南油田作业区石南 4 井区侏罗系头屯河组油藏补钻更新井开发工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局，塔地环函字[2019]99 号，2019 年 6 月 19 日	2022 年 4 月 11 日通过企业自主验收
41	石南油田石 607 井区侏罗系三工河组油藏开发建设工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅，新环审[2019]113 号，2019 年 9 月 24 日	2021 年 11 月 4 日第一批通过企业自主验收
42	新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程（石西部分）环境影响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局，和生环评函字[2019]27 号，2019 年 7 月 12 日	2023 年 5 月 17 日通过企业自主验收
43	新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程-石南联合站密闭改造环境影响报告表	塔城地区生态环境局，塔地环字[2019]176 号，2019 年 11 月 7 日	2023 年 5 月 17 日通过企业自主验收
44	石南 31 转油站污水回注系统工艺完善工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局，和生环评函字[2018]47 号，2018 年 10 月 11 日	2020 年 4 月 16 日通过企业自主验收
45	石南联合站采出水处理系统改造完善工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅，新环审[2020]83 号，2020 年 5 月 8 日	2022 年 5 月 12 日通过企业自主验收
46	石西油田作业区生活污水处理系统改造工程环境影响报告表	原和布克赛尔蒙古自治县环保局，和环评函字[2018]50 号，2018 年 11 月 15 日	2020 年 1 月 10 日通过企业自主验收

表 2-4 石西油田作业区排污登记一览表

序号	排污单位	管理类别	许可证编号	排放口类型及数量（台）			有效期
				加热炉	锅炉	火炬	
1	中国石油新疆油田分公司 （石西油田作业区第一采油站）	登记管理	91650200715597998M034Y	9	28	0	2026-01-29 至 2031-1-28
2	中国石油新疆油田分公司 （石西油田作业区莫北转油站）	登记管理	91650200715597998M033X	10	3	3	2026-01-29 至 2031-1-28
3	中国石油新疆油田分公司 （石西油田作业区集中处理站）	登记管理	91650200715597998M051Z	0	5	1	2026-01-29 至 2031-1-28
4	中国石油新疆油田分公司 （石西油田作业区天然气处理站）	登记管理	91650200715597998M067X	5	0	2	2026-01-29 至 2031-1-28
5	中国石油新疆油田分公司 石西油田作业区石南（31）联合站	登记管理	91650200715597998M050Y	3	2	3	2026-01-29 至 2031-1-28
6	中国石油新疆油田分公司 （石西油田作业区第二三采油站）	登记管理	91650200715597998M046W	29	9	0	2026-01-29 至 2031-1-28
7	中国石油新疆油田分公司 （石西油田作业区综合服务站）	登记管理	91650200715597998M053Y	0	4	8	2026-01-29 至 2031-1-28

2.2.2.4 应急预案

1) 应急预案

石西油田作业区编制有《新疆油田分公司石西油田作业区突发环境事件应急预案》，该应急预案已于 2023 年 3 月 6 日在塔城地区生态环境局进行了备案，备案号 654200-2023-012-MT，已于 2023 年 3 月 9 日在昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局进行了备案，备案号 652323-2023-008-MT。

2) 应急演练

石西油田作业区制定了突发环境事件应急演练方案及应急演练计划，定期按照方案开展了应急演练，总结了演练过程中暴露的问题，并及时修订了突发环境事件应急预案。



图 2-1 应急演练影像记录

2.2.2.5 例行监测

1) 现行环境监测计划

受油气田滚动开发特点影响，建设项目逐年增多，尤其是老区块加密开发，存在单个建设项目环评监测计划与在建或已建工程重复的现象。因此，为避免重复监测，同时兼顾单个建设项目监测需求，石西油田作业区统筹安排全厂运营期监测计划，并且每年更新，本次评价收集了《新疆油田公司石西油田作业区 2026 年自行监测方案》，建设单位严格按照自行监测方案执行对废气（有组织废气、无组织废气）、废水、噪声进行监测。同时建立有例行监测台账，对现有污染源和各污染物排放量、达标情况等进行了统计汇总。

《新疆油田公司石西油田作业区 2026 年自行监测方案》主要包括锅炉废气、无组织废气、废水、噪声、地下水环境质量、土壤环境质量、环境空气质量的监测。

(1) 有组织废气

石西油田作业区固定源废气主要是锅炉、加热炉运行过程中产生的废气，包括 6 台生活锅炉、110 台加热炉。燃烧产生的废气通过烟囱直接排入大气环境。陆南油田

隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市，莫北油田中的莫北 2 井区、莫 005 井区、莫北 9 井区隶属于昌吉州玛纳斯县，莫北油田莫 109 井区隶属于昌吉州呼图壁县，均为重点区域，上述区块的锅炉、加热炉燃烧烟气各污染物排放浓度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中表 3 新建锅炉大气污染物特别排放浓度限值。石西油田和石南油田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，均为一般地区，上述区块的锅炉、加热炉燃烧烟气各污染物排放浓度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值。

（2）无组织废气

石西油田作业区无组织废气主要来自站场、井场，自行监测主要为包括 5 个油气集中处理站、1 个涉及凝析油的天然气处理站、1 个修井废液池。

（3）废水

石西油田作业区废水主要是工业废水和生活污水。工业废水经处理达标后回注油藏不外排。生活污水处理后排入蒸发塘，冬储夏灌。

（4）噪声

噪声污染源主要来自各类机泵及压缩机运行，通过设置隔音墙、吸声屏障来控制。厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的 3 类标准限值要求。

2）监测计划执行情况

石西油田作业区 2025 年 12 月在运行废气排放源 116 个，其中工业锅炉 7 台，加热炉 109 台；生活污水排口 1 个；设置环境质量监测点位共 31 处，其中厂界噪声监测 12 个点位，土壤监测 5 个点位，地下水监测 11 个点位，环境空气 3 个点位。所有监测按照本单位自行监测方案，均按期开展监测，按方案频次、项目进行监测。

2020 年、2021 年、2022 年、2023 年、2024 年、2026 年石西油田作业区委托西安康派斯质量检测有限公司、陕西华博检测技术有限公司、新疆冠农检测科技有限公司、陕西华博检测技术有限公司和新疆正天华能环境工程技术有限公司开展了污染源和环境质量监测。监测单位按照监测计划的点位、监测因子、监测频次分别对评价范围内的有组织废气、无组织废气、废水（仅石西公寓生活污水处理设施排口）、厂界噪声、土壤环境质量和地下水环境质量进行了监测，落实了监测计划。

2.2.2.6 环境管理

1）环境管理体系建设情况

石西油田作业区隶属于新疆油田公司管辖，环境管理依托新疆油田公司建立的

HSE 管理体系，组织贯彻健康、安全与环境的法律、法规和其他要求。新疆油田公司负责审定公司的 HSE 方针、目标、管理手册和管理方案；审定重大突发事件应急预案；组织公司的 HSE 管理体系审核工作，审定 HSE 管理体系审核计划和报告；审定 HSE 业绩考核方案和考核结果；审定事故调查、处理报告。下设有体系办公室，负责公司 HSE 管理体系的建立和运行管理；组织编制 HSE 年度工作计划，检查和考核 HSE 工作计划的实施情况；开展年度 HSE 管理体系内部审核、外部审核，配合开展管理评审；指导和协调解决 HSE 管理体系运行中存在的问题；HSE 管理体系的培训计划；HSE 管理体系方法的应用和推广。

在此基础上，石西油田作业区结合自身运营实际，建立和完善了石西油田作业区 HSE 管理体系的职责，制定了一系列环境管理制度及办法，如《新疆油田公司石西油田作业区环境因素识别、评价与控制管理规定》、《新疆油田公司石西油田作业区安全环保事故隐患管理规定》、《新疆油田公司石西油田作业区承包商健康安全与环境（HSE）监督管理办法》、《新疆油田公司石西油田作业区质量健康安全环境（QHSE）考核管理办法》、《新疆油田公司石西油田作业区健康、安全和环境（HSE）奖励管理规定》、《新疆油田公司石西油田作业区固体废物管理规定》、《新疆油田公司石西油田作业区环境保护管理规定》、《新疆油田公司石西油田作业区环境事件管理规定》、《新疆油田公司石西油田作业区安全生产管理规定》等。

综上所述，石西油田作业区在新疆油田公司环境管理体系的基础上，结合自身运营特点建立了比较完善的环境管理体系，整体而言，环境管理制度健全，但在环保手续等档案管理方面仍需加强与油田公司的衔接。

2) 排污口的规范化管理

石西油田作业区危险废物贮存场所设置有标志牌，各站场废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，加热炉、采暖锅炉和燃气压缩机均设置了排污口标识，压缩机房、泵房均设置了噪声排放口标志牌，基本能做到排污口规范化。

3) 绿色矿山建设情况

石西油田作业区组织第三方机构对辖区内的生产设施进行评估，并编制有《绿色矿山第三方评估报告》，评估结论为石西油田作业区符合绿色矿山建设规范要求，为国家绿色矿山企业。

2.2.2.7 污染物排放及总量指标要求落实情况

2020 年之前，许可排放量由新疆油田公司统一划拨，2021 年起按证排污，评价区块排污许可管理为登记管理，不许可排放量。

2.2.3 石西油田开发现状

2.2.3.1 工程组成

石西油田作业区工程组成见表 2-5。

表 2-5 石西油田作业区地面工程建设现状一览表

工程内容			单位	数量	情况简介	
油气集输工程	井场	采油井	口	969	556 口在产，413 口已关停	
		注水井	口	332	202 口在产，130 口已关停	
		采气井	口	22	14 口在产，8 口已关停	
	计量站		座	99	97 座在用，已关停 2 座	
	拉油站		座	54	集中拉油站 4 座，单井拉油站 50 座	
	油气集输管道		km	1153	单井出油管线 735km，集油干支线 221km，转输管线 197km	
	注水管道		km	372	单井注水管道 240km，注水干支线 132km	
	污水管道		km	74	/	
油气处理工程	油气处理	石西集中处理站			原油处理	设计处理能力：70×10 ⁴ t/a
		天然气处理站			天然气处理	设计处理能力：100×10 ⁴ m ³ /d
		石南联合站			原油预处理	设计转输能力：55×10 ⁴ t/a
					气田气处理	设计处理能力：30×10 ⁴ m ³ /d
					伴生气处理	设计处理能力：10×10 ⁴ m ³ /d
	油气转输	莫北转油站			原油转输预脱水处理系统	设计处理能力：60×10 ⁴ t/a
					采出水处理系统	设计处理能力：1500m ³ /d
					伴生气处理	设计处理能力：60×10 ⁴ m ³ /d
					气田气处理	设计能力：60×10 ⁴ m ³ /d
		莫 109 转油站			原油转输	设计转输能力：30×10 ⁴ t/a
					伴生气处理	设计处理能力：10×10 ⁴ m ³ /d
					莫 7-莫 11 天然气处理站 天然气处理	设计处理能力：22×10 ⁴ m ³ /d
		石南 31 转油站			原油转输	设计转输能力：50×10 ⁴ t/a
					伴生气增压 转输	设计处理能力：45×10 ⁴ m ³ /d
环保工程	废水	采出水	套	3	采出水处理	石西集中处理站 5000m ³ /d； 石南联合站 3000m ³ /d 莫北转油站 2000m ³ /d
		生活污水	套	1	1 套 600m ³ /d 生活污水处理装置，各处理站设化粪池和生活污水池各 1 座，生活污水定期拉运至作业区生活污水处理装置进行处理，处理达标的废水夏季用于沙漠植被绿化。	
	废气	供暖锅炉及热水锅炉	台	7	均以天然气为燃料	
		天然气压缩机	台	19	燃气压缩机，电压缩机	

		场站及油区加热炉	台	109	均以天然气为燃料	
		站场火炬	套	17	非正常工况下使用	
	固废	生活垃圾			1 座生活垃圾填埋场及危废临时贮存库，生活垃圾卫生填埋场设计库容为 25000m ³ ，处理规模为 1320t/a	
		危险废物			1 座危废暂存库，设计最大暂存容量为 400m ³ ，年暂存量为 700m ³ /a	
公用工程	供水	清水处理系统	套	3	15400 (m ³ /d)	石南联合站 3400m ³ /d
						莫北转油站 6000m ³ /d
						石西公寓 6000m ³ /d
	供电	变电站	座	4	作业区电源引自克拉玛依 110kV 变电所，作业区建有 1 座 110kV 变电站、3 座 35/10kV 变电站	
辅助工程	道路	油区道路	km	156.57	主要巡线道路为三级沥青路面，其余单井巡线道路为简易砂石路面	
	综合公寓	石西公寓	座	1	占地面积 15.58 万 m ² ，建筑面积 12191.11m ² ，配套生活居住能力为 258 人	

2.2.3.2 开发方式

石西油田作业区主要涉及的生产工艺有：采油工艺、采气工艺、注水工艺、油气集输工艺、原油处理工艺、天然气处理工艺、污水处理工艺。

1) 油气开采工艺

(1) 采油工艺

采油井口出的油气经井口水套炉加热后经过单井集油管线进计量站，被计量油井油气经自动选井三通阀，进计量分离器进行油气分离和计量。计量油井的油气分别进入地下压力平衡罐，然后汇入集油干线中。压力平衡罐接在集油线上方，又与计量分离器连通，用以平衡计量分离器及集油干线的压力，使分离器内的原油靠位差自动流出。不被计量的油井，油气直接通过三通阀进入集油干线。集油干线的原油输送到联合站，其中部分计量站集输管线汇总进入混输泵站，再通过集油干线输送到联合站。部分单井产出的原油由单井原油储罐储存后，经车拉至联合站。

(2) 采气工艺

天然气开采井，主要采用自喷及机械开采方式开采。采气井中的天然气由采气井口自喷采出，流经生产闸门、节流阀、紧急切断阀、流量计控制闸门后进入集气管线，天然气沿集气管线进入联合站，天然气除油器除油后进入增压站经压缩机增压外输；伴生气井中的天然气采用机械开采方式，油、气混合物经采出后进入集气管线，经联合站油气分离器分离后，天然气进入天然气处理站经压缩机增压外输。

(3) 注水工艺

稀油开采采用的是注水开发方式。利用注水井把水注入油层，以补充和保持油层压力的措施称为注水。油田投入开发后，随着开采时间的增长，油层本身能量将不断地被消耗，致使油层压力不断地下降，地下原油大量脱气，粘度增加，油井产量大大减少，甚至会停喷停产，造成地下残留大量死油采不出来。为了弥补原油采出后所造成的地下亏空，保持或提高油层压力，实现油田高产稳产，并获得较高的采收率，必须对油田进行注水。注水增压通过（注水干线）管线输送到配水间进行分水计量后，通过单井管线输送到井口（油层）。从注水增压通过（注水干线）管线输送，到单井管线输送到井口（油层）。

2.2.3.3 集输工艺

由于作业区地处荒漠，面积广阔，所处区域地形条件差异较大，加之各井区开发程度不同，因此地面工程因地制宜，采取不同的油气集输形式。

1) 密闭集输系统

(1) 石西油田：石西油田设 1 座处理站——石西集中处理站（站内设原油处理、天然气处理、采出水处理及注水系统），石西油田原油采用三级布站工艺，即单井——→计量站——→集中处理站。

(2) 石南油田：石南油田石南 31 井区设 1 座转油站——石南 31 转油站，采用四级布站工艺，即单井——→计量站——→转油站——→集中处理站。石南 4 井区和石 204 井区，设 1 座联合站——石南联合站，2 座转油站——石南 4 转油站和石南 31 转油站，采用四级布站工艺，即单井——→计量站——→转油站——→集中处理站。

(3) 莫北油田：莫北油田设 2 座转油站——莫北转油站和莫 109 转油站，莫北油田原油采用四级布站工艺，即单井——→计量站——→转油站——→集中处理站。莫北油田天然气采用三级布站工艺，即单井——→计量站——→转油站（内设伴生气和气田气处理系统）。

(4) 陆南油田：原油采用三级布站工艺，即单井——→计量站——→石西集中处理站。

2) 拉油输送

各采油站均分布着一些边远单井，由于产量低、位置偏僻，无法接入管道集输系统。目前石西集中处理站、石南联合站和莫北转油站均设有卸油台，各边远单井采出液由罐车拉运至就近的处理站卸油台，汇入处理站原油处理系统。

石西油田作业区油气集输及处理流程见图 2-2。

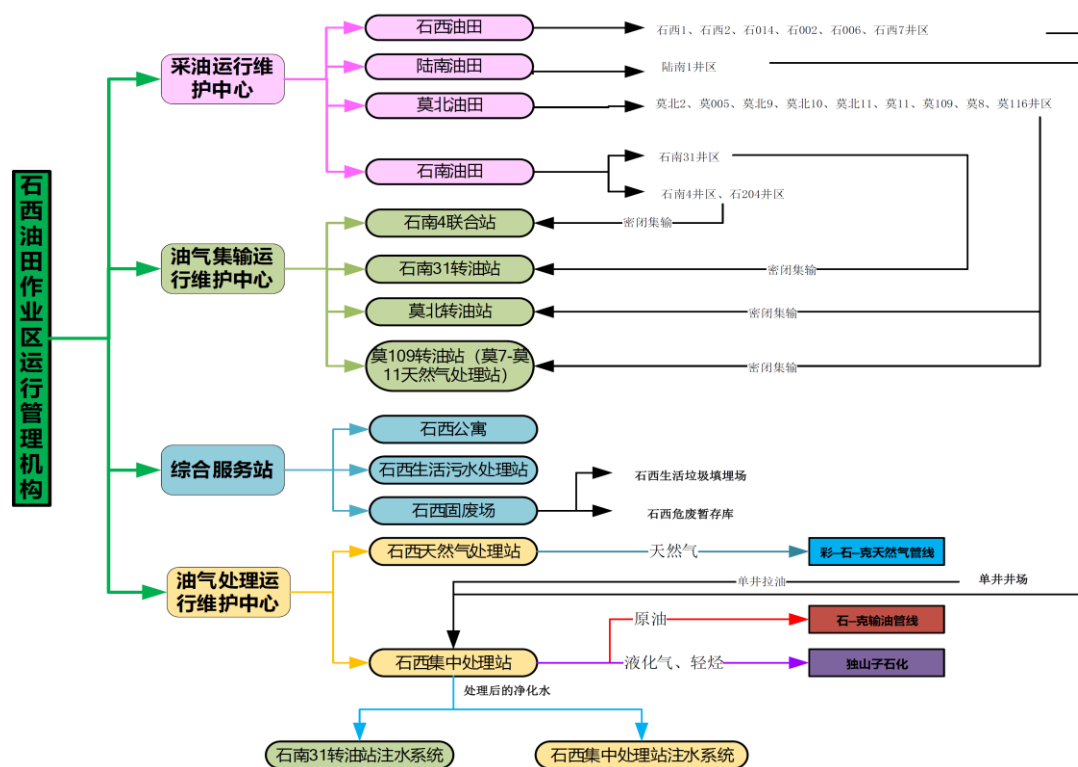


图 2-2 石西油田作业区油气集输及处理流程示意图

2.2.3.4 公用工程

1) 供水工程

石西油田作业区远离城镇，地处荒漠干旱区域，供水全部依靠自建地下水源地供给，在第一采油站、第二采油站及第三采油站均建有水源地。

作业区目前建设有 5 座清水处理系统，即石西清水处理系统、石南清水处理系统、莫北清水处理系统、石南 31 清水处理系统、莫 109 清水处理系统。

2) 排水工程

作业区废水主要为井下作业废水和生活污水。井下作业废水进入采出水处理系统进行处理，处理后用于油田注水开发；各场站建有化粪池及生活污水收集池，生活污水集中拉运至作业区生活污水处理站处置，污水达标后用于周围沙漠植被的绿化。

3) 供电工程

油田工作电源由克拉玛依 110kV 枢纽变电所送至石西集中处理站北侧的石西 110kV 变电所。石西集中处理站用电引自该站北侧的石西 110kV 枢纽变电所提供。

石南联合站利用石西 110kV 变电所到石南油田的 1 条 110kV(降压 35kV 运行)线路，将电再送至石南 35/10kV 变电所，其 10kV 出线为石南联合站供电。石南 31 转油站有 1 座 35/10kV 无人值守变电所，变电所容量 2 台×5.0MVA，其工作电源引自石南

21 变电所 35kV 出线柜，备用电源 T 接于石西-石南 35kV 线路。莫北油田用电引自石西 110kV 变电所，在莫北油田设莫北 35kV/10kV 变电所，所内有 10kV 配电室 1 间和 0.4kV 变配电室 1 间，转油站各配电室电源均引自该所。莫 109 转输处理站用电引自石西 110kV 变电所，在站内设 10kV 变压器两座，配电室 2 座，给全站用电设备配电。

石西油田作业区用电均主要由国家电网供给，部分为自备发电机组供给，燃料为油田自产天然气。

4) 道路系统

作业区现有道路总长度 156.57km，其中主要巡线道路为三级沥青路面，其余单井巡线道路为简易砂石路面。

5) 生活设施

石西集中处理站附近有作业区公寓 1 座，占地面积 15.58 万 m^2 ，建筑面积 12191.11 m^2 ，配套生活居住能力为 258 人。石西油田生产管理员工共 487 人，实行两班四倒制。

2.2.3.5 环保工程

已建污染防治设施包括石西集中处理站、石南联合站和石南 31 转油站站内的采出水处理系统；石西油田作业区生活基地生活污水处理装置；石西油田作业区生活垃圾填埋场；石西油田作业区危废贮存库。

各污染防治设施建设及运行情况见表 2-6。

表 2-6 现有染防治设施建设及运行情况

污染防治设施	建设情况	设计处理能力	实际运行情况	是否存在问题
石西集中处理站采出水处理系统	改造完成后投产于 2014 年 2 月	设计处理规模 5000m ³ /d，原油处理站高效聚结游离水脱除器脱出的含油污水进入沉降罐与分离器来液一起进行重力沉降，初步除去污水中的乳化油；出水进入调储罐，经反应提升泵打入反应罐内，同时投加水质净化剂，离子调整剂、净化凝聚剂等药剂，经过沉降分离，破乳后的污油与凝聚后的固体微粒与水分离，进入污泥浓缩罐，通过污泥泵进入废液池。经反应器处理净化后的出水进缓冲罐进行二次沉降。沉降后的水经过滤提升泵进入过滤缓冲罐，然后进入外输罐，一部分注入水井，一部分转水至石南 31 井区油藏注水开发。	石西集中处理站采出水处理系统采用“原油重核-催化强化絮凝净水”处理工艺及“两级过滤+电解盐杀菌”消毒工艺，目前实际处理规模 2100m ³ /d，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求（悬浮物≤15mg/L，含油≤10mg/L）后回注油藏，不外排。	正常运转
石南联合站采出水处理系统	改造完成后投产于 2022 年 5 月 21 日	建设一套 3000m ³ /d 采出水处理装置及配套设施，采出水采用“生物接触氧化法+多介质过滤器过滤+电解盐杀菌装置”处理工艺，处理达到《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中 0.05 μm ² <平均空气渗透率≤0.5 μm ² 的水质控制指标后全部回注现役油藏，主要处理石南联合站原油处理系统分离出的采出水。	建设一套 3000m ³ /d 采出水处理装置及配套设施，采出水采用“生物接触氧化法+多介质过滤器过滤+电解盐杀菌装置”处理工艺，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中的水质控制指标后全部回注现役油藏，主要处理石南联合站原油处理系统分离出的采出水。	正常运转
莫北转油站采出水处理系统	改造完成后投产于 2016 年	设计处理能力为：1500m ³ /d，采出水处理采用 SGOT 工艺，原油预脱水系统来水进入 SGOT 双旋流除油器进行物理除油，除油器可去除大部分水体中的油。出水进入缓冲水罐，经泵提升后进入 SGOT 速沉器，在速沉器中投加絮凝剂、助凝剂，药剂与污水反应后出水进入 SGOT 过滤器，经过滤后出水进注水系统进行回注。	现状处理量：500m ³ /d，采出水处理采用 SGOT 工艺，原油预脱水系统来水进入 SGOT 双旋流除油器进行物理除油，除油器可去除大部分水体中的油。出水进入缓冲水罐，经泵提升后进入 SGOT 速沉器，在速沉器中投加絮凝剂、助凝剂，药剂与污水反应后出水进入 SGOT 过滤器，经过滤后出水进注水系统进行回注。出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求（悬浮物≤15mg/L，含油≤10mg/L）。	正常运转

生活污水 处理设施	建成投产于 2022 年 6 月 1 日	采用“接触氧化+斜板沉淀+二氧化氯消毒”的处理工艺，处理能力 600m ³ /d，出水水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）的二级标准和《城市污水再利用城市杂用水标准》（GB/T18920-2002）中城市绿化指标后，夏季用于周围沙漠植被的绿化。石西集中处理站、石南联合站、石南 31 转油站和莫北转油站各新建 1 座 6.5m ³ 化粪池和 1 座 50m ³ 的生活污水池，各站生活污水定期拉运至石西公寓生活污水处理系统集中处理。	建设 1 座接触氧化池、1 座斜管沉淀池、1 座污水泵房、1 座污泥池、5 座化粪池和 5 座生活污水池，采用“接触氧化+斜板沉淀+二氧化氯消毒”的处理工艺，处理能力 600m ³ /d，出水水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）的二级标准和《城市污水再利用城市杂用水标准》（GB/T18920-2002）中城市绿化指标。	正常运转
石西油田 作业区生 活垃圾填 埋场及危 险废物临 时储存场 新建工程	建成投产于 2019 年 4 月 29 日	危废贮存库为半封闭式结构，地面与裙脚采取防渗、防腐措施，储存间裙脚高度为 200mm，防渗层采用 2mmHDPE 防渗膜+防渗混凝土防渗（50~100mm）+20mm 的水泥砂浆，修建排水沟（0.2m×0.2m×0.2m），设置 1 座收集池（5m×1.5m×1.5m），排水沟与收集池连接。废机油储存在容器中。	设置标识牌、警示牌、张贴管理制度，按照要求分区暂存沾油废物和含油污泥，作业区建立了危险废物管理台账，并按照要求填写了危险废物转移记录和危险废物贮存记录等，沾油废物和含油污泥最终交由具有相应危废处置资质的单位进行了处置。	正常运转
石西油田 作业区生 活垃圾填 埋场	建成投产于 2019 年 4 月 29 日	生活垃圾填埋场池体防渗采用 HDPE 防渗膜，设石笼导气井，渗滤液收集池，并在填埋场附近布设有地下水监测井。	设置标识牌、警示牌、张贴管理制度，作业区建立了生活垃圾管理台账，并按照要求填写了填埋记录。	已停用

2.3 现有及在建工程概况

2.3.1 8 口勘探井环境影响回顾

2.3.1.1 地理位置

勘探井地理坐标详见表 2-7，地理位置示意图见图 2-3。

表 2-7 8 口勘探井坐标一览表

序号	井号	坐标		行政区
		东经 (°)	北纬 (°)	
1	石 039	86.9875531	45.4085741	塔城地区和布克赛 尔蒙古自治县
2	石 034	86.9753710	45.4105336	
3	石西 181	86.8863346	45.3400053	
4	石西 164	86.9313005	45.3676300	
5	石 051	86.8853952	45.4513643	
6	石 029	86.8952598	45.4626772	
7	哨东 1H	86.6663947	45.2683891	昌吉回族自治州呼 图壁县
8	中探 1	86.6543395	45.2572481	

2.3.1.2 环保手续

除石 029 无环保手续（2013 年完钻），其余 7 口均已完成钻井工程的环境影响评价，6 口完成竣工环保自主验收，1 口正在组织验收，“三同时”情况详见见表 2-8。

2.3.1.3 钻井及试油工程回顾

本次评价依据勘探井环评报告、验收报告及现场踏勘，勘探井工程组成见表 2-9。

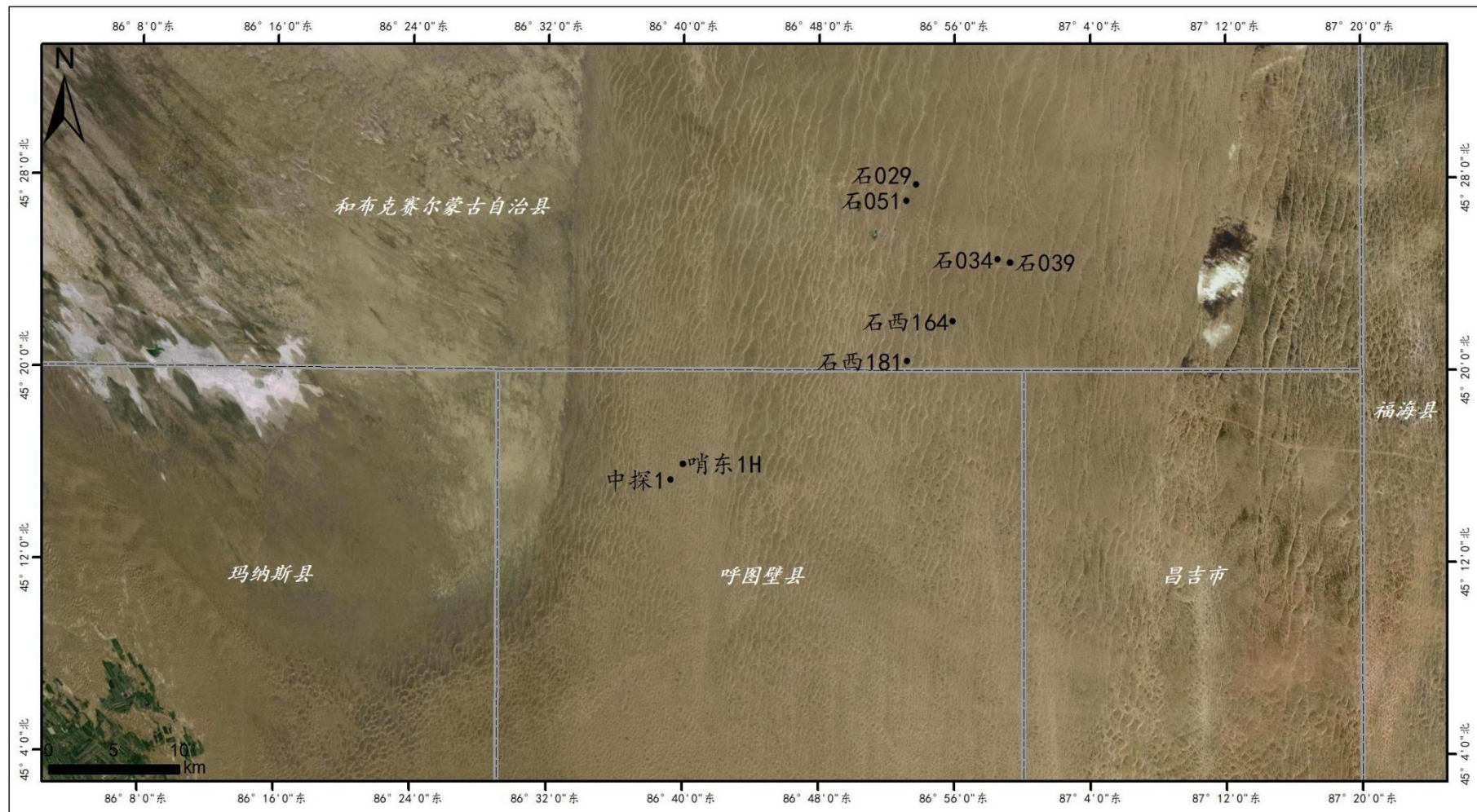


图 2-3 8 口勘探井地理位置示意图

表 2-8 8 口勘探井环保手续一览表

序号	井号	环评手续				验收手续	
		环评名称	环评批复	批复时间	审批部门	验收名称	自主验收时间
1	石 034	石西油田石西 6-石 014 井区侏罗系西山窑组、三工河组油藏评价井工程环境影响报告表	和生环评函字[2019]21 号	2019/5/15	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局	石西油田石西 6-石 014 井区侏罗系西山窑组、三工河组油藏工程	2021/2/2
2	石 039	石西油田石西 6 井区侏罗系西山窑组气藏评价井工程环境影响报告表	和环评函字[2020]18 号	2020/4/14		石西油田石西 6 井区侏罗系西山窑组气藏评价井工程（第一批）	2021/10/30
3	石西 181	石西 181H 井勘探钻探项目环境影响报告表	塔地环字[2022]268 号	2022/8/12	塔城地区生态环境局	石西 181H 井勘探钻探项目	2023/11/21
4	石西 164	石西 164 井勘探钻探项目环境影响报告表	塔地环字[2022]278 号	2022/9/16		石西 164 井勘探钻探项目	2023/11/16
5	哨东 1H	哨东 1 井勘探钻探项目环境影响报告表	昌州环评[2025]34 号	2025/2/15	昌吉回族自治州生态环境局	哨东 1 井勘探钻探项目	2025/11/22
6	中探 1	中探 1 井勘探钻探项目环境影响报告表	昌州环评[2024]37 号	2024/3/18		中探 1 井勘探钻探项目	2025/12/14
7	石 051	石西油田石西 2 区块侏罗系西山窑组、头屯河组油藏评价井工程环境影响报告表	塔地环审[2025]2 号	2025/1/3	塔城地区生态环境局	正在组织自主验收	/
8	石 029	/	/	/	/	/	

表 2-9 勘探井工程组成一览表

工程组成		工程内容							
		石 034	石 039	石西 181	石西 164	石 051	石 029	哨东 1H	中探 1
钻井工程		井型：直井	井型：直井	井型：直井	井型：直井	井型：直井	井型：直井	井型：水平井	井型：直井
		井别：评价井	井别：评价井	井别：评价井	井别：评价井	井别：评价井	井别：评价井	井别：评价井	井别：评价井
		钻井进尺：3350m	钻井进尺：1420m	钻井进尺：5160m	钻井进尺：3075m	钻井进尺：3350m	钻井进尺：3350m	钻井进尺：5381m	钻井进尺：7557m
		钻井液：水基	钻井液：水基	钻井液：水基	钻井液：水基	钻井液：水基	钻井液：水基	钻井液：水基	钻井液：水基
环 保 工 程	废气	主要为施工扬尘、柴油机及柴油发电机工作燃料消耗排放的烟气，无伴生气放散燃烧	主要为施工扬尘、柴油机及柴油发电机工作燃料消耗排放的烟气，伴生气放散燃烧	主要为施工扬尘、柴油机及柴油发电机工作燃料消耗排放的烟气，伴生气放散燃烧	主要为施工扬尘、柴油机及柴油发电机工作燃料消耗排放的烟气，伴生气放散燃烧	主要为施工扬尘、柴油机及柴油发电机工作燃料消耗排放的烟气，伴生气放散燃烧	主要为施工扬尘、柴油机及柴油发电机工作燃料消耗排放的烟气，伴生气放散燃烧	主要为施工扬尘、柴油机及柴油发电机工作燃料消耗排放的烟气，伴生气放散燃烧	主要为施工扬尘、柴油机及柴油发电机工作燃料消耗排放的烟气，伴生气放散燃烧
	废水	试油废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至石西集中处理站	试油废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至石西集中处理站	试油废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至石西集中处理站	试油废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至石西集中处理站	试油废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至石西集中处理站	试油废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至石西集中处理站	试油废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至莫北转油站	试油废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至莫北转油站
		生活营地设置生活污水防渗收集池，钻井结束后填埋	生活营地设置生活污水防渗收集池，生活污水最终拉运至石西油田作业区生活污水处理系统处理	生活营地设置生活污水防渗收集池，生活污水最终拉运至石西油田作业区生活污水处理系统处理	生活污水排入生活污水池，委托克拉玛依市鑫塔有限责任公司拉运至乌尔禾污水处理厂处理	生活污水排入生活污水池，委托克拉玛依市鑫塔有限责任公司拉运至乌尔禾污水处理厂处理	生活污水排入生活污水池，委托克拉玛依市鑫塔有限责任公司拉运至乌尔禾污水处理厂处理	生活营地设 1 座防渗收集池，生活污水定期清运至乌尔禾污水处理厂处理	生活营地设 1 座防渗收集池，生活污水定期清运至乌尔禾污水处理厂处理
	固废	废油用废油罐收集，在施工结束后废油交由克拉玛依博达生态环保科技有限公司回收处理	/	/	/	/	/	/	/
		泥浆、岩屑经不落地系统进行无害化处理后所产生的废弃泥浆、岩屑晾晒干化后，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中表 1 综合利用污染限值后，用于铺设油区内部道路、铺垫井场	泥浆、岩屑经不落地系统进行无害化处理后所产生的废弃泥浆、岩屑晾晒干化后，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中表 1 综合利用污染限值后，用于铺设油区内部道路、铺垫井场	钻井废弃岩屑交由新疆宇洲能源科技有限责任公司清运处置	钻井岩屑交由新疆宇洲能源科技有限责任公司清运处置	钻井岩屑交由新疆宇洲能源科技有限责任公司清运处置	钻井岩屑交由新疆宇洲能源科技有限责任公司清运处置	钻井岩屑交由新疆宇洲能源科技有限责任公司清运处置	钻井岩屑交由新疆宇洲能源科技有限责任公司清运处置
		生活垃圾收集后交由克拉玛依市鑫塔物业服务有限责任公司	生活垃圾集中堆放，定期清运至生活垃圾填埋场处理	生活垃圾交由克拉玛依市亨达服务有限责任公司处置	生活垃圾收集后交由克拉玛依市鑫塔物业服务有限责任公司	生活垃圾收集后交由克拉玛依市鑫塔物业服务有限责任公司	生活垃圾收集后交由克拉玛依市鑫塔物业服务有限责任公司	生活垃圾收集后交由克拉玛依市鑫塔物业服务有限责任公司	生活垃圾收集后交由克拉玛依市鑫塔物业服务有限责任公司
	噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫	选用低噪声设备，安装基础减振垫	选用低噪声设备，安装基础减振垫	选用低噪声设备，安装基础减振垫	选用低噪声设备，安装基础减振垫	选用低噪声设备，安装基础减振垫	选用低噪声设备，安装基础减振垫	选用低噪声设备，安装基础减振垫

2.3.2 石南联合站天然气转输管线环境影响回顾

石西油田作业区石南联合站天然气转输管线建成投产于 2000 年，管道长度 26.509km，管道外径 159mm，设计壁厚 6mm，管道材质为 20 号碳素钢，设计压力 4MPa，近 3 年最高运行压力 3.2MPa，管道防腐（保温）层为环氧煤沥青玻璃丝布，管线起点为石南联合站、终点为石西集中处理站。

管线正常运行过程中无废气、废水、噪声产生，固体废物主要为清管废渣。

该管线环保手续包含在《中国石油新疆油田分公司石南油田开发建设项目环境影响报告书》（新环监字[2000]191 号）中，于 2004 年 9 月 12 日完成验收。

但该管线投运 20 多年，自 2021 年 1 月，天然气转输管线频繁出现管破，截至 2025 年底共计处理管道破裂 12 次。由于管线腐蚀严重，2023 至 2025 年已组织管线更换 7 次，共计更换管线 160m。

根据《石南 4~石西伴生气线管道完整性检测评价报告》：本次检测共发现外防腐层破损点 56 处，报告建议“对出石南联合站后 4km 内管线立即维修或者更换泄漏密集管段”，石西油田作业区结合实际需求及后续发展规划，拟对出站后 13km 管线进行局部更换。

2.4 现有及在建工程存在的环境问题及整改情况

1) 根据资料调研和现场踏勘，本项目涉及的各区块工程不存在环境问题，无需提出“以新带老”整改方案；

2) 根据《关于建设项目“未批先建”违法行为法律适用问题的意见》（环政法函[2018]31 号）“‘未批先建’违法行为的行政处罚追溯期限应当自建设行为终了之日起计算。因此，‘未批先建’违法行为自建设行为终了之日起二年内未被发现的，环保部门应当遵守《行政处罚法》第二十九条（现第三十六条）的规定，不予行政处罚”，石 029 井建成于 2013 年，距今 13 年已超出处罚追溯期限，目前处于停运状态，本次评价将其转为生产井，完善产能环境影响评价手续，待项目批复实施后，由建设单位及时组织竣工环保验收工作，对该井环保手续进行闭环。

3) 建设单位应尽快完成与本项目相关的石 051 勘探井的竣工环保验收工作，原则上应在本项目实施前完成。

4) 石南联合站天然气转输管线存在泄漏隐患，应及时更换管段，纳入本次环境影响评价工作。

3 本项目工程分析

3.1 工程概况

项目名称：新疆油田拉油井密闭集输建设一期工程（石西油田作业区部分）

建设单位：中国石油新疆油田分公司石西油田作业区

建设性质：改扩建

建设地点：1) 石 039、石 034、石西 181、石西 164、石 029、石 051 井及其地面工程，石南联合站天然气转输管线隐患治理工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县；2) 哨东 1H、中探 1 井及其地面工程位于昌吉回族自治州呼图壁县；3) 项目整体地理位置见图 3-1（行政区划图）、图 3-2（卫片图）。

建设内容：

1) 总体工程

(1) 产能工程：8 口勘探井转为生产井（6 口油井、2 口气井），分布于 8 座单井井场；6 口油井分别为石 034、石西 181、石西 164、石 029、石 051、中探 1，共设置 6 套抽油机；2 口气井分别为哨东 1H、石 039，共设置 2 套采气树；配套各类集输管线 19.5km。(2) 对石南联合站天然气转输管线进行隐患治理，原址更换出站后 13.0km 管段。

2) 和布克赛尔蒙古自治县内工程内容

(1) 将 6 口勘探井转为生产井（5 口油井、1 口气井），井号分别为石 034、石 039（气井）、石 029、石 051、石西 181、石西 164，分布于 6 座单井井场，共设置 5 套抽油机及 1 套采气树；

(2) 新建 DN80 8.5km 混输管线串接石 034、石 039 井，接入现有 SH2502 计量间后经现有集油管线密闭管输至进入石西集中处理站；2 座井场各自新建 1 座单井计量装置，石 039 井场新建 1 台 50kW 电加热节流橇；

(3) 新建 DN80 4.5km 集油管线串接石 029、石 051 井，接入现有石西 10#计量间后经现有集油管线密闭管输至石西集中处理站；

(4) 新建石西 181 单井集油管线 DN100 1.0km，接入在建石西 18 井集油管线后，再经现有石西 16 井至石西 2 号计量间集油支线密闭管输至石西集中处理站；新建石西 164 单井集油管线 DN50 1.5km，接入现有石西 16 井至石西 2#计量间集油支线密闭管输至石西集中处理站；石西 181、石西 164 井场各自新建 1 座单井计量装置；

(5) 石南联合站天然气转输管线隐患治理：对石南联合站天然气转输管线出站

后 13.0km 内的管段进行隐患治理，先原位新建 13.0km 管段（管径 D168×7mm、设计压力 4Mpa、无缝钢管），新管段起止点与原管线连接，然后对 13.0km 旧管线清洗和拆除；设计输气规模 $40 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，与原管线一致。

和布克赛尔蒙古自治县工程分布见图 3-3。

3) 呼图壁县内工程内容

(1) 将 2 口勘探井转为生产井（1 口油井、1 口气井），井号分别为哨东 1H（气井）、中探 1，分布于 2 座单井井场，共设置 1 套抽油机及 1 套采气树；

(2) 新建 DN50 4.0km 混输管线串接哨东 1H、中探 1 井，搭接在建 QSHW202 井外输管线后，经在建前哨 401 混输管线密闭管输至莫北转油站；

呼图壁县工程分布见图 3-4。

4) 各井场配套建设自控、供电、通信、消防等工程。

项目实施后，最大年产油量为 6875t（第 1 年），最大产气量 $1527.90 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，最大年产液量为 20449.65t（第 1 年）。

建设投资：总投资 1865.13 万元，环保投资 98.8 万元，占项目总投资 5.30%

建设周期：300d

运行时间：年运行 330d、7920h

图 3-1 本项目地理位置示意图

图 3-2 本项目地理位置示意图（卫片图）

图 3-3 本项目地理位置示意图（和布克赛尔蒙古自治县）

图 3-4 本项目地理位置示意图（呼图壁县）

3.2 工程组成

本项目主要工程组成情况具体见表 3-1。

表 3-1 工程组成表

工程类型		工程名称	合计	工程内容	备注
主体工程	采油工程	抽油机	6 座	石 034、石西 181、石西 164、石 029、石 051、中探 1 井各 1 座	新建
	采气工程	采气树	2 座	哨东 1H、石 039 井各 1 座	新建
	油气集输工程	石 039、石 034 混输管线	8.5km	新建 DN80 3.5MPa 8.5km 高压玻璃纤维混输管线，串接 2 井	新建
		石 029、石 051 集油管线	4.5km	新建 DN80 3.5MPa 4.5km 高压玻璃纤维集油管线，串接 2 井	新建
		石西 181 集油管线	1.0km	新建 DN100 3.5MPa 1.0km 高压玻璃纤维集油管线	新建
		石西 164 集油管线	1.5km	新建 DN50 3.5MPa 1.5km 高压玻璃纤维集油管线	新建
		哨东 1H、中探 1 混输管线	4.0km	新建 DN50 3.5MPa 4.0km 高压玻璃纤维混输管线，串接 2 井	新建
		电加热节流橇	1 套	石 039 井场建设 1 台 50kW 电加热节流橇	新建
	石南联合站天然气转输管线隐患治理工程	更新输气管线		新建 13.0km 管线，管径 D168×7mm，设计压力 4.0MPa、材质为无缝钢管，设计输气能力 40×10 ⁴ m ³ /d	改建
		旧输气管线弃置		13.0km 旧管线停输后采用清水清洗，然后挖出回收	拆除
		穿跨越工程		1) 顶管穿越进井路（沥青）64m/4 处；2) 开挖穿越进井路（碎石）60m/5 处	新建
辅助工程	道路工程	道路	6190m	8 口勘探井道路转为进井路（不需改造），宽度均为 8.5m，其中： 石 034 井场进井路 450m；石 039 井场进井路 300m；石 029 井场进井路 470m； 石 051 井场进井路 160m；石西 181 井场进井路 1650m；石西 164 井场进井路 560m；哨东 1H 井场进井路 2150m；中探 1 井场进井路 450m	依托
	自控工程	RTU 数据采集系统	8 套	8 座井场各自新建 1 套，完成井口工艺参数的采集	新建
		视频监控系统	8 套	8 座井场各自新建 1 套视频监控及配套设施	新建
	电力工程	变压器	8 台	8 座井场各自新建箱式变压器 1 台	新建
	管线隐患治理附属工程	管道防腐		采用常温型加强级三层 PE 防腐层，热煨弯管采用无溶剂液体环氧涂料+聚丙烯胶带，补口采用聚乙烯热收缩补口带	新建
		管线保温		埋地管线不再另行保温	新建
		三桩		合计 194 个：里程桩 13 个、标志桩 30 个、转角桩 30 个	新建
		警示带		13.0km（全线在管顶上方 500mm 处设置宽 200mm 的警示带）	新建
		自控系统		依托石南联合站、石西集中处理站内现有自控系统	/

工程类型		工程名称	合计	工程内容	备注
	管线隐患治理临时工程	施工便道		不新建	依托
		伴行路		不新建	依托
		施工营地		施工期不设置施工营地，依托石西集中公寓	/
		弃土场		不设弃土场	/
公用工程	给排水工程	给水		施工期人员生活用水依托石西公寓	依托
		排水		本项目施工期、运营期和退役期的废水均不外排；井场雨水自然外排	依托
	供电			1) 施工期：用电采用柴油发电机 2) 运营期：用电引自油田附近已建线路	新建
	供热			石 039 热源来自井场 1 台 50kW 电加热节流橇	新建
	消防工程			井场新建若干手提式和推车式移动消防器材装置等	新建
环保工程	施工期	废气		1) 原材料运输、堆放要求遮盖；及时清理场地上弃渣料，采取覆盖、洒水抑尘； 2) 加强施工管理，尽可能缩短施工周期，采用符合标准燃油指标的设备； 3) 选用低毒焊条，规范操作等	新建
		废水		1) 旧管线清管废水依托石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回用于注水开发，不外排； 2) 新管线试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排； 3) 施工人员生活污水依托石西生活污水处理站处理达标后用于作业区绿化，不外排	依托
		固废		1) 施工废料部分回收利用，剩余废料拉运至当地垃圾填埋场； 2) 生活垃圾集中收集后拉运至石西生活垃圾填埋场卫生填埋	依托
		噪声		合理安排施工时间，选用低噪声设备，加强维修保养	新建
		生态环境		1) 减少施工占地，对临时占地进行生态恢复； 2) 管线隐患治理工程设置 1m×1m 草方格防风固沙	新建
		环境风险		施工、选材等环节严守质量关	新建
	运营期	废气		井场动、静密封点加强管理，减少跑冒滴漏	新建
		废水		井下作业废液、洗井废水依托石西集中处理站，采出水依托石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排。	依托
		固废		废防渗材料、清罐底泥、清管废渣、落地油临时暂存在石西油田作业区危废贮存点，最终委托有危废处理资质的单位进行无害化处置	依托
		噪声		合理布局井场，选用低噪声设备，加强维修保养	新建
		生态环境		临时占地逐渐恢复原貌，加强巡护人员管理	新建
		环境风险		配备应急物资；建立健全环境风险应急预案；定期开展应急演练；委托监测等	新建
	其他	永久占地		占地面积 11.0215hm ² ，为井场及进井路永久占地	/
		临时占地		占地面积 36.4hm ² ，为管线施工作业带临时占地	/
		合计占地		合计占地面积 47.4215hm ²	/

3.3 主体工程

3.3.1 产能工程

3.3.1.1 油（气）藏特征

本项目产能地面工程涉及 6 个井区，所在井区地层、构造和储层特征简介见表 3-2。

表 3-2 各井区油（气）藏特征简介

井号	所在井区	地层特征	构造特征	储层特征
石 029、石 051	石西 2	石炭系发育完整的火山喷发旋回，自下而上可划分为基性-中基性、中性和中酸性三个岩性段-；侏罗系西山窑组电性曲线显示具有三套明显的煤层，是重要的地层标志。	位于陆梁隆起南缘石南断凸，为被三条断裂控制的断块性凸起，构造走向近东西向、倾向南北，断块活动性强，局部破碎变形剧烈。	石炭系火成岩储层物性好、厚度大、储量丰富；储集空间以裂缝和溶蚀孔隙为主，为裂缝孔隙型双重介质储层，非均质性强。
石 034、石 039	石西 6	主要含油气层系为侏罗系西山窑组至白垩系清水河组（J ₂ xK ₁ q）地层。	位于石西油田，构造上受较低倾角、小断层控制，发育泥岩涂抹层，对断层封闭性起关键作用，阻止了下部油气沿断裂运移。	储层特征与石西油田石炭系火山岩类似，储集岩为中性的安山岩、安山质火山角砾岩以及酸性的英安岩、英安质角砾熔岩，储集空间主要为与裂缝连通的溶蚀孔隙，属于低渗透、强非均质性的裂缝孔隙型储集体。
石西 164	石西 16	深层为石炭系基底，上部为三叠系、侏罗系组成的披覆背斜，具有双层结构特征；主要勘探目的层为侏罗系三工河组二段，为中浅层快速增储的有利层系。	位于石西凸起向滴南凸起过渡的鼻凸带，紧邻生油凹陷，构造位置有利；建立了“鼻凸控藏、断裂控输、凹槽控砂”的成藏模式，断层岩性复合圈闭发育。	三工河组二段断层岩性油气藏获高产工业油气流，证实该区具有良好产能；石炭系油藏储层物性好，为裂缝孔隙型双重介质储集体。
石西 181	石西 18	深层石炭系广泛发育中酸性浅成侵入岩和沉火山岩，为克拉美丽气田重要的储集岩；地层埋藏深度约 3500~3800m，地层温度 110~114℃，地层压力 41~48MPa。	位于滴南凸起西段，受断裂、岩性、地层等控制形成多个次级圈闭，圈闭类型多样，以构造岩性复合型为主。	岩性以酸性花岗斑岩、二长玢岩为主，储集空间为晶间孔、长石斑晶溶孔、构造缝、微裂缝；储层孔隙度在 5%~15%之间，渗透率约 0.01~1mD；为孔隙裂缝双重介质火山岩储集体，射孔段平均日产气量超过 10×10 ⁴ m ³ 。
哨东 1H、中探 1	哨东 1 井区	该区目前处于勘探初期，深层石炭系或二叠系地层。	构造背景应与准噶尔盆地腹部隆起带一致，属于新生古储型构造背景。	其储层特征有待后续试油及开发阶段进一步揭示。

3.3.1.2 油气资源类型

1) 原油

根据建设单位提供的试油分析资料，原油性质见表 3-3。

2) 天然气

根据勘探井资料，开发区块不含硫化氢，天然气成分见表 3-4。

3) 采出水物性

根据建设单位提供的勘探井试油分析资料，采出水物性见表 3-5。

表 3-3 原油性质分析表

井号	所在井区	密度 (g/cm ³)	黏度 (50℃mpa. s)	含蜡量 (%)	凝固点 (℃)
石 029、石 051	石西 2	0.82	5.73	9.63	12.40
石 034、石 039	石西 6	0.848	8.8	7.29	12.0
石西 164	石西 16	0.79	1.80	5.91	6.7
石西 181	石西 18	0.81	2.9	8.5	11.21
哨东 1H、中探 1	哨东 1 井区	0.86	10.77	5.67	17.7

表 3-4 天然气成分表 (单位: %)

井号	井区	密度 (kg/m ³)	天然气组分%									
			甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	二氧化碳	氮气
石 029、石 051	石西 2	0.6137	90.45	3.65	1.05	0.50	0.22	0.25	0.05	0.0	0.01	3.82
石 034、石 039	石西 6	0.6499	86.77	6.06	4.88	0.72	0.12	0.05	0.04	0.0	0.57	0.79
石西 164	石西 16	0.6796	84.03	5.40	2.74	1.21	1.08	0.45	0.32	0.26	0.03	4.48
石西 181	石西 18	0.7270	78.43	5.26	3.63	3.34	1.56	0.43	0.31	0.31	0.16	6.57
哨东 1H、中探 1	哨东 1 井区	0.6339	89.82	4.48	1.44	0.38	0.50	0.14	0.48	0.20	0.48	2.08
注：表中占比为体积百分比。												

表 3-5 采出水物性

区块	主要离子 mg/L				矿化度 mg/L	水型
	Ca ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻		
石西 2	106.58	5977.94	1772.31	1345.31	13806.35	NaHCO ₃
石西 6	611.5	8946.0	405.4	444.7	15862.0	CaCl ₂
石西 16、石西 18	2713.82	14529.35	908.59	525.99	26273.09	CaCl ₂
哨东 1 井区	113.7	10084.9	2130.8	1818.2	22249.0	NaHCO ₃

3.3.1.3 开发规划

1) 开发方式

本项目采用天然能量开发。

2) 开发规模及指标

项目实施后，最大年产油量为 6875t（第 1 年），最大产气量 $1527.90 \times 10^4 \text{m}^3$ ，最大年产液量为 20449.65t（第 1 年）。本项目主要开发指标预测情况见表 3-6，各井主要开发预测指标情况见表 3-7～表 3-14。

表 3-6 本项目主要开发指标预测表（合计值）

开发年度	年产油量	年产气量	年产液量	累计产油量	累计产气量	平均含水率
	t/a	$10^4 \text{m}^3/\text{a}$	t/a	t	10^4m^3	%
1	6875.00	1527.90	20449.65	6875.00	1527.90	66.4
2	6377.80	1198.01	20577.47	13252.80	2725.91	69.0
3	5920.38	1082.61	20708.21	19173.18	3808.52	71.4
4	5499.55	996.00	20841.62	24672.72	4804.52	73.6
5	5112.38	916.32	20977.50	29785.10	5720.85	75.6
6	4756.19	843.02	21115.66	34541.30	6563.87	77.5
7	4428.50	775.58	21255.92	38969.79	7339.44	79.2
8	4127.02	713.53	21398.12	43096.81	8052.97	80.7
9	3849.66	656.45	21542.11	46946.46	8709.42	82.1
10	3594.48	603.93	21687.76	50540.95	9313.35	83.4
11	3359.72	555.62	21834.93	53900.67	9868.97	84.6
12	3143.75	511.17	21983.52	57044.42	10380.14	85.7
13	2945.05	470.27	22133.42	59989.46	10850.41	86.7
14	2762.24	432.65	22284.53	62751.71	11283.07	87.6
15	2594.06	398.04	22436.77	65345.77	11681.11	88.4

表 3-7 石 034 井主要开发指标预测表

年度	年产油量	年产气量	年产液量	累计产油量	年产气量	平均日产油	平均日产液	平均日产气	含水率
	t/a	$10^4 \text{m}^3/\text{a}$	t/a	t	$10^4 \text{m}^3/\text{a}$	t/d	t/d	m^3/d	%
1	660.0	26.4	1980.0	660.0	26.4	2.0	6.0	800.0	66.7
2	607.2	23.1	1980.0	1267.2	49.5	1.8	6.0	699.2	69.3
3	558.6	21.2	1980.0	1825.8	70.7	1.7	6.0	643.3	71.8
4	513.9	19.5	1980.0	2339.8	90.2	1.6	6.0	591.8	74.0
5	472.8	18.0	1980.0	2812.6	108.2	1.4	6.0	544.5	76.1
6	435.0	16.5	1980.0	3247.6	124.7	1.3	6.0	500.9	78.0
7	400.2	15.2	1980.0	3647.8	139.9	1.2	6.0	460.8	79.8
8	368.2	14.0	1980.0	4015.9	153.9	1.1	6.0	424.0	81.4

9	338.7	12.9	1980.0	4354.7	166.8	1.0	6.0	390.0	82.9
10	311.6	11.8	1980.0	4666.3	178.6	0.9	6.0	358.8	84.3
11	286.7	10.9	1980.0	4953.0	189.5	0.9	6.0	330.1	85.5
12	263.8	10.0	1980.0	5216.8	199.6	0.8	6.0	303.7	86.7
13	242.7	9.2	1980.0	5459.4	208.8	0.7	6.0	279.4	87.7
14	223.2	8.5	1980.0	5682.7	217.3	0.7	6.0	257.1	88.7
15	205.4	7.8	1980.0	5888.0	225.1	0.6	6.0	236.5	89.6

表 3-8 石 039 井主要开发指标预测表

年度	年产油量	年产气量	年产液量	累计产油量	年产气量	平均日产油	平均日产液	平均日产气	含水率
	t/a	10 ⁴ m ³ /a	t/a	t	10 ⁴ m ³ /a	t/d	t/d	m ³ /d	%
1	440.0	660.0	517.6	440.0	660.0	1.3	1.6	20000.0	20
2	404.8	607.2	480.5	844.8	1267.2	1.2	1.5	18400.0	20
3	372.4	558.6	446.2	1217.2	1825.8	1.1	1.4	16928.0	20
4	342.6	513.9	414.6	1559.8	2339.8	1.0	1.3	15573.8	20
5	315.2	472.8	385.5	1875.1	2812.6	1.0	1.2	14327.9	20
6	290.0	435.0	358.7	2165.0	3247.6	0.9	1.1	13181.6	20
7	266.8	400.2	333.9	2431.8	3647.8	0.8	1.0	12127.1	20
8	245.5	368.2	311.1	2677.3	4015.9	0.7	0.9	11156.9	20
9	225.8	338.7	290.1	2903.1	4354.7	0.7	0.9	10264.4	20
10	207.8	311.6	270.8	3110.9	4666.3	0.6	0.8	9443.2	20
11	191.1	286.7	252.9	3302.0	4953.0	0.6	0.8	8687.8	20
12	175.8	263.8	236.5	3477.8	5216.8	0.5	0.7	7992.7	30
13	161.8	242.7	221.4	3639.6	5459.4	0.5	0.7	7353.3	30
14	148.8	223.2	207.5	3788.4	5682.7	0.5	0.6	6765.1	30
15	136.9	205.4	194.8	3925.4	5888.0	0.4	0.6	6223.9	30

表 3-9 石西 181 井主要开发指标预测表

年度	年产油量	年产气量	年产液量	累计产油量	年产气量	平均日产油	平均日产液	平均日产气	含水率
	t/a	10 ⁴ m ³ /a	t/a	t	10 ⁴ m ³ /a	t/d	t/d	m ³ /d	%
1	1650.0	16.5	1980.0	1650.0	16.5	5.0	6.0	500.0	16.7
2	1518.0	15.2	1980.0	3168.0	31.7	4.6	6.0	460.0	23.3
3	1396.6	14.0	1980.0	4564.6	45.6	4.2	6.0	423.2	29.5
4	1284.8	12.8	1980.0	5849.4	58.5	3.9	6.0	389.3	35.1
5	1182.0	11.8	1980.0	7031.4	70.3	3.6	6.0	358.2	40.3
6	1087.5	10.9	1980.0	8118.9	81.2	3.3	6.0	329.5	45.1
7	1000.5	10.0	1980.0	9119.4	91.2	3.0	6.0	303.2	49.5
8	920.4	9.2	1980.0	10039.9	100.4	2.8	6.0	278.9	53.5

9	846.8	8.5	1980.0	10886.7	108.9	2.6	6.0	256.6	57.2
10	779.1	7.8	1980.0	11665.7	116.7	2.4	6.0	236.1	60.7
11	716.7	7.2	1980.0	12382.5	123.8	2.2	6.0	217.2	63.8
12	659.4	6.6	1980.0	13041.9	130.4	2.0	6.0	199.8	66.7
13	606.6	6.1	1980.0	13648.5	136.5	1.8	6.0	183.8	69.4
14	558.1	5.6	1980.0	14206.6	142.1	1.7	6.0	169.1	71.8
15	513.5	5.1	1980.0	14720.1	147.2	1.6	6.0	155.6	74.1

表 3-10 石西 164 井主要开发指标预测表

年度	年产量	年产量	年产量	累计产量	年产量	平均日产量	平均日产量	平均日产量	含水率
	t/a	10 ⁴ m ³ /a	t/a	t	10 ⁴ m ³ /a	t/d	t/d	m ³ /d	%
1	165.00	0.0	7260.00	165.00	0.0	0.50	22.00	0	97.7
2	165.00	0.0	7425.00	330.00	0.0	0.50	22.50	0	97.8
3	165.00	0.0	7590.00	495.00	0.0	0.50	23.00	0	97.8
4	165.00	0.0	7755.00	660.00	0.0	0.50	23.50	0	97.9
5	165.00	0.0	7920.00	825.00	0.0	0.50	24.00	0	97.9
6	165.00	0.0	8085.00	990.00	0.0	0.50	24.50	0	98.0
7	165.00	0.0	8250.00	1155.00	0.0	0.50	25.00	0	98.0
8	165.00	0.0	8415.00	1320.00	0.0	0.50	25.50	0	98.0
9	165.00	0.0	8580.00	1485.00	0.0	0.50	26.00	0	98.1
10	165.00	0.0	8745.00	1650.00	0.0	0.50	26.50	0	98.1
11	165.00	0.0	8910.00	1815.00	0.0	0.50	27.00	0	98.1
12	165.00	0.0	9075.00	1980.00	0.0	0.50	27.50	0	98.2
13	165.00	0.0	9240.00	2145.00	0.0	0.50	28.00	0	98.2
14	165.00	0.0	9405.00	2310.00	0.0	0.50	28.50	0	98.2
15	165.00	0.0	9570.00	2475.00	0.0	0.50	29.00	0	98.3

表 3-11 石 029 井主要开发指标预测表

年度	年产量	年产量	年产量	累计产量	年产量	平均日产量	平均日产量	平均日产量	含水率
	t/a	10 ⁴ m ³ /a	t/a	t	10 ⁴ m ³ /a	t/d	t/d	m ³ /d	%
1	495.00	0.0	3795.00	495.00	0.0	1.50	11.5	0	87.0
2	455.40	0.0	3795.00	950.40	0.0	1.38	11.5	0	88.0
3	418.97	0.0	3795.00	1369.37	0.0	1.27	11.5	0	89.0
4	385.45	0.0	3795.00	1754.82	0.0	1.17	11.5	0	89.8
5	354.61	0.0	3795.00	2109.43	0.0	1.07	11.5	0	90.7
6	326.25	0.0	3795.00	2435.68	0.0	0.99	11.5	0	91.4
7	300.15	0.0	3795.00	2735.82	0.0	0.91	11.5	0	92.1
8	276.13	0.0	3795.00	3011.96	0.0	0.84	11.5	0	92.7

9	254.04	0.0	3795.00	3266.00	0.0	0.77	11.5	0	93.3
10	233.72	0.0	3795.00	3499.72	0.0	0.71	11.5	0	93.8
11	215.02	0.0	3795.00	3714.74	0.0	0.65	11.5	0	94.3
12	197.82	0.0	3795.00	3912.56	0.0	0.60	11.5	0	94.8
13	181.99	0.0	3795.00	4094.56	0.0	0.55	11.5	0	95.2
14	167.44	0.0	3795.00	4261.99	0.0	0.51	11.5	0	95.6
15	154.04	0.0	3795.00	4416.03	0.0	0.47	11.5	0	95.9

表 3-12 石 051 井主要开发指标预测表

年度	年产油量	年产气量	年产液量	累计产油量	年产气量	平均日产油	平均日产液	平均日产气	含水率
	t/a	10 ⁴ m ³ /a	t/a	t	10 ⁴ m ³ /a	t/d	t/d	m ³ /d	%
1	495.00	0.0	990.00	495.00	0.0	1.5	3	0	50.0
2	495.00	0.0	990.00	990.00	0.0	1.38	3	0	54.0
3	495.00	0.0	990.00	1485.00	0.0	1.27	3	0	57.7
4	495.00	0.0	990.00	1980.00	0.0	1.17	3	0	61.1
5	495.00	0.0	990.00	2475.00	0.0	1.07	3	0	64.2
6	495.00	0.0	990.00	2970.00	0.0	0.99	3	0	67.0
7	495.00	0.0	990.00	3465.00	0.0	0.91	3	0	69.7
8	495.00	0.0	990.00	3960.00	0.0	0.84	3	0	72.1
9	495.00	0.0	990.00	4455.00	0.0	0.77	3	0	74.3
10	495.00	0.0	990.00	4950.00	0.0	0.71	3	0	76.4
11	495.00	0.0	990.00	5445.00	0.0	0.65	3	0	78.3
12	495.00	0.0	990.00	5940.00	0.0	0.60	3	0	80.0
13	495.00	0.0	990.00	6435.00	0.0	0.55	3	0	81.6
14	495.00	0.0	990.00	6930.00	0.0	0.51	3	0	83.1
15	495.00	0.0	990.00	7425.00	0.0	0.47	3	0	84.4

表 3-13 哨东 1H 井主要开发指标预测表

年度	年产油量	年产气量	年产液量	累计产油量	年产气量	平均日产油	平均日产液	平均日产气	含水率
	t/a	10 ⁴ m ³ /a	t/a	t	10 ⁴ m ³ /a	t/d	t/d	m ³ /d	%
1	2310.00	825.0	2970.00	2310.00	825.0	7.00	9	25000	22.2
2	2125.20	552.6	2970.00	4435.20	1377.6	6.44	9	16744	28.4
3	1955.18	488.8	2970.00	6390.38	1866.3	5.92	9	14812	34.2
4	1798.77	449.7	2970.00	8189.15	2316.0	5.45	9	13627	39.4
5	1654.87	413.7	2970.00	9844.02	2729.8	5.01	9	12537	44.3
6	1522.48	380.6	2970.00	11366.50	3110.4	4.61	9	11534	48.7
7	1400.68	350.2	2970.00	12767.18	3460.5	4.24	9	10611	52.8
8	1288.63	322.2	2970.00	14055.81	3782.7	3.90	9	9762	56.6

9	1185.54	296.4	2970.00	15241.34	4079.1	3.59	9	8981	60.1
10	1090.69	272.7	2970.00	16332.03	4351.8	3.31	9	8263	63.3
11	1003.44	250.9	2970.00	17335.47	4602.6	3.04	9	7602	66.2
12	923.16	230.8	2970.00	18258.63	4833.4	2.80	9	6994	68.9
13	849.31	212.3	2970.00	19107.94	5045.7	2.57	9	6434	71.4
14	781.36	195.3	2970.00	19889.31	5241.1	2.37	9	5919	73.7
15	718.86	179.7	2970.00	20608.16	5420.8	2.18	9	5446	75.8

表 3-14 中探 1 井主要开发指标预测表

年度	年产油量	年产气量	年产液量	累计产油量	年产气量	平均日产油	平均日产液	平均日产气	含水率
	t/a	10 ⁴ m ³ /a	t/a	t	10 ⁴ m ³ /a	t/d	t/d	m ³ /d	%
1	660.00	0.0	957.00	660.00	0.0	2.00	2.9	0	31.0
2	607.20	0.0	957.00	1267.20	0.0	1.84	2.9	0	36.6
3	558.62	0.0	957.00	1825.82	0.0	1.69	2.9	0	41.6
4	513.93	0.0	957.00	2339.76	0.0	1.56	2.9	0	46.3
5	472.82	0.0	957.00	2812.58	0.0	1.43	2.9	0	50.6
6	434.99	0.0	957.00	3247.57	0.0	1.32	2.9	0	54.5
7	400.19	0.0	957.00	3647.77	0.0	1.21	2.9	0	58.2
8	368.18	0.0	957.00	4015.94	0.0	1.12	2.9	0	61.5
9	338.72	0.0	957.00	4354.67	0.0	1.03	2.9	0	64.6
10	311.63	0.0	957.00	4666.30	0.0	0.94	2.9	0	67.4
11	286.70	0.0	957.00	4952.99	0.0	0.87	2.9	0	70.0
12	263.76	0.0	957.00	5216.75	0.0	0.80	2.9	0	72.4
13	242.66	0.0	957.00	5459.41	0.0	0.74	2.9	0	74.6
14	223.25	0.0	957.00	5682.66	0.0	0.68	2.9	0	76.7
15	205.39	0.0	957.00	5888.05	0.0	0.62	2.9	0	78.5

3.3.1.4 采油工程

本项目单座井场占地面积约为 0.72hm²（80m×90m），共设置 6 座抽油机、2 座采气树、1 台 50kW 电加热节流橇、4 座单井计量装置，各井场详细规格及主要设施见表 3-15，井场平面布置见图 3-5。

表 3-15 井场规格及主要设施一览表

序号	井场	主要设施	井场规格（m×m）
1	石 034	1 座抽油机，1 座单井计量装置	80×90
2	石 039	1 座采气树，1 座单井计量装置，1 台 50kW 电加热节流橇	80×90
3	石 029	1 座抽油机	80×90
4	石 051	1 座抽油机	80×90

序号	井场	主要设施	井场规格 (m×m)
5	石西 181	1 座抽油机, 1 座单井计量装置	80×90
6	石西 164	1 座抽油机, 1 座单井计量装置	80×90
7	哨东 1H	1 座采气树	80×90
8	中探 1	1 座抽油机	80×90

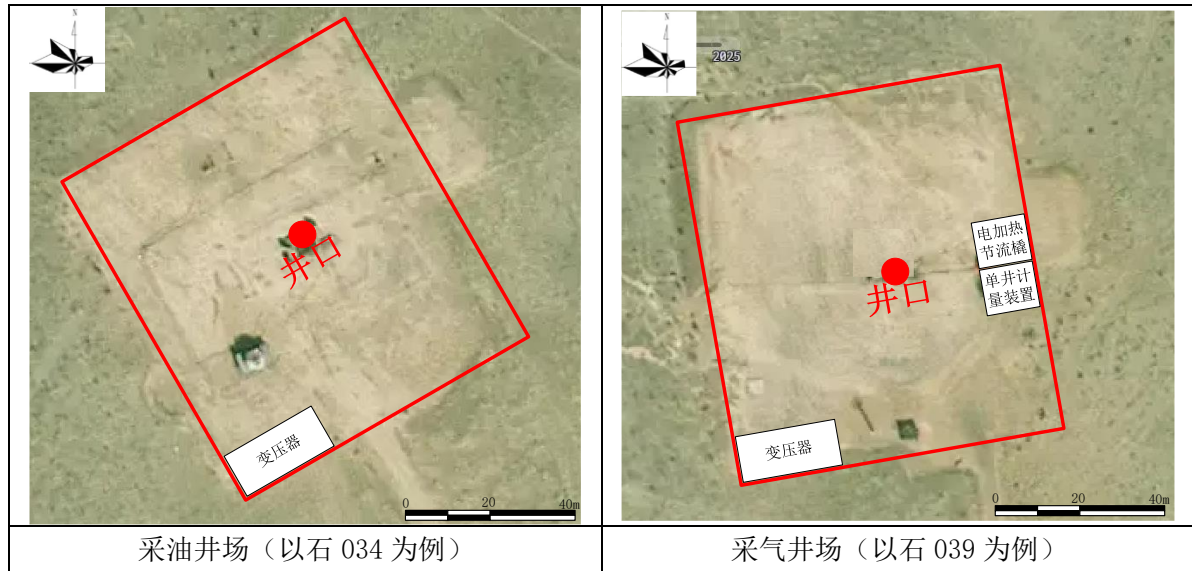


图 3-5 典型井场平面布置示意图

3.3.1.5 集输工程

本项目油气井均为密闭管输形式，各井集输流程详述如下：

- 1) 新建 DN80 8.5km 混输管线串接石 034、石 039 井，接入现有 SH2502 计量间后经现有集油管线密闭管输至进入石西集中处理站；
- 2) 新建 DN80 4.5km 集油管线串接石 029、石 051 井，接入现有石西 10#计量间后经现有集油管线密闭管输至石西集中处理站；
- 3) 新建石西 181 单井集油管线 DN100 1.0km，接入在建石西 18 井集油管线后，再经现有石西 16 井至石西 2 号计量间集油支线密闭管输至石西集中处理站；
- 4) 新建石西 164 单井集油管线 DN50 1.5km，接入现有石西 16 井至石西 2#计量间集油支线密闭管输至石西集中处理站；
- 5) 新建 DN50 4.0km 混输管线串接哨东 1H、中探 1 井，搭接在建 QSHW202 井外输管线后，经在建前哨 401 混输管线密闭管输至莫北转油站。

本项目产能集输流程见图 3-6，主要工程量见表 3-16。各井地面工程布局见图 3-7～图 3-9 图 3-9。

图 3-6 本项目产能地面工程集输流程示意图

表 3-16 集输工程主要工程量一览表

序号	起点	终点	管线压力 (MPa)	管径	管线长度 (km)	管线埋深 (m)	类别	依托联合站	所在行政区	备注
1	石 034	现有 SH2501 计量间	3.5	DN80	8.5	1.7	混输管线	石西集中处 理站	和布克赛尔 蒙古自治县	串接石 039 井
2	石 029	现有石西 10#计量间	3.5	DN80	4.5	1.7	集油管线			串接石 051 井
3	石西 181	在建石西 18 井至石西 16 井集油管线	3.5	DN100	1.0	1.7	集油管线			/
4	石西 164	现有石西 16 井至石西 2#计量站集油支 线	3.5	DN50	1.5	1.7	集油管线			/
5	哨东 1H	在建 QSHW202 井外输管线	3.5	DN50	4.0	1.7	混输管线	莫北转油站	呼图壁县	串接中探 1 井
合计			/	/	19.5	/	/	/	/	/

图 3-7 石 034、石 039 工程布局示意图

图 3-8 石 029、石 051 工程布局示意图

图 3-9 中探 1、哨东 1H 工程布局示意图

图 3-10 石西 164、石西 181 工程布局示意图

3.3.1.6 辅助工程

3.3.1.6.1 道路工程

8 口勘探井临时道路（砂石路）已在钻前施工完成，本项目拟将探井临时道路转为永久巡检道路，合计 6190m、宽 8.5m。建设单位应在实施前及时办理永久用地手续。本项目道路工程见表 3-17。

表 3-17 本项目道路工程一览表

序号	井场	长度（m）	宽度（m）	永久占地面积（m ² ）	占地类型
1	石 034	450	8.5	3825	沙地
2	石 039	300	8.5	2550	沙地
3	石 029	470	8.5	3995	沙地
4	石 051	160	8.5	1360	沙地
5	石西 181	1650	8.5	14025	沙地
6	石西 164	560	8.5	4760	沙地
7	哨东 1H	2150	8.5	18275	沙地
8	中探 1	450	8.5	3825	沙地
合计		6190	/	52615	

3.3.1.6.2 自控工程

按照油田“标准化设计、模块化建设、标准化采购、信息化提升”管理工作的要求，本项目新建 8 套视频监控系统对井台进行可视化监视。

本项目新建 8 套 RTU 控制系统。RTU 控制系统包括控制箱，多功能电表等，负责采集井口生产数据。

3.3.1.6.3 电力工程

本项目根据实际情况，对井场新建设备、视频监控系统和 RTU 进行配电，合计 8 台变压器。

3.3.1.7 主要经济技术指标

本项目技术经济指标见表 3-18。

表 3-18 主要技术经济指标

序号	项目名称	单位	数量	备注
一	生产规模			
1	设计动用资源储量	10 ⁴ t	6.53	设计原油动用储量
		10 ⁴ m ³	11681.11	设计天然气动用储量

序号	项目名称	单位	数量	备 注
2	设计井数	口	8	6 口油井、2 口气井
3	管道总长度	km	32.5	
二	年运行时间	h	7920	井场 330d、隐患治理工程 365d
三	原辅材料及能源消耗			
1	电	$10^4\text{kW} \cdot \text{h/a}$	101	
2	压裂液	m^3/a	2400	运营期井下作业辅料，预估 $300\text{m}^3/\text{井}$ ，每年修井 1 次
3	酸化液	m^3/a	2400	运营期井下作业辅料，预估 $300\text{m}^3/\text{井}$ ，每年修井 1 次
4	洗井液	m^3/a	240	运营期井下作业辅料，预估 $30\text{m}^3/\text{井}$ ，每年修井 1 次
5	新鲜水	m^3/a	240	运营期洗井用水，预估 $30\text{m}^3/\text{井}$ ，每年修井 1 次
四	运输量			
1	采出液运出量	t/a	20449.65	最大产油量，密闭管输
2	伴生气运出量	$10^4\text{Nm}^3/\text{a}$	1527.90	最大产气量，密闭管输
五	职工定员	人	0	无人值守井场
六	占地面积	hm^2	47.4215	
1	临时占地面积	hm^2	36.4	管线施工临时占地
2	永久占地面积	hm^2	11.0125	井场、进井路占地
七	总投资	万元	1865.13	

3.3.1.8 原辅材料、能源消耗

运营期辅料主要为井下作业时使用的压裂液、酸化液、洗井液。本项目运营期主要原辅材料、能源消耗统计见表 3-19。

表 3-19 原辅材料、能源消耗统计一览表

名称	用量	备注
压裂液	$2400\text{m}^3/\text{a}$	运营期井下作业，主要成分胍胶、杀菌剂、破乳剂等
酸化液	$2400\text{m}^3/\text{a}$	运营期井下作业，主要成分盐酸、甲酸、乙酸、缓蚀剂等
洗井液	$240\text{m}^3/\text{a}$	运营期修井作业，主要成分表面活性剂
洗井水	$240\text{m}^3/\text{a}$	运营期洗井作业
用电量	$101 \times 10^4\text{kW} \cdot \text{h/a}$	井场用电

3.3.2 石南联合站天然气转输管线隐患治理工程

3.3.2.1 输送介质

输送介质为石南联合站原油处理系统分离出的天然气，湿天然气性质详见表 3-20。

表 3-20 石南联合站外输天然气性质表

密度 (kg/m ³)	甲烷	乙烷	丙烷	正丁烷	异丁烷	正戊烷	异戊烷	正己烷	CO ₂	其他	H ₂ S (mg/m ³)
0.8757	50.24	10.03	4.21	1.59	0.58	0.67	0.56	0.48	6.04	25.60	0

3.3.2.2 主要参数

隐患治理工程管线参数见表 3-21。

表 3-21 隐患治理管线设计参数一览表

管道名称	石南联合站天然气转输管线	
治理起点	石南联合站南厂界外 2m	坐标 86.73810559° E, 45.62246556° N
治理终点	石南 31 路口	坐标 86.85268465° E, 45.54255105° N
设计输气量 (10 ⁴ Nm ³ /d)	40	
长度 (km)	13	
管径 (mm)	D168×7	
设计压力 (MPa)	1.6	
设计温度 (°C)	常温	
管线埋深 (m)	1.8	
年工作天数 (d)	365	

3.3.2.3 主要工程量

拟建更新管线主要工程量见表 3-22。

表 3-22 拟更新管线主要工程量

序号	项目	单位	数量	备注
1	线路长度	km	13.0	
2	管材			
1)	D168×7 无缝钢管	km	13.0	
2)	D168×7.1/L245N 无缝钢管	m	30	转弯接头
3	土石方量			
1)	管沟开挖土方量	10 ⁴ m ³	8.46	
2)	扫线土方量	10 ⁴ m ³	1.68	0.2 倍的管沟土方量

4	管道穿越			
4.1	油田公路（沥青）	m/处	64/4	顶管穿越
4.2	进井路（碎石）	m/处	60/5	开挖加套管
5	线路附属设施			
5.1	里程桩	个	13	
5.2	标志桩	个	30	
5.3	转角桩	个	30	
5.4	警示带 宽 200mm	m	13000	
6	钢塑转换接头	个	2	内外环氧涂层防腐
7	用地面积			
7.1	永久征地	m ²	0	
7.2	临时征地	m ²	208000	
8	吹扫试压	m	13000	
9	管道外壁防腐	m		
9.1	保温防护补口	处	1670	
9.2	保温层端面防水	m ²	92	弹性聚氨酯涂料，0.2mm
9.3	钢管外壁防腐	m ²	16	环氧涂料 300 μ m
10	防风固沙			
1)	草方格 1m×1m	hm ³	20.8	
11	D168×6 管道封堵	处	7	旧管线
12	固定墩 1m×1m×1m	个	15	

3.3.2.4 线路走向

本次隐患治理新建管线为石南联合站至石南 31 路口管段中泄漏严重 13.0km 的管线，新管线路由与旧管线一致，出石南联合站后沿已建石南至石西沙漠公路东侧敷设，线路总体为西北至东南。管线路由见图 3-11。

3.3.2.5 敷设方式

管线所在地区多年平均冻土深度 1.14m，考虑项目所处地理位置位于沙漠地区，为确保管道安全，确定管顶埋深 1.5m。

3.3.2.6 施工作业带

管线作业带宽度为 16m，施工作业带临时占地 20.8hm²，占地类型为沙地。

图 3-11 石南联合站天然气转输管线路由示意图

3.3.2.7 穿跨越工程

拟更新管线沿线以沙漠和油田公路为主，无地表水体。根据设计文件：

1) 顶管穿越油田公路（沥青）64m/4 处；2) 开挖穿越进井路（碎石）60m/5 处。
穿跨越工程详见表 3-23。

表 3-23 穿跨越工程明细表

序号	名称	穿越位置	穿越方式	穿越长度 (m)
1	石南至石西沙漠公路	出石南联合站后约 0.22km 处	顶管	16
2	石南至石西沙漠公路	出石南联合站后约 4.5km 处	顶管	16
3	石南至石西沙漠公路	出石南联合站后约 4.6km 处	顶管	16
4	石南至石西沙漠公路	出石南联合站后约 12.6km 处	顶管	16
5	进井路（碎石路）	沿线 5 处	大开挖+套管	60
合计				124

3.3.2.8 旧管线处置工程

本项目为管线安全隐患治理项目，因此需对旧管线进行开挖，施工前先短时停产完成新旧管线接口连头及切换。旧管线停用后，按以下流程处置：

1) 排空与置换

关闭上下游阀门，放空管内残留天然气，采用氮气对旧管线进行彻底置换，确保可燃气体浓度低于爆炸下限。

2) 清洗处理

将石南联合站拉运的清水（水温为 60℃）拉运至中间清管站，切入拟停用封堵的旧管线，按 50m³/h 的流量对旧管线进行清洗。在旧管线终点（石南 31 路口处）将置换出的废水收集拉运至石西集中处理站采出水处理系统。在旧管线终点处取样，清水洗净后停止置换。

3) 管线挖出与回收

旧管线清洗合格后，沿原路由将 13km 旧管线全部挖出，按油田废旧物资管理规定进行回收处置。

4) 管沟回填与场地恢复

旧管线挖出后，对管沟进行回填、平整，恢复原地貌。

3.3.2.9 辅助工程

3.3.2.9.1 施工便道

本项目依托现有石西沙漠公路及已建管廊带巡检道路，不新建施工便道。

3.3.2.9.2 三桩及警示带

根据《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064-2017）的规定，沿线应设置以下标志桩：

1) 里程桩：管线每公里设置 1 个，每段从 0km+000.0m 开始，共设置 13 个。

2) 转角桩：在管线水平方向改变位置，应设置转角桩，转角桩上要标明管线里程、转角角度等，共设置 30 个。

3) 标志桩：相邻里程桩之间，在管道转角、公路穿越、管道交叉、通讯光缆（电缆）交叉、电力电缆交叉处应设置标志桩，主要用于标识管道方向变化、管道与地面工程（地下隐蔽物）交叉、管道结构（管径、壁厚、防护层）变化、管道附属地下设施的地面标记，共设置 30 个。

4) 警示带：为了便于管线的维修和管理，减少第三方破坏，本项目全线在管顶上方 500mm 处设置宽 200mm 的警示带，合计 13.0km。

3.3.2.9.3 防风固沙

天然气转输入管线地处沙漠腹地，雨水冲刷较少，主要考虑防风固沙措施。在管道施工完成后，为防风固沙拟在施工作业带及地表扰动部分铺设草方格，草方格为 1m×1m，材料采用柔性较好的芦苇，面积 20.8hm²。

3.4 公用工程

3.4.1 给水

1) 施工期

用水主要为旧管线清洗用水、新建管线试压用水和施工人员生活用水。

(1) 旧管线清洗用水

根据设计文件，旧管线拟用 2.5 倍管道容积清水清洗，则旧管线清洗用水量约 229.6m³，用水为新鲜水，采用罐车由石南联合站拉运至施工现场。

(2) 新建管线试压用水

新建管线试压用水量总计 313.57m³。其中和布克赛尔蒙古自治县境内管线试压用水量约 305.72m³，采用罐车由石南联合站拉运至项目区；呼图壁县境内管线试压用水量约 7.85m³，采用罐车由莫北转油站拉运至项目区。

（3）施工人员生活用水

施工人员 50 人、施工周期 300d，人均用水按每人 50L/d 计，则生活用水量为 750m^3 ，用水为新鲜水，依托石西公寓供给。

2）运营期

运营期正常工况下不涉及生产用水，井场无人值守不涉及生活用水。

运营期非正常工况下用水主要为井下作业用水，用水量约 $30\text{m}^3/\text{井} \cdot \text{次}$ ，各井预计每年作业 1 次，用水合计 $240\text{m}^3/\text{a}$ ，采用罐车由石西油田作业区或莫北转油站拉运至井场。

3）退役期

退役期管道及设备清洗用水采用石西集中处理站采出水处理系统、莫北转油站采出水处理系统处理达标水以及清水，由罐车拉运。

3.4.2 排水

1）施工期

（1）旧管线清洗废水

根据设计资料可知，清洗过程中产生的含油废水产生量约为 229.6m^3 ，依托石西集中处理站采出水处理系统处理达标后，回用于注水开发，不外排。

（2）新建管线试压废水

新建管线试压废水约 313.57m^3 ，沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排。

（3）施工人员生活污水

施工人员生活污水产生量约 600m^3 ，依托石西生活污水处理站处理，达标后用于作业区植被绿化。

2）运营期

运营期井下作业废液（洗井废水、酸化废液、压裂废液）、洗井废水、采出水依托石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统处理，达标后回注地层用于油田注水开发。

井场雨水采取自然外排形式。

3.4.3 消防工程

井场变压器区等防火区配置手提式磷酸铵盐灭火器和推车式磷酸铵盐干粉灭火器。

3.5 建设周期

本项目建设周期为 300 天，施工人数 50 人，施工现场不设施工营地，施工人员

食宿在石西油田作业区公寓。

3.6 劳动定员及工作制度

本项目不新增劳动定员，设备设施、管线的运行管理及维护由石西油田作业区内部调剂解决；井场无人值守，年运行 7920h。

3.7 工程占地

本项目占地包括永久占地和临时占地，其中永久占地主要包括井场、进井路永久占地；临时占地主要为管线施工作业带占地。根据建设单位提供数据，本项目占地总面积应为 47.4215hm²，其中永久占地面积 11.0215hm²，临时占地面积 36.4hm²，建设过程中可根据实际情况进行调整。本项目占地统计见表 3-24。

根据现场踏勘并与和布克赛尔蒙古自治县自然资源局、呼图壁县自然资源局对接，本项目用地不涉及《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中规定的生态敏感区中的法定禁止开发区域（法定生态保护区域包括：依据法律法规、政策等规范性文件划定或确认的国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等区域；重要生境包括：重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等）。

表 3-24 本项目占地统计表

建设项目	临时占地面积 (hm ²)	永久占地面积 (hm ²)	占地类型
井场	0	5.76	沙地
进井路	0	5.2615	沙地
产能集输管线作业带（宽 8m）	15.6	0	沙地
石南联合站天然气转输管线隐患治理作业带（宽 16m）	20.8	0	沙地
小计	36.4	11.0215	/
合计	47.4215		/

3.8 土石方平衡

1) 井场工程区

本项目 8 口勘探井井场进井路已在钻前施工完成、井场平整也在钻前工程，仅将临时探井道路转为永久进井路、井场临时占地转为永久占地，不再涉及土石方开挖，本次评价不考虑这部分土石方量。

2) 进井路工程区

本项目进井路均已在勘探井施工期间建成，不再涉及土石方开挖，本次评价不考

考虑这部分土石方量。

3) 井场集输管线工程区

拟建项目新建各类井场集输管线合计 19.50km，施工期管沟开挖宽度 1m、开挖深度 1.5m，开挖量为 $2.925 \times 10^4 \text{m}^3$ ，全部用于压实回填；

4) 石南联合站天然气转输管线隐患治理工程区

隐患治理管段 13.0km，施工期开挖宽度 2m、开挖深度 1.5m，开挖量为 $3.9 \times 10^4 \text{m}^3$ ，全部用于压实回填；

5) 土石方平衡合计值

综上所述，预计本项目挖方量约为 $6.825 \times 10^4 \text{m}^3$ ，填方总量为 $6.825 \times 10^4 \text{m}^3$ ，全部在工程区内平衡，无废弃土方量。施工土方在施工结束后回填至挖方处，并实施压实平整水土保持措施。

本项目土石方平衡表见表 3-25。

表 3-25 本项目土石方平衡表（单位： 10^4m^3 ）

序号	工程区	占地面积 (hm^2)	开挖 (10^4m^3)	回填 (10^4m^3)	弃方 (10^4m^3)
1	井场	5.76	0	0	0
2	进井路	5.2615	0	0	0
3	井场集输管线	15.6	2.925	2.925	0
4	石南联合站天然气转输管线隐患治理	20.8	3.9	3.9	0
合计		47.4215	6.825	6.825	0

3.9 依托工程

3.9.1 施工期

3.9.1.1 生活垃圾、生活污水

施工人员生活依托石西公寓，生活垃圾集中收集后依托石西生活垃圾填埋场卫生填埋；生活垃圾卫生填埋场设计库容为 25000m^3 ，处理规模为 1320t/a ，满足施工期生活垃圾 7.5t 的处理需求。

施工人员生活污水依托石西生活污水处理站处理，出水达标后用于作业区内植被绿化；生活污水处理系统采用“接触氧化+斜板沉淀+二氧化氯消毒”的处理工艺，为一体化橇装式结构，设计处理能力 $600 \text{m}^3/\text{a}$ ，满足施工期生活污水 600m^3 （分批次）的处理需求。

3.9.1.2 旧管线清洗废水

本项目旧管线清管废水依托石西集中处理站采出水处理系统处理，达标后回注地

层。采出水处理系统历经两次改造，目前采出水处理系统设计处理规模 $2600\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量约 $2300\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力 $300\text{m}^3/\text{d}$ 。

处理工艺：原油处理系统分离出的采出水（含油量 $\leq 300\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 200\text{mg/L}$ ）在进水口加入次氯酸钠杀菌剂进行第 1 次杀菌，进入调储罐进行水量、水质调节，经初步沉降除去大部分浮油和大颗粒悬浮物，保证调储罐出水悬浮物 $\leq 100\text{mg/L}$ 、含油 $\leq 100\text{mg/L}$ ；调储罐出水进反应沉降单元，经过化学反应、絮凝沉降后，出水（含油 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 20\text{mg/L}$ ）经两级过滤器处理，出口水质指标可达到：含油 $\leq 7\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 7\text{mg/L}$ ，两级过滤器设置加药口，出水口加入次氯酸钠杀菌剂进行第 2 次杀菌，处理后的净化水进入注水罐，部分用于石西油田油藏注水开发、部分转输至石南 31 井区注水。

石西集中处理站注水系统同站场一起建设，设计注水规模 $1920\text{m}^3/\text{d}$ 、设计注水压力 16MPa ，转输至石南 31 井区设计规模为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，当前石西集中处理站注水系统注水余量 $620\text{m}^3/\text{d}$ ，满足清管废水产生量（ 229.6m^3 ）。

旧管线清管废水属于油田常规废水，水质、水量均在其处理能力范围内，依托具有可行性。

3.9.2 运营期

3.9.2.1 油气集输

本项目石西 181 单井集油管线搭接在建石西 18 井集油管线，哨东 1H+中探 1 井混输管线搭接在建 QSHW202 井外输管线，上述管线均已开展环评，正在建设并早于本项目实施，经设计校核依托可行，上述 2 条在建管线工程分别包含在《石西 16 井区石炭系气藏地面工程环境影响报告书》（新环审[2022]33 号）、《莫北油田前哨 2 井区三工河组油气藏开发工程环境影响报告书》（昌州环评[2025]62 号）中。

3.9.2.2 采出液/天然气处理

1) 和布克赛尔蒙古自治县工程

和布克赛尔蒙古自治县采出液及天然气依托现有石西集中处理站，包括 1 套 $70 \times 10^4\text{t/a}$ 原油处理系统、1 套 $180 \times 10^4\text{t/a}$ 原油稳定系统、1 套 $100 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 天然气处理系统。

石西集中处理站主要处理工艺流程如下：

各井区来液首先两相分离器进行油、气分离，分离出的含水原油（含水 $\leq 20\%$ ）依次经沉降、缓冲、加热后进入脱水器进行热化学脱水，脱水原油进入原油稳定系统（稳定塔）进一步处理，稳定后的原油输至净化油罐暂存，最终外输；两相分离器气

相、稳定塔塔顶气和储罐罐顶气分别经除油器、三相分离、压缩后去往石西天然气处理系统进一步处理。石西天然气处理系统工艺为“增压+丙烷制冷+节流制冷”，产品为干气、液化气和稳定轻烃等。液化气和轻质油作为工业原料拉运到独山子石化厂，石西天然气处理站处理后干气进入彩石克管网。

图 3-12 石西集中处理站原油处理工艺流程示意图

2) 呼图壁县工程

呼图壁县采出液及天然气依托现有莫北转油站，莫北转油站建于 2003 年，承担着莫北油田原油转输、天然气处理和转输的任务，包括 1 套 $80 \times 10^4 \text{t/a}$ 采出液处理系统、1 套 $60 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 天然气处理系统、1 套 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ 采出水处理系统。

莫北转油站主要处理工艺流程如下：

(1) 采出液处理系统

油区来液经两相分离器进行气液分离，分离出的液相进加热装置加热升温至 60°C 后，进三相分离器实现油、汽、水三相分离，为增强原油脱水效果，通过加药撬在相变加热炉来液管道中添加破乳剂。分离出的低含水原油进缓冲分离器，经外输泵增压后输往石西集中处理站进一步处理；分出的伴生气进转油站的天然气处理系统；分离出的采出水进入采出水处理系统。

(2) 天然气处理系统

天然气生产系统包括 1 套 60 气田气处理系统、伴生气处理系统。气田气处理处理规模 $60 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，凝析油处理规模 140t/d ，伴生气处理规模 $44 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

气井来气进入气田气处理系统，经计量分离器、生产分离器分离后，分出的天然气一次进入浅冷分离器、低温分离器分离，分出的净化气进入彩石克管网。分离出的液相进液烃三相分离器，三相分离器分离出的凝析油进入凝析油稳定塔，塔顶气进入站内燃料气系统，塔底凝析油输至稳定凝析油储罐暂存后外运。

采出液处理系统脱出的伴生气进入伴生气处理系统，依次经入口分离器、压缩机、出口分离器、脱水撬处理后，净化气进入彩石克管网，分离器分离出的低含水原油进入原油缓冲罐，最终外输至石西集中处理站。

呼图壁县内原油、天然气性质与周边已开发区块油气性质类似，依托石西集中处理站或莫北转油站处理具有可行性。

图 3-13 莫北转油站原油处理工艺流程示意图

图 3-14 莫北转油站天然气处理工艺流程示意图

3.9.2.3 废水处理

1) 石西集中处理站

本项目井下作业废液、洗井废水，以及和布克赛尔蒙古自治县采出水依托石西集中处理站采出水处理系统处理，达标后根据采油回注需求进行地层回注。采出水处理系统历经两次改造，目前采出水处理系统设计处理规模 $2600\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量约 $2300\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力 $300\text{m}^3/\text{d}$ 。

处理工艺：原油处理系统分离出的采出水（含油量 $\leq 300\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 200\text{mg/L}$ ）在进水口加入次氯酸钠杀菌剂进行第 1 次杀菌，进入调储罐进行水量、水质调节，经初步沉降除去大部分浮油和大颗粒悬浮物，保证调储罐出水悬浮物 $\leq 100\text{mg/L}$ 、含油 $\leq 100\text{mg/L}$ ；调储罐出水进反应沉降单元，经过化学反应、絮凝沉降后，出水（含油 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 20\text{mg/L}$ ）经两级过滤器处理，出口水质指标可达到：含油 $\leq 7\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 7\text{mg/L}$ ，两级过滤器设置加药口，出水口加入次氯酸钠杀菌剂进行第 2 次杀菌，处理后的净化水进入注水罐，部分用于石西油田油藏注水开发、部分转输至石南 31 井区注水。

运营期采出水、作业废液、洗井废水均为油田常规废水，水质、水量均在其处理能力范围内，依托具有可行性。

图 3-15 石西集中处理站采出水处理系统工艺流程图

2) 莫北转油站

呼图壁县工程采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理，莫北转油站采用 SGOT 采出水处理工艺，油气处理系统来水进入 SGOT 双旋流除油器进行物理除油，除油器可去除大部分水体中的油。出水进入缓冲水罐，经泵提升后进入 SGOT 速沉器，在速沉器中投加絮凝剂、助凝剂，药剂与污水反应后出水进入 SGOT 过滤器，经过滤后出水进注水系统进行回注生产。

运营期采出水、作业废液、洗井废水均为油田常规废水，水质、水量均在其处理能力范围内，依托具有可行性。

图 3-16 莫北转油站采出水处理系统工艺流程图

3.9.2.1 危险废物

运营期废防渗材料、清罐底泥、落地油、清管废渣依托石西油田作业区危废贮存点暂存。

石西油田作业区危险废物贮存点位于石西油田作业区公寓西北约 2.5km 处，占地约 650m²，设计危险废物最大暂存量 400m³，最长暂存时间为半年，贮存场墙体及地坪防渗采用 2mm 厚高密度聚乙烯防渗膜，主要用于暂存石西油田作业区落地油等各类危险废物，危险废物不在同一时间进行，其危险废物不在同一时间大量产生。因此，危险废物储存场储存量可满足本项目需求。

3.9.3 环保手续

本项目依托工程能力平衡见表 3-27，依托工程环保手续分析见表 3-26。经分析，各依托工程满足环保“三同时”要求，满足国家环保要求。本项目处理依托可行。

表 3-26 项目依托工程环保手续汇总

依托站场	所在行政区	项目名称	环评情况	验收情况	站场排污登记
石西集中处理站	和布克赛尔蒙古自治县	新疆石油管理局石西油田开发建设环境影响报告书	原国家环境保护总局，环发[1998]201 号，1998 年 8 月 4 日	原国家环境保护总局，环验[2005]007 号，2005 年 1 月 13 日	①名称：中国石油新疆油田公司石西油田作业区（集中处理站）； ②类别：排污登记 ③编号：91650200715597998M051Z ④有效期 2026-01-29 至 2031-1-28
		石西油田作业区采油废水回注（再利用）工程环境影响报告书	原自治区环境保护厅，新环函[2014]191 号，2014 年 2 月 21 日	原自治区环境保护厅，新环函[2015]1155 号，2015 年 10 月 28 日	
		新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程（石西部分）环境影响报告表	原和布克赛尔蒙古自治县环境保护局，和生环评函字[2019]27 号，2019 年 7 月 12 日	2023 年 05 月 17 日通过了自主竣工环境保护验收	
生活垃圾填埋场、石西危废贮存点	和布克赛尔蒙古自治县	中国石油新疆油田分公司石西油田作业区生活垃圾填埋场及危险废物临时储存场新建工程环境影响报告书	原自治区环境保护厅，新环函[2017]616 号，2017 年 4 月 27 日	自治区生态环境厅，新环环评函[2019]516 号，2019 年 4 月 29 日	①名称：中国石油新疆油田分公司（石西油田作业区综合服务站）； ②类别：排污登记 ③编号：91650200715597998M053Y ④有效期 2026-01-29 至 2031-1-28
石西生活污水处理系统		石西油田作业区生活污水处理系统改造工程环境影响报告表	原和布克赛尔蒙古自治县环境保护局，和环评函字[2018]50 号，2018 年 11 月 15 日	2020 年 1 月通过自主竣工环境保护验收	
莫北转油站	呼图壁县	莫北转油站油水处理系统改造完善工程环境影响报告书	原自治区环境保护厅，新环函[2016]560 号，2016 年 5 月 17 日	2019 年 12 月 5 日通过自主竣工环境保护验收	①名称：中国石油新疆油田分公司（石西油田作业区莫北转油站）； ②类别：排污登记 ③编号：91650200715597998M033X ④有效期 2026-01-29 至 2031-1-28

表 3-27 项目依托工程各系统能力平衡表

依托站场	依托内容	单位	设计能力	运行现状	处理余量	本项目负荷	依托可行性
石西集中处理站	原油处理	10 ⁴ t/a	70	40.80	29.20	1.65	可行
	原油稳定	10 ⁴ t/a	180	112.20	67.80	0.39	可行
	天然气处理	10 ⁴ m ³ /d	100	75.00	25.00	2.13	可行
	采出水处理	m ³ /d	2600	2300.00	300.00	采出水 38.24 井下作业废液 77.6 洗井废水 6.98	可行
莫北转油站	原油处理（油量）	10 ⁴ t/a	80	56.6	23.40	0.39	可行
	天然气处理	m ³ /d	60	9.6	50.40	2.50	可行
	采出水处理	m ³ /d	1500	500	1000.00	采出水 2.90	可行
石西油田作业区生活垃圾填埋场	生活垃圾填埋	10 ⁴ m ³	77	11.00	66.00	7.50	可行
石西油田作业区危废贮存点	危险废物临时储存	m ³	400	100.00	300.00	67.22	可行

3.10 工艺流程及产污环节分析

3.10.1 施工期

3.10.1.1 井场、道路建设

本项目井场、道路依托原有勘探井已建井场和道路，不再额外开挖或铺垫。

3.10.1.2 产能地面工程

1) 井场设备安装

主要工程活动包括抽油机、采气树基础施工、设备安装。设备安装顺序为：“施工准备→基础验收划线→机座安装→设备主体安装→电机安装→电控箱安装→加注润滑油紧固螺栓→试运”。

2) 集输管道工程

主要包括各油气井配套集输管线开挖与敷设。管线敷设方式主要为埋地敷设，管道施工时穿越普通砂石路采用开挖方式进行穿越；穿越油区公路采用顶管方式穿越，并设保护套管。

管道施工前，首先要对施工作业带进行清理和平整，以便施工人员、施工车辆和机械、管材等进入施工场地；管材防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏；在完成管沟开挖、顶管穿越等基础工作以后，按照施工规范，将在现场处理后的管道下到管沟内。

施工过程要经过测量定线、清理施工现场、平整工作带，管材经过防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接、探伤、补口及防腐检漏。在完成管沟开挖工作以后下沟，分段试压后对管沟覆土回填，然后清理作业现场，做好恢复地貌、地表植被工作，最后通过竣工验收。

3.10.1.3 石南联合站天然气转输管线隐患治理工程

隐患治理施工主要包括新管线敷设、旧管线清洗清除。开工前施工单位编制施工方案，施工顺序为：新管线测量放线、清理地表、材料运输及布管、管沟开挖、组装焊接、管道下沟、管线试压、旧管线短时停输清洗清除、新管线在起止点与原管线动火连接、管沟回填、设置草方格。

1) 新管线施工

(1) 测量放线

施工放线时，施工单位必须对按照施工图点位坐标进行现场核对，根据图示指定管段所在位置进行放线。施工时按管道两侧划定临时用地边界线。

（2）清理地表

对施工作业带范围内的植被进行清理，对沟坑洼等进行平整。管线施工作业带宽度为 16m。

（3）管材运输及布管

将新管线运至项目区，由近而远单向布管，在吊管和放置过程中应轻起轻放；布管时管与管应首尾相接，相邻两管口宜错开一个管口，成锯齿形布置。

（4）保温

新管线保温层采用聚氨酯泡沫塑料，为厂家预制，厚度为 35mm，厚度偏差为±3mm；防护层采用聚乙烯专用料，防护层厚度≥3.0mm，采用“管中管法”预制工艺，保温管端面采用弹性聚氨酯防腐漆做防水层。

（5）一般地段管线开挖敷设

管沟开挖采用以机械开挖为主、人工开挖为辅的开挖方式，施工前应按照设计图纸要求及区域的地质情况向施工人员作好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟沟底单管开挖宽度为 0.5m，管沟边坡比为 1:1。一般地段管线施工方式断面示意图 3-17。

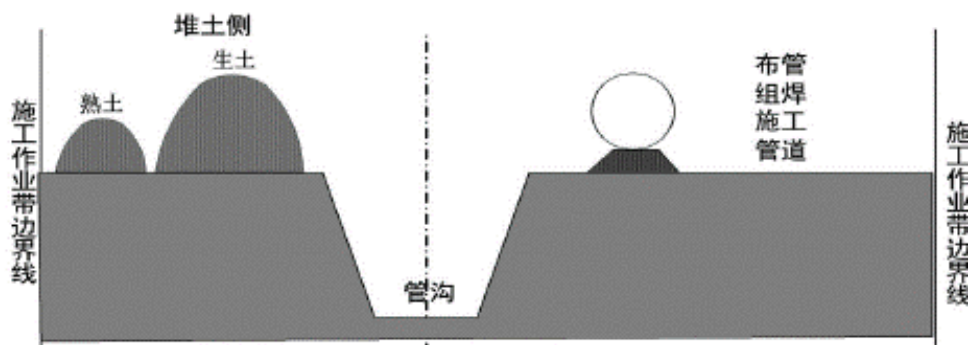


图 3-17 开挖施工方式断面示意图

（6）顶管穿越

顶管施工是垂直地面做工作井，然后用高压液压千斤顶，将水泥或者钢制管道涂抹润滑介质从操作坑顶至接收坑，与此同时，也就把紧随工具管后的管道埋设在两井之间，以期实现非开挖敷设地下管道的施工方法。本项目管道穿越公路时加保护套管，顶进钢筋混凝土套管穿越采用 DRCPIII 1000×2000。

顶管施工主要分两个阶段：

①挖操作坑

按照施工方案进行操作坑的开挖。设置后背墙，安装轨道，固定设备，留好施焊的空间。为使后背墙、套管在顶进过程中受力均匀，液压设备与后背应加钢板和道木。

②套管顶进施工

用吊车将套管管节轻放在导轨上，开动千斤顶将套管缓慢顶进，首节管顶入后，在放第二根套管前，应先进行管内清土。安装第二根套管时，在两套管接口处按要求进行密封，确保接口处于刚性连接。液压缸退回到起始位置，将第二管节吊装就位后再依次顶进，直至顶入设计的长度，完成顶管作业。

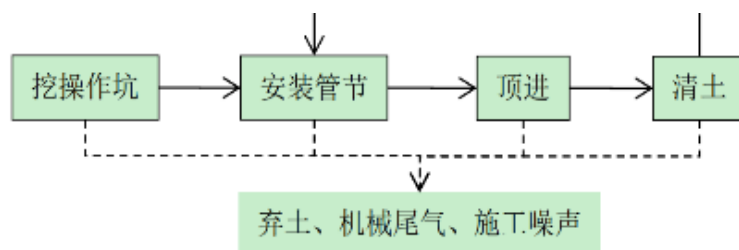


图 3-18 顶管穿越施工工艺流程及产排污环节图

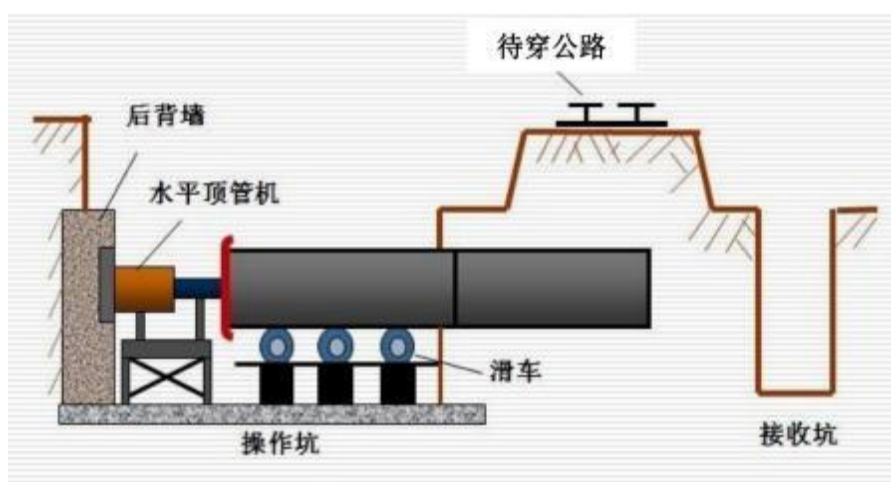


图 3-19 顶管穿越示意图

（7）组装焊接

拟更新管线转弯接头处采用无缝钢管焊接方式连接，碰口处焊口均应进行 100% 超声波检测和 100%射线检测。

（8）管道下沟

在完成管沟开挖、顶管穿越等基础工作以后，按照施工规范，将在现场处理后的管道下到管沟内。管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。

（9）吹扫与试压

管道在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无尘土、水等杂物时为合格，吹扫气体在管道内流速应大于 20m/s。管道强度试验及严密性试验介质采用洁净水，强度试压稳压时间 4 小时，严密性稳压时间 24 小时。试压过程中有泄漏时，不得带压修理。

缺陷修补后应重新进行试压，直至合格。

（10）氮气置换

施工前先短时停产，完成新旧管线接口连头及切换，新管线注入氮气、然后通入天然气投用。

2）旧管线清洗清除

①排空与置换：关闭上下游阀门，放空管内残留天然气，采用氮气对旧管线进行彻底置换，确保可燃气体浓度低于爆炸下限。

②清洗处理：将石南联合站拉运的清水（水温为 60℃）拉运至中间清管站，切入拟停用封堵的旧管线，按 50m³/h 的流量对旧管线进行清洗。在旧管线终点（石南 31 路口处）将置换出的废水收集拉运至石西集中处理站采出水处理系统。在旧管线终点处取样，清水洗净后停止置换。

③管线挖出与回收：旧管线清洗合格后，沿原路由将 13km 旧管线全部挖出，按油田废旧物资管理规定进行回收处置。

4）管沟回填

新旧管线施工完成后，对管沟进行回填，为防止管道发生低温脆性断裂等不利情况的发生，管顶埋深大于规范规定值，管沟回填的密实度≥95%。

5）地表回复

管线沿线防风固沙采用草方格。将柔性较好的麦草、稻草或芦苇扎制 1.0m×1.0m 草方格，下料长度为 40cm，埋设地面 20cm，露出地面 20cm，麦草、稻草或芦苇用量为 2.5kg/m²，固沙宽度为 16m、长度 13.0km，草方格面积 20.8hm²。

综上，施工期主要产污环节见表 3-28，主要工艺流程及产污环节见图 3-20。

表 3-28 本项目施工期主要产污环节分析

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
地面工程	施工扬尘（G1-1） 施工废气（G1-2）	旧管线清管废水（W1-1） 新管线试压废水（W1-2） 生活污水（W1-3）	施工废料（S1-1） 生活垃圾（S1-2）	施工噪声（N1-1）

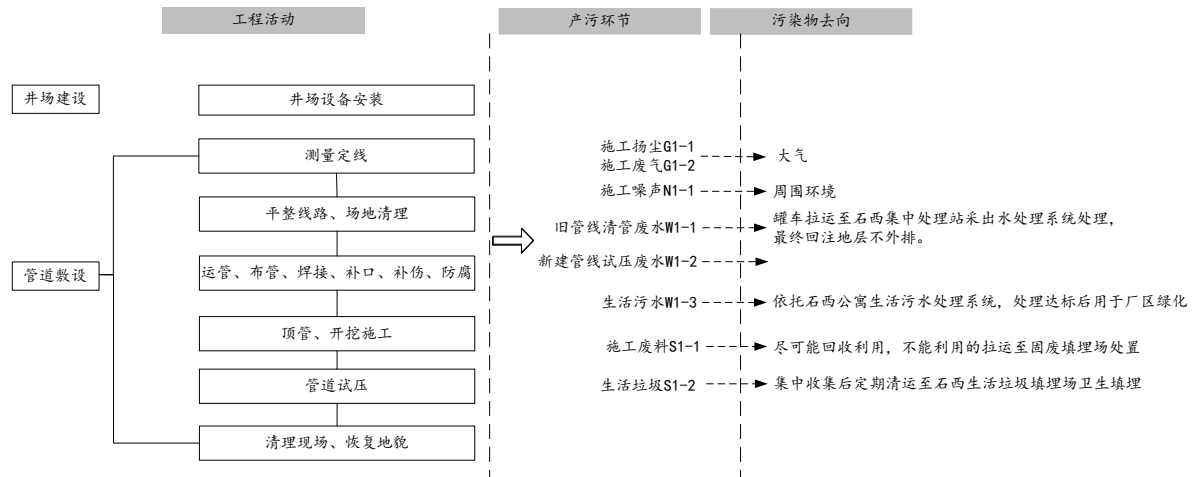


图 3-20 施工期工艺流程及产排污节点图

3.10.2 运营期

3.10.2.1 产能工程

1) 采油、集输

本项目采用机械采油/采气，经新建集输管线密闭管输至集输支线或计量间，最终进入石西集中处理站或莫北转油站。

2) 井下作业

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

本项目井下作业“铺设作业、带罐上岗”，井口排出物全部进罐，做到油 100% 回收、自行利用。

3.10.2.2 石南联合站天然气转输管线隐患治理工程

该工程建成后密闭集输，无废水、废气、噪声、固废排放。

3.10.2.3 运营期主要产污环节汇总

运营期主要产污环节见表 3-29，工艺流程及产污环节见图 3-21。

表 3-29 本项目运营期主要产污环节分析

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
采油	井场动、静密封点废气 (G2-1)	——	——	采油噪声 (N2-2)
油气水	——	采出水 (W2-3)	清罐底泥 (S2-3)、清	——

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
处理			管废渣（S2-4）	
井下作业	——	井下作业废液（W2-1）、洗井废水（W2-2）	废防渗材料（S2-2）、落地油（S2-1）	井下作业噪声（N2-1）

图 3-21 运营期井场工艺流程及产排污节点总体示意图

3.10.3 退役期

运营期结束后进入退役期，退役期主要是井口封存、井场设备拆除、清理井场等过程，由于施工时间较短，施工人员无需驻场。

1) 封井措施

拟按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函[2020]72 号）、《油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程》（GB/T 43672-2024）、中国石油天然气集团有限公司有关规定进行退役封井处置。

（1）封堵作业前进行压井，待井内液柱压力平衡后方可进行其他作业。注水泥塞施工时，井内的静液柱压力应大于地层压力。难以实现静态平衡的高压地层或漏失地层可采用桥塞、膨胀封隔器、水泥承留器等一些机械工具进行挤注水泥浆。

（2）封井用水泥的选用和配制，应按《常规修井作业规程第 14 部分：注塞、钻塞》（SY/T 5587.14-2013）的规定执行；低渗层储层可采用超细水泥。

（3）低压井在油层套管水泥返高以下、最上部油层射孔井段以上 200m 内，注 50m 长的水泥塞；然后在距井口深度 200m 以内注 50m 长的水泥塞封井；高压井在油层套管水泥返高以下、最上部油层射孔井段以上 200m 内先打高压桥塞，再在桥塞上注 50m 长的水泥塞，最后在距井口深度 200m 以内注 50m 长的水泥塞封井。

（4）周边存在注采井干扰的废弃井封固前，应暂停周边干扰井的生产或注水等作业，待地层压力稳定后，对可能存在井间干扰的层位进行挤注封堵。

（5）封井后进行试压，符合标准后进行其他作业。

（6）已封堵的井口套管接头应露出地面，并用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢，钢板上面应用焊痕标注井号和封堵日期。按照油田相关要求统一做好标识，并记录存档。

（7）建立报废井档案。每年至少巡检 1 次，并记录巡井资料。

2) 设备清洗

管线、设备、储罐均在停输后泵入热水，实现输送介质回收及清洗，清洗废水输送至或由罐车拉运至附近站场采出水处理系统进行集中处理。

3) 设备拆除

清洗完成后，将地面设施拆除并清理井场，废弃设备和建筑垃圾，应集中清理收集，其中废弃设备等设施按照资产报废程序由中国石油新疆油田分公司物资管理部门统一处理，其余不能回收的外运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。地面设施拆除、井场清理等工作过程中产生的落地油等危险废物，直接由具备危险废物处置资质的单位拉运并进行无害化处理。

设备搬迁后，井场内污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清。最后按照《土地复垦条例》（2011年3月5日）要求，将占地恢复原貌。

退役期主要产污环节见表 3-30，主要工艺流程及产污环节见图 3-22。

表 3-30 本项目退役期主要产污环节一览表

阶段	工程内容	污染物			
		废气	废水	固体废物	噪声
退役期	设备拆除，井场、站场清理等	施工机械废气及扬尘（G3-1）	管道及设备清洗废水（W3-1）	废弃设备及建筑垃圾（S3-1） 落地油（S3-2）	设备拆除施工噪声（N3-1）

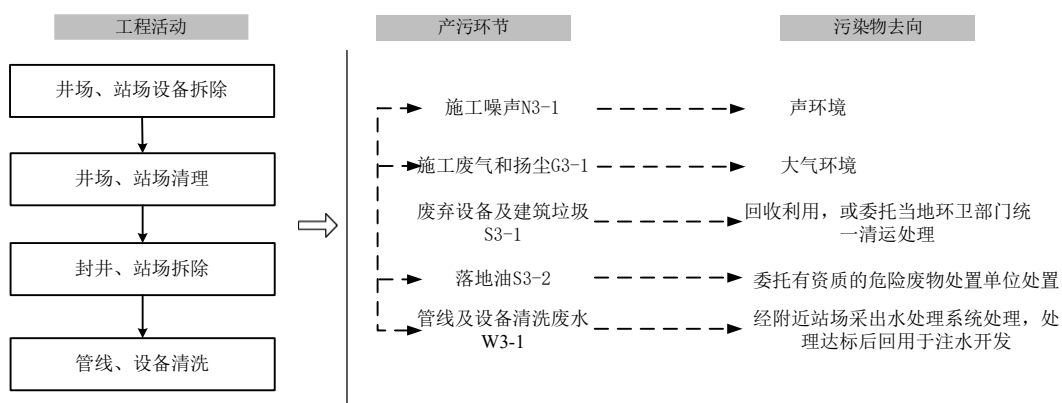


图 3-22 项目退役期主要工艺流程及产污环节示意图

3.11 主要污染物排放及治理措施

3.11.1 施工期

3.11.1.1 废气

1) 施工扬尘（G1-1）

本项目井场及管线建设、车辆运输过程等均会产生少量施工扬尘。

施工期产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力因素的影响最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

汽车运输也会产生扬尘污染，其扬尘量、粒径大小等与多种因素如路面状况、车

辆行驶速度、载重量和天气情况等相关。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧，如果采用道路定期洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施，可有效减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

2) 施工废气 (G1-2)

(1) 车辆与机械尾气

本项目井场及管线建设、车辆运输过程及管线敷设时，将有少量的施工车辆与机械废气产生，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、 C_mH_n 等，一般会造成局部的污染物浓度增大，但此类尾气为间断排放，随着机械使用频率的不同而随时变化，且位置不固定，同时随车辆使用的结束而结束，同时废气污染源具有间歇性和流动性，对周围局部地区的环境空气影响较轻。

在使用大型机械设备时，应按照《非道路移动机械污染防治技术政策》（生态环境部公告 2018 年第 34 号）等文件的要求，优先使用低硫、低磷、低硫酸盐灰分的油品。在使用机械时，加强施工机械的排放检测和维修，经检测排放不达标的机械，应强制进行维修、保养，保证非道路移动机械及其污染控制装置处于正常技术状态。

本项目地面工程施工周期约为 300d，施工期预计最多使用的燃油机械情况见表 3-31。根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南（试行）》中非道路移动源机械排放因子，具体见表 3-32。本项目非道路移动源污染物排放情况见表 3-33。

表 3-31 施工期主要流动源一览表

序号	设备名称	台数	类别 (kW)	级别	燃料	燃料用量 (kg/d·辆)	施工周期 (d)	合计燃料用量 (kg)
1	挖掘机	3	150	国III	柴油	150	300	135000
2	装载机	2	160	国III	柴油	120	300	72000
3	20t 载重汽车	3	247	国III	柴油	100	300	90000
4	50t 吊车	1	235	国III	柴油	60	300	18000

表 3-32 非道路移动源机械排放因子表（单位：g/kgFuel）

类别	级别	PM_{10}	$\text{PM}_{2.5}$	THC	NO_x	CO
$G < 37\text{kW}$	国III	2.50	2.38	5.00	27.30	22.75
$37 < G < 75\text{kW}$	国III	1.66	1.52	4.76	16.67	21.42
$75 < G < 130\text{kW}$	国III	1.22	1.12	3.91	13.66	21.96
$G > 130\text{kW}$	国III	0.90	0.80	1.00	14.00	15.00

表 3-33 施工期主要流动源污染物排放情况一览表

序号	设备名称	PM ₁₀	PM _{2.5}	THC	NO _x	CO
1	挖掘机	121500	108000	135000	1890000	2025000
2	装载机	64800	57600	72000	1008000	1080000
3	20t 载重汽车	81000	72000	90000	1260000	1350000
4	50t 吊车	16200	14400	18000	252000	270000
小计 (g)		283500	252000	315000	4410000	4725000
合计 (t)		9.9855				

本项目地面工程施工排放量为间歇性无组织排放。施工机械单车排放系数较大，但施工区域较分散且周边开阔，有利于气态污染物的扩散，因此施工期大气污染程度相对较轻。

(2) 焊接烟尘

焊接烟尘来源于金属结构与管道焊接过程，主要污染物为颗粒物。通过规范焊接操作，使用低毒焊条等措施可降低焊接颗粒物环境影响。

3.11.1.2 废水

1) 旧管线清洗废水

根据设计资料可知，清洗过程中产生的含油废水产生量约为 229.6m³，依托石西集中处理站采出水处理系统处理达标后，回用于注水开发，不外排。

2) 新建管线试压废水

管道试压用水一般采用清洁水，本项目新建各类管线合计 32.5km。经核算，管线试压废水产生量约为 313.57m³，主要污染物为悬浮物，试压结束后用作井场内洒水、降尘用水。

3) 生活污水

施工期按照 50 人计，一般生活用水量约 50L/（人·d），生活污水产生量为用水量的 80%，本项目总施工周期约为 300d，生活污水产生量约为 600m³。

本项目施工现场不设生活营地，施工人员生活依托石西公寓，生活污水依托石西生活污水处理站处理，达标后用于作业区内周边绿化用水。

3.11.1.3 固体废物

1) 施工废料

施工废料主要包括焊接作业中产生的废焊条、保温作业中产生的废保温材料（橡塑海绵、废泡沫塑料）等。施工废料产生量约为 20kg/km 管线，本项目新建管线共计 32.5km，因此，施工废料产生量约为 0.45t，施工废料尽可能回收利用，不能利用的拉运至固废填埋场处理。

2) 生活垃圾

项目开发建设期间生活垃圾主要来自地面工程施工现场。生活垃圾按照每人每天产生 0.5kg 计算，施工人员 50 人，总施工周期累计为 300d，则施工期生活垃圾产生量约为 7.5t。生活垃圾集中收集后运至石西油田作业区生活垃圾填埋场处理。

3.11.1.4 噪声

本项目施工期噪声主要为施工机械噪声，管线开挖等施工过程中，因使用各种机械工具和车辆而产生噪声污染，具有间断性和暂时性。类比同类工程施工机械的噪声源强，确定本项目设备噪声源强见表 3-34。

表 3-34 本项目施工期噪声源强统计表

序号	设备名称	声压级 (dB (A))
1	柴油发电机	100
2	挖掘机	92
3	推土机	95
4	吊车	90

3.11.1.5 生态

拟建项目所在区域土地利用现状以沙地为主，地面建设过程，会对区域内的生态环境，特别是建设范围内的生态环境造成不良影响。拟建项目施工期影响主要表现在占用土地、改变土地利用类型、扰动土层、破坏植被。

管道管沟开挖过程中，造成的土体扰动将使土壤的结构、组成及理化性质特性等发生变化，进而造成对土壤的侵蚀，影响植被的恢复的生长发育等。

3.11.2 运营期

3.11.2.1 废气

3.11.2.1.1 井场无组织挥发性有机物

井场无组织挥发性有机物主要来自井场设备密封点。井场各类设备在实际运行中可能逸散少量油气，本次参考《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）设备与管线组件动静密封点 VOCs 泄漏量计算，计算过程如下：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：E 设备—设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的年许可排放量，kg/a；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

$e_{TOC, i}$ —密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率，kg/h；

$W_{FVOCs, i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物的设计平均质量分数，%；

$W_{FTOC, i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）的设计平均质量分数，%；

t_i —密封点 i 的年运行时间，h/a。

根据表 3-35，拟建设备动静密封点无组织排放 VOCs 为 2.663t/a。

表 3-35 动、静密封点无组织废气排放量计算参数及结果一览表（和布克赛尔蒙古自治县）

序号	设备类型	排放速率 eTOC, i (kg/h/ 排放源)	石 034		石 039		石 029		石 051		石西 164		石西 181	
			设备数量 (个)	设备排污 量 (t/a)	设备数量 (个)	设备排污 量 (t/a)	设备数量 (个)	设备排污 量 (t/a)	设备数量 (个)	设备排污 量 (t/a)	设备数量 (个)	设备排污 量 (t/a)	设备数量 (个)	设备排污 量 (t/a)
1	连接件	0.028	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000
2	开口阀	0.03	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000
3	开口管 线	0.03	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000
4	阀门	0.064	73	0.1110	25	0.0380	61	0.0928	61	0.0928	73	0.1110	73	0.1110
5	压缩机	0.073	1	0.0017	1	0.0017	1	0.0017	1	0.0017	1	0.0017	1	0.0017
6	搅拌器	0.073	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000
7	泄压设 备	0.073	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000
8	泵	0.074	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000
9	法兰	0.085	146	0.2949	50	0.1010	122	0.2464	122	0.2464	146	0.2949	146	0.2949
10	其他	0.073	5	0.0087	5	0.0087	5	0.0087	5	0.0087	5	0.0087	5	0.0087
小计			/	0.4163	/	0.1494	/	0.3496	/	0.3496	/	0.4163	/	0.4163
合计			2.0973											
备注：WFVOCs, i/WFTOC, i 取 1。														

表 3-36 动、静密封点无组织废气排放量计算参数及结果一览表（呼图壁县）

序号	设备类型	排放速率 eTOC, i (kg/h/排放源)	中探 1		哨东 1H	
			设备数量 (个)	设备排污量 (t/a)	设备数量 (个)	设备排污量 (t/a)
1	连接件	0.028	0	0.0000	0	0.0000
2	开口阀	0.03	0	0.0000	0	0.0000
3	开口管线	0.03	0	0.0000	0	0.0000
4	阀门	0.064	73	0.1110	25	0.0380
5	压缩机	0.073	1	0.0017	1	0.0017
6	搅拌器	0.073	0	0.0000	0	0.0000
7	泄压设备	0.073	0	0.0000	0	0.0000
8	泵	0.074	0	0.0000	0	0.0000
9	法兰	0.085	146	0.2949	50	0.1010
10	其他	0.073	5	0.0087	5	0.0087
小计			/	0.4163	/	0.1494
合计				0.5657		

3.11.2.1.2 本项目废气污染物排放汇总

据前，本项目废气污染物排放情况汇总见表 3-37。

表 3-37 本项目废气污染物排放情况一览表

序号	行政区	污染源	污染物	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放工况
1	和布克赛尔蒙古自治县	井场动、静密封点	VOCs	2.0973	——	2.0973	正常
2	呼图壁县		VOCs	0.5657	——	0.5657	正常
合计				2.663	——	2.663	

3.11.2.2 废水

3.11.2.2.1 井下作业废液

井下作业废液主要包括酸化废液、压裂返排液和废洗井液。

参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业手册，保守考虑每年作业 1 次，井下作业废液产生量合计 2717.08m³/a（按 35d 修井时间，折天，通过罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求回注地层，不外排。

3.11.2.2.2 洗井废水

参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业手册，修井后一般需要清水洗井，每年洗井 1 次，洗井废水产生量合计 217.04m³/a，通过罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求回注地层，不外排。

井下作业废液、洗井废水产污系数及计算结果见表 3-38。

表 3-38 井下作业废液、洗井废水产污系数及计算结果一览表

井下作业工艺	污染物名称	产污系数 (m ³ /井)	作业次数 (次/a)	井数 (口)	合计产生量 (m ³ /a)
低渗透油井加砂压裂	压裂返排液	153.21	1	6	919.26
低渗透油井酸化压裂	酸化返排液	150.49	1	6	902.94
气井加砂压裂	压裂返排液	263.98	1	2	527.96
气井酸化压裂	酸化返排液	82.3	1	2	164.6
修井	废洗井液	25.29	1	8	202.32
井下作业废液小计					2717.08

井下作业工艺	污染物名称	产污系数 (m ³ /井)	作业次数 (次/a)	井数 (口)	合计产生量 (m ³ /a)
洗井作业	废水	27.13	1	8	217.04

3.11.2.2.3 采出水

依据开发指标预测表，采出水最大产量出现在开发第 1 年，产液量为 20449.65t，产油量为 6875t，则采出水产生量为 13574.65t，主要污染物为石油类、悬浮物。

和布克赛尔蒙古自治县内本工程采出液最终进入石西集中处理站，经过分离后采出水（12617.65t，最大值，第 1 年）进入石西集中处理站采出水处理系统处理，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准中指标后回注于现役油藏，不外排。

呼图壁县内本工程采出液最终进入莫北转油站，经过分离后采出水（957t，最大值，第 1 年）进入莫北转油站采出水处理系统处理，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准中指标后回注于现役油藏，不外排。

3.11.2.3 固体废物

1) 废防渗材料

本项目井下作业过程中，为防止原油落地，将在施工现场铺设防渗材料收集现场洒落的原油。在过程中可能产生少量废防渗材料，属于危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物，900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，危险特性 T，I）。

类比石西油田现有井场，废防渗材料产生量约为 0.5t/井，故本项目废防渗材料产生量为 4.0t/a，最终委托有资质单位处置。

2) 落地油

落地油主要产生于阀门、法兰等处事故状态下的泄漏以及管线破损。按照落地原油产生量约 0.1t/a/井计算，落地油总产生量约 0.8t/a，属于危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物，071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚，危险特性 T，I）。

本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，最终委托有资质单位处置。

3) 清罐底泥

本项目集输过程中，会新增站场三相分离器、储罐的清罐底泥，属于危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物，071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚，危险特性 T，I）。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 07 石油和天然气开采业行业系数手册（续 35），本项目原油属于非稠油，清罐底泥产物系数为 90.76t/10⁴t 产品，项目最大产油量为 6875t/a，则清罐底泥产生量为 62.40t/a，每年检修清理，最终委托有资质单位处置。

4) 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本项目新建各类集输管线 32.5km，每次废渣产生量约 0.038t（折年 0.019t/a）。清管废渣的主要成分为 SS 和氧化铁等，还含有少量管道中的油，属于危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物，071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚，危险特性 T，I），最终委托有资质单位处置。

本项目运营期危险废物汇总情况见表 3-39。

表 3-39 运营期固体废物污染源强核算结果及相关参数一览表

装置		作业现场		集输系统	
固体废物名称		废防渗材料	落地油	清罐底泥	清管废渣
固废属性		危险废物	危险废物	危险废物	危险废物
危险废物类别		HW08	HW08	HW08	HW08
固废代码		900-249-08	071-001-08	071-001-08	071-001-08
产生情况	核算方法	类比	类比	产污系数	类比、产污系数
	产生量（t/a）	4.0	0.8	62.40	0.019
	形态	固态	半固态	半固态	固态
	主要成分	矿物油、废塑料	矿物油、泥	矿物油、泥	矿物油、SS、氧化铁
	有害成分	矿物油	矿物油	矿物油	矿物油
产废周期		间断	间断	间断	间断
危险特性		T，I	T，I	T，I	T，I
位置，贮存周期		石西油田作业区危废贮存点，无长期堆放			
处置措施	工艺	委托有危险废物资质单位处置			
	处置量（t/a）	4.0	0.8	62.40	0.019
最终去向		委托处置	委托处置	委托处置	委托处置

本项目危险废物贮存、运输应按《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第 23 号）的要求进行。建设单位应与危险废物处置单位共同研究危险废物运输的有关事宜，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

3.11.2.4 噪声

运营期主要噪声源调查见表 3-40。

表 3-40 运营期噪声源调查表（单位：（dB（A）））

序号	生产运行项目	声源名称	空间相对位置 /m			声源源强 (声压级)	声源控制措施	降噪后 声压级	运行时段
			X	Y	Z				
1	井下作业 N2-1	通井机	0	0	2	100	选用低噪声设备，加强管理，减少作业频次等	100	7: 00~ 22: 0
2		机泵	25	20	0.5	80		80	
3		压裂泵车	25	20	2.5	100		100	
4		混砂车	30	25	2.5	100		100	
5		仪表车	30	30	2.5	85		85	
6		管汇车	30	35	2.5	80		80	
7		提液泵	30	40	0.5	80		80	
8	井场采油 N2-2	抽油机	40	45	3.0	80	选用低噪声设备，加强管理等	80	0: 00~ 24: 00
备注：1）X，Y=0，0 指分别以井场、站场西南角为原点； 2）单井井场尺寸 80m×90m，8 座井场布局相同，本次给出 1 座典型油井井场声源相对位置； 3）气井采气树主要由套管、阀门、法兰等构成，正常运行时类似于管道或阀门，本次评价暂不考虑其噪声。									

3.11.2.5 生态

项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为作业过程产生的废物对地表土壤的污染以及事故条件下对生态环境的影响等。运营期采取以下生态保护及补偿措施：

1）本项目事故状态下将对生态环境造成较大的影响，因此须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故应及时采取相应的补救措施，尽量减少影响和损失。

2）对于作业过程中产生的各类废物及时进行妥善处置和处理，不得长期在环境中堆存，避免对景观环境、土壤和水体造成影响。

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

3.11.3 退役期

3.11.3.1 废气

退役期管道拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量施工扬尘和施工机械

废气产生，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x、C_mH_n等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于污染物扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

3.11.3.2 废水

退役期管线清理过程中会产生清管废水，主要污染物是悬浮物、石油类，清管废水收集后由罐车拉运至周边联合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中主要控制指标后回注地层，用于油田注水开发，不外排。

3.11.3.3 噪声

油气井进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输，影响范围在声源周围 200m 范围内。

3.11.3.4 固体废物

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备及建筑垃圾，应集中清理收集，能回收的尽量回收利用，不能回收的外运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。若产生被原油污染的土壤或油渣（落地油）等危险固废，直接由有危险废物处置资质的单位拉运并进行无害化处理。

退役期废弃管线参照中国石油天然气集团有限公司及新疆油田公司相关规定，选择适宜的处置方式。

3.11.3.5 生态

退役期，油气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。若不采取有效的生态保护措施，管线中残存的少量原油有可能对管线沿线的土壤、地下潜水和生态环境造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。

建设单位应严格按照《油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程》（GB/T 43672-2024）、中国石油天然气集团有限公司有关规定及废弃井的实际情况对废弃井进行封井处理。

3.12 非正常工况

3.12.1 井场停运

本项目为油田采掘类项目，油井投入生产后，一般情况不会一直处于运行状态，

但为保证油气井正常生产，需要对个别油气井开展井下作业而使其停运。井下作业过程会产生井下作业废液、落地油、噪声等环境污染问题，在运营期中已作介绍，此处不再赘述。当油井发生风险事故时，也会导致油气井停运。

石西油田作业区具备完善的事故应急预案及风险防范措施，并定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

3.12.2 泄漏事故

运行过程中，管线等可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周围的土壤造成一定污染。发生事故后，应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为落地油，委托有资质的单位进行处置。

3.12.3 放喷燃烧

油田开采不属于连续平稳生产，采出液的含油量存在波动，且根据石西油田作业区多年生产经验，非正常工况下当伴生气量达到放喷燃烧气量后才会点火燃烧，此前将暂时存储在放喷管线等设施内。

石油天然气开采业中未回收的伴生气放喷燃烧废气污染物为二氧化硫、氮氧化物和非甲烷总烃，但其产生量目前暂无行业源强核算技术指南，本次参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）中的火炬焚烧公式核算放喷产生的挥发性有机物、二氧化硫；NO_x 参照原环境保护部《关于发布计算污染物排放量的排污系数和物料衡算方法的公告》（公告 2017 年 第 81 号）中《附件 2 未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法》进行估算。

1) 挥发性有机物、二氧化硫核算公式

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

式中：S—火炬气中的硫含量，kg/m³；

Q_i—火炬气流量，m³/h；

t_i—火炬系统 i 的年运行时间，h/a；

α—排放系数，kg/m³，见表 3-41；

n—火炬个数。

2) 氮氧化物排放量核算方法为：

$$P_{\text{NOX}} = Q \times \mu$$

式中：P_{NOX} 为氮氧化物排放量（千克）；

Q 为燃料消耗量（吨）；

μ 为排污系数，煤炭取 1.6~2.6kg/t 煤，天然气取 8kg/10⁴m³。

3) 核算结果

本次选取 1 座气量最大的哨东 1H 井核算非正常工况下放喷燃烧废气，废气排放总量见表 3-41。根据设计校核，预计每季度点火放喷燃烧 1 次、单次持续时间约 2d。单次放喷燃烧污染物产排情况见表 3-41，地面放喷燃烧示意图见图 3-23。

表 3-41 放空燃烧废气排放总量

污染物	核算取值 (kg/m ³ 进料)	排放量 (t/a)
放空气量 (10 ⁴ m ³ /a)		2.00
VOCs	0.002	0.4000
SO ₂	0.0001	0.0200
NO _x	0.0008	0.1600
备注：1) 井场年运行时间 7920h；2) 伴生气量按单次非正常工况下气量 2.0×10 ⁴ Nm ³ /d、放空 2 天，年发生频次 4 次（第 1 年日产气量最大）； 3) 伴生气中硫化氢为未检出，不能保证伴生气中完全不含硫，本次评价参照《天然气》（GB 17820-2018）取二类气总硫含量 100mg/m ³ 、即 0.0001kg/m ³ 。		

表 3-42 哨东 1H 井场放空燃烧烟气污染物排放情况一览表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	非正常排放速率/(kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次/次
哨东 1H 井场放喷燃烧	超压放喷燃烧	VOCs	2.0833	48	4
		SO ₂	0.1042	48	4
		NO _x	0.8333	48	4



图 3-23 地面燃烧放喷示意图（石西油田典型井场放喷燃烧影像资料）

3.13 污染物排放情况汇总

项目施工期和运营期的各种污染物排放情况见表 3-43。

表 3-43 本项目施工期、运营期污染物排放情况汇总表

项目	阶段	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工期	施工扬尘	场地平整、车辆运输	扬尘	少量	——	少量	合理化管理、控制作业面积、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、大风天停止作业等措施
		施工废气	施工车辆与机械	SO ₂ 、NO _x 、CmHn、颗粒物	少量	——	少量	选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护
			焊接烟尘	烟尘	少量	——	少量	通过规范焊接操作，使用低毒焊条等
	运营期	井场无组织挥发性有机物	采油、集输	VOCs	2.663t/a	——	2.663t/a	加强日常管理
	退役期	施工废气	施工车辆与机械	SO ₂ 、NO _x 、CmHn	少量	——	少量	加强车辆管理和维护；选择技术先进的动力机械设备
		施工扬尘	地面设施拆除、井场清理	扬尘	少量	——	少量	采取合理化管理、洒水抑尘、大风天停止作业等措施
废水	施工期	旧管线清洗废水	管道清洗	石油类、悬浮物	229.6m ³	229.6m ³	0	收集后由罐车拉运至石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排
		新建管线试压废水	管道试压	悬浮物	313.57m ³	313.57m ³	0	沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排
		生活污水	施工人员生活	悬浮物、COD	600m ³	600m ³	0	生活污水依托石西生活污水处理站处理，达标后用于作业区内周边绿化用水
	运营期	井下作业废液	井下作业	石油类、悬浮物	2717.08m ³ /a	2717.08m ³ /a	0	收集后由罐车拉运至石西集中处理站处理达标后回注地层，不外排
		洗井废水	洗井		217.04m ³ /a	217.04m ³ /a	0	
		采出水	油气处理		12617.65t/a	12617.65t/a	0	进入石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排
			油气处理		957t/a	957t/a	0	进入莫北转油站采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排
	退役期	清管废水	管道清管		少量	少量	0	依托附近站场采出水处理系统处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排
固体废物	施工期	施工废料	施工建设过程	废焊条、废保温材料等	0.45t	0.45t	0	尽可能回收利用，不能利用的拉运至固废填埋场处理

新疆油田拉油井密闭集输一期工程（石西油田作业区部分）环境影响报告书

项目	阶段	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向
		生活垃圾	施工人员生活	生活垃圾	7.5t	7.5t	0	集中收集后运至石西油田作业区生活垃圾填埋场处理
	运营期	废防渗材料	井下作业	矿物油	4.0t/a	4.0t/a	0	委托有危险废物处置单位进行处置
		清罐底泥	油气集输	矿物油	62.40t/a	62.40t/a	0	
		落地油	检修	矿物油	0.8t/a	0.8t/a	0	
		清管废渣	油气集输	矿物油	0.019t/a	0.019t/a	0	
	退役期	废弃设备及建筑垃圾	设备拆除、井场恢复	废弃设备、管线、建筑垃圾	少量	少量	0	集中清理收集
		落地油	地面设施拆除、井场清理	石油类	少量	少量	0	依托石西油田作业区危废贮存点暂存，及时委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置

3.14 拟建项目“三本帐”

项目投产后污染物产生及排放情况见表 3-44。

表 3-44 本项目投产后污染物产生及排放情况汇总表

污染物类型	污染物名称	在建工程（勘探井）	拟建工程			以新带老	最终排放量	排放增减量
		排放量	产生量	削减量	排放量			
废气	VOCs (t/a)	0	2.663	0	2.663	0	2.663	+2.663
废水	采出水 (10 ⁴ m ³ /a)	0	1.3575	1.3575	0	0	0	0
	井下作业废液 (m ³ /a)	0	2717.08	2717.08	0	0	0	0
	洗井废水 (t/a)	0	217.04	217.04	0	0	0	0
固废	废防渗材料 (t/a)	0	4.0	4.0	0	0	0	0
	落地油 (t/a)	0	0.8	0.8				
	清罐底泥 (t/a)	0	62.40	62.40	0	0	0	0
	清管废渣 (t/a)	0	0.019	0.019	0	0	0	0

3.15 清洁生产分析

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

3.15.1 清洁生产评价指标体系和结果

本次评价依据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》（工业和信息化部公告 2009 年第 3 号）对本项目的清洁生产水平进行评价。

1) 评价指标体系

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

(1) 定量评价指标

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

(2) 定性评价指标

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

2) 评价依据

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

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

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

(3) 定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

3) 权重分值

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

4) 评价指标

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

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

5) 考核评分计算

(1) 定量评价考核总分值计算

① 单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

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

②定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

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

式中： $P1$ —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

（2）定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

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

式中： $P2$ —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

（3）综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数

P_1 —定量评价考核总分值；

P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 3-45。

表 3-45 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

3.15.1.1 采油和集输工程

本项目采油和集输工程清洁生产评价技术指标评价结果见表 3-46。

3.15.1.2 井下作业工程

本项目井下作业工程清洁生产评价技术指标评价结果见表 3-47。

3.15.1.3 小结

按照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，综合评价指数 ≥ 90 的属于清洁生产先进企业，根据计算可知：

- 1) 采油和集输：定量指标 85 分，定性指标 100.0 分，综合评价指数 91.0 分；
- 2) 井下作业：定量指标 68.29 分，定性指标 100 分，综合评价指数 81.0 分。

综上判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

表 3-46 采油工程清洁生产技术指标考核表

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	单项评价指数	单项分值
(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	65	1.0	30.0
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥ 60	不涉及	—	0.0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥ 80	100.0	1.0	10.0
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥ 90	100	1.0	10.0
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤ 10	15	0.7	3.3
		COD	mg/L	5	甲类区： ≤ 100 ；乙类区： ≤ 150	450	0.33	1.7
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	1.0	10.0
		采油废水回用率	%	10	≥ 60	100	1.0	10.0
		油井伴生气外排率	%	10	≤ 20	0.0	1.0	10.0
小计	100			100				95.0
备注：根据项目开发预测指标，本项目各井场密闭集输，故本次整体考虑伴生气回收利用率=100%。								
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	本项目情况	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	是	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	10	10	是（采气井不涉及注醇）	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	20	20	20	是	20
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	是	10

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	单项评价指数	单项分值
(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	是		10
		开展清洁生产审核			20	是		20
		制订节能减排工作计划			5	是		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	是		5
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	是		5
		污染物排放总量控制与减排措施情况			5	是		5
		老污染源限期治理项目完成情况			5	是		5
小计	100				100			100

表 3-47 井下作业清洁生产技术指标考核表

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	单项评价指数	单项分值
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	300	0.02	0.17
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	30	0.17	1.67
		单位能耗	—	10	行业基本水平	基本水平	1.00	10.00
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	1.00	20.00
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	1.00	10.00
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	1.00	10.00
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	27.13	0.11	1.11
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	15	0.33	1.67

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	单项评价指数	单项分值
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	450	0.33	1.67
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	50	1.40	7.00
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	5	1.00	5.00
小计	100			100				68.29
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值		本项目情况		本项目评分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施		具备		是		5
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压		是		5
		防溢设备（防溢池设置）		具备		是		5
		防渗范围		废水、废液、原油等可能落地处		是		5
		作业废液污染控制措施		集中回收处理		是		10
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施		是		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	是		15
		开展清洁生产审核			20	是		20
		制订节能减排工作计划			5	是		5
(5) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	是		20
小计	100				100			100

3.15.2 清洁生产措施分析

本项目采取的清洁生产措施如下：

1) 采出水依托石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统处理后用于区块注水开发，无外排，并节约了区块注水开发新鲜水消耗。

本项目在后期开发方案设计中建议采取清洁生产措施如下：

1) 建议进一步优化井台，最大限度减少废物排放，减少井场占地，减轻对土壤植被的影响。

2) 在修井时，安装防喷器，避免油气喷出。

3) 在地面工程施工后立即复垦绿化，植被恢复率 $\geq 95\%$ ，可有效降低对环境的影响。

3.15.3 清洁生产总体评价

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

3.15.4 清洁生产建议

1) 在满足生产需要的前提下，要尽量控制耗电量；

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

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

4) 井下作业施工要严格占地标准，尽量减少占地，减少对土壤和植被的破坏；

5) 油田进入开发后期后，应采取如下环保措施：

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

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

3.15.5 循环经济分析

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

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

本项目开发建设在采油采气、集输等各生产环节，都非常重视“清洁生产”、“循环经济”理念的落实。项目充分利用依托站场采出水处理设施余量对采出水、井下作业废液处理后用于回注开发，做到了资源的回收利用，减少了新鲜水的消耗。

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

3.16 污染物排放总量控制分析

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为 NO_x 、VOCs，水污染物减排因子为 COD 和氨氮。

本项目运营期采出水、井下作业废液、洗井废水依托石西集中处理站或莫北转油站处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中相关标准后，回注注水开发不外排。故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制。

本项目废气均为无组织排放，不涉及总量控制。

3.17 温室气体排放影响因素分析及排放量核算

根据《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

本项目涉及碳排放的环节为： CH_4 逃逸排放；净购入电力隐含的 CO_2 排放。本项目温室气体（GHG）排放总量为上述排放环节总和。

3.17.1 CH₄逃逸排放

3.17.1.1 计算公式

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中， $E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ —原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

J—不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ —原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ —原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；

$Num_{gas,j}$ —天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ —天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

3.17.1.2 计算结果

本项目属于常规油气开采，相关参数取值及计算结果见表 3-48。

表 3-48 本项目油气开采过程甲烷逃逸排放排放量计算参数及结果一览表

设施	CH ₄ 排放因子 (t/a/个)	甲烷折算二 氧化碳当量	本项目设施数量 (个)	装置 CH ₄ 排放量 小计	装置 CO ₂ 排放量 小计
井口装置	0.23	25	8	1.84	46.00
单井储油装置	0.38	25	0	0.00	0.00
合计				1.84	46.00

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 1.84t/a，折算成 CO₂ 排放量为 46.00t/a。

3.17.2 净购入电力隐含的 CO₂ 排放

3.17.2.1 计算公式

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}} \quad \dots\dots (22)$$

式中， $E_{CO_2\text{-净电}}$ —为企业净购入的电力消费引起的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$AD_{\text{电力}}$ —为企业净购入的电力消费，单位为 MWh；

$EF_{\text{电力}}$ —为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

3.17.2.2 计算结果

本项目电力消耗 $101 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h/a}$ ，据此计算购入电力所产生的二氧化碳（不考虑自发电），详见表 3-49。

表 3-49 年净购入电力所产生的二氧化碳排放情况

净购入电量（MW·h/a）	排放因子（tCO ₂ /MW·h）	排放量（tCO ₂ /a）
1010	0.9014	910.414
备注：排放因子来源于 2024 年 7 月 8 日国家气候战略中心发布的《2023 年减排项目中国区域电网基准线排放因子》中规定的西北电网的排放因子		

3.17.3 本项目温室气体排放汇总

表 3-50 本项目温室气体排放情况

类别	CH ₄ 排放量（t/a）	CO ₂ 排放量（t/a）
CH ₄ 逃逸排放	1.84	46.00
净购入电力	0.00	910.414
合计	1.84	956.414

综上计算，本项目 CH₄排放量为 1.84t/a，CO₂排放量为 956.414t/a。

4 区域环境概况

4.1 和布克赛尔蒙古自治县区域环境概况

4.1.1 地理位置

和布克赛尔蒙古自治县属于塔城地区，位于准噶尔盆地西北边缘，地处塔城、克拉玛依、阿勒泰三地区中心，北与阿勒泰地区、哈萨克斯坦共和国交界，南部与玛纳斯县、沙湾市接壤，西南部以乌尔禾为界与克拉玛依市相连，西与额敏县、托里县以白杨河为界，东邻阿勒泰地区，东西最长 210km，南北最宽 207km，辖区总面积 $3.06 \times 10^4 \text{km}^2$ ；地理坐标为北纬 $45^\circ 20'$ 至 $47^\circ 12'$ ，东经 $84^\circ 37'$ 至 $87^\circ 20'$ 之间。

4.1.2 地形地貌

和布克赛尔蒙古自治县地貌比较复杂，有山地、丘陵、平原、荒漠，县境海拔最高点是赛尔山的木斯套峰，海拔 3835m，终年积雪，最低点为南部边缘已干涸的玛纳斯湖，海拔 249m。其地势特征为北高南低，北部地区地形以山区和低山区为主，海拔在 1000m~1500m，南部以平原为主，海拔在 1000m 以下。县境内明显可分为四大地区，即北部及西北部高山、亚高山地区，和布克谷地，中部中低山丘陵区，南部平原荒漠区。北部及西北部高山、亚高山地区包括赛尔山、北中部地区哈同山（水流较少，景象较为荒凉）、西北部边境连接赛尔山和哈同山脉的铁布克山。和布克谷地包括赛尔山以南，哈同山以北。中部中低山丘陵区包括哈同山东部及阿德尔山、赛勒克特山、阿尔根特山、沙勒布尔特山、迪伦山等组成，这一地区植被少、水源缺乏，地面起伏不平。南部平原荒漠区包括中、低带以南的广大平原、荒漠地区，由此以南至准噶尔腹地，其北部为和布克河下游和夏孜盖三角洲，是农作物种植区。

项目所在区为盐碱地，地表植被稀少，地貌类型单一，地形起伏较大，地面海拔一般为 340~500m。沙丘呈长垄状，以南北走向为主，地势呈北高南低，沙梁高度一般为 15~30m，沙梁宽度一般 20~100m 不等。

4.1.3 气候气象

和布克赛尔蒙古自治县地处内陆，远离海洋，属大陆性北温带干旱气候，气候特点为冬寒漫长、夏凉短促、无霜期短、降水较少、蒸发旺盛、空气干燥、积雪薄而不稳定，春秋多大风，全年盛行西北风。由于纬度及地形的差异，全县分为两个大的不同气候区。北部山地气候区，包括和布克谷地在内， $\geq 10^\circ\text{C}$ 的积温在 2100°C 左右，年平均气温只有 $3.1^\circ\text{C} \sim 3.5^\circ\text{C}$ ，无霜期短，仅 135d 左右；降水量除中山带以上稍多外，一般降水都在 150mm 左右；积雪不稳定，有明显的冬季逆温层，有利于牲畜越冬。

和喜凉作物的生长，但春秋多有偏西大风，常受风灾之害。南部平原气候区，热量丰富，年平均气温 $7.0^{\circ}\text{C}\sim 7.3^{\circ}\text{C}$ ， $\geq 10^{\circ}\text{C}$ 的积温在 $3300^{\circ}\text{C}\sim 3350^{\circ}\text{C}$ 之间，光照充足，无霜期长达 180d~190d；降水少，年平均降水只有 88.5mm，蒸发量大；夏季炎热，有干热风之害；冬季严寒，降雪少，积雪薄。

项目区主要位于准噶尔盆地西部，属于大陆北温带干旱、半干旱性气候，具有典型的荒漠大陆性气候特征，即冬季寒冷，夏季炎热，干旱少雨，日照充足，春秋季节气温变化快，蒸发量大，风沙日多，项目区各项常规气象数据详见表 4-1。

表 4-1 项目所在区域常规气象数据统计一览表

名称		单位	数值
气温	最冷月平均	$^{\circ}\text{C}$	-20.8
	最热月平均	$^{\circ}\text{C}$	27.7
	极端最高	$^{\circ}\text{C}$	42.3
	极端最低	$^{\circ}\text{C}$	-34.5
	年平均	$^{\circ}\text{C}$	7.6
相对湿度	冬季	%	79
	夏季	%	35
	年平均	%	53
平均风速	冬季	m/s	1.4
	夏季	m/s	3.0
	年平均	m/s	2.6
主导风及频率	冬季	%	NE/15
	夏季	%	NE/10
	年平均	%	NE/13
极大风速及风向	风速	m/s	27
	风向	\	NW
最大积雪厚度		mm	140
最大冻土深度 平均值/极值		cm	114/167
年蒸发量		mm	2590.7
大气压力	冬季	10^2Pa	982.9
	夏季	10^2Pa	867.0
降水量	一日最大值	mm	14.3
	历年平均值/极大值	mm	26.2/96.1
	年降水天数平均值/极大值	d/a	43/53

4.1.4 地表水系

1) 河流

和布克赛尔蒙古自治县境内有两条主要河流，白杨河与和布克河，有大小沟溪31

条。白杨河发源于和布克赛尔蒙古自治县的旦木郭勒，年径流量 $2.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，和布克河发源于铁布肯乌散乡的霍尔茹，属和布克谷地的泉流河系，其年径流量约为 $4200 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，是和布克赛尔蒙古族自治县南部灌区、察和特灌区水源与加音塔拉水库的主要蓄水水源。

2) 湖泊

玛纳斯湖是玛纳斯河的尾间，位于天山北部准噶尔盆地中心，是主要汇集天山北坡地表径流而成的内陆湖，原为准噶尔盆地西部的一个大型咸水湖及周围盐沼和草甸，近年来因农业垦荒截水，发源于哈比尔原山的玛纳斯河完全断流，湖区已变成干涸的盐地和盐漠。玛纳斯湖地下水位较高，离地面约 2m，东面和南面是固定、半固定沙漠（古尔班通道古特沙漠）。玛纳斯湖湿地地区植被组成极其贫乏，以梭梭灌木为主。湖泊在水源稀少、降水贫乏的干旱气候背景下蒸发更加强烈，迅速萎缩并形成间歇干涸的荒漠景观。

4.1.5 水文地质

评价区地处准噶尔盆地腹地、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。而实际上，由于各流域灌区的大量引水灌溉，加上沿程河道渗漏和蒸发，现已无地表水流入玛纳斯湖，基本上是以地下径流方式汇入盆地中心。

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

4.2 呼图壁县区域环境概况

4.2.1 地理位置

呼图壁县地处天山北麓，准噶尔盆地南缘，东距首府乌鲁木齐 76km，距离昌吉市

41km，东与昌吉市接壤，西与玛纳斯县毗邻，南以天山分水线与和静县为界，北同和布克赛尔蒙古自治县相连。地理坐标介于东经 $86^{\circ} 5' \sim 87^{\circ} 07'$ 、北纬 $43^{\circ} 16' \sim 45^{\circ} 20'$ 之间，县域呈南北长条形，形如巨蚕，南北长 227km，东西最大宽度 48km，总面积 9516.68km^2 。

呼图壁县下辖 6 镇 1 乡（呼图壁镇、大丰镇、五工台镇、园户村镇、二十里店镇、雀尔沟镇、石梯子哈萨克族乡）。主要驻县单位为自治区天山东部国有林管理局呼图壁分局、呼图壁种牛场及芳草湖农场等。

4.2.2 地形地貌

呼图壁县地势南高北低，自东南向西北倾斜。地貌分为山区、平原区和沙漠区三大部分：南部是天山山区，海拔 700~5300m 之间，其中海拔 700~1600m 之间为低山区，其间地势平缓，地形较平坦，为半干旱草原；海拔 1600~2800m 之间为中山区，其间峰峦陡峭，溪流纵横。海拔 2800m 以上的为高山区，其间山高谷深，水流湍急，是呼图壁河的主要发源地。中部为冲积平原，由冲积扇、溢出带和冲积平原地貌形态组成。北部沙漠属古尔班通古特大沙漠的一部分，沙漠地表多为垄状和蜂窝状的固定、半固定沙丘。

4.2.3 气候气象

呼图壁县属温带大陆性干旱半干旱气候。平原地区平均气温 6.7°C ，年降水量 167mm，无霜期平均 180d，全年日照总时数 3090h，稳定在 10°C 以上的年有效积温为 3553°C 。在 5 月份到 8 月份，平原地区作物生长旺盛的季节，每天平均日照时数 10h 以上，7 月份达 11h 以上。

1) 降水

根据呼图壁县气象站降水资料统计，其多年平均降水量为 174.9mm。年内降水分布情况为：3~5 月（春季）多年平均降水 56.7mm，占年量的 32.4%，6~8 月（夏季）多年平均降水 57.0mm，占年量的 32.6%，9~11 月（秋季）多年平均降水 41.8mm，占年量的 23.9%，12~2 月（冬季）多年平均降水 19.4mm，占年量的 11.1%，春夏两季降水量相近，秋冬两季降水偏少。

2) 蒸发

根据蒸发资料统计，呼图壁气象站多年平均蒸发量 2182.7mm。

3) 气温

呼图壁县南部 1000m 以上山区属于中寒温带大陆性气候，年平均气温为 6.2°C ，极端最高气温为 39.1°C ，极端最低气温为 -30.4°C ，由于此区地势较高，所以冬季寒

冷，夏季凉爽，四季不分明。中部平原区在 500m 以下，属于温带大陆性气候，多年平均气温为 6.8℃，极端最高气温为 41.7℃，极端最低气温为-36.8℃；年较差为 70.9℃，无霜期 168d，此区光热资源充足，有利于农作物生长。北部沙漠区在 400m 以下，属于中温带沙漠性气候。以芳草湖农场气象站资料分析，多年平均气温为 6.3℃，一月平均气温为-18.3℃，七月平均气温为 25.4℃。

4) 风速、风向

呼图壁河流域年平均风速平原最大，沙漠次之，山区最小。平原区年平均风速为 3.1m/s，总的趋势是低山区（前山丘陵区）大于中山区；平原区、沙漠区大于低山区（前山丘陵区）。各区域风速介于 2~4m/s 之间。

呼图壁河流域沙漠区盛行偏东风，平原地区多为西风 and 西南风，前山区多为西南风。一般天气条件下，受山谷风的影响，山区、平原盛行东风。年均大风天数为 178d。

5) 冻土、雪深、无霜期

根据呼图壁县气象局提供资料，最大冻土深度 1.46m，最大积雪深度 38cm。呼图壁县地处北半球中纬度地区，由于地处大陆腹地，远离海洋，属中温带大陆性干旱气候，受温带天气系统和北冰洋冷空气的影响，冬季寒冷，夏季炎热，降水量少，日照充足，空气干燥，昼夜温差大，春夏季多风，无霜期 170d 左右。

当地气象站近 20 年统计气象资料，见表 4-2。

表 4-2 评价区域气象资料统计

项 目		单位	数值
气温	年平均	℃	7.0
	最冷月平均/最热月平均	℃	-22.3/28.0
	极端最高/极端最低	℃	39.1/-30.4
主导风向及频率	年平均	%	NW, 14.84
	春季	%	W, 16.71
	夏季	%	W, 18.89
	秋季	%	W, 15.75
	冬季	%	ENE, 16.53
风速	年平均	m/s	2.6
	最大风速	m/s	20
	冬季/夏季	m/s	1.4/3.0
相对湿度	年平均	%	53
	冬季/夏季	%	79/35
最大冻土深度	平均值	cm	114
	极值	cm	167

项 目	单位	数值
最大积雪厚度	mm	140

4.2.4 地表水系

呼图壁县境内河流，按其形成、径流补给及流域分布情况，可分为呼图壁河和雀尔沟河 2 条河流。呼图壁河全长约 258km。沿程有东、中、西呼图壁河源头支流和红闸、白杨河、哈熊沟、石梯子沟、大洪沟等支流汇入，经过青年渠首和各类引水工程为呼图壁河流域各生产单位引用，多年平均流量 $13.3\text{m}^3/\text{s}$ ，年径流总量 $4.6\times 10^8\text{m}^3$ （石门站）；雀尔沟河全长 86km，多年平均年径流量为 $3535.9\times 10^4\text{m}^3$ 。

4.2.5 水文地质

呼图壁县位于天山北麓与准噶尔盆地南缘过渡带，地势南高北低，呈明显的“山区—平原—沙漠”三分格局。受干旱气候与冰川融水共同影响，县域水资源高度依赖山区降水和河流入渗，地下水与地表水转化频繁，是典型的干旱区内陆水文地质系统。

地下水资源主要赋存于第四系松散沉积物中，形成潜水和承压水双层结构。潜水埋藏浅，对补给响应敏感；承压水水质稳定、补给缓慢，是重要的战略水源。地下水总体由南向北径流，主要补给来源包括山区侧向径流、河道及渠系入渗、田间灌溉回归等，其中中下游地区河水对地下水的补给贡献率达 90%以上。排泄方式以人工开采和潜水蒸发为主。

水质总体呈弱碱性、矿化度较低，适宜饮用和农业灌溉，但局部区域存在承压水水质较差或污染风险。历史上因农业灌溉过度开采，地下水长期处于“负均衡”状态，年超采量曾达 $1.53\times 10^8\text{m}^3$ ，导致区域水位持续下降并形成地下水漏斗。近年来，通过实施生态补水、压采限采等调控措施，地下水位已呈现稳步回升态势，采补平衡正逐步恢复。

5 环境现状调查与评价

5.1 大气环境质量现状监测与评价

5.1.1 项目所在区域环境空气达标情况

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中 6.2.1.1 要求“项目所在区域达标判定，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论”。

本项目位于和布克赛尔蒙古自治县和呼图壁县，故采用塔城地区和昌吉回族自治州 2024 年环境空气质量监测数据分布判定本项目各县工程所在区环境质量情况。

2024 年塔城地区、昌吉回族自治州环境空气质量现状评价结果分别见表 5-1、表 5-2。

表 5-1 2024 年塔城地区空气质量监测数据统计表

污染物	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	超标率 (%)	达标 情况
SO ₂	年平均					
NO ₂	年平均					
PM ₁₀	年平均					
PM _{2.5}	年平均					
CO	24 小时平均第 95 百分位数 (mg/m^3)					
O ₃	保证率日最大 8h 平均 (90%)					

表 5-2 2024 年昌吉回族自治州空气质量监测数据统计表

污染物	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	超标率 (%)	达标 情况
SO ₂	年平均					
NO ₂	年平均					
PM ₁₀	年平均					
PM _{2.5}	年平均					
CO	24 小时平均第 95 百分位数 (mg/m^3)					
O ₃	保证率日最大 8h 平均 (90%)					

本项目所在区域环境空气中 2024 年各基本污染物浓度满足原《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）二级标准要求，区域环境质量达标。

5.1.2 项目所在区域环境空气质量现状

5.1.2.1 基本污染物环境空气质量现状评价

由统计结果可知，项目所在区域环境空气指标达标，满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）二级标准要求。

5.1.2.2 其他污染物环境空气质量现状评价

1) 监测布点

本次评价 G1 点位引用《石西油田石西石炭系油藏 2025 年开发建设工程环境影响报告书》中 G1 大气监测点位（2024 年 12 月 14 日~20 日监测），另外补充 3 个监测点位，总体上各井区及其评价范围均有 1 个点位，符合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）“以近 20 年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向 5km 范围内设置 1~2 个监测点”。环境空气现状监测点见表 5-3 和图 5-1。

表 5-3 其他污染物补充监测点位基本信息表

编号	经度 (°)	纬度 (°)	监测指标	备注		监测日期
G1			非甲烷总烃、硫化氢			
G2						
G3						
G4						

2) 监测时间与频率

监测 1 小时平均浓度。1 小时浓度每天采样 4 次，开机时间分别为每天 2:00、8:00、14:00、20:00 时，按《空气和废气监测分析方法（第四版）》（增补版）的要求。

4) 监测分析方法

监测分析方法具体见表 5-4。

表 5-4 监测分析方法

序号	监测项目	分析方法	检出限
1	非甲烷总烃	HJ 604-2017 环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	0.07mg/m ³
2	硫化氢	空气质量硫化氢、甲硫醇、甲硫醚和二甲二硫的测定气相色谱法（GB/T 14678-1993）	1.0*10 ⁻³ mg/m ³

图 5-1 大气环境质量现状监测布点图

5) 监测结果及环境质量现状评价结果

环境空气监测期间的气象参数见表 5-5，其他污染物环境质量现状监测数据见表 5-6～表 5-7。评价结果见表 5-8。

表 5-5 环境空气现状监测期间同步气象观测情况

采样日期	气温 (°C)	气压 (kPa)	风向	风速 (m/s)
2026 年 2 月 26 日				
2026 年 2 月 27 日				
2026 年 2 月 28 日				
2026 年 3 月 1 日				
2026 年 3 月 2 日				
2026 年 3 月 3 日				
2026 年 3 月 4 日				

表 5-6 G1 点位环境空气质量现状监测数据 (单位: mg/m³)

点位编号	监测因子	浓度范围
G1		

表 5-7 G2～G4 点位环境空气质量现状监测数据 (单位: mg/m³)

表 5-8 环境空气质量现状评价结果

从评价结果可以看出：各监测点环境空气中非甲烷总烃能够满足参照执行的《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）中的推荐值要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 要求。

5.2 地下水质量现状监测与评价

5.2.1 地下水水质现状调查

5.2.1.1 监测布点

1) 布点原则

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目产能工程中井场属于 I 类建设项目、集油管线属于 II 类建设项目；石南联合站天然气转输管道隐患治理工程属于 III 类建设项目；项目周边地下水敏感程度属于不敏

感。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 2 污染影响型评价工作等级划分表，井场评价等级为二级、集油管线评价等级为二级、天然气管线评价等级为二级。

本项目所在区域地下水类型为第四系松散岩类孔隙水，该区域位于准噶尔盆地西北缘，地下水源补给贫乏，含水层岩性为粉砂岩、砂岩、泥岩沉积。

2) 监测点位

本次评价期间，调研了与项目较近的石西、石南、莫北现有地下水水井，平均井深约 400m，水位 100~400m，依托现有水源井进行了监测，综合考虑工程布局及评价等级，共布设 5 个水质水位、5 个水位监测点。监测点位见表 5-9，监测点位图见图 5-2。

3) 监测因子

(1) 八大离子

K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 。

(2) 基本因子+特征因子

pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、 Cl^- （氯化物）、总硬度、铁、锰、汞、砷、镉、六价铬、铅、铜、锌、溶解性总固体、耗氧量、硫化物、 SO_4^{2-} （硫酸盐）、阴离子表面活性剂、钡、石油类等，共 23 项。同时监测水温、井深、地下水埋深、地面高程，并调查地下水使用功能等。

表 5-9 地下水监测点位表

编号	井号	经度 (°)	纬度 (°)	与项目区位置关系	布设 意义
W1					水质、 水位
W2					
W3					
W4					
W5					
W6					水位
W7					
W8					
W9					
W10					

图 5-2 地下水监测布点图

5.2.1.2 监测时间

监测单位：新疆壹诺环保科技有限公司。

监测时间：2026 年 2 月 27 日监测 1d。

5.2.1.3 监测方法

地下水监测方法见表 5-10。

表 5-10 地下水监测方法

序号	检测项目	检测依据	检出限
1	耗氧量	DZ/T 0064.69-2021/《地下水水质分析方法 第 69 部分：耗氧量的测定 碱性高锰酸钾滴定法》	0.4mg/L
2	钾	HJ 776-2015/《水质 32 种元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法》	0.05mg/L
3	钙		0.02mg/L
4	镁		0.003mg/L
5	石油类	HJ 970-2018/《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》	0.01mg/L
6	碳酸氢盐	SL 83-1994/《碱度总碱度、重碳酸盐和碳酸盐的测定酸滴定法》	/
7	碳酸根离子		/
8	浊度	GB 13200-1991/《水质 浊度的测定》	1 度
9	pH 值	HJ 1147-2020/《水质 pH 值的测定 电极法》	/
10	总硬度	GB 7477-1987/《水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法》	5.0mg/L
11	溶解性总固体	《地下水水质分析方法 第 9 部分：溶解性固体总量的测定 重量法》 DZ/T 0064.9-2021	/
12	硫酸盐	HJ 84-2016/《水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子色谱法》	0.018mg/L
13	氯离子		0.007mg/L
14	铁	HJ 776-2015/《水质 32 种元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法》	0.01mg/L
15	锰		0.01mg/L
16	铜		0.006mg/L
17	锌		0.009mg/L
18	挥发酚	HJ 503-2009/《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》	0.0003mg/L
19	阴离子表面活性剂	GB/T 7494-1987/《水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲基蓝分光光度法》	0.05mg/L
20	氨氮	HJ 535-2009/《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》	0.025mg/L
21	硫化物	HJ 1226-2021/《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》	0.003mg/L
22	钠	HJ 776-2015/《水质 32 种元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法》	0.12mg/L
23	亚硝酸盐氮	GB 7493-1987/《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》	0.003mg/L
24	硝酸盐氮	HJ/T 346-2007/《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法》	0.08mg/L
25	汞	HJ 694-2014/《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》	0.04 μg/L
26	砷		0.3 μg/L

序号	检测项目	检测依据	检出限
27	镉	《水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法》 HJ 700-2014	0.00005mg/L
28	六价铬	DZ/T 0064.17-2021/《地下水分析方法 第 17 部分：总铬和六价铬量的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》	0.004mg/L
29	铅	《水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法》 HJ 700-2014	0.00009mg/L
30	钡	HJ 776-2015/《水质 32 种元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法》	0.01mg/L

5.2.1.4 评价标准

现状评价主要执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准限值，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的III类水质标准，具体项目的标准限值见表 1-6。标准中没有的水质因子，作为现状背景值备查。

5.2.1.5 评价方法

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

对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

其中： P_i 为第 i 个水质因子的标准指数（无量纲）， C_i 为第 i 个水质因子的监测浓度值（mg/L）； C_{si} 为第 i 个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

对于评价标准值为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH \geq 7.0$$

其中： P_{pH} 为 pH 的标准指数（无量纲）；pH 为 pH 监测值； pH_{su} 为标准中 pH 的上限值， pH_{sd} 为标准中 pH 的下限值。

5.2.1.6 现状监测与评价结果

水质现状监测结果及标准指数评价结果见表 5-11。

表 5-11 地下水环境质量现状监测结果及标准指数表

序号	检测项目	监测结果						质量标准 (mg/L)	标准指数（无量纲）				
		单位	W1	W2	W3	W4	W5		W1	W2	W3	W4	W5
1	pH 值	无量纲											
2	硝酸盐氮	mg/L											
3	亚硝酸盐氮	mg/L											
4	氨氮	mg/L											
5	耗氧量	mg/L											
6	挥发酚	mg/L											
7	硫化物	mg/L											
8	铁	mg/L											
9	锰	mg/L											
10	铅	mg/L											
11	镉	mg/L											
12	钡	mg/L											
13	铜	mg/L											
14	锌	mg/L											
15	汞	μ g/L											
16	砷	μ g/L											
17	六价铬	mg/L											
18	氯化物	mg/L											
19	硫酸盐	mg/L											
20	总硬度	mg/L											

21	溶解性总固体	mg/L											
22	石油类	mg/L											
23	阴离子表面活性剂	mg/L											
24	钠	mg/L											
25	Ca ²⁺	mg/L											
26	K ⁺	mg/L											
27	Mg ²⁺	mg/L											
28	CO ₃ ²⁻	mg/L											
29	HCO ₃ ⁻	mg/L											
30	浊度	度											

监测结果表明石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求，其余监测因子中除了氯化物、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐和 W3 监测点的钠超标外，其余各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，超标原因是天然背景值偏高。监测点位于西北缘区块东部，区域地下水中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标的主要原因与当地水文地质条件有关，根据区域已掌握的地下水监测资料，该地区分布的地下水类型主要 C1 • SO₄-Na 型，区域水质总体显弱碱性。

5.2.2 包气带污染现状

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中 8.3.2.2 要求：“对于一、二级的改、扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样，一般在 0cm~20cm 埋深范围内取一个样品，其他取样深度应根据污染源特征和包气带岩性、结构特征等确定，并说明理由。样品进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分。”

本项目性质为改扩建（新建产能及管线隐患治理），但考虑到涉及勘探井转产且钻井工程、试油工程均已完成，本次对已钻井场地开展包气带污染现状调查，以说明油气勘探开发对地下水的影响。

5.2.2.1 监测布点

监测布点见表 5-12。

表 5-12 包气带监测点一览表

序号	名称		坐标	位置	取样深度
B1	井场				
B2					

5.2.2.2 监测项目

石油类、挥发性酚类、硫化物、汞、镉、砷、六价铬、铅。

5.2.2.3 监测时间与频率

新疆壹诺环保科技有限公司于 2026 年 2 月 27 日监测 1 天，每个采样点每层取 1 个混合样品。

5.2.2.4 监测方法

土壤浸出液检测方法见表 5-13。

表 5-13 土壤浸出液检测方法

检测项目	检测依据	检出限
石油类	HJ 970-2018/《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》	0.01mg/L
砷	HJ 694-2014/《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》	0.3 μg/L
汞		0.04 μg/L

检测项目	检测依据	检出限
六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》 GB 7467-1987	0.004mg/L
镉	《水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法》 HJ 700-2014	0.00005mg/L
铅		0.00009mg/L
挥发酚	HJ 503-2009/《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》	0.01mg/L
硫化物	HJ 1226-2021/《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》	0.01mg/L

5.2.2.5 监测结果

土壤浸出液检测结果见表 5-14。

表 5-14 土壤浸出液检测结果一览表

序号	检测项目	单位	检测结果			
			T12: 中探 1 井口附近（探井）		T13: 中探 1 井场（探井）西侧 100m	
			0-0.2m	0.2-0.8m	0-0.2m	0.2-0.8m
1	石油类	mg/L				
2	砷	μg/L				
3	汞	μg/L				
4	六价铬	mg/L				
5	镉	mg/L				
6	铅	mg/L				
7	挥发酚	mg/L				
8	硫化物	mg/L				

根据监测结果可知，中探 1 井场内外检测点浸溶液浓度相差不大，说明油气勘探开发过程对包气带影响较小。

5.3 声环境质量现状监测与评价

5.3.1 监测布点

1) 布点原则

项目周边 200m 范围内无声环境敏感目标，本次选取中探 1 井场西侧 100m 空地测量区域声环境现状。

2) 监测点位

本次声环境现状监测点位详见表 5-15 和图 5-3。

表 5-15 声环境现状监测点位情况一览表

序号	监测点位	坐标	备注
1	中探 1 西侧 100m 空地	86.65511068° N, 45.25428972° E	声环境现状监测



图 5-3 声环境现状监测点位

5.3.2 监测项目

等效连续 A 声级 (L_{eq})。

5.3.3 监测方法

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

5.3.4 监测时间及频率

新疆壹诺环保科技有限公司于 2026 年 3 月 1 日~3 月 2 日连续监测 2 天, 每天昼间和夜间各 1 次。

5.3.5 现状监测与评价结果

区域声环境监测结果见表 5-16。

表 5-16 区域声环境现状监测结果情况一览表 (单位: dB (A))

测点位置	检测项目	开始时间	结束时间	检测结果
Z1: 中探1 西侧 100m 空地	昼间噪声	2026-03-01 11:44	2026-03-01 11:54	49
	夜间噪声	2026-03-01 00:02	2026-03-01 00:12	45
	昼间噪声	2026-03-02 11:49	2026-03-02 11:59	49
	夜间噪声	2026-03-02 00:12	2026-03-02 00:22	45

从上述声环境现状监测结果可以看出，区域声环境符合《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 2 类区限值要求。

5.4 土壤环境质量现状监测与评价

5.4.1 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台查询，本项目评价范围内土壤类型为为风沙土。国家土壤信息服务平台网址：<http://www.soilinfo.cn/map/index.aspx>，项目所在区域土壤类型见图 5-4。

图 5-4 项目所在区域土壤类型图

5.4.2 土壤理化特性调查

新疆壹诺环保科技有限公司于 2026 年 2 月 27 日对中探 1 井场（2#点位）土壤理化特性进行了现状调查，调查结果详见表 5-17。

表 5-17 2#柱状点土壤理化特性调查表

样品状态			砂土、黄棕色、干、无根系	沙壤土、黄棕色、潮、无根系	沙壤土、棕色、潮、无根系
样品编号			0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m
检测项目		单位	检测结果	检测结果	检测结果
现场记录	颜色	/			
	结构	/			
	质地	/			
	砂砾含量	/			
	其他异物	/			
实验室测定	pH 值	无量纲			
	阳离子交换量	Cmol ⁺ /kg			
	氧化还原电位	mv			
	饱和导水率	cm/s			
	土壤容重	g/cm ³			
	孔隙度	%			
	含水率	%			

5.4.3 土壤环境现状监测及评价

5.4.3.1 监测布点

1) 布点原则

(1) 监测点数量

按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中表 6 现状监测布点类型及数量要求，本次合计布设 11 个土壤样点。

(2) 布点原则

本项目评价范围内有 1 种土壤类型，占地范围内主要在可能受影响最重的井场、站场装置区、相对未受人为污染处进行布点，以调查现有及在建工程土壤环境质量现状；占地范围外主要在现有及在建工程厂界外可能产生影响的土壤环境敏感目标处设置监测点。

本项目土壤环境现状监测布点见表 5-18 和图 5-5。

5.4.3.2 监测项目

建设用地 45 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷、1, 2-二氯乙烷、1, 1-二氯乙烯、顺-1, 2-二氯乙烯、反-1, 2-二氯乙烯、二氯甲烷、1, 2-二氯丙烷、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、四氯乙烯、1, 1, 1-三氯乙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、三氯乙烯、1, 2, 3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘；

特征因子：pH 值、石油类、石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油烃（C₆~C₉）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量。

同时调查 2#点位土壤理化特性。

表 5-18 土壤监测布点一览表

序号	范围	布点位置	取样分层	监测因子		选点依据
				基本项目	特征因子	
1#	占地内（建设用地）					
2#						
3#						
4#						
5#						
6#						
7#						
8#	占地外					
9#						
10#						
11#						

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

图 5-5 土壤监测布点示意图

5.4.3.3 监测时间和频率

采样 1 次，取剖面样，不得混合；按照生态环境部门颁发的相关导则、标准中的有关规定执行。新疆壹诺环保科技有限公司于 2026 年 2 月 27 日、5 月 4 日对项目评价范围内土壤进行取样。

5.4.3.4 监测方法

监测分析方法具体见表 5-19。

表 5-19 土壤环境现状监测方法

序号	监测项目	分析及依据	测试仪器	检出限
1	铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ 491-2019）	NovAA 400P 原子吸收分光光度计（ZTHN-YQ-012）	1mg/kg
2	镍			3mg/kg
3	铅			10mg/kg
4	镉	《土壤质量 铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T 17141-1997）	NovAA 400P 原子吸收分光光度计（ZTHN-YQ-012）	0.01mg/kg
5	汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》（HJ 680-2013）	AFS-933 原子荧光分光光度计（ZTHN-YQ-013）	0.002mg/kg
6	砷			0.01mg/kg
7	铬（六价）	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》（HJ 1082-2019）	NovAA 400P 原子吸收分光光度计（ZTHN-YQ-012）	0.5mg/kg
8	氯乙烯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011）	GC-MS 气相色谱质谱（联用仪（ZTHN-YQ-366）	1.0 μg/kg
9	1,1-二氯乙烯			1.0 μg/kg
10	二氯甲烷			1.5 μg/kg
11	反式-1,2-二氯乙烯			1.4 μg/kg
12	1,1-二氯乙烷			1.2 μg/kg
13	顺式-1,2-二氯乙烯			1.3 μg/kg
14	邻二甲苯			1.2 μg/kg
15	苯乙烯			1.1 μg/kg
16	1,1,2,2-四氯乙烷			1.2 μg/kg
17	1,2,3-三氯丙烷			1.2 μg/kg
18	1,4-二氯苯			1.5 μg/kg
19	1,2-二氯苯			1.5 μg/kg
20	氯甲烷			1.0 μg/kg

序号	监测项目	分析方法及依据	测试仪器	检出限
21	氯仿			1.1 $\mu\text{g/kg}$
22	1,1,1-三氯乙烷			1.3 $\mu\text{g/kg}$
23	四氯化碳			1.3 $\mu\text{g/kg}$
24	苯			1.9 $\mu\text{g/kg}$
25	1,2-二氯乙烷			1.3 $\mu\text{g/kg}$
26	三氯乙烯			1.2 $\mu\text{g/kg}$
27	甲苯			1.3 $\mu\text{g/kg}$
28	四氯乙烯			1.4 $\mu\text{g/kg}$
29	1,2-二氯丙烷			1.1 $\mu\text{g/kg}$
30	1,1,2-三氯乙烷			1.2 $\mu\text{g/kg}$
31	氯苯			1.2 $\mu\text{g/kg}$
32	1,1,1,2-四氯乙烷			1.2 $\mu\text{g/kg}$
33	乙苯			1.2 $\mu\text{g/kg}$
34	间二甲苯+对二甲苯			1.2 $\mu\text{g/kg}$
35	苯并[a]蒽	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017）	GC-MS 气相色谱质谱（联用）仪（ZTHN-YQ-125）	0.1mg/kg
36	蒽			0.1mg/kg
37	苯并[b]荧蒽			0.2mg/kg
38	苯并[k]荧蒽			0.1mg/kg
39	苯并[a]芘			0.1mg/kg
40	茚并[1、2、3-cd]芘			0.1mg/kg
41	二苯并[a, h]蒽			0.1mg/kg
42	2-氯酚			0.06mg/kg
43	硝基苯			0.09mg/kg
44	萘			0.09mg/kg
45	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	《土壤和沉积物 石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）的测定 气相色谱法》（HJ 1021-2019）	7890B 气相色谱仪（ZTHN-YQ-014）	6mg/kg
46	苯胺	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017）	GC-MS8600 气相色谱-质谱联用仪（XHJ-ZBJCSB-259）	0.1mg/kg
47	石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	《土壤和沉积物 石油烃（C ₆ ~C ₉ ）的测定-吹扫捕集/气相色谱法》（HJ 1020-2019）	气相色谱仪 GC-2010 Pro（XHJ-ZBJCSB-127）	0.04mg/kg
48	pH 值	《土壤 pH 的测定电位法》（HJ 962-2018）	PHS-3CpH 计（ZTHN-YQ-093）	/
49	石油类	《土壤 石油类的测定红外分光光度法》（HJ 1051-2019）	OIL480 红外测油仪（ZTHN-YQ-016）	4mg/kg

序号	监测项目	分析方法及依据	测试仪器	检出限
50	水溶性盐总量	《土壤检测 第 16 部分：土壤水溶性盐总量的测定》（NY/T 1121.16-2006）	AL204 电子天平（1/10000）（ZTHN-YQ-011）、JB202-A0 数显台式干燥箱（ZTHN-YQ-112）	/
51	含水率	《土壤 干物质和水分的测定 重量法》（HJ 613-2011）	JNB30002 分析天平（1/100）（ZTHN-YQ-234）、DHG-9123A 鼓风干燥箱（ZTHN-YQ-094）	/
52	阳离子交换量	《土壤 阳离子交换量的测定 三氯化六氨合钴浸提-分光光度法》（HJ 889-2017）	L6 物联智能紫外可见分光光度计（ZTHN-YQ-143）	0.8cmol ⁺ /kg
53	氧化还原电位	《土壤 氧化还原电位的测定 电位法》（HJ 746-2015）	Harveson 氧化还原测试笔 ORP100P（XHJ-ZBJCSB-185）	/
54	饱和导水率	《土工试验方法标准》（GB/T 50123-2019）	渗透仪（变水头）TST-55（XHJ-ZBJCSB-187）	/
55	土壤容重	《土壤检测 第 4 部分：土壤容重的测定》（NY/T 1121.4-2006）	电子天平 JE302（XHJ-ZBJCSB-042）	/
56	孔隙度	《森林土壤水分-物理性质的测定》（LY/T 1215-1999）	百分之一电子天平 YP2002（XHJ-ZBJCSB-047）	/

5.4.3.5 评价方法

采用标准指数法进行评价，另外 pH、石油类、土壤盐分含量、石油烃（C₆~C₉）无标准，作为背景值，不进行评价。

其计算公式如下：

$$P_i = C_i / C_0$$

式中：P_i—i 污染物指数；

C_i—i 污染物实测值，mg/kg；

C₀—i 污染物质量标准，mg/kg。

5.4.3.6 现状监测结果

土壤环境质量现状监测结果见表 5-20。

表 5-20 土壤环境质量现状监测结果

5.4.3.7 现状评价结果

本次评价样本数量、检出率、超标率见表 5-21，标准指数、最大值、最小值、均值、标准差和最大超标倍数评价结果见表 5-22。

表 5-21 土壤环境质量现状评价结果（样本数量和检出率）

序号	全部样本数量	检出率	超标率
1	19	100%	0

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

占地范围外土壤特征污染物石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）指标满足参考执行的《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 2 中第一类用地的筛选值要求。

对于本项目特征污染物来说，占地范围内外差值不大，表明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

表 5-22 土壤环境质量现状评价结果

5.5 生态环境质量现状调查与评价

5.5.1 调查范围、调查内容及调查方法

5.5.1.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），调查范围与评价范围一致，为井场周围 50m 范围，管线两侧 300m 范围。

调查区域涵盖了区域自然系统生态完整性维护和敏感生态目标保护所需要的区域，其中特别关注：

- 1) 项目直接影响区，如天然林、公益林等。
- 2) 可能受到工程影响的区域。

5.5.1.2 调查内容

1) 评价区自然地理和生态现状调查，如：地貌、海拔、土地利用、生态系统类型、土壤类型、植被类型及空间分布、植被生物量、植被覆盖度、野生动物分布等情况。

2) 评价区自然系统生态完整性调查。

3) 敏感生态目标现状调查，如生态保护红线区、国家公园、沙化封禁保护区、自然保护区、公益林、天然林等。

5.5.1.3 调查方法

本项目生态环境影响评价等级为二级评价，本次评价主要采用定量分析的方法对评价范围内土地利用现状、植被现状、野生动植物现状、生态系统类型等进行分析。敏感目标调查是通过广泛的资料收集、分析，结合现场观察和访问。

5.5.2 评价区生态环境相关区划与规划

5.5.2.1 项目所在位置在《中国生物多样性保护优先区域范围》中的定位

根据《中国生物多样性保护优先区域范围》（2015 年 12 月 30 日），本项目不涉及生物多样性保护优先区域范围，距离最近的为东侧约 79km 的天山-准噶尔盆地西南部生物多样性保护优先区域——塔城地区托里县：库普乡，县辖区，乌雪特乡庙尔沟镇，阿克别里斗乡（南区）和多拉特乡南部山区。

天山—准噶尔盆地西南部生物多样性保护优先区域位于新疆维吾尔自治区天山和伊犁谷地一带。优先区域总面积 188764km²，涉及 1 个自治区的 40 个县级行政区，包括 6 个国家级自然保护区。保护重点为雪岭云杉林、黑松林、高山松林等生态系统以

及雪豹、北山羊、金雕、新疆北鲵等重要物种及其栖息地。

本项目与天山-准噶尔盆地西南部生物多样性保护优先区域的相对位置关系见图 5-6。

5.5.2.2 项目所在位置在《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的定位

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》（2016 年 10 月 24 日），将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，和布克赛尔蒙古自治县属于自治区级重点生态功能区中的准噶尔西部荒漠草原生态功能区，其发展方向是：植树造林，退耕还草，加强以草原为主的生态建设，防治草场退化，禁止毁草开荒，保护珍稀野生物种。

本项目不属于主体功能区划中确定的自治区层面的禁止开发区域，属于限制开发区域；所进行的石油开采活动符合“全国重要的能源基地”定位，项目的建设有利于提高油气资源的安全供应能力和开发利用水平，支撑地区经济，因此本项目符合自治区对该区域的功能定位要求。

项目在主体功能区划位置示意图见图 5-7。

5.5.2.3 项目所在位置在《新疆生态功能区划》中的定位

根据《新疆生态功能区划》（2005 年 12 月 21 日），本项目所在地的生态区属于 II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，II₃ 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。

项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 5-23 和图 5-8。

表 5-23 本项目评价区生态环境功能区划一览表

	生态区	生态亚区	生态功能区
其他本项目所在区域的生态功能分区单元	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
主要生态服务功能	沙漠化控制、生物多样性维护		
主要生态环境问题	人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁		
主要生态敏感因子、敏感程度	生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感		
主要保护目标	保护沙漠植被、防治沙丘活化		

主要保护措施	对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林（草），禁止樵采，禁止开荒
适宜发展方向	维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延

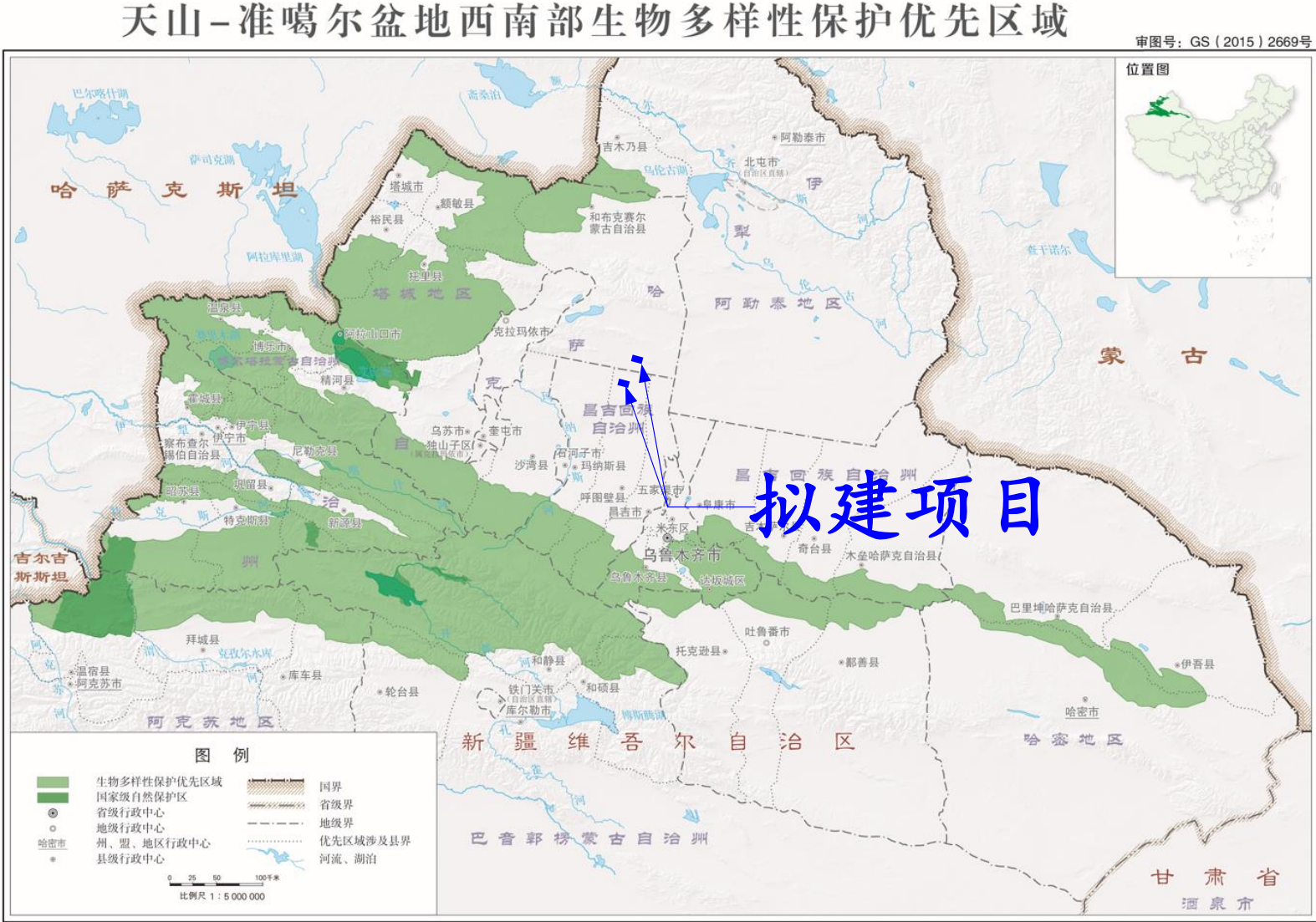


图 5-6 本项目与天山-准噶尔盆地西南部生物多样性保护优先区域的相对位置关系示意图

图6 新疆主体功能区划分总图



图 5-7 主体功能区划图

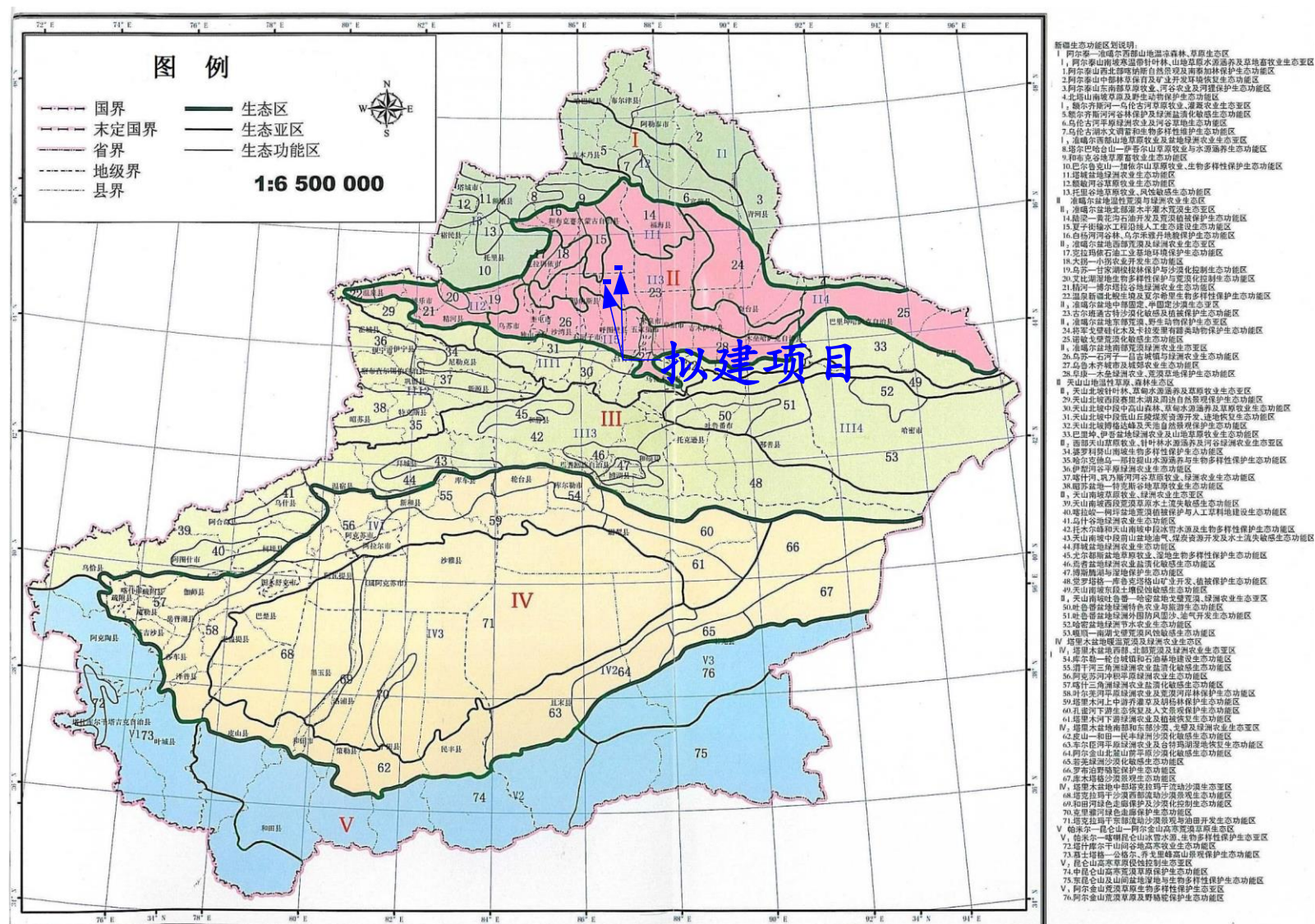


图 5-8 自治区生态功能区划图

5.5.3 评价区生态系统类型与特点

5.5.3.1 生态系统类型

评价区属大陆性干旱、半干旱气候，该区域气候干燥，降水稀少。夏季炎热；冬季干冷；春季升温快而不稳；秋季降温迅速。年温差和日温较差大。光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。

评价区内土壤类型主要为风沙土。自然植被主要是梭梭、怪柳等。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。

根据现状调查结果，评价区以荒漠生态系统为主（占比 97.59%），其间零星散布城镇生态系统的人工用地斑块，主要为油田井场、站场及其配套道路。

5.5.3.2 生态系统特点

荒漠生态系统异质性程度低，结构单一，其稳定性差，抗外界干扰能力弱。荒漠气候极其干旱，甚至终年无雨，昼夜温差可高达 25~30℃，大风和沙暴较多。各种荒漠植物以其独特的方式适应环境：超旱生植物根系发达、叶退化，以便多吸收水分、减少水分散失；肉质植物有很多贮水细胞，白天气孔关闭，减少水分蒸腾，只吸收光能进行光合作用，夜间气孔开放吸收二氧化碳；短生植物在有降雨时利用短暂的较湿润期迅速完成从萌发到结果的过程，以种子或地下器官度过不利时期；耐盐植物可直接利用盐碱浓度较高的水分，有的还能将盐分贮存在体内或从体表排出。此外，一些沙丘植物的茎基部和根有角质层、纤维鞘结构，可防止被炽热的沙粒灼伤。

荒漠中的爬行动物和啮齿动物都在地下穴居生活，昼伏夜出，听觉极其灵敏，有些种类不需饮水，仅靠食物中的水分便可存活，有的则可依靠休眠度过极端干旱期。

本项目评价范围内生态系统类型现状见表 5-24 和图 5-9。

根据调查，评价区域以荒漠生态系统为主（占比 97.59%），其间零星散布城镇生态系统的人工用地斑块，主要为油田井场、站场及其配套道路。

表 5-24 本项目评价区生态系统类型现状统计表

I 级代码	I 级分类	II 级代码	II 级分类	面积 (hm ²)	面积占比 (%)
7	荒漠生态系统	72	沙地	1619.33	97.59
6	城镇生态系统	63	工矿交通	40.06	2.41

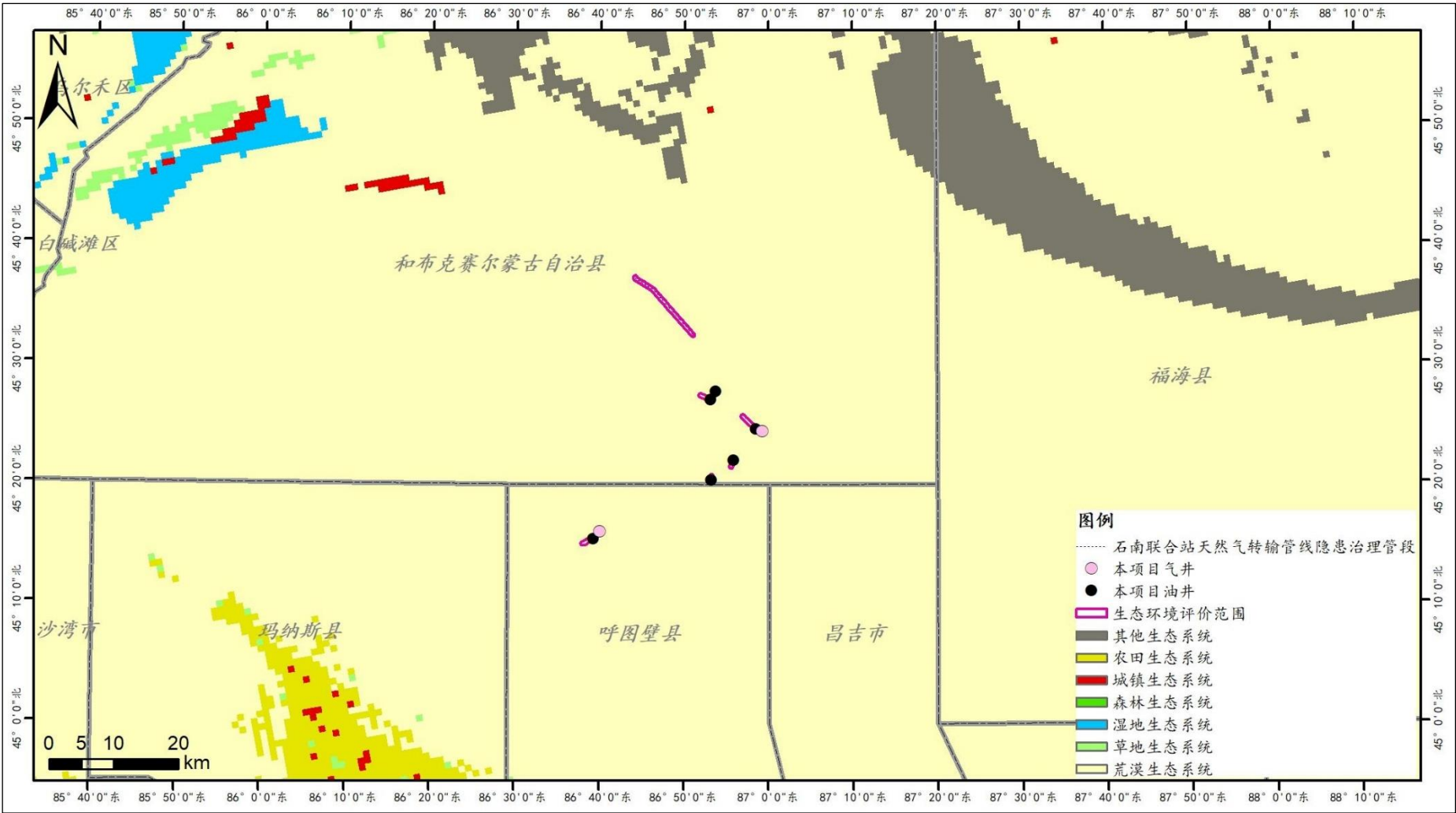


图 5-9 项目所在区域生态系统示意图

5.5.3.3 生物量调查

本项目区土地利用现状为沙地、采矿用地，因该区域地处准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠，气候极端干燥，植被盖度极低，主要植物种类为梭梭、怪柳等植物。

参考《准噶尔盆地梭梭群落生物量和碳储量》（牛攀新等，2014 年，生态学报），项目所在区域平均生物量 $4.2\text{t}/\text{hm}^2$ ，本项目生态评价范围内有植被区域面积为 1619.33hm^2 ，则评价区生物量约 6801.2t 。

5.5.4 土地利用现状调查与评价

5.5.4.1 调查方法

土地利用现状调查主要通过遥感解译分析与现场调查相结合的方法。分析方法为首先应用 ARCGIS10.3 进行手工解译，然后进行现场校验。土地类型参照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）中的用地类型划分方法。

5.5.4.2 评价范围土地利用现状

根据《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）及遥感影像解译结果统计知，评价区内主要用地类型有采矿用地、沙地，土地利用类型现状统计见表 5-25 及图 5-10、图 5-11。

表 5-25 评价区土地利用现状表

一级类		二级类		面积 (hm^2)	面积占比 (%)
编码	名称	编码	名称		
12	其他土地	1205	沙地	1619.33	97.59
06	工矿仓储用地	0602	采矿用地	40.06	2.41
合计				1659.39	100

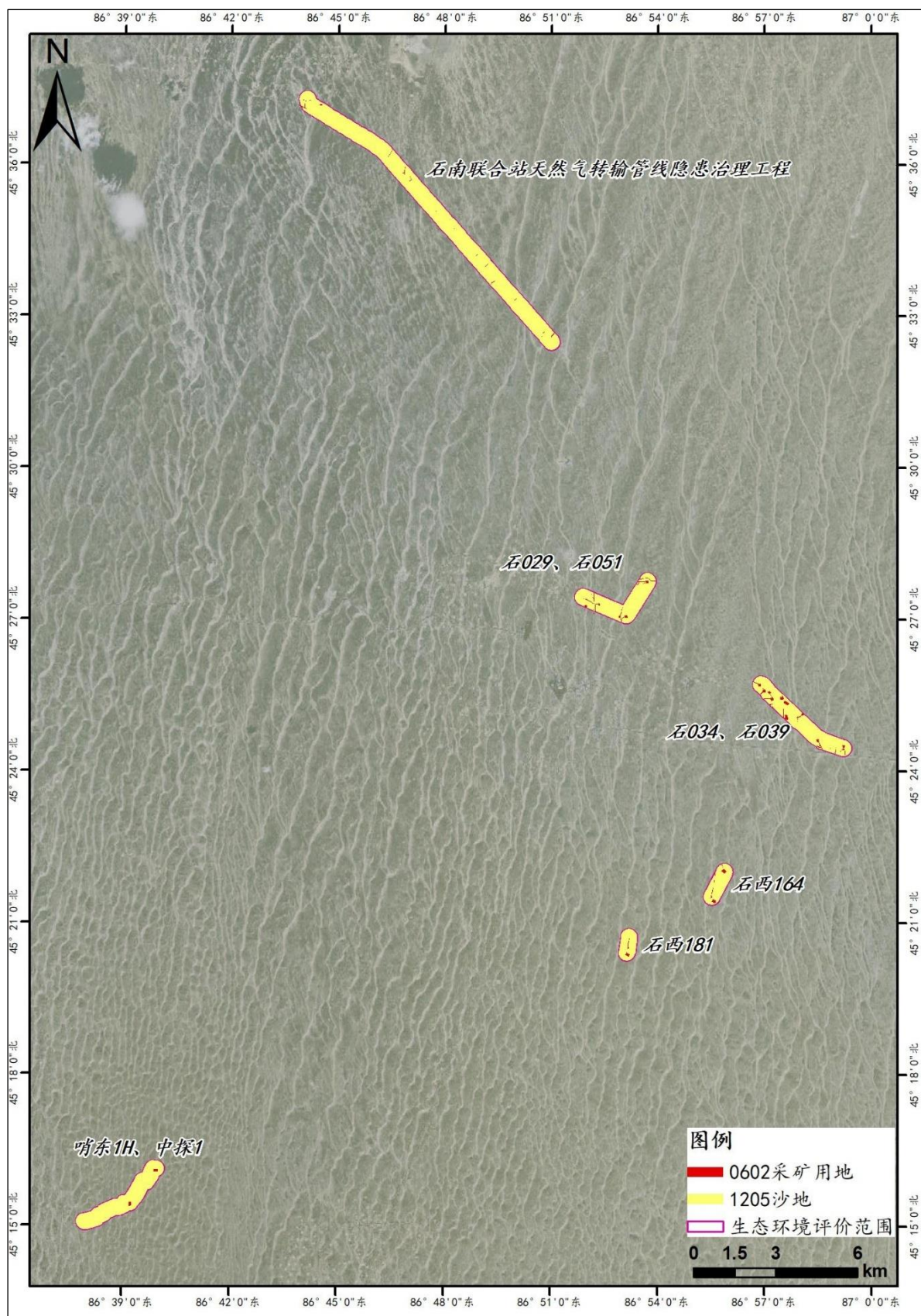


图 5-10 项目所在区域土地利用现状图（总体）

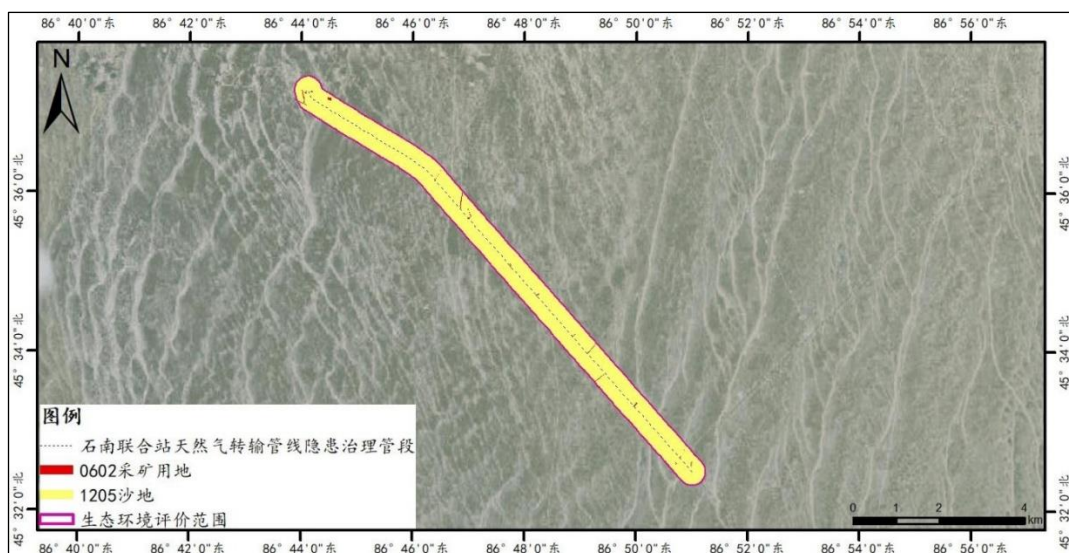


图 5-11 项目所在区域土地利用现状图（管线隐患治理工程）

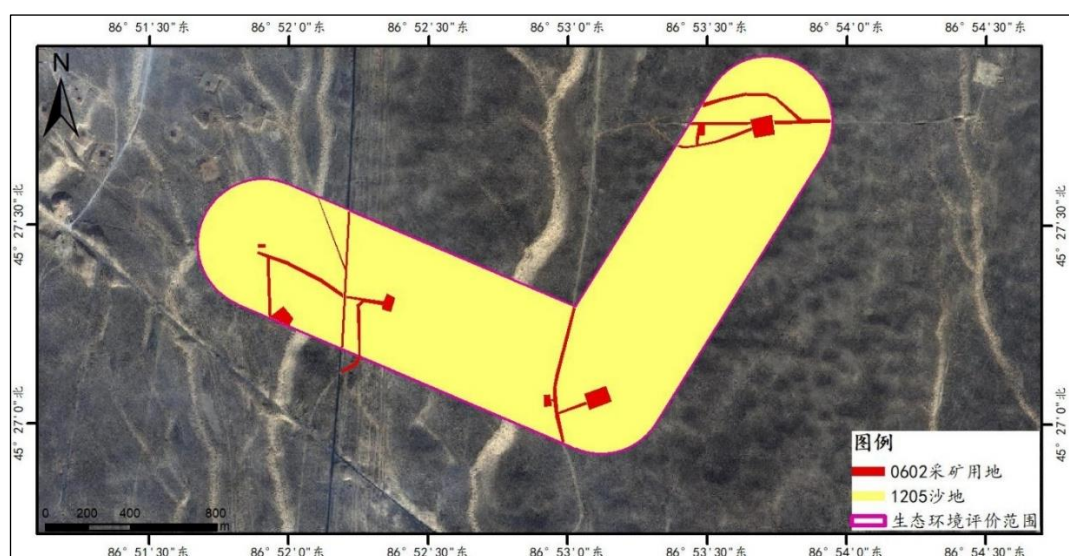


图 5-12 项目所在区域土地利用现状图（石 029、石 051）

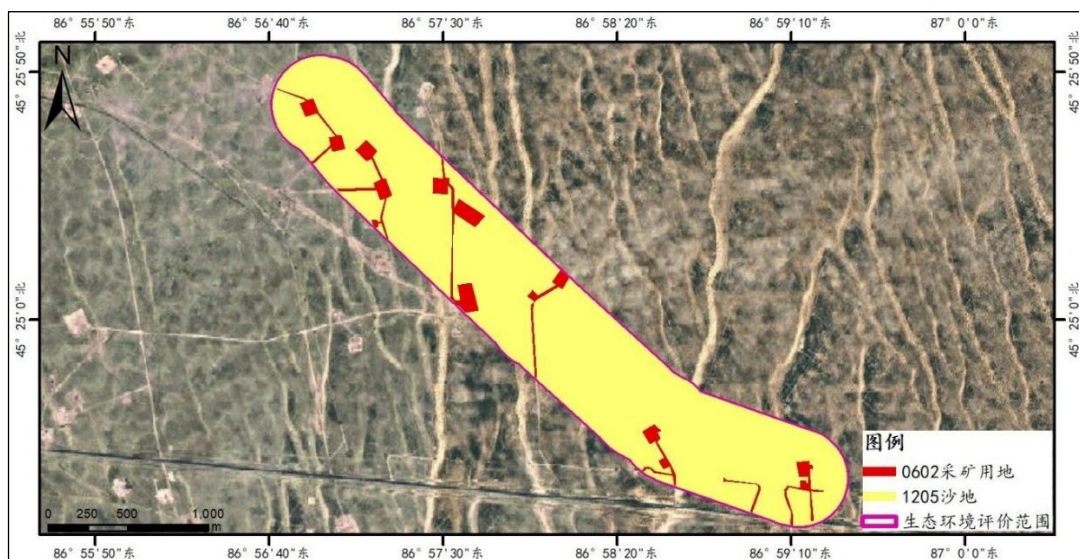
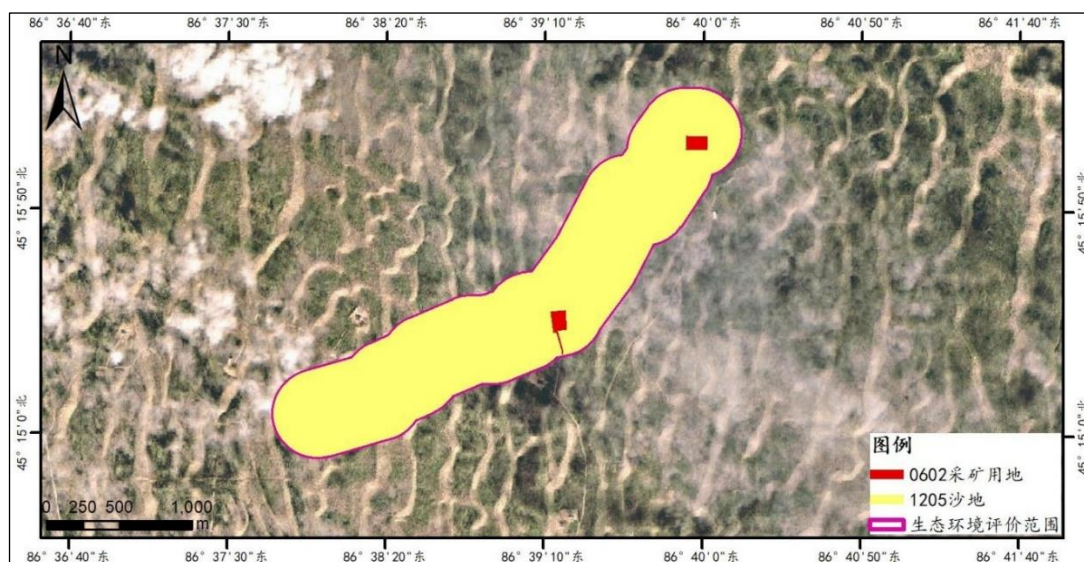
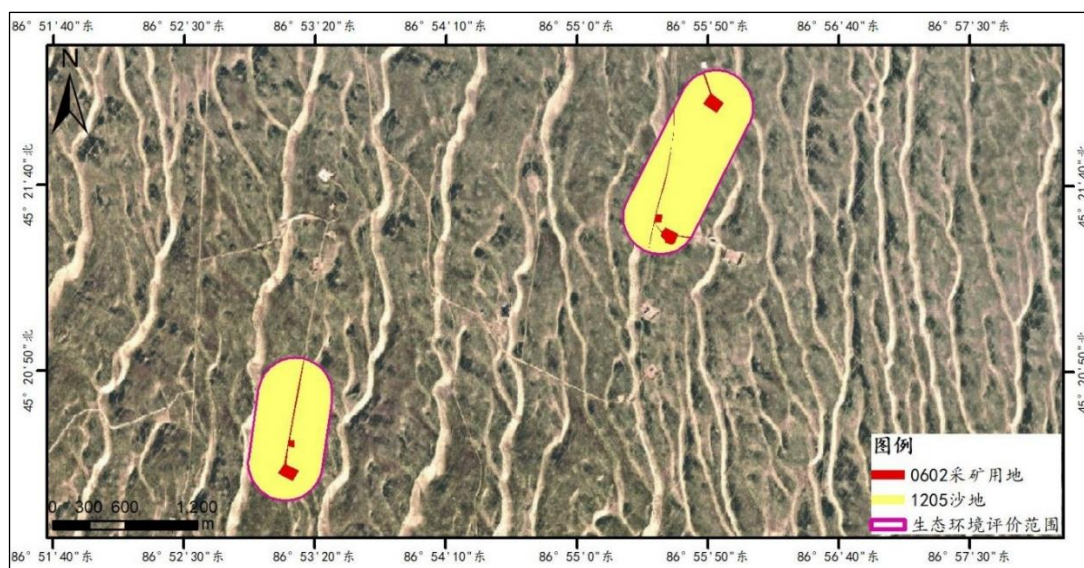


图 5-13 项目所在区域土地利用现状图（石 034、石 039）



5.5.5 陆生生态现状调查及评价

5.5.5.1 植被现状调查与评价

5.5.5.1.1 调查方法

调查采用文献资料收集、遥感解译辅以野外实地调查相结合的方法。

资料收集以林业调查资料以及相关生态资源调查资料和期刊文献为主。参考的技术资料包括《中国植物志》、《中国植被》（吴征镒，1980）、《国家重点保护野生植物名录》（2021年9月7日）、《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022年3月）等分析调查区域内植物物种组成、植被类型和分布格局，了解国家或自治区级重点保护植物的分布和数量。

本次遥感数据采用2025年12月15日Landsat8卫星遥感影像，分辨率为30m。分析方法为首先应用ARCGIS10.3进行手工解译，然后进行现场校验。

5.5.5.1.2 植被分区及植被区划

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、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、玛纳斯湖州。

5.5.5.1.3 植被类型及植被特点

1) 区域植被类型及植被特点

根据《中国植被》（1980年）分类原则，以及野外调查、样方调查资料，项目区地处准噶尔盆地西北边缘玛纳斯河流域下游段，在评价区主要植被类型为温性荒漠，拟建油井附近植被亚型为梭梭沙漠，自然地带性植被主要是梭梭群系。项目周边地表植被覆盖度较低、植被多样性较低。

表 5-26 评价区主要植物群落调查统计表

工程	植被型	植被亚型	群系	分布区域
拟建井场、管线	温性荒漠	梭梭沙漠	梭梭群系	广泛分布

（1）梭梭

梭梭群系属于小半乔木荒漠，适应于盐化壤土，如梭梭壤漠；也见于石膏的砾质戈壁，如梭梭砾漠。在准噶尔盆地的沙漠边缘，可以见到梭梭与耐盐潜水超旱生灌木形成的群落，如梭梭沙漠植被类型。在壤土上，梭梭高0.5m~1.5m。群落总盖度因土壤不同而各异，在龟裂型土壤上不超过10%，在壤土、沙土上会达30%~40%。群落种类组成在龟裂型及强盐化土壤上只有5种左右，而在弱盐化土、沙壤土上则可多达

10~14 种。伴生植物多为一年生盐柴类，如：盐生草、角果藜、叉毛蓬等。

（2）红皮沙拐枣

红皮沙拐枣生长于海拔 450~1000m 的半固定沙丘、固定沙丘和沙地。特性与蒙古沙拐枣相似，是旱生喜光的灌木树种，抗干旱、高温、风蚀、沙埋，易扦插繁殖，生长迅速。浅根性树种，其根系发达，地下部分远远大于地上部分。分布区年降水量 70~150mm，蒸发最 1400~2100mm，绝对最低气温-42.6℃，最高气温 42.2℃，土壤为沙质或沙砾质灰棕色荒漠土。伴生灌木很少，主要有驼绒藜、琵琶柴等，在沙砾质的地表径流处，偶有木霸王、灌木旋花加入，组成稀疏的沙质或沙砾质荒漠植被。

2) 现状统计

评价区内植被现状统计情况见表 5-27、图 5-16，有植被区域整体以天然沙生植被型为主，主要为梭梭、怪柳、红皮沙拐枣等。

表 5-27 评价区内植被类型表

植被型	植被群系	面积 (hm ²)	面积占比 (%)
温性荒漠	梭梭、怪柳、红皮沙拐枣、琵琶柴等	1619.33	97.59
/	非植被区域	40.06	2.41
合计		1659.39	100



图 5-16 项目所在区域植被类型现状图

5.5.5.1.4 植被多样性

评价区生态条件较差，地域特征决定了该区域内植被组成简单、类型单一、分布稀疏、种类贫乏。

评价区所在区域生态条件较差，地域特征决定了该区域内植被组成简单、类型单一、分布稀疏、种类贫乏。根据现场和以往研究资料，古尔班通古特沙漠区域分布高等植物约 135 种，评价区分布植物 20 余种，主要集中在藜科、十字花科、怪柳科、禾本科和菊科。评价区内的藜科、菊科植物多为旱生或超旱生的灌木和一年生旱生植物；十字花科植物多为一年生短营养期植物（中生性一年生短命植物）；怪柳科植物均为鳞型叶旱生灌木。见表 5-28。

根据现场踏勘，井场周围及管线沿线植被主要为白梭梭、梭梭、琵琶柴、猪毛菜、沙蒿等。区域的植被覆盖度约为 10%~20%。

对照《国家重点保护野生植物名录》（2021 年 9 月 7 日）、《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022 年 3 月）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2023 年 12 月 29 日），评价范围内无受保护的野生植物分布。

评价区内主要植物名录详见表 5-28。

表 5-28 评价区内主要高等植物及分布一览表

序号	中文名	学名	分布	
			沙丘	丘间
一	禾本科	<i>Gramineae</i>		
1	东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	++	
2	羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++	
3	施母草	<i>Schismus arabicus</i>	++	
二	蓼科	<i>Polygonaceae</i>		
4	红皮沙拐枣	<i>Calligonum rubicundum</i>	++	
三	藜科	<i>Chenopodiaceae</i>		
5	沙米	<i>Agriophyllum arenarium</i>	++	
6	白梭梭	<i>Haloxylon persicum</i>	++	-
7	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	+	++
8	猪毛菜	<i>Salsola collina</i>		+
9	散枝梯翅蓬	<i>Salsola brachiata</i>		+
10	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>	+	
11	犁苞滨藜	<i>Atriplex patens dimorphotegria</i>	++	++
12	雾滨藜	<i>Bassia dasyphylla</i>	+	+
13	倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	++	-
14	角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>	++	+
15	对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++	
16	叉毛蓬	<i>Petrosimomia sibirica</i>	+	
17	角果碱蓬	<i>Suaeda comiculata</i>		+
18	囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>		+
四	十字花科	<i>Cruciferae</i>		

19	螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>	++	+
20	四齿芥	<i>Tetracme quadricornis</i>	++	++
21	灰白糖芥	<i>Ergsimum cheiranthides</i>	++	+
22	荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++	
23	卷果涩芥	<i>Malclomia scorpioides</i>	++	+
五	蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>		
24	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		+
六	怪柳科	<i>Tamaricaceae</i>		
25	琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>		+
七	菊科	<i>Compsitae</i>		
26	沙蒿	<i>Artemisia desteriorum</i> Spreng.	++	++
27	苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	++	-
28	地白蒿	<i>Artemisia terrae-ablae</i>	++	-
29	沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>	+	++

注：++常见种，+少见种，-偶见种。

5.5.5.1.5 植物群落样方调查

1) 调查时间

2026 年 2 月在评价范围内进行了现场踏勘，建立了遥感影像解译标志。

2) 布设原则

本次在主要工程直接占地区域、生态敏感区、主要植被群落附近等区域均布设了样方。

3) 样方信息统计

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中 7.3 生态现状调查要求：“根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，一级评价每种群落类型设置的样方数量不少于 5 个，二级评价不少于 3 个”。

拟建项目生态评价等级为二级。根据现场踏勘，工程周边主要以梭梭、沙拐枣群落为主，本次主要针对梭梭、沙拐枣群落进行样方调查，共设置样方 6 个，植物群落调查样方点位置具体情况见表 5-29 和图 5-17，样方调查表见表 5-30～表 5-32。

表 5-29 植物群落调查样方点位置

序号	群落种类	与工程关系			
		工程名称	方位	最近距离（m）	占用情况
1#	沙拐枣、梭梭群落	石 034 井场附近	/	/	/
2#	沙拐枣、梭梭群落	石 051 井场附近	/	/	/
3#	沙拐枣、梭梭群落	哨东 1H+中探 1 混输管线	相交	/	临时占用

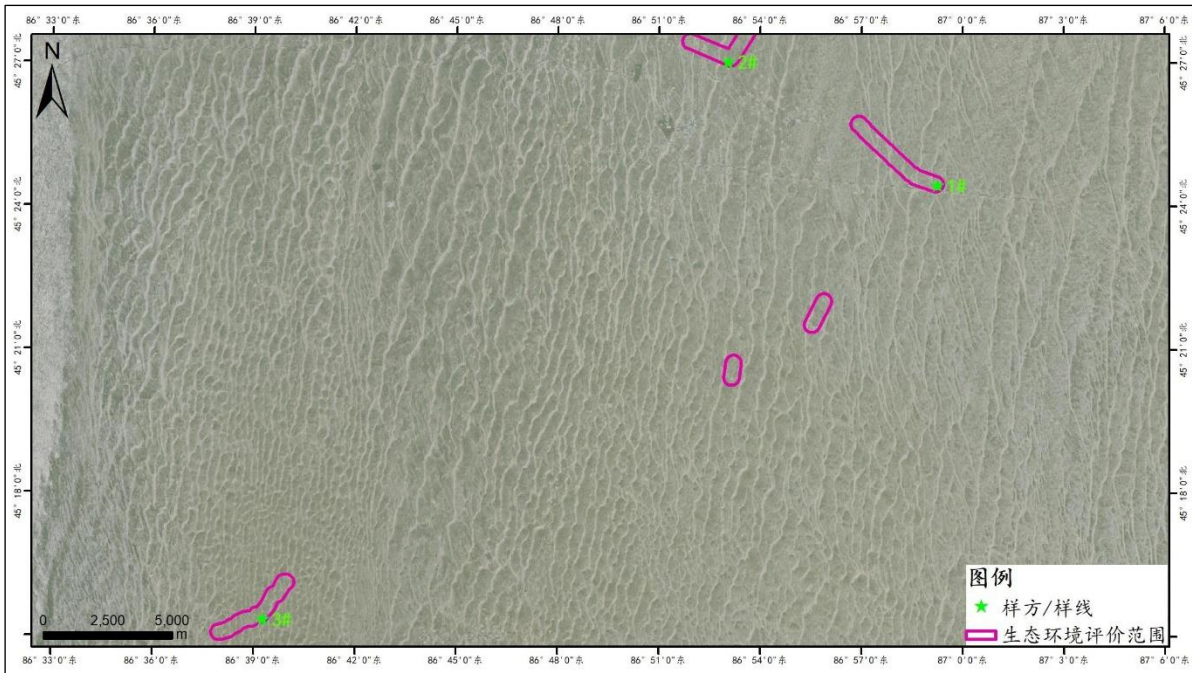


图 5-17 样方调查点位示意图

表 5-30 1#点位样方调查结果表

调查日期	2026 年 2 月 4 日		样方总面积	10m×10m	记录人	刘忆楚
植被类型	梭梭		地形	盆地	海拔（m）	424
土壤类型	风沙土		坡向（°）	—	坡度（°）	—
地点	石 034 井场外		经纬度	86.99055211° E, 45.40833686° N		
分层	盖度	种类组成	考察照片			
乔木层	4%	梭梭 <i>Haloxylon ammodendron</i> , 高 0.3～1.2m, 株距 5m				
草本层	0	/				

表 5-31 2#点位样方调查结果表

调查日期	2026 年 2 月 4 日		样方总面积	10m×10m	记录人	刘忆楚
植被类型	梭梭		地形	盆地	海拔（m）	399
土壤类型	风沙土		坡向（°）	—	坡度（°）	—
地点	哨东 1H+中探 1 混输管线附近		经纬度	86.88672909° E，45.45119243° N		
分层	盖度	种类组成	考察照片			

乔木层	10%	梭梭 <i>Haloxylon ammodendron</i> , 高 0.3~1.2m, 株距 5m	

表 5-32 3#点位样方调查结果表

调查日期	2026 年 2 月 6 日		样方总面积	10m×10m	记录人	刘忆楚
植被类型	梭梭		地形	盆地	海拔（m）	401
土壤类型	风沙土		坡向（°）	—	坡度（°）	—
地点	和丰 105 井场南侧公益林		经纬度	86.65724146° E，45.25677108° N		
分层	盖度	种类组成	考察照片			
乔木层	20%	梭梭 <i>Haloxylon ammodendron</i> ，高 0.3～1.2m，株距 5m				

5.5.5.1.6 植被覆盖度

本次评价基于遥感估算植被覆盖度，方法采用植被指数法。处理系统采用 ENVI (The Environment for Visualizing Images)，提取 NDVI 影像上通过建模实现植被覆盖度 (FVC) 的计算。

植被覆盖度可用于定性分析评价范围内的植被现状。本次评价基于遥感估算植被覆盖度采用植被指数法。

植被指数法主要是通过对各像元中植被类型及分布特征的分析，建立植被指数与植被覆盖度的转换关系。采用归一化植被指数 (NDVI) 估算植被覆盖度的方法如下：

$$FVC = (NDVI - NDVI_s) / (NDVI_v - NDVI_s)$$

式中： FVC——所计算像元的植被覆盖度；

NDVI——所计算像元的 NDVI 值；

NDVI_v——纯植物像元的 NDVI 值；

NDVI_s——完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。

从遥感解译结果可以看出，本项目评价范围内属于较低植被覆盖度（0.1~0.3）。植被覆盖区域主要为裸露地表、少量梭梭、沙拐枣、怪柳等，植被覆盖度（FVC）的估算结果符合该地区的生态环境特征（地表裸露面积大，防风固沙能力弱）。评价区植被覆盖度见图 5-18。

图 5-18 评价区植被覆盖度示意图

5.5.5.1.7 古树名木现状调查

根据与和布克赛尔蒙古自治县、呼图壁县自然资源局对接项目情况，本项目评价范围不涉及古树名木。

5.5.5.2 动物现状调查与评价

5.5.5.2.1 调查方法

调查采用文献资料收集与野外实地调查相结合的方法。

资料收集以林业调查资料以及相关生态资源调查资料和期刊文献为主。参考的技术资料包括《国家重点保护野生动物名录（2021 版本）》（2021 年 2 月 1 日）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》（2022 年 9 月 18 日）等，分析调查区域内野生动物资源和分布格局，了解国家或自治区级重点保护野生动物的分布和数量。

除资料调查外，辅以现场踏勘。

5.5.5.2.2 野生动物资源现状调查

根据中国动物地理区划分级标准，拟建项目所在区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、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，植被盖度低，所以野生动物种类分布较少。由于历史的原因，准噶尔盆地荒漠中各种大型动物资源数量显著减少。区域气候条件恶劣，夏季酷热、冬季严寒、极为干旱，保障野生动物生存的饮水、食物及栖息条件非常有限，再加上区内近年来油气田勘探开发，油田公路修建，人为活动频繁，所以野生动物种类分布较少，大型哺乳动物种类更少，基本上没有区域特有种分布。

根据相关资料，项目所处的大区域内栖息的主要野生脊椎动物 18 种，其中爬行类 3 种、鸟类 5 种、哺乳类 10 种。爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物是项目区内主要建群种动物。

表 5-33 评价区主要动物名录

序号	中文名	学名	分布
一、爬行类			
1	变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>	+
2	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	++
3	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	++
二、鸟类			
4	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	+

序号	中文名	学名	分布
5	短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	+
6	小沙百灵	<i>Calandrella cheleensis</i>	+
7	沙即鸟	<i>Oenanthe isabellina</i>	+
8	红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	+
三、哺乳类			
9	大耳蝠	<i>Hemiechinus auritus</i>	+
10	虎鼬	<i>Vormela peregusna</i>	
11	艾鼬	<i>Mustela eversmanni</i>	
12	草兔	<i>Lepus capensis</i>	+
13	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>	+
14	西伯利亚五趾跳鼠	<i>Allactaga sibirica</i>	+
15	毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+
16	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	++
17	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	++
18	红尾沙鼠	<i>Meriones libycus</i>	

注：++常见种，+少见种。

5.5.5.2.3 重要生境调查

根据与和布克赛尔蒙古自治县、呼图壁县自然资源局对接项目情况，项目区内不存在国家重点保护野生动物生境。

5.5.5.2.4 动物样线调查

本次样线调查点位见表 5-34 和上文图 5-17，本次仅在 3#样线（哨东 1 井区）发现沙狐；其他样线受调查季节及开发强度较高影响，未发现野生动物活动。调查结果见表 5-35。

表 5-34 样线动物调查汇总表

序号	动物名称	样线编号	样线位置
1	未发现	1#	石 034 井场附近
2	未发现	2#	石 051 井场附近
3	沙狐 <i>Vulpes corsac</i>	3#	哨东 1H+中探 1 混输管线附近

表 5-35 3#动物样线调查结果

编号	3#	日期	2026/2/6	观测者	刘忆楚
经度	86.65724146° E	纬度	45.25677108° N	天气	晴
人为干扰活动类型	采矿	人为干扰活动强度	中	海拔	401m
总种数	1	个体总数	2	生境类型	荒漠
中文名	学名	成体数量	幼体数量	保护级别	

沙狐	<i>Vulpes corsac</i>	2	0	国家二级重点保护野生动物
				

5.5.6 土壤环境质量现状调查

5.5.6.1 土壤类型

根据国家土壤信息服务平台数据，区域土壤类型只有风沙土，评价区土壤类型详见上文“5.4.1 土壤类型调查”。

风沙土是干旱与半干旱地区于沙性母质上形成的仅具有 A-C 层的幼年土，处于土壤发育的初始阶段，成土过程微弱。通体细沙，植被易于破坏，随起沙风而移动。

1) 分布

主要分布于干旱少雨、昼夜温差大和多沙暴的地区，包括世界各大洲的沙漠、草原和半荒漠草原地带。中国主要分布在北纬 36°～49° 之间的干旱和半干旱地区。包括塔克拉玛干、古尔班通古特、库母达格、柴达木、巴丹吉林、乌兰布、腾格里、库布其、毛乌素、小腾格里、西辽河和呼伦贝尔等沙区，东南沿海也常有所见。

2) 特征

风沙土的特征是成土作用经常受到风蚀和沙压，很不稳定，致使成土过程十分微弱，土壤性状与风沙堆积物无多大改变。随沙地的自然固定和土壤形成阶段的发展，由流动风沙土到半固定、固定风沙土，土壤有机质含量逐渐增加，说明只要增加肥分与水分，使植被逐步稳定生长，也能成为农林牧用地。

3) 形成

风沙土的形成过程与流动沙性母质上自然植被的出现、繁衍和演变紧密相关。当由流动性沙性母质构成的沙丘上出现稀疏的植物时，风沙土的成土过程即告开始。植物通过根系和它的地上部分对沙性母质产生固结作用和表面覆盖作用，从而减弱了沙性母质的流动性；植物死亡后遗留下的残体转变为腐殖质，又使沙性母质的物理、化学和生物性质发生变化并使之产生发生层次。随着植被的不断发展，上述作用日益强烈，流动的沙性母质也渐趋于半固定或固定状态，从而形成半固定风沙土和固定风沙

土。

风沙土的形成始终贯穿着风蚀沙化的风蚀过程和植被固沙的生草化过程，这两者互相对立而往复循环以推动着风沙的形成与变化，成土过程很不稳定，土壤发育十分微弱，风沙土的形成大致分为三个阶段。

（1）流动风沙土阶段：风沙母质含有一定的养分和水分，为沙生先锋植物的滋生提供了条件，但因风蚀植物难以定居和发展，生长十分稀疏，覆盖度小于 10%，常受风蚀移动，土壤发育极其微弱，基本保持母质特征，处于成土过程的最初阶段。

（2）半固定风沙土阶段：随着植物的继续滋生和发展，覆盖度增大，常在 10%~30%之间，风蚀减弱，地面生成薄的结皮或生草层，表层变紧，并被腐殖质染色，剖面开始分化，表现出一定的成土特征。

（3）固定风沙土阶段：植物进一步发展，覆盖度继续增大，通常大于 30%，除沙土植物外，还渗入了一些地带性植物成分，生物成土作用较为明显，土壤剖面进一步分化，土壤表层更紧，形成较厚的结皮层或腐殖质染色层，有机质有一定的积累，颜色带灰，弱团块状结构，细土粒增加，理化性质有所改善，具备了一定的土壤肥力。固定风沙土的进一步发展，可形成相应的地带性土壤。

4) 利用

在中国，风沙土的利用大致以 300mm 的降水量等值线为界，其东部为牧业和部分旱作农业，属半牧半农区；其西部基本只有牧业，但在河流沿岸的一定范围内有绿洲农业区，水源足，日照长，温差大，作物产量一般均较高，常常成为瓜果之乡。但由于受自然条件和水源的限制，大部分风沙土仍处于未利用状态。改良风沙土的基本要求是制止风沙土的流动，保护与之相邻的农田不受破坏。各种改良措施宜配合进行，相辅相成。

5.5.6.2 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018 年-2030 年）》，项目所在的和布克赛尔蒙古自治县位于Ⅱ₂天山北坡诸小河流域，属于水土流失重点治理区。

根据 2018 年全疆水土流失动态监测数据成果，和布克赛尔蒙古自治县侵蚀类型主要有水力侵蚀、风力侵蚀和冻融侵蚀。水土流失面积 25229.39km²，占全县土地面积的 87.65%，其中风力侵蚀面积为 25116.66km²，占水土流失面积的 99.56%；水力侵蚀面积为 110.02km²，占水土流失面积的 0.44%；冻融侵蚀面积为 1.71km²，占水土流失面积的 0.01%。和布克赛尔蒙古自治县沙漠区面积为 3862.47km²，其中水土流失面积为 3862.47km²，主要为风力侵蚀。沙漠区侵蚀强度主要以轻度为主，占沙漠区侵蚀面积的 86.23%。

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》，本项目位于 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区，项目所在区域为强度风力侵蚀，评价区水土侵蚀现状见图 5-19。

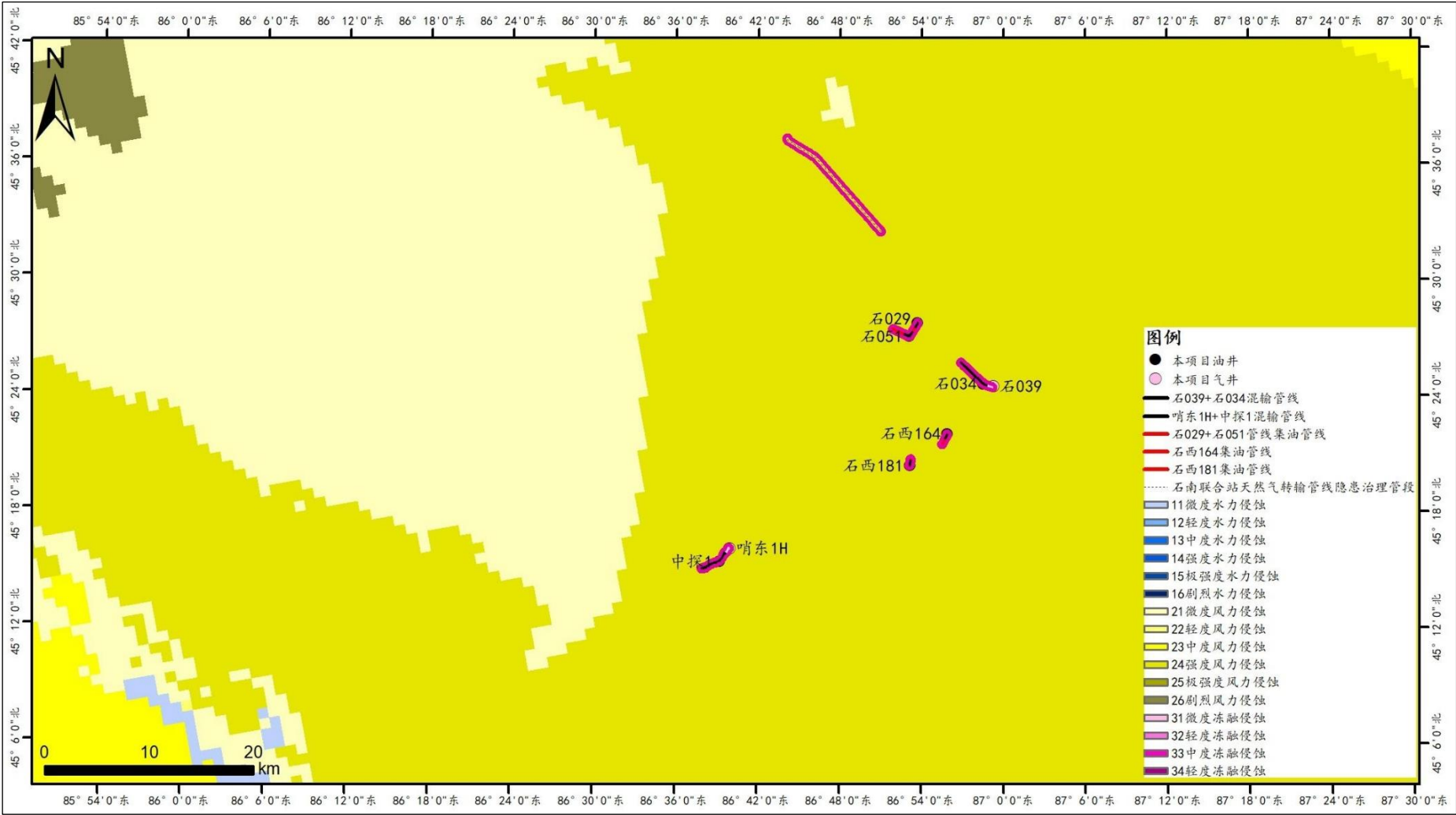


图 5-19 评价区土壤侵蚀示意图

5.5.6.3 土地沙化现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》（2021年），新疆维吾尔自治区沙化土地面积为 $7468.21 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，其中：轻度沙化土地 $466.44 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 6.25%；中度沙化土地 $1029.83 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 13.79%；重度沙化土地 $1509.95 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 20.21%；极重度沙化土地 $4461.99 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 59.75%。

古尔班通古特沙漠面积 57473km^2 ，占全疆沙漠的 13.04%；是我国第二大沙漠，也是我国最大的固定、半固定沙漠。主要由五片沙漠组成，奇台以东为霍景涅里辛沙漠，中部为德佐索腾艾里松沙漠，分布在三个泉干谷以南，西部是索布古尔布格莱沙漠，北部是阔布什和阿克库姆沙漠。

沙漠中的沙化土地面积 $521.58 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，其中：流动沙地 $11.53 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，半固定沙地 $107.34 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，固定沙地 $396.65 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，沙化耕地 $6.06 \times 10^4 \text{hm}^2$ 。古尔班通古特主体沙漠分布地区包括和布克赛尔蒙古自治县，主体沙漠面积 48695km^2 ，占全疆沙漠的 11.05%；沙漠中的沙化土地面积 $449.44 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，其中：流动沙地 $3.57 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，半固定沙地 $96.92 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，固定沙地 $344.54 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，沙化耕地 $4.41 \times 10^4 \text{hm}^2$ 。该沙漠地貌特征是高山与盆地相间，沙漠四周为高山环抱，地形十分闭塞。该区属温带大陆性气候，气候干旱，降雨少，生态环境比较脆弱。该沙漠北部主要是南北走向的树枝状沙垅，南部为蜂窝状复合沙垄，新月形沙丘及丛草沙丘，东部分布着复合型沙垄，格状沙丘和线状沙垄等。沙丘高度一般在 50m 以下，有的可高达 100m。沙漠年降水量 100~120mm（沙漠中年蒸发量 1400~2000mm），四季均匀，植被发育较好，春雨型短命植物较多，在固定沙丘上植被覆盖度可达 40%~50%，在半固定沙丘上也有 15%，主要生长梭梭、怪柳和一些草本植物。土地沙化形成的自然因素主要为气候干旱、降水稀少是土地沙化的主要自然因素，多风的动力条件是沙化土地发生发展的主要自然营力，丰富的沙物质是发生土地沙化的物质基础。人口快速增长，盲目开垦土地，过度放牧，过度樵采和不合理的水资源利用等是土地沙化的人为因素。本项目所在区域的土地沙化形成的主要原因多为自然因素。沙化土地分布示意图见图 4.4-2。

项目区地处干旱的荒漠区，在半干旱、干旱荒漠区都广泛分布和发育着生物土壤结皮，地表一般分布着生物土壤结皮——土壤表层由苔藓、藻类、地衣等隐花植物和微生物菌类等为主体的生物组分与土壤构成的有机复合体（荒漠地区生物土壤结皮的水文物理特征分析，王新平等）。

区域防沙治沙现状：准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠是新疆主要的沙化策源地和国家重点防沙治沙区域之一，也是新疆整体生态环境建设的重要组成部分。本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，已形成稳定的荒漠生态系统。据调查，评价范围内除油田

已开发建设的地面工程外，无其他工业项目。已建防沙治沙措施主要为油气集输干线和输电线杆基部的草方格。

项目位于古尔班通古特沙漠腹地，**占用沙化土地为固定沙地、流动沙地**，本项目与沙化土地分布位置关系示意图见图 5-20。

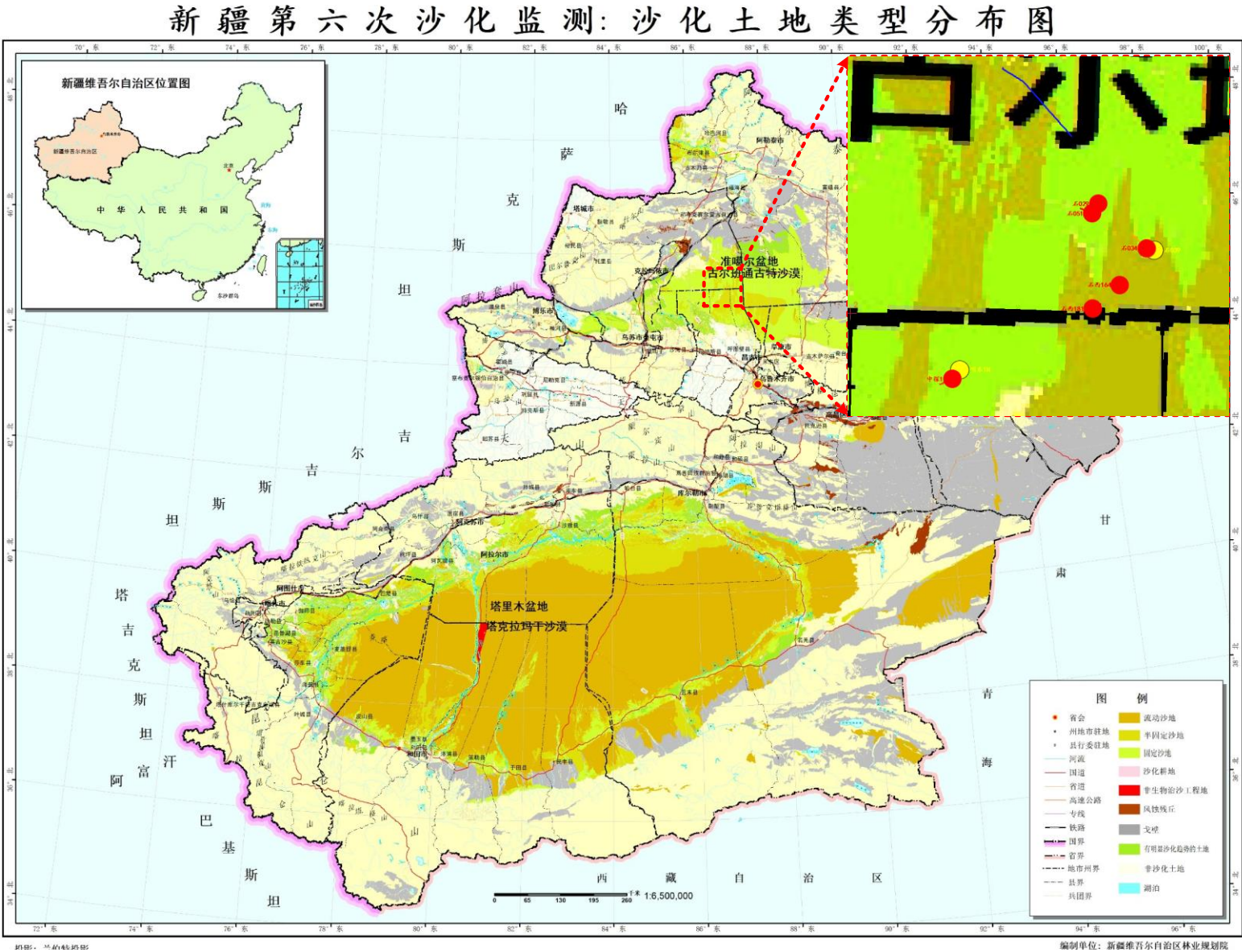


图 5-20 本项目与沙化土地分布位置关系示意图

5.5.7 评价区内生态敏感区现状调查

5.5.7.1 生态保护红线区

经与和布克赛尔蒙古自治县、呼图壁县自然资源局落实，本项目不占用生态保护红线区，评价范围内无生态保护红线，最近的红线为哨东 1H 井场东侧 5.4km 的准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区。本项目周边生态保护红线分布见表 5-36 和图 5-21。

表 5-36 本项目与周边生态敏感目标位置关系一览表

序号	敏感目标名称	最近工程	方位	相对距离 (km)
1	准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区	哨东 1H	E	5.4

5.5.7.2 公益林、天然林

经与和布克赛尔蒙古自治县、呼图壁县自然资源局分布落实，本项目占用国家级公益林区，占用情况详见表 5-37，图 5-22、图 5-23。

经落实，拟建项目合计占用公益林约 29040m²，其中永久占用面积约 7200m²、临时占用面积约 21840m²。

表 5-37 本项目与周边公益林区位关系一览表

序号	本项目工程	占用长度/占用面积	施工方式/占地方式	公益林保护级别	林地起源	所在行政区
1	石 034+石 039 井 8.5km 混输管线（部分管段）	489m/3912m ²	开挖/临时占用	地方公益林	天然	和布克赛尔蒙古自治县
2	中探 1 井场	7200m ²	永久占用	国家Ⅲ级公益林	天然	呼图壁县
3	哨东 1H+中探 1 井 4.0km 混输管线（部分管段）	2241m/17928m ²	开挖/临时占用			

图 5-21 本项目与周边生态保护红线区位关系示意图

图 5-22 本项目与周边公益林区区位关系示意图（和布克赛尔蒙古自治县）

图 5-23 本项目与周边公益林区位关系示意图（呼图壁县）

5.5.8 小结

1) 本项目所在地的生态区属于《新疆生态功能区划》中Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》（2016年10月24日）中的限制开发区域，不涉及禁止开发区；

2) 项目位于和布克赛尔蒙古自治县、呼图壁县境内，评价范围生态系统类型为荒漠生态系统和城镇生态系统，特点是异质性程度低，结构单一，其稳定性差，抗外界干扰能力弱。

3) 根据《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）及遥感影像解译结果统计知，评价区内土地利用现状以沙地为主，其间散布采矿用地；

4) 项目评价范围内无《国家重点保护野生植物名录》（2021年9月7日）、《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022年3月）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2023年12月29日）国家重点保护野生植物及中国濒危珍稀植物；评价范围内无古树名木，但涉及公益林、天然林；

5) 现场踏勘期间，项目评价范围内发现有《国家重点保护野生动物名录（2021版本）》（2021年2月1日）中的沙狐，未发现《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》（2022年9月18日）重点保护野生动物。

6) 项目占用土地沙化现状为**固定沙地、流动沙地**，项目位于自治区级水土流失重点治理区（和布克赛尔蒙古自治县），拟建项目所在区域为强度风力侵蚀。

7) 根据调查，本项目评价范围内无国家公园、自然公园、世界自然遗产、风景名胜區、生态保护红线区等环境敏感目标。

6 环境影响预测与评价

6.1 环境空气影响评价

6.1.1 评价等级与评价范围

6.1.1.1 评价等级

1) 判定依据

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

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

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

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

表 6-1 评价工作等级划分表

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

2) 判定结果

根据工程分析确定的源强，采用导则推荐的 AERSCREEN 估算模式进行计算，本项目估算模型参数见表 6-2，污染源估算参数见表 6-4。

根据估算结果知，本项目正常排放的污染源中，最大质量浓度占标率为 $P_i=5.53\% < 10\%$ ，评价等级为二级。

本项目属于石油开采行业，不在 HJ 2.2-2018 中“对电力、钢铁、水泥、石化、化工、平板玻璃、有色等高耗能行业的多源项目或以使用高污染燃料为主的多源项目，并且编制环境影响报告书的项目评价等级提高一级”要求范围之列，同时结合估算结

果，本项目大气环境评价等级不需提级，因此最终确定本项目大气环境评价等级为二级评价。

表 6-2 估算模型参数表（和布克赛尔蒙古自治县）

选项		参数	取值依据
城市/农村 选项	城市/农村	农村	当项目周边 3km 半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村
	人口数（城市选项时）	/	
最高环境温度（℃）		42.3	近 20 年气象资料统计
最低环境温度（℃）		-34.5	
土地利用类型		沙地	项目周边 3km 半径范围内一半以上土地利用现状为沙地
区域湿度条件		干燥	中国干湿状况分布图
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否	根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求，报告书项目需考虑地形
	地形数据分辨率（m）	90	SRTM DEM UTM 90m 分辨率数字高程数据
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	□是 √否	污染源附近 3km 范围内无海岸线、湖泊等大型水体
	岸线距离（km）	/	
	岸线方向（°）	/	

表 6-3 估算模型参数表（呼图壁县）

选项		参数	取值依据
城市/农村 选项	城市/农村	农村	当项目周边 3km 半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村
	人口数（城市选项时）	/	
最高环境温度（℃）		39.1	近 20 年气象资料统计
最低环境温度（℃）		-30.4	
土地利用类型		沙地	项目周边 3km 半径范围内一半以上土地利用现状为沙地
区域湿度条件		干燥	中国干湿状况分布图
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否	根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求，报告书项目需考虑地形
	地形数据分辨率（m）	90	SRTM DEM UTM 90m 分辨率数字高程数据
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	□是 √否	污染源附近 3km 范围内无海岸线、湖泊等大型水体
	岸线距离（km）	/	
	岸线方向（°）	/	

6.1.1.2 评价范围

本项目评价等级为二级，评价范围为以各井场为中心、边长 5km 的矩形范围。

表 6-4 估算参数选择情况及计算结果一览表（面源）

污染源名称	污染物名称	污染物排放速率 (kg/h)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	面源排放高度 (m)	质量标准 (mg/m ³)	最大落地浓度 (mg/m ³)	最大落地浓度 出现距离 (m)	最大地面浓度 占标率 (%)	判定结果
石 034 井场设备密封点	VOCs	0.0526	90	80	3	2	0.1107	78	5.53	二级
石 039 井场设备密封点	VOCs	0.0189	90	80	3	2	0.0388	78	1.94	二级
石 029 井场设备密封点	VOCs	0.0441	90	80	3	2	0.0886	78	4.43	二级
石 051 井场设备密封点	VOCs	0.0441	90	80	3	2	0.0886	78	4.43	二级
石西 164 井场设备密封点	VOCs	0.0526	90	80	3	2	0.1107	78	5.53	二级
石西 181 井场设备密封点	VOCs	0.0526	90	80	3	2	0.1107	78	5.53	二级
哨东 1H 井场设备密封点	VOCs	0.0189	90	80	3	2	0.0388	78	1.94	二级
中探 1 井场设备密封点	VOCs	0.0526	90	80	3	2	0.1107	78	5.53	二级

6.1.2 施工期大气环境影响分析

施工废气污染源主要来自井场、管线施工和运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘）及运输车辆排放的烟气，烟气中的主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、 C_mH_n 等。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，污染将不复存在。本次评价主要利用同类项目的建设经验和监测结果，类比分析本项目施工期对井场周围大气环境的影响。

1) 扬尘影响分析

本项目施工期扬尘主要产生于三个部分：井场、管线施工，车辆运输过程。

施工期产生的扬尘（粉尘）污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响最大，随着风速的增大，施工扬尘（粉尘）的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

井场、管线的地面开挖、填埋、土石方堆放过程为分段进行，施工时间较短，施工区域内产生的扬尘（粉尘）为无组织面源排放，但由于施工过程为分段进行，施工时间较短，在严格执行分层开挖、分层回填的操作制度、避免长距离施工、工程措施与生物措施相结合的条件下，施工作业扬尘污染是短时的，且影响不会很大，各大气保护目标在施工期内受到施工扬尘的影响较小。

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

本项目大气评价范围内（5km 矩形范围）无居住区，在施工过程中采取严格的管理措施，将施工扬尘对环境保护目标影响降至最低，且施工扬尘影响为短期影响。施工结束后，区域环境空气质量可恢复至现状水平。

2) 施工废气影响分析

（1）机械废气

施工期运输汽车、柴油发电机等大型机械施工中，由于使用柴油机等设备，将产生燃烧烟气，主要污染物为 SO_2 、 NO_2 、颗粒物、 C_mH_n 等。一般情况下废气量不大，影响范围有限。且施工现场均在野外，有利于废气扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

建设单位应按照《非道路移动机械污染防治技术政策》（公告 2018 年 第 34 号）

等文件要求，采取如下废气防治措施：

- ①尽量采用低排放的非道路移动机械。
- ②加强非道路移动机械的排放检测和维修。
- ③加强非道路移动机械的维修、保养，使其保持良好的技术状态。

④经检测排放不达标非道路移动机械，应强制进行维修、保养，保证非道路移动机械及其污染控制装置处于正常技术状态。

经采取防治措施后，机械尾气环境影响比较小，可以接受。

（2）焊接烟尘

施工期设备、管线连接过程中会产生焊接烟尘，主要污染物为颗粒物，通过规范焊接操作，使用低毒焊条等措施可降低焊接烟尘对周围环境影响。另外，由于废气量较小，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对周围大气环境影响可接受。

6.1.3 运营期环境空气影响预测与评价

本项目大气环境影响评价等级为二级评价，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），二级评价项目不进行进一步预测与评价，因此 AERSCREEN 估算结果作为本次预测结果。

6.1.3.1 预测模型及预测因子

本项目大气环境影响评价等级为二级评价，根据 HJ 2.2-2018，二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算，因此 AERSCREEN 估算结果作为本次预测结果。根据评价因子，确定本次预测因子为 VOCs。

6.1.3.2 预测范围

预测范围与评价范围一致：以各井场为中心，边长 5km 的矩形范围。

6.1.3.3 预测参数

本项目正常工况污染源排放参数见表 6-5。

6.1.3.4 预测结果

8 座井场设备密封点 VOCs 预测结果见表 6-6。

估算结果表明，本项目在正常工况下排放的各污染物在最大落地浓度点的浓度均低于相应的环境质量标准，最大质量浓度占标率为 $P_i=5.53\% < 10\%$ 。

表 6-5 正常工况面源废气参数调查清单

面源名称	面源长度	面源宽度	与正北夹角	面源初始排放高度	年排放小时数	排放工况	评价因子源强（VOCs）
	m	m	°	m	h	--	kg/h
石 034 井场设备密封点	90	80	0	3	7920	正常	0.0526
石 039 井场设备密封点	90	80	0	3	7920	正常	0.0189
石 029 井场设备密封点	90	80	0	3	7920	正常	0.0441
石 051 井场设备密封点	90	80	0	3	7920	正常	0.0441
石西 181 井场设备密封点	90	80	0	3	7920	正常	0.0526
石西 164 井场设备密封点	90	80	0	3	7920	正常	0.0526
哨东 1H 井场设备密封点	90	80	0	3	7920	正常	0.0189
中探 1 井场设备密封点	90	80	0	3	7920	正常	0.0526

表 6-6 正常工况面源排放估算模式预测结果一览表

下风向距离 (m)	石 034 井场		石 039 井场		石 029 井场		石 051 井场		石西 181 井场		石西 164 井场		哨东 1H 井场		中探 1 井场	
	预测质量浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	预测质量浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	预测质量浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	预测质量浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	预测质量浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	预测质量浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	预测质量浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	预测质量浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
10	0.0541	2.70	0.0189	0.95	0.0433	2.16	0.0433	2.16	0.0541	2.70	0.0541	2.70	0.0189	0.95	0.0541	2.70
100	0.1069	5.34	0.0374	1.87	0.0855	4.28	0.0855	4.28	0.1069	5.34	0.1069	5.34	0.0374	1.87	0.1069	5.34
200	0.0834	4.17	0.0292	1.46	0.0667	3.34	0.0667	3.34	0.0834	4.17	0.0834	4.17	0.0292	1.46	0.0834	4.17
300	0.0622	3.11	0.0218	1.09	0.0497	2.49	0.0497	2.49	0.0622	3.11	0.0622	3.11	0.0218	1.09	0.0622	3.11
400	0.0476	2.38	0.0167	0.83	0.0381	1.90	0.0381	1.90	0.0476	2.38	0.0476	2.38	0.0167	0.83	0.0476	2.38
500	0.0378	1.89	0.0132	0.66	0.0302	1.51	0.0302	1.51	0.0378	1.89	0.0378	1.89	0.0132	0.66	0.0378	1.89
600	0.0309	1.54	0.0108	0.54	0.0247	1.24	0.0247	1.24	0.0309	1.54	0.0309	1.54	0.0108	0.54	0.0309	1.54
700	0.0259	1.29	0.0091	0.45	0.0207	1.03	0.0207	1.03	0.0259	1.29	0.0259	1.29	0.0091	0.45	0.0259	1.29
800	0.0221	1.10	0.0077	0.39	0.0177	0.88	0.0177	0.88	0.0221	1.10	0.0221	1.10	0.0077	0.39	0.0221	1.10
900	0.0192	0.96	0.0067	0.34	0.0153	0.77	0.0153	0.77	0.0192	0.96	0.0192	0.96	0.0067	0.34	0.0192	0.96
1000	0.0168	0.84	0.0059	0.29	0.0135	0.67	0.0135	0.67	0.0168	0.84	0.0168	0.84	0.0059	0.29	0.0168	0.84
1100	0.0150	0.75	0.0052	0.26	0.0120	0.60	0.0120	0.60	0.0150	0.75	0.0150	0.75	0.0052	0.26	0.0150	0.75
1200	0.0134	0.67	0.0047	0.23	0.0107	0.54	0.0107	0.54	0.0134	0.67	0.0134	0.67	0.0047	0.23	0.0134	0.67
1300	0.0121	0.61	0.0042	0.21	0.0097	0.49	0.0097	0.49	0.0121	0.61	0.0121	0.61	0.0042	0.21	0.0121	0.61
1400	0.0110	0.55	0.0039	0.19	0.0088	0.44	0.0088	0.44	0.0110	0.55	0.0110	0.55	0.0039	0.19	0.0110	0.55
1500	0.0101	0.51	0.0035	0.18	0.0081	0.40	0.0081	0.40	0.0101	0.51	0.0101	0.51	0.0035	0.18	0.0101	0.51
1600	0.0093	0.47	0.0033	0.16	0.0074	0.37	0.0074	0.37	0.0093	0.47	0.0093	0.47	0.0033	0.16	0.0093	0.47
1700	0.0086	0.43	0.0030	0.15	0.0069	0.34	0.0069	0.34	0.0086	0.43	0.0086	0.43	0.0030	0.15	0.0086	0.43
1800	0.0080	0.40	0.0028	0.14	0.0064	0.32	0.0064	0.32	0.0080	0.40	0.0080	0.40	0.0028	0.14	0.0080	0.40
1900	0.0075	0.37	0.0026	0.13	0.0060	0.30	0.0060	0.30	0.0075	0.37	0.0075	0.37	0.0026	0.13	0.0075	0.37
2000	0.0070	0.35	0.0024	0.12	0.0056	0.28	0.0056	0.28	0.0070	0.35	0.0070	0.35	0.0024	0.12	0.0070	0.35
2100	0.0065	0.33	0.0023	0.11	0.0052	0.26	0.0052	0.26	0.0065	0.33	0.0065	0.33	0.0023	0.11	0.0065	0.33
2200	0.0062	0.31	0.0022	0.11	0.0050	0.25	0.0050	0.25	0.0062	0.31	0.0062	0.31	0.0022	0.11	0.0062	0.31
2300	0.0059	0.29	0.0021	0.10	0.0047	0.23	0.0047	0.23	0.0059	0.29	0.0059	0.29	0.0021	0.10	0.0059	0.29
2400	0.0055	0.28	0.0019	0.10	0.0044	0.22	0.0044	0.22	0.0055	0.28	0.0055	0.28	0.0019	0.10	0.0055	0.28
2500	0.0053	0.26	0.0018	0.09	0.0042	0.21	0.0042	0.21	0.0053	0.26	0.0053	0.26	0.0018	0.09	0.0053	0.26
下风向最大质量浓度及占标率 (%)	0.1107	5.53	0.0388	1.94	0.0886	4.43	0.1107	4.43	0.1107	5.53	0.1107	5.53	0.0388	1.94	0.1107	5.53
D ₁₀ %最远距离 (m)	0		0		0		0		0		0		0		0	
最大落地浓度距源距离 (m)	78		78		78		78		78		78		78		78	

6.1.3.5 废气影响分析

根据估算模型 AERSCREEN 计算结果，正常工况下各类污染物占标率均小于 10%。因此，本项目投产运营后，各污染源排放的污染物贡献浓度较小，对周围环境影响较小。

6.1.3.6 大气环境保护距离

根据 AERSCREEN 估算结果，本项目大气二级评价，不需设置大气环境保护距离。

6.1.3.7 污染物排放量核算

根据工程分析，本项目正常工况下大气污染物无组织排放量见表 6-7，大气污染物年排放量核算见表 6-8。

表 6-7 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 / (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	井场动、静密封点	VOCs	加强管理	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020) 中挥发性有机物厂界监控点浓度限值	4	2.663
无组织排放总计						
无组织排放合计		VOCs				2.663

表 6-8 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	排放量 (t/a)
1	VOCs	2.663	0.00	2.663

6.1.3.8 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表详见表 6-9。

表 6-9 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐	二级 ☒	三级 ☐
	评价范围	边长=50km ☐	边长=5~50km ☐	边长=5km ☒
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥1400t/a ☐	500~2000t/a ☐	<500t/a ☐
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃)		包括二次 PM _{2.5} ☐
		其他污染物 (VOCs)		不包括二次 PM _{2.5}

评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☐		其他标准 ☐	
现状评价	评价功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐			
	评价基准年	(2024) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒		现状补充检测 ☐			
	现状评价	达标区 ☒				不达标区 ☐			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☐ 现有污染源		拟替代的污染源 ☐		其他在建、本项目污染源 ☐		区域污染源 ☐	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☐	
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐		边长 5~50km ☐		边长=5km ☒			
	预测因子	预测因子 (VOCs)					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐		
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率 $\leq 100\%$ ☐				C 本项目最大占标率 $> 100\%$ ☐			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C 本项目最大占标率 $\leq 10\%$ ☐		C 本项目最大占标率 $> 10\%$ ☐			
		二类区		C 本项目最大占标率 $\leq 30\%$ ☐		C 本项目最大占标率 $> 30\%$ ☐			
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 (48) h		C 非正常占标率 $\leq 100\%$ ☒		C 非正常占标率 $> 100\%$ ☐			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 ☐				C 叠加不达标 ☐			
区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐				$k > -20\%$ ☐				
环境监测计划	污染源监测	监测因子: VOCs		有组织废气监测 ☐		无监测 ☐			
				无组织废气监测 ☒					
	环境质量监测	监测因子: (/)		监测点位数 (/)		无监测 ☐			
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐							
	大气环境防护距离	距 (/) 厂界最远 (/) m							
	污染源年排放量	SO ₂ : (/) t/a		NO _x : (/) t/a		颗粒物: (/) t/a		VOCs: (2.663) t/a	
注: “ ☐ ”, 填 “ ☒ ”; “()” 为内容填写项									

6.1.4 小结

1) 根据估算模型 AERSCREEN 计算结果, 本项目最大占标率为 $P=5.53\% < 10\%$, 评

价等级为二级评价，评价范围为以各井场为中心、边长 5km 的矩形范围。

2) 项目选址合理性及可行性

根据大气环境影响估算结果及评价等级，根据导则要求，项目不需设置大气环境保护距离，项目选址合理。

3) 污染源的排放强度与排放方式

根据估算模型 AERSCREEN 计算结果，各类污染物占标率均小于 10%。因此，本项目投产运营后，各污染源排放的污染物贡献浓度较小，对周围环境影响较小。

6.2 地表水环境影响评价

6.2.1 评价等级

本项目运营期污水主要为井下作业废液、洗井废水、采出水，依托石西集中处理站和莫北转油站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中主要控制指标后回用于油田注水开发，不外排。

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

6.2.2 评价要求

1) 区域水污染源调查：水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查，主要调查依托污水处理设施的日处理能力、处理工艺、设计进水水质、处理后的废水稳定达标排放情况，同时应调查依托污水处理设施执行的排放标准是否涵盖建设项目排放的有毒有害的特征水污染物。

2) 环境影响预测：水污染影响型三级 B 评价可不进行水环境影响预测。

3) 环境影响评价：水污染影响型三级 B 评价。主要评价内容包括：

（1）水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价；

（2）依托污水处理设施的环境可行性评价。

6.2.3 地表水环境影响分析

6.2.3.1 废水产生及处理情况

1) 施工期废水产生及处理情况

（1）旧管线清洗废水

根据设计资料可知，清洗过程中产生的含油废水产生量约为 229.6m^3 ，旧管线终点（石西集中处理站）将置换出的含油废水切入石西集中处理站采出水处理系统处理，回用于注水开发，不外排。

（2）新建管线试压废水

拟建各类管线试压废水水量很少（ 313.57m^3 ），试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排。

（3）生活污水

施工人员生活依托石西公寓，生活污水依托石西生活污水处理站处理，出水达标后用于作业区内植被绿化。

2) 运营期废水产生及处理情况

(1) 井下作业废液、洗井废水

本项目井下作业废液产生量 $2717.08\text{m}^3/\text{a}$ ，洗井废水产生量 $217.04\text{m}^3/\text{a}$ ，通过罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中主要控制指标后回用于油田注水开发，不外排。

(2) 采出水

采出液依托石西集中处理站或莫北转油站处理，分离出的采出水经站内采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中主要控制指标后回用于油田注水开发，不外排。

3) 退役期废水产生及处理情况

退役期会产生少量清管废水，收集后由罐车拉运至周边联合站，经站内采出水处理系统处理达标后就地回注地层，不外排。因此，退役期产生的废水对周围水环境影响较小。

6.2.3.2 依托污水处理设施可行性分析

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）中 6.6.2 区域水污染源调查中 d) 水污染影响型：三级 B 评价可不开展区域污染源调查，主要调查依托污水处理设施的日处理能力、处理工艺、设计进水水质、处理后的废水稳定达标排放情况，同时应调查依托污水处理设施执行的排放标准是否涵盖建设项目排放的有毒有害的特征水污染物。因此，本项目从以上几个方面进行分析依托可行性。

1) 施工期依托处理可行性分析

(1) 旧管线试压废水依托处理可行性

石西集中处理站采出水处理系统采用“多功能反应器+双滤料过滤+多介质过滤”的处理工艺，设计处理能力 $2600\text{m}^3/\text{a}$ ，满足施工期 229.6m^3 的处理需求。

(2) 生活污水依托处理可行性

生活污水依托石西生活污水处理站处理，生活污水处理系统采用“接触氧化+斜板沉淀+二氧化氯消毒”的处理工艺，为一体化橇装式结构，设计处理能力 $600\text{m}^3/\text{a}$ ，满足施工期生活污水 600m^3 的处理需求。

根据 2024 年 4 月 17 日综合服务站生活污水处理系统例行监测数据（表 6-10），综合服务站生活污水处理系统尾水满足《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）表 4 二级标准，依托可行。

表 6-10 综合服务站生活污水处理系统例行监测数据

监测单位		新疆正天华能环境工程技术有限公司			
监测日期		2024 年 4 月 17 日			
监测指标	单位	第一次	第二次	第三次	标准限值
pH	无量纲	8.0	8.0	7.9	6~9
悬浮物	mg/L	114	128	119	150
氨氮	mg/L	16.2	14.3	14.9	25
化学需氧量	mg/L	1.14	1.33	1.28	10
阴离子表面活性剂	mg/L	94	102	88	150
总磷	mg/L	0.85	0.77	0.81	/
总氮	mg/L	5.23	5.10	5.31	/
动植物油	mg/L	0.24	0.11	0.29	20
挥发酚	mg/L	<0.01	<0.01	<0.01	0.5
五日生化需氧量	mg/L	22.7	24.0	20.9	30

2) 运营期废水依托处理可行性分析

(1) 水量依托处理可行性分析

根据表 6-11，本项目运营期废水量均在石西或莫北采出水处理系统余量范围内，依托具有可行性。

表 6-11 本项目运营期废水情况表

依托站场名称	设计规模 (m ³ /d)	富余能力 (m ³ /d)	日产生量	处理方式	排放量 (m ³ /d)
石西集中处理站	2600	300.00	38.24m ³ /d（第 1 年）； 井下作业废液 2717.08m ³ /a（分批次）； 洗井废水 217.04m ³ /a（分批次）	进入采出水处理系统处理用于回注	0
莫北转油站	1500	1000.00	2.90m ³ /d（第 1 年）		0

(2) 水质依托处理可行性分析

石西集中处理站采出水处理系统采用“多功能反应器+双滤料过滤+多介质过滤”处理工艺；项目运营期废水主要污染物为 SS、石油类，均为常见水污染物，水质相对简单，在石西集中处理站处理范围内。

根据石西集中处理站例行监测数据，石西集中处理站采出水处理系统尾水长期稳定达标，实际运行效果较好，达标排放具有可靠性，例行监测数据详见表 6-12。

表 6-12 石西集中处理站采出水水质监测数据

监测单位	克拉玛依市时代科力分析检测有限公司（CMA：223117110001）
监测报告编号	No. KL-J-LS-2023-274

监测日期	2023 年 10 月 26 日	
检测项目	II 级指标限值	检测结果
悬浮固体含量, mg/L	≤15	9.6
悬浮物颗粒直径中值, μm	≤5	2.4
含油量, mg/L	≤10	0.5
平均腐蚀率, mm/a	≤0.076	0.033
硫酸盐还原菌, 个/mL	/	2.5
腐生菌, 个/mL	/	0
铁细菌, 个/mL	/	0.6

3) 采出水不外排可行性分析

油田开采过程中需要保持注采平衡, 注采比维持在 1.0~1.2 之间。

其中, 注采比的计算公式为:

注采比=注入水体积/((采油量×原油体积系数/原油相对密度)+采出水体积)

由于油田采出的原油外输, 不会再回注地层, 因此为保持注采平衡, 需要将全部的采出水全部回注, 不足部分由清水作为补充。采出水可以全部得到利用, 不外排。

6.2.3.3 对地表水环境的影响分析

施工期、运营期、退役期废水均不外排, 正常工况下对地表水影响不大。但非正常工况下, 可能存在管线等泄漏事故发生, 但根据现场踏勘, 井场附近、管线沿线附近均为沙漠, 无湖泊、河流等地表水体, 在非雨天且原油泄漏点距水体较远的前提下, 因为原油的黏稠特性, 流动缓慢, 一般情况下不会直接污染地表水体, 项目对地表水影响较小。

6.2.4 地表水环境影响评价自查表

本项目地表水环境影响评价自查表见表 6-13。

表 6-13 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ; 水文要素影响型 ☐	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ; 饮用水取水口 ☐ ; 涉水的自然保护区 ☐ ; 涉水的风景名胜区 ☐ ; 重要湿地 ☐ ; 重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ; 重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道 ☐ ; 天然渔场等渔业水体 ☐ ; 水产种质资源保护区 ☐ ; 其他 ☐	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 ☐ ; 间接排放 ☐ ; 其他 ☒ 不外排	水温 ☐ ; 径流 ☐ ; 水域面积 ☐
	影响因子	持久性污染物 ☐ ; 有毒有害污染物 ☐ ; 非持久性污染物 ☐ ; pH 值 ☐ ; 热污染	水温 ☐ ; 水位(水深) ☐ ; 流速 ☐ ; 流量 ☐ ; 其他 ☐

工作内容		自查项目		
		☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☐		
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 A ☐ ；三级 B ☒		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建 ☐ ；在建 ☐ ；拟建 ☐ ；其他 ☐	拟替代的污染源 ☐	排污许可证 ☐ ；环评 ☐ ；环保验收 ☐ ；既有实测 ☐ ；现场监测 ☐ ；入河排放口数据 ☐ ；其他 ☐
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		生态环境保护主管部门 ☒ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐
	区域水资源开发利用状况	未开发 ☐ ；开发量 40%以下 ☐ ；开发量 40%以上 ☐		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		水行政主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐
	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		()	监测断面或点位个数 () 个	
现状评价	评价范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	评价因子	()		
	评价标准	河流、湖库、河口：I 类 ☐ ；II 类 ☐ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☐ ；V 类 ☐ 近岸海域：第一类 ☐ ；第二类 ☐ ；第三类 ☐ ；第四类 ☐ 规划年评价标准 ()		
	评价时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 水环境保护目标质量状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 底泥污染评价 ☐ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 ☐ 水环境质量回顾评价 ☐ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 ☐ 依托污水处理设施稳定达标排放评价 ☐		达标区 ☒ 不达标区 ☐
影响预测	预测范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	预测因子	()		
	预测时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 设计水文条件 ☐		

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

6.2.5 小结

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

6.3 地下水环境影响评价

6.3.1 评价等级

1) 项目分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A，本项目井场类别为“Ⅰ类”、输油/混输管线类别为“Ⅱ类”、输气管线类别为“Ⅲ类”。

2) 环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度分级原则见表 6-14。

表 6-14 地下水环境敏感程度分级

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

经现场调查，本项目井场及管线附近无地下水集中式供水水源地，本项目所在区域不属于上述内容中敏感及较敏感区域，项目场地的地下水环境敏感特征为不敏感。

3) 评价工作等级确定

地下水环境影响评价工作等级的划分见表 6-15，本项目评价等级见表 6-16。

表 6-15 地下水环境影响评价等级划分依据

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

表 6-16 本项目地下水环境影响评价等级及评价范围

工程类别 敏感程度	井场	输油/混输管线	输气管线
	Ⅰ类/不敏感	Ⅱ类/不敏感	Ⅲ类/不敏感
评价等级	二级	三级	三级
评价范围	井场周边 20km ²	管线两侧 200m	管线两侧 200m

6.3.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）要求的地下水环境现状调查与评价工作范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以说明地下水环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。

本次采用查表法，二级评价调查评价面积为 $6\sim 20\text{km}^2$ ，周边无敏感目标，本次评价考虑最不利情况，确定调查面积为各井场周边 20km^2 联合的范围、各类管线两侧 200m 范围内，详见上文表 6-16。

6.3.3 水文地质条件调查

由于本项目位于古尔班通古特沙漠地区，水文地质条件研究程度总体偏低，本次评价渗透系数引用《准噶尔盆地古尔班通古特沙漠地区水文地质特征及对石油开发的建议》（河南科技第 2018 年第 26 期，作者王才川 张革新 周晓萌）相关研究结论。

6.3.3.1 地质构造特征

古尔班通古特沙漠在大地构造上属于准噶尔地块的中央准噶尔中-新生代拗陷，以克拉玛依-白碱滩-乌尔禾断裂为西界，南部以基底隐伏断裂与乌鲁木齐山前拗陷为邻，呈向南缓倾的斜坡。形成于二叠纪末，接受第三纪、第四纪的全部沉积，第三纪末的新构造运动使基底由北向南倾斜，沉积中心移向南缘。拗陷幅度为 $1000\sim 2000\text{m}$ ，由北向南，拗陷越来越深。沉积地层全且厚度大，下第三系、白垩系、侏罗系、三叠系、二叠系和石炭系等地层均存在，沉积最厚可达 15000m 。区内第三系地层广泛分布，岩性主要以泥岩、砂岩等互层，沉积厚度较稳定，据钻孔揭示厚度达 $300\sim 500\text{m}$ ，为陆相碎屑湖、河沉积物；地表为第四系风沙层覆盖。

区域地质构造见图 6-1。

图 6-1 项目所在区域地质图

6.3.3.2 区域水文地质

1) 地下水类别与含水岩组划分

古尔班通古特沙漠地下水类型包括松散岩类孔隙潜水和碎屑岩类孔隙裂隙承压水两类。

松散岩类孔隙潜水主要分布在古尔班通古特沙漠边缘地区与布克河、乌伦古河等河流的交界部位，含水层结构单一，分布极不均匀，具有单一结构孔隙含水层的性质，其富水性极弱。

双层或多层结构碎屑岩类孔隙裂隙承压水，遍布整个沙漠地区，承压水含水层岩性为第三系粉砂岩、细砂岩和砾岩与泥岩组成双层或多层结构，地下水埋深 48.3~283m，彩南地区埋深最大 271~283m；含水层总厚度较稳定 74.2~141m；渗透系数 0.096~0.926m/d；富水性整体中等偏较弱，单井（钻井口径 33cm，降深 5m）涌水量为 43~399m³/d。

2) 地下水化学特征

潜水地下水位埋藏浅，分布不一，径流条件差，地下水运移缓慢，地面蒸发及植物蒸腾作用强烈，水质较差，地下水类型较复杂。

碎屑岩类孔隙裂隙承压水水化学类型主要为 Cl-CaMg、Cl-Na、Cl·SO₄-Na 型水，矿化度 0.699~5.48g/L，整体水质较差。

3) 补、径、排条件

(1) 补给

潜水主要接受河渠补给和大气降水补给，其中在沙漠边缘地区的潜水补给途径主要为平原区的河渠入渗补给。在洪水季节，河流主要以垂直渗漏及侧渗方式补给地下水。在平、枯水季节，主要以河床垂直渗漏的方式补给地下水，其补给量随地表径流量的季节变化而改变。沙漠腹地的潜水则主要接受大气降水、浅层承压水越流补给，大气降水对地下水补给能力较弱，但集中降雨对地下水也具有一定的补给作用。承压水的补给途径主要是盆地周围河流的入渗补给和上游地下水的侧向径流补给。

根据前人的研究可知，沙漠地区主要接受东部阜康-奇台东部亚系统，南部乌鲁木齐河-三屯河亚系统、呼图壁河-纳斯河亚系统及北部和布克赛尔河亚系统等补给，侧向补给量为 $27429.94 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ ，补给量比较稳定。

(2) 径流与排泄

沙漠地区地下水整体由东向西径流，最终汇向玛纳斯湖，地下水的水力坡度较小，径流速度小，运移迟缓。

地下水排泄主要以侧向径流、人工开采、蒸发蒸腾等方式排泄。潜水一部分以地下侧向径流方式排泄于区外，另有一部分则以蒸发、植物蒸腾及人工开采等形式进行

垂向排泄；承压水主要以侧向径流、人工开采等进行排泄，浅层承压水因隔水顶板不稳定，也有少部分以越流方式向潜水含水层排泄。

4) 水文地质特征

古尔班通古特沙漠地区水文地质工作程度较低，其潜水资源富水性虽极弱，不具开发条件，第三系孔隙裂隙承压水厚度较大，含水层岩性为第三系粉砂岩、细砂岩和砾岩与泥岩组成双层或多层结构，分布范围广，补给量比较稳定具有一定的开发潜力，区内水文地质条件具有以下几个特征。

含水层总厚度较稳定，由北向南、由西向东逐渐变薄，西北部陆梁地区含水层总厚度可达 122~141m，往南石南、石西地区总厚度为 83.95~121m，而到了莫北地区的含水层厚度为 81.8~100m，东部地区的滴水泉、彩南地区含水层总厚度为 74.2~102m。渗透系数较低，均小于 1m/d，整体由北向南、由西向东逐渐变大，西北部陆梁地区渗透系数为 0.261~0.352m/d，石南地区渗透系数较小为 0.146~0.165m/d，往南石西地区渗透系数为 0.591~0.6624m/d，而到了莫北地区的渗透系数达到 0.7276~0.926m/d，而东部地区的滴水泉、彩南地区渗透系数则低至 0.096~0.387m/d。

富水性整体中等，陆梁地区的涌水量为 209~316m³/d，石南地区涌水量较小，为 103~114m³/d，石西地区的涌水量为 231~399m³/d，莫北地区涌水量较稳定，为 368~380m³/d，东部地区滴水泉地区涌水量较不稳定，为 43~289m³/d，彩南地区的涌水量为 100~143m³/d。

径流速度小，运移迟缓，地下水水质较差，整体由东向西、由南向北逐渐变大，东部彩南地区矿化度为 0.699~2.035g/L，滴水泉地区为 1.28~2.84g/L，西部莫北地区矿化度为 1.635~2.139g/L，石西地区矿化度为 1.476~3.398g/L，石南、陆梁地区达 4.183~5.482g/L。

区域水文地质图见图 6-2。

图 6-2 项目所在区域水文地质图

图 6-3 项目所在区域水文地质剖面图

6.3.4 正常工况下地下水环境影响评价

6.3.4.1 施工期污染物对地下水影响分析

1) 旧管线清洗废水

根据设计资料可知，清洗过程中产生的含油废水产生量约为 229.6m³，旧管线终点（石西集中处理站）将置换出的含油废水切入石西集中处理站采出水处理系统处理，回用于注水开发，不外排。

2) 新建管线试压废水

本项目试压废水产生量很少，主要污染物为悬浮物，试压结束后用作区内场地、道路洒水、降尘用水。

3) 生活污水

本项目施工现场不设生活营地，施工人员生活依托石西公寓，生活污水依托石西生活污水处理站处理，达标后用于作业区内周边绿化用水。

因此，施工期对地下水影响很小。

6.3.4.2 运营期污染物对地下水影响分析

1) 废水对地下水环境影响分析

本项目运营期作业废液、洗井废水、采出水依托石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统处理达标后回注地层，无外排。本项目废水均妥善处置，不会对地下水造成影响。

2) 固体废弃物对地下水环境影响分析

为防止污染土壤，减少固废产生，石西油田作业区严格要求修井作业采取“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，作业过程中可实现井口排出物全部回收，正常运行情况下对地下水环境影响较小。

项目运营期废防渗材料、落地油、清罐底泥、清管废渣等均属危险废物，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）等相关标准贮存、处置，正常运行情况下对地下水环境影响较小。

3) 采油对地下水影响分析

正常工况下，油气层的采出液经套管流出井口，套管与地层之间已在钻井期采用了高等级水泥固井，固井质量符合据《固井质量评价方法》（SY/T 6592-2016），正常运行时对地下水水位无水力联系、不会影响水位升降，与含水层无接触；石油开采漏失发生在表层套管以下的二开及以下范围内，但项目所在区域二开以下地下水埋深较深不具备使用功能，因此正常工况下采油对地下水影响较小。

4) 井下作业对地下水影响分析

运营期井下作业主要涉及使用压裂液、酸化液；本项目拟使胍胶压裂液体系，属于环保型水基压裂液。酸化液拟采用复合酸体系，主要组分为盐酸、甲酸、乙酸、缓蚀剂、表面活性剂、稳定剂、增粘剂、减阻剂和暂时堵塞剂等油田开采常用的成熟药剂。

井下作业时先经地质论证、井筒完整性分析，在符合作业条件后方可像井筒内挤注酸化压裂液，并在酸压完成后采用清水清理井底、冲洗井筒，替出压裂返排液、酸化废液，防止腐蚀井筒。据此井下作业均在井筒内完成，与地下水无水力联系、无接触，对地下水影响较小。

5) 回注水对地下水环境影响分析

(1) 依托站场回注水达标性

根据建设单位提供资料，石西油田作业区回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中Ⅱ级水质标准控制指标要求。本项目运营期废水、废液依托石西油田作业区采出水处理系统处理达标后回注，石西集中处理站采出水例行检测数据能满足Ⅱ级水质要求。

(2) 回注层与含水层距离

本项目采出水回注目的层主要为枯竭油藏、在役油藏，深度 2500~3500m、4000~7000m 左右。根据作业区现有水源井井深（平均 600m）和准噶尔盆地区块水文地质可知，项目所在区域地下水埋深在几十至几百米之间，可能具有使用价值的地下水层位在回注水注入地层纵向距离 2000m 以上，正常工况下回注水的波及范围主要在横向区域，很难向上波及至地下水层位。

(3) 现有回注井污染防治措施

本项目不涉及新建回注井，但项目运营期废水依托处理达标后最终回注地层，根据建设单位提供资料，主要对现有回注井采取了以下地下水污染防治措施：

①建立回注生产运行台账，每日记录泵注压力、油管压力，最大注入压力、日回注量和累计回注量等相关信息；

②当回注压力和回注量发生突变时，应立即停止回注，进行注水管柱密封检查及关井维修，直至注入压力基本保持稳定，现场正常注入；

③定期巡检并监控回注井的井口装置，确保各个连接部件紧固无渗漏、无锈蚀，各阀门开关灵活；

④井筒完整性检测：定期维修作业，进行封隔器找漏，如封隔器验封合格，则判断井筒完整性完好；日常管理通过监测注入井油压和套压，如注入压力突然发生变化，

则需要提出管柱检查井筒完整性。

本次评价参考《石西作业区 SH2053 井（注水井）小修作业地质设计》（石西油田作业区采油运行维护中心，2024 年 03 月 01 日）相关结论，以 SH2053 井为例说明现有回注井情况：

SH2053 井位于石西 2 区块，完钻井深 3175m，于 1997 年 11 月 23 日完井，属于油井转注水井。经论证该井技术套管良好、固井质量合格、井下无落物，目前人工井底 2941.0m；井内生产管采用了 $\Phi 73\text{mm}$ 外加厚油管内衬（壁厚 9.0mm）+54mm 喇叭口 $\times 0.25\text{m}$ （位于 2883.39m）；经检查，回注目的层为 K1q，无油水井连通，无汽窜及水窜情况。已封层位 J2x 层与采油井 SH2061、SH2062、SH2063、SH2044、SH2043 并在 J2x 油层连通，无连通注水井，无汽窜及水窜情况。

综上所述，石西油田作业区现有回注井油压和套压保持稳定，井筒完整性保持完好，本项目废水依托处理达标后回注，对地下水的影响较小。

6.3.5 非正常工况下地下水环境影响评价

6.3.5.1 地下水污染途径

本项目对地下水的污染途径主要为管道腐蚀破裂对地下水环境污染。

6.3.5.2 井漏事故对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，可能造成地下含水层水质污染。

根据调查，本项目 8 口勘探井一开深度超 500m，基本涵盖了可能具有使用功能的地下水；钻井泥浆主要成分为坂土和 CMC，不含有毒有害物质，一开钻井过程不会对地下水造成影响。二开、三开施工时，表层套管已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失，漏失发生在表层套管以下的二开及以下范围内，二开以下范围内的地层地下水埋深较深，不具备使用功能。

施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。

井漏事故发生概率较低，与项目有关的勘探井未对地下水造成较大影响。

6.3.5.3 井喷事故对地下水的影响

井喷事故对地下水的影响，是以面源形式的渗漏污染地下水，污染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。实际上井喷事故为瞬时排放，根据类比资料分析可知，发生石油类物质泄漏事故后其污染物主要聚集在土壤

剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以下，事故对周围水环境的影响主要表现为对周围地面水体的影响，对地下水的影响概率不大。

根据调查，本项目 8 口勘探井钻井期间未发生井喷事故，且井喷事故为瞬时排放，根据类比资料分析可知，发生石油类物质泄漏事故后其污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以下，事故对周围水环境的影响主要表现为对周围地面水体的影响，对地下水的影响概率不大。

6.3.5.4 井筒破裂事故对地下水的影响

本项目所在地潜水层埋深较深，根据勘探井钻井井史资料，项目与浅层地下水接触的表层套管外有厚度达 52~76mm 的水泥环，实际上勘探井施工期间未发生井筒破裂事故。

长期运营后，即使套管发生腐蚀破裂，套管外水泥环也会暂时将油气封死在井筒内，给油井的管理和维修工作人员足够的时间，去更换井筒或采取一系列的防护措施，尽可能的避免油气窜层、污水泄漏污染地下水的情况发生。

6.3.5.5 集油管线泄漏事故对地下水环境的影响

管线泄漏通常分为短期大量排放和长期少量排放两类。短期大量排放，一般能及时发现，并可通过一定方式加以控制，影响范围不大；而长期少量排放一般较难发现，对地下水可产生一定潜在影响。人为破坏也可造成管线破裂，使大量原油漏出，但此类泄漏为非连续性行为，其影响仅限表层，污染物不易进入地下含水层。

管线泄漏至土体的原油可以同时向表面溢出和向下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够的多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水含水层并在潜水含水层顶面扩展而形成“油饼”。

管道泄漏的原油以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因此，管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。本次评价则运用解析模型对非正常工况下因管线破损导致原油泄漏情景进行预测，以评价对地下水环境的影响。

1) 预测范围及预测时段

本次预测以潜水含水层为主预测范围，与评价范围一致；短期泄漏预测时段选取产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后 100d、365d、1000d、4500d。

2) 溶质运移预测模型的建立

管线泄漏量较小，不会对地下水流场产生明显的影响，并且评价区内含水层的基本参数变化较小，因此采用解析法对地下水环境进行分析预测。

（1）水文地质条件的概化

根据评价区水文地质情况和解析解的适用条件，将该模型的水文地质条件概化为：各含水层之间无水力联系或水力联系较弱，各含水层厚度均一，水平方向为均质各向同性，含水层水平均匀展布，向四周无限延伸。

（2）污染源概化

非正常工况条件下，假设管线存在细小裂缝，有长期微量的跑冒滴漏而未被察觉且防渗措施失效时，石油类渗入含水层对地下水造成污染。预测考虑破损产生的长期连续泄漏情景，泄漏源强以管线输送液量的 0.1% 计。

非正常工况条件下，假设管线发生意外较大的损坏，发生短期瞬时泄漏短时间内有大量物料渗入含水层对地下水造成污染。由于集油管道设有实时监控系統，因此该泄漏可在 0.5h 内发现，作业区维抢修队伍前往现场并采取措施进行控制需要 1.5h，泄漏时间取 2.0h。

本次评价主要针对以上长期连续渗漏和短期瞬时泄漏两种情景对地下水所造成的污染进行预测。

（3）污染源强的确定

①瞬时泄漏：根据本项目开发预测指标，最大输液量为石西 164 集油管线， $22\text{m}^3/\text{d}$ ，事故状态下原油泄漏量为管存量与输送量之和，故 2h 内原油泄漏量 1.83m^3 。考虑到原油只有溶解在水中才会随水入渗对地下水造成影响，本次参考《石油类污染物在包气带中迁移转化研究—以曹妃甸地区为例》（长安大学硕士论文，2010 年）中采出水石油类平均浓度约为 1000mg/L ，渗漏源强为 1.83kg 。

②长期泄漏：泄漏源强以管线输送液量的 0.1% 计（泄漏液量 $0.022\text{m}^3/\text{d}$ ），渗漏源强为 0.022kg/d 。

本次评价取最不利情况，忽略原油在包气带内的运移时间，即假设原油一次性全部直接到达潜水含水层。

（4）数学模型

事故状态下的地下水溶质运移可看作是一维稳定流动二维水动力弥散问题，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），此次预测采用平面瞬时点源和平面连续点源污染问题水动力弥散方程解析解作为预测数学模型。

①平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解

平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解为：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M/M}{4\pi n \sqrt{D_L D_T t}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]} \quad (1)$$

平面连续点源污染水动力弥散方程解析解为：

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L}} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right] \quad (2)$$

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，mg/L；

M—含水层的厚度，m；

m_0 —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

m_t —单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；

π —圆周率；

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right)$ —第一类越流系数井函数。

②平面连续点源污染水动力弥散方程解析解

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L}} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]$$

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，mg/L；

M—含水层的厚度，m；

m_t —单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；

π —圆周率；

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right)$ —第一类越流系数井函数。

(5) 预测模型参数的确定

本次评价水文参数与瞬时预测参数一致，确定的各项参数见表 6-17。

表 6-17 管线泄漏地下水预测参数

含水层	含水层厚度 M (m)	地下水流速 u (m/d)	有效孔隙度 ne	纵向弥散系数 (m ² /d)	横向弥散系数 (m ² /d)	短期泄漏源强 (kg)	长期泄漏源强 (kg/d)
第四系潜水	40	0.176	0.06	1.76	0.176	1.83	0.022

2) 地下水污染预测模拟和影响分析

(1) 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002），标准限值为 0.05mg/L，以此来判断污水对地下水的污染情况。

(2) 瞬时泄漏预测结果

集油管线瞬时泄漏时石油类对地下水的影响见图 6-4。由以上地下水污染溶质运移数值模拟结果可以得到如下结论：

①在超标范围上，随着泄漏时间的延长超标范围逐渐增大，超标距离前期增大较快，后期趋于平缓，但总体上仍在不断的扩散、沿地下水流向不断向下运移，1000d 超标范围 251m，4500d 后随着污染物沿地下水流向运移和稀释，最终不再超标。

②污染物呈羽状运移，石油类的污染晕中心点浓度逐渐减小，直至被地下水稀释为未超标。

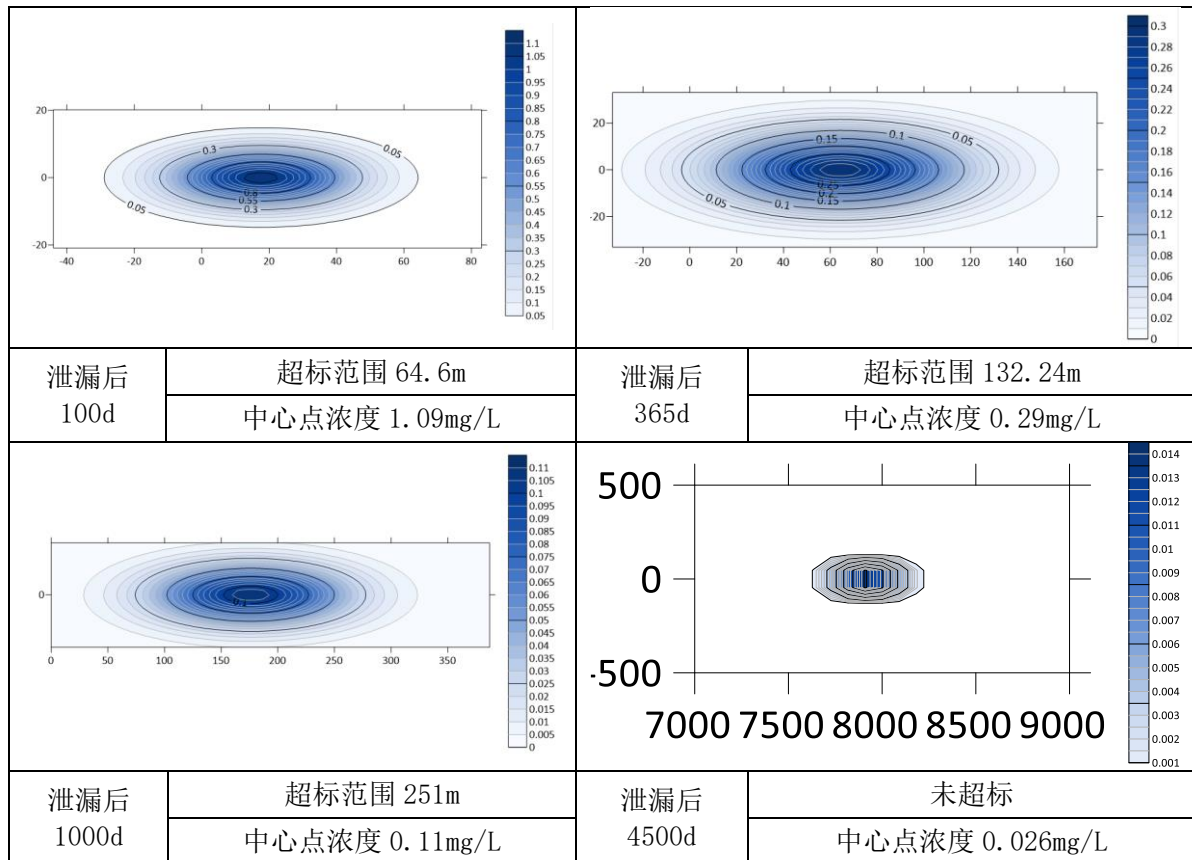


图 6-4 集油管线瞬时泄漏事故石油类运移范围示意图

（3）长期泄漏预测结果

集油管线长期泄漏时石油类对地下水的影响见图 6-5。由以上地下水污染溶质运移数值模拟结果可以得到如下结论：

①在非正常工况连续泄漏情景下，由于污染物的不断泄漏补给，泄漏点附近的污染物浓度持续保持较高的水平。

②在超标范围上，随着泄漏时间的延长超标范围逐渐增大，超标距离前期增大较快，后期趋于平缓，但总体上仍在不断的扩散、沿地下水流向不断向下运移，4500d 最大超标范围 7719m。

③污染物呈羽状运移，泄漏点近距离范围污染物浓度较大，且中心点的污染物浓度最大。随着时间的推移，污染物的超标距离、范围都不断扩大，总体影响范围加大。

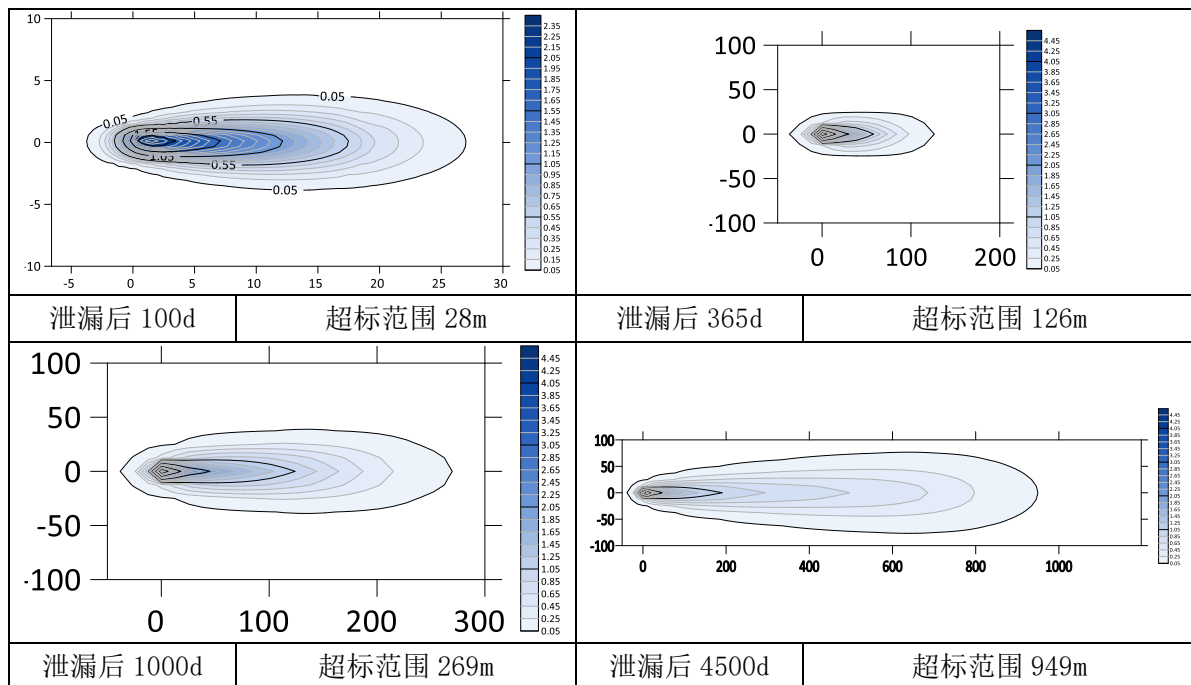


图 6-5 集油管线长期泄漏事故石油类运移范围示意图

综合以上预测结果表明，污染物在连续渗漏的工况下，如果没有规范水质监测，不及时发现处理，污染物浓度会逐渐增大，并扩大范围。地下水监测井应尽可能布置在距离项目较近的位置，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）与相关技术规范的要求进行定期监测，以满足监测要求。污染物在进入含水层过程中，会经过阻滞、稀释、扩散等运动，在定期进行水质监测的情况下也不会出现不被发现的数个月内的连续、大量泄漏。

由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。为保守起见，本次模拟预测没有考虑各污染

物的吸附和降解作用，而在实际当中，污染物在地下环境迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等，对污染物的衰减起重要作用，如果考虑这些作用，污染晕的范围会更小，因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。因此，项目必须对可能造成地下水污染影响的区域采取可靠的防渗防漏措施，对设备定期检修，并采取严格的监测措施，防止重大事故或者事故处理不及时污水泄漏对地下水环境造成污染。综上，在严格落实安全管理制度和地下水水质监测制度的前提下，可以认为事故污染对地下水环境影响较小。

6.3.6 废弃井影响分析

退役期，本项目在采取水泥返高至地面、双水泥塞防气窜的封井方式，管线清洗置换清水或挖出，将降低地下水遭受污染的可能性。退役期拆除采油设备，清除回收集油管线、各类设备内残余的原油，彻底清理回收井场内的落地油，避免对浅层地下水造成污染。对废弃油井进行彻底的封井措施，避免深部石油串层造成对地下水的污染。

6.3.7 地下水环境保护措施与对策

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。运营期要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

6.3.7.1 建设项目地下水污染防治措施

6.3.7.1.1 地下水污染控制原则

针对项目可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“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、应急响应全阶段进行控制。

源头控制：主要包括在工艺、管道、设备、污水产生及储存构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

分区防治：结合建设场区生产设备、管道、污染物储存等布局，实行重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区防渗措施有区别的防渗原则。主要包括生产区地面和设备的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施；

污染监控体系：实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、

及时控制；

应急响应：包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

6.3.7.1.2 施工期

1) 禁止使用列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的设备，或列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备。

2) 禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物。

3) 井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

3) 管道敷设尽量采用“可视化”原则，即管道尽可能地上敷设，做到污染物“早发现、早处理”。

6.3.7.1.3 运营期

根据《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号）、《关于印发地下水污染防治实施方案的通知》（环土壤[2019]25 号）等相关要求，坚持“源头治理、系统治理、综合治理”，落实地下水污染防治主体责任，包括地下水污染状况调查、跟踪监测、风险防控等，实现地下水污染防治全覆盖。全面开展地下水污染分区防治，提出地下水污染分区防治措施，实施地下水污染源分类监管。本项目采取以下污染防治措施：

1) 源头控制措施

（1）禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：

①私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；

②利用废弃井场等贮存油泥砂、废防渗材料等危险废物；

③利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存危险废物、井下作业废液、洗井废水、采出水等；

（2）废水源头控制措施

①井下作业过程采用“铺设作业、带罐上岗”措施；井下作业废液、洗井废水、采出水进入石西集中处理站采出水处理系统处理，所有废水全部处理达标后回注地层；

②加强井场标准化建设，确保日常生产中井口排出物全部收集，避免地表径流携带油污污染井场及站外地下水；

③井场外修建截、排水设施，避免场地内部污染雨水流出场外污染地下水；

④定期对管线等生产设备进行防腐、壁厚、渗漏性进行检查，观察是否有渗漏现

象，发现问题及时解决。

⑤定期检查回注井，检查井口装置完整性；建立生产运行台账，定期维修作业，进行封隔器找漏；日常管理通过监测注入井油压和套压，如注入压力突然发生变化，则需要及时关井，检查井筒完整性。

（3）固废源头控制措施

危险废物全部交危险废物处置资质的单位进行处置，并采取防风防雨防晒、地面防渗等措施，避免危险废物散落地面污染地下水。

2）过程防控措施

（1）井场四周按实际需求设置井界沟，防止井场内污水或落地油等随地面径流进入外环境。

（2）修井、洗井等井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，禁止作业废液落地，严禁外排。井下作业过程属于重点污染防治区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。另外，重点防渗区还要满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）中要求，采用“铺设作业、带罐上岗”措施，落地油回收率可达 100%。

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

3）污染治理措施

（1）井场运营过程中，加强监管，制定井控管理规定，确保油田采出水、井下作业废液、洗井废水按要求集中输送至采出水处理站进行处理；

（2）井场运营过程中，对井口装置、生产设备、输油管道进行定期巡查，一旦发现漏油位置，及时修理，防止泄漏的原油对周边地下水环境造成污染。

4）末端控制措施

主要包括井场内污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来，根据固废性质，危险废物委托有危废处理资质单位进行处置，一般固废则拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。

6.3.7.1.4 退役期

1）源头控制措施

（1）清除回收输油管线内残余的原油，彻底清理回收井场内的落地油，避免对浅层地下水造成污染。管线清管废水拉运至就近联合站采出水处理站进行处理，经处理达标后回注地层用于油田注水开发，无外排。

(2) 开展报废井排查登记。因报废、未建成或者完成勘探、试验任务的，按照相关技术标准开展封井回填。对已经造成地下水串层污染的，对造成的地下水污染进行治理和修复。

2) 过程控制措施

(1) 在采油设备拆除过程中，地面铺设防渗材料，减少落地油对地下水的污染。废弃输油管线进行内部清洗，防止管道内残留的油类污染地下水。

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

本项目的防渗分区详见表 6-18，典型防渗剖面图见图 6-6，运营期井场防渗分区图见图 6-7。

表 6-18 本项目防渗分区情况表

序号	装置、单元名称	防渗区域及部位	防渗分区类别	防渗及防腐措施
运营期				
1	井场工程区	井下作业井口区域	重点	井下作业采用“铺设作业、带罐上岗”措施，井口铺设防渗材料
退役期				
1	采油设备拆除	地面	一般	铺设防渗材料
依托工程				
1	危险废物贮存场所	石西油田作业区危废贮存点	重点	地面为抗渗混凝土结构，四周设不锈钢结构围墙
2	石西集中处理站	采出液处理区、采出水处理系统	重点	地面为混凝土结构，装置采取增加壁及防腐措施

HDPE防渗材料 渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s	重点防渗区域
	土壤

图 6-6 典型重点区域防渗剖面图

图 6-7 运营期典型井场分区防渗平面图

6.3.7.2 地下水环境监测与管理

本项目应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）、《地下水环境监

测技术规范》（HJ164-2020）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）等文件要求，地下水监测基本要求见表 6-19。

根据表 6-19，结合工程区所在区域的水文地质条件，本项目需在区块上游、下游、区块内布设不少于 1 眼水质监测井，在监测水质的同时监测地下水水位。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向质量安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。监测计划见表 6-20。

表 6-19 地下水跟踪监测基本要求一览表

依据	监测点数量及位置	监测频次	监测因子	监测层位
《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）	二级评价的建设项目，跟踪监测点一般不少于 3 个，应至少在建设项目场地、上、下游各布设 1 个。	未明确	未明确	未明确
《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）	未明确油气开采类建设项目监测点布设方法。	对照监测频次宜不少于每年 1 次，其他监测点采样频次宜不少于每年 2 次，发现有地下水污染现象时需增加采样频次。	气温、水位、水温、pH、溶解氧、电导率、氧化还原电位、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物等监测项目为每次监测的现场必测项目。监测项目以常规项目为主，同时为便于水化学分析审核，还应补充钾、钙、镁、重碳酸根、碳酸根、游离二氧化碳等项目。	浅层地下水
《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）	企业原则上应布设至少 1 个地下水对照点，对照点布设在企业用地地下水流程向上游处，并应尽量保证不受自行监测企业生产过程影响。对于地面已采取了符合 HJ 610 和 HJ 964 相关防渗技术要求的重点场所或重点设施设备可适当减少其所在单元内监测井数量，但不得少于 1 个监测井。	对于周边 1 km 范围内不存在地下水环境敏感区的企业未做明确要求。	企业环境影响评价文件及其批复中确定的地下水特征因子。	自行监测原则上只调查潜水。潜水，涉及地下取水的企业应考虑增加取水层监测。
《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）	法律法规等有明确要求的，按要求开展周边环境质量影响监测。无明确要求的，若排污单位认为有必要的，可根据实际情况参照表 4 对各类场站周边环境空气、地表水、海水、地下水和土壤开展监测，监测点位可按照 HJ 194、HJ 664、HJ 91.2、HJ 442.8、HJ 610、HJ 164、HJ 964、HJ/T 166 中的相关规定设置。	半年	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞（适用于开采天然气或含汞原油的情况）、砷、六价铬。	未明确
《环境影响评价技术导则	未明确	未明确	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯	未明确

依据	监测点数量及位置	监测频次	监测因子	监测层位
陆地石油天然气开发建设 项目》（HJ 349-2023）			化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、 钡、汞、砷、六价铬等（环境影响评价因 子）	

表 6-20 地下水跟踪监测计划

孔号	区位	监测层位/结构	监测频率	主要监测项目
G1	项目区地下水上游现有水源井	潜水/单管单层	每年监测样 1 次，发 生事故时加大监测频 率。	pH、耗氧量、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、 氨氮、硫化物、亚硝酸盐、硝酸盐、挥发性酚 类、石油类、石油经（C ₆ ~C ₉ ）、石油经（C ₁₀ ~ C ₄₀ ）、汞、砷、镉、六价铬、铅、镍、铜、钡
G2	项目区周边现有水源井			
G3	项目区地下水下游现有水源井			

6.3.7.3 地下水监控管理与信息公开计划

为保证地下水监控有效、有序管理，须制定相关规定，明确职责，采取以下措施：

1) 管理措施

(1) 项目区环境保护管理部门指派专人负责防治地下水污染管理工作。

(2) 企业应指派专人负责地下水环境跟踪监测工作，按上述监控措施委托具有监测资质的单位负责地下水监控工作，并按要求及时分析整理原始资料和负责监测报告的编写工作。

(3) 由项目区环境保护管理部门建立地下水环境跟踪监测数据信息管理系统，编制地下水环境跟踪监测报告并在网站上公示信息，公开内容至少应包括该建设项目的特征因子石油类的地下水环境现状监测值。

2) 技术措施

(1) 跟踪监测内容应包括：地下水监测报告，排放污染物的种类、数量、浓度，污染物贮存与处理装置、事故应急装置等设施的运行状况、跑冒滴漏记录、维护记录等。

(2) 定期对污染区的装置等进行检查。在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，查找异常原因，确保数据的正确性。

6.3.7.4 应急响应

本项目应以建设单位为体系建立的主体，制定专门的地下水污染应急预案，与突发环境事件应急预案相结合，明确风险事故状态下应采取封闭、截流等措施。

当突发环境事件发生后，事发单位和有关部门立即启动本单位突发环境事件应急预案，迅速开展以下处置工作：

1) 切断污染源或泄漏源

发现设备压力异常或泄漏，立即采取关闭设备上游和下游阀门，并采取封堵措施，将泄漏采出液截留。另外，标明危险区域，封锁危险场所，并采取其他防止危害扩大的必要措施。

启动应急收集系统集中收集污染物，设立拦截设施，防止污染物蔓延。组织有关部门及时将污染的土壤挖出，对污染物进行回收处置，委托具备危废处理资质单位进行拉运处置，防止污染或泄漏进一步扩散。

2) 切断污染途径

应采取油毡吸附等方式，对污染源进行围堵并收集污染物。

3) 立即向上级主管部门报告，及时通报可能受到危害的单位和居民；服从市政

府发布的决定、命令，积极配合政府组织人员参加应急救援和处置工作。

4) 一旦出现地下水污染事故，立即启动应急预案和应急处置办法，组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因。

5) 委托有资质单位对项目周围地下水监测井水质进行跟踪监测，探明地下水污染深度、范围和污染程度，当发生严重污染事故时，在条件允许情况下，合理布置截渗井，并进行试抽工作，防止事故的扩散。

地下水污染应急响应程序见图 6-8。

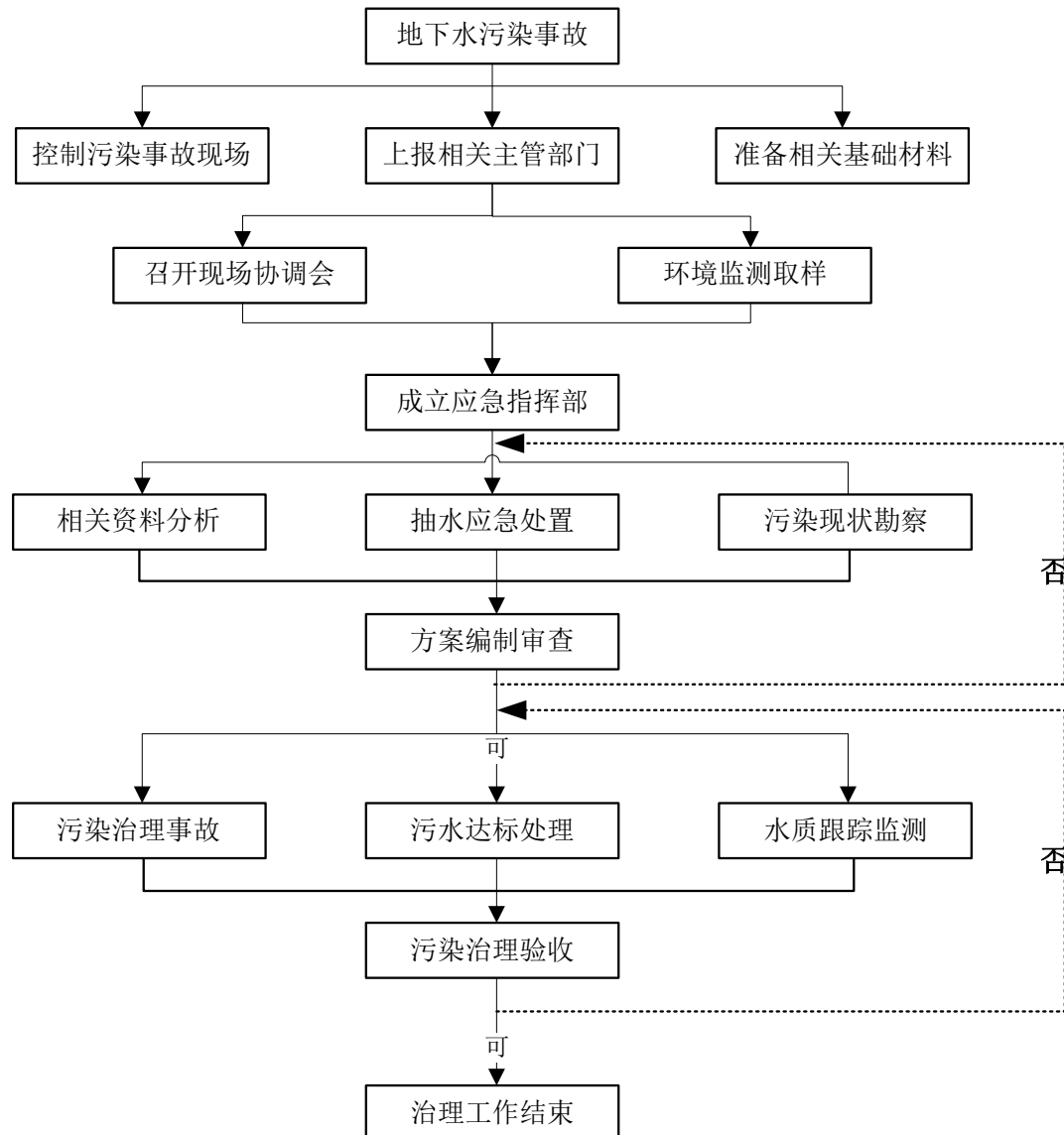


图 6-8 本项目地下水污染应急响应程序图

6.3.8 小结

本项目对地下水有潜在影响，生产单位必须做好构筑物、管道的防渗设计、施工和维护工作，坚决避免跑、冒、滴、漏现象的发生，发现问题及时汇报解决。同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；运营期加强巡井，设备定期检验、维护、保

养。严格落实施工期和运营期各项环保及防渗措施，并加强管理，可有效控制渗漏环节，防止影响地下水。

综上，在采取本项目提出的各项污染防治措施后，施工期、运营期及退役期对地下水环境的影响在可接受范围内。

6.4 土壤环境影响评价

根据现状调查，项目所在区域属于盐化地区，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）7.4条“土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作”，本次评价按要求分别评价。

6.4.1 污染影响型环境影响评价

6.4.1.1 项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）附录 A 见表 6-21。

表 6-21 土壤环境影响项目类别表

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

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目各类工程类别详见表 6-22。

表 6-22 本项目各类工程类别一栏表

序号	工程名称	土壤环境影响项目类别
1	油气井井场	I
2	输油管线	II
3	混输管线	II
4	石南联合站天然气隐患治理管线	IV
备注：考虑石 039、哨东 1H 气井含有少量原油，本次考虑最不利条件参照油井类别评级		

6.4.1.2 占地规模

本项目永久占地面积为 11.0215hm²，占地规模为中型（5~20hm²）。

6.4.1.3 敏感程度

本项目 1km 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，判定项目周围土壤环境敏感程度为不敏感，敏感程度分级详见表 6-23。

表 6-23 污染影响型敏感程度分级表

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

6.4.1.4 评价等级与评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中评价工作分级、评价范围的划分依据（表 6-25、表 6-24），根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），建设项目按照井场和集输管道分别判断行业分类，同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价等级，并按相应等级开展评价工作。

本项目评价等级及评价范围见表 6-26。

表 6-24 现状调查范围

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

表 6-25 污染影响型评价工作等级划分表

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

表 6-26 本项目污染影响型评价工作等级一栏表

序号	工程名称	类别	敏感程度	永久占地规模	评价等级	评价范围
1	油气井井场	I	不敏感	小型	二	井场周边 200m 范围内

序号	工程名称	类别	敏感程度	永久占地规模	评价等级	评价范围
2	输油管线	II	不敏感	仅临时占地	三	管线两侧 200m 范围内
3	混输管线	II	不敏感	仅临时占地	三	管线两侧 200m 范围内
4	石南联合站天然气隐患治理管线	IV	不敏感	仅临时占地	不评级	

6.4.1.5 土壤环境敏感目标

根据现场踏勘，本项目土壤评价范围内无耕地、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。

6.4.1.6 土壤环境影响识别

6.4.1.7 影响途径

根据工程组成，可分为施工期、运营期、退役期三个阶段对土壤的环境影响。

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

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

退役期环境影响识别主要针对采油设备拆除过程对土壤环境产生的影响等。

本项目土壤环境影响类型与影响途径识别情况见表 6-27。

表 6-27 项目土壤环境影响类型与影响途径识别表

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

6.4.1.8 影响因子

土壤环境影响源与影响因子识别情况见表 6-28。

表 6-28 土壤环境影响源与影响因子识别表

阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物种类	污染介质	可能污染区域	备注
施工期	机械设备	机械设备汽柴油泄漏，造成连续渗漏污染土壤环境	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场、管线及其周围区域	事故情况下
运营期	集输管线、设备阀门	非正常工况下，集输管线、设备阀门破裂导致采出液连续渗漏污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤		事故情况下
	井下作业	非正常工况下，井下作业防渗材料破裂导致落地油污染土壤或随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤		事故情况下
退役期	采油设备	采油设备拆除过程可能产生落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下

6.4.1.9 土壤环境影响预测与评价

6.4.1.9.1 施工期土壤环境影响分析

1) 土壤理化性质影响

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的土石方开挖、施工机械设备碾压等活动，可扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较大。

2) 土壤肥力影响

土地平整的开挖与回填中，将有可能扰动甚至打乱原有土体构型，使土壤养分含量及肥力状况受到影响。根据相关资料，开挖与回填对土壤养分的影响相当明显，即使实行分层堆放、分层回填措施，土壤表土的有机质也将下降 43%，黏粒含量减少 60%~80%，磷下降 40%，钾下降 43%。但这种影响一般持续 2~3 年，随时间推移逐渐消失，土壤的肥力将逐渐恢复。

3) 土壤环境质量影响

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

施工过程固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量，因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。正常情况下，施工中不应有施工机械的含油污水产生，但在机械的维修过程中可能产生污油。因此，在机械维修时，应把产生的污油收集，集中处理，避

免污染环境；平时使用中要注意施工机械的维护，防止漏油事故的发生。

采取上述措施后，施工期废弃物基本不会对项目区土壤环境造成影响。

6.4.1.9.2 运营期土壤环境影响预测与评价

1) 预测评价范围

与现状调查评价范围一致。

2) 预测评价时段

重点预测时段为运营期。

3) 情景设定

(1) 正常工况

正常工况下，井下作业过程等可视场所若发生渗漏，可立即采取措施，根据建设单位多年运行经验，采用“铺设作业、带罐上岗”措施的情况下，井下作业落地油回收率可达 100%。

(2) 非正常工况

在实际生产过程中，井场内有实时视频监控，加之现场有值班人员巡视，发现若出现严重泄漏时会及时采取关停措施，污染土壤及时清运的情况下，污染物通常不会继续下渗，造成进一步污染。

本次土壤污染预测情景主要针对非正常工况，情景设定与地下水管线泄漏情景一致，即石西 164 集油管线泄漏量 1.83m^3 。

4) 预测因子

本次选择特征因子石油烃（ $\text{C}_{10}\text{--}\text{C}_{40}$ ）进行影响预测。

5) 预测方法

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

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

本次评价选用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中

附录 E 中 E.2.1 推荐的预测方法，该方法适用于污染物以点源形式垂直进入土壤环境的影响预测，重点预测污染物可能影响的深度。

（1）水流运行基本方程

土壤水流运动的控制方程为一维垂向饱和-非饱和土壤水中水分运动方程（Richards 方程），即

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[k(\theta) \left(1 + \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] - S$$

式中： θ ——土壤体积含水率（ $\text{cm}^3 \text{cm}^{-3}$ ）；

h ——压力水头[L]，饱和带大于零，非饱和带小于零；

K ——非饱和渗透系数（ cm/h ）；

T ——时间变量（ $1/h$ ）；

Z ——空间变量（ cm ），地表为原点，向上为正。

（2）土壤水分运移模型

土壤水分运移模型可用来描述水分在土壤中的运移过程。HYDRUS-1D 软件水流模型中包括单孔介质模型、双孔隙/双渗透介质模型等多种土壤水分运移模型。本文模拟时采用 Van Genuchten- Malen 提出的土壤水力模型来进行模拟预测，且在模拟中不考虑水流滞后的现象。

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

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

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

式中： θ_r ——土壤残余含水率；

θ_s ——土壤饱和含水率；

S_e ——有效饱和度；

α ——土壤水力特征经验参数；

n ——土壤孔隙大小分配指数；

K_s ——饱和水力传导系数；

l ——土壤孔隙连通性参数，通常取 0.5。

（3）土壤溶质运移模型

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c—污染物介质中的浓度，mg/L；

D—弥散系数，m²/d；

q—渗透速度，m/d；

z—沿 z 轴的距离，m；

t—时间变量，d；

θ—土壤含水率，%。

②初始条件

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

③边界条件

a) 第一类 Dirichelet 边界条件

连续点源：c(z, t) = c₀ t > 0, z = 0

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

b) 第二类 Neumann 零梯度边界条件

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

(4) 软件选用及简介

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

(5) 模型构建

包气带污染物运移模型为：集油管线出现泄漏对特征污染物石油类在包气带中的运移进行模拟。

根据资料调研结果，本项目模型选择自地表向下 3m 范围内进行模拟，土壤质地以砂土为主。模拟厚度设置为 3m，模型剖分按 10cm 间隔，共 301 个节点。在模型中设置 6 个观测点位，编号 N1~N6，分别位于-0.5m、-1.0m、-1.5m、-2.0m、-2.5m、-3.0m 深处。

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

50d、75d、100d。模型结构如图 6-9 所示：

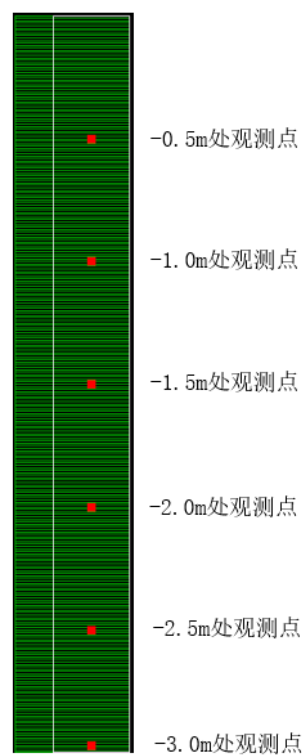


图 6-9 模型结构图

(6) 泄漏源强及参数选取

①参数选取

本项目所在地土壤质地为砂土，各层水力参数见表 6-29，土壤溶质运移参数见表 6-30。

表 6-29 土壤水力参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	饱和含水率 θ_s	残余含水率 θ_r	α (cm^{-1})	n	饱和导水率 K_s (cm/d)	经验参数 l
0~50	砂土						
50~150	砂土						
150~300	砂土						

备注：表中参数引用 HYDRUS 软件中所推荐的包气带基本岩性参数。

表 6-30 土壤溶质运移参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	土壤密度 (g/cm^3)	纵向弥散系数 D_L (m^2/d)
0~50	砂土		
50~150	砂土		
150~300	砂土		

备注：土壤质地及密度取自本次委托监测结果；纵向弥散系数采用水流速度乘以纵向弥散度，其中纵向弥散度为项目附近水文地质勘察的相关数据。

②泄漏源强

石油类污染物进入土壤后，一部分随着地表径流污染地表水；一部分在重力作用下随着土壤中水分向潜水面垂直迁移，主要经过三个阶段：通过包气带的渗漏、由包气带进一步向饱水带扩散以及进入饱水带中污染地下水。

采出液的黏度范围很宽，密度小于 1，不溶于水。土壤系统是一个复杂而多变系统，石油类在土壤系统中存在的形式也是多样的。石油类污染物是疏水性的，土壤中大部分石油类污染物是吸附在土壤颗粒表面，呈现一种干态或亚干态，而在水中石油类主要有两种状态，一是溶解在水中成为水溶液，即可溶性油，一般溶解量很少。另外一种是以乳化状态分散在水体中，因此，在水中石油类污染物的两种状态是下渗石油类污染物的重要形态。

本次评价选取石西 164 集油管线泄漏作为预测对象，泄漏量 1.8m^3 。考虑到石油烃（ $\text{C}_{10}\text{--C}_{40}$ ）只有变为可溶态才会随水迁移扩散，因此，本次参考《石油类污染物在包气带中迁移转化研究—以曹妃甸地区为例》（长安大学硕士论文，2010 年）中采出水石油类平均浓度约为 1000mg/L 。为保守起见，本次评价参考《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）见附录 B 表 B1 常见渗透系数表，单位时间通量按细砂最不利情况取值渗透系数 10m/d 。

（7）边界条件

对于边界条件概化方法，综述如下：

①水流模型

上边界为定通量边界，单位时间渗漏通量为 10m/d ，设定土壤剖面初始压力水头为 -100cm 。下边界为潜水含水层自由水面、定压力水头。

②溶质运移模型

模型上边界概化为污染物变量，下边界为自由排泄边界。

6) 预测结果

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

图 6-10 不同观测点处石油类浓度-时间变化曲线图

图 6-11 不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线图

由图 6-10 及图 6-11 可知，发生泄漏后，最先污染表层土壤，时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响严重，由于项目所在区域土壤为砂土，渗透率大，污染物迁移速度极快，泄漏约 1d 后，石油类迅速迁移至 -300cm 处，预测结果表明污染物迁移过程中对土壤影响较大。

6.4.1.9.3 退役期土壤环境影响分析

退役期，采油设备拆除过程或封井过程可能产生落地油，若不及时回收，可能随雨水入渗污染土壤。本项目产生的被原油污染的土壤等危险废物委托有危险废物处置资质的单位进行无害化处置，同时对井场永久占地进行土地复垦及植被恢复。因此，退役期施工活动对土壤环境在可接受范围内。

6.4.2 生态影响型环境影响评价

6.4.2.1 项目类别

根据上文属于 I 类项目。

6.4.2.2 敏感程度

根据上文“气候气象”，和布克赛尔蒙古自治县多年平均蒸降比值 $98.88 > 2.5$ 、地下水水位埋深几十至几百米；呼图壁县多年平均蒸降比值 $12.48 > 2.5$ 、地下水水位埋深几十至几百米；

现状监测土壤含盐量最大值 $< 4\text{g/kg}$ ，生态影响型敏感程度分级见表 6-31，据此判定项目所在地土壤环境为较敏感。

表 6-31 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 ^a > 2.5 且常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $> 4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 > 2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.8\text{m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 > 2.5 或常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	

^a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。

6.4.2.3 评价等级与评价范围

根据上述识别结果，本项目为 I 类项目，周围土壤环境敏感程度为较敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中 6.2.1 生态影响型项目评价工作分级的划分依据，判定项目生态影响型评价工作等级为二级，评价工作等级划分详见表 6-32。

表 6-32 生态影响型评价工作等级划分表

敏感程度	I 类	II 类	III 类

敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	—
注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。			

表 6-33 本项目生态影响型评价工作等级一览表

序号	工程名称	类别	敏感程度	评价等级	评价范围
1	油气井井场	I	较敏感（盐化）	二	井场周边 2000m 范围内
2	输油管线	II	较敏感（盐化）	二	管线两侧 200m 范围内
3	混输管线	II	较敏感（盐化）	二	管线两侧 200m 范围内
4	石南联合站天然气隐患治理管线	IV	不评级		
备注：考虑石 039、哨东 1H 气井含有少量原油，本次考虑最不利条件参照油井类别评级					

6.4.2.4 土壤环境敏感目标

根据现场踏勘，本项目土壤评价范围内无耕地、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。

6.4.2.5 土壤环境影响识别

6.4.2.6 影响途径

本项目土壤环境影响源及影响途径见表 6-34。

表 6-34 土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	生态影响型			
	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	/	/	/	/
运营期	√	/	/	/
服务期满后	/	/	/	/

6.4.2.7 影响因子

本项目影响因子识别情况见表 6-35。

表 6-35 生态影响型建设项目土壤环境影响途径识别表

影响结果	影响途径	具体指标	土壤环境敏感目标
盐化/酸化/碱化/其他	物质输入/运移	含盐量	无
	水位变化	地下水位埋深	无

6.4.2.8 采出水对土壤盐化预测与评价

1) 预测情景

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生采出液渗漏进入土壤。事故工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”，井场无人值守，综合考虑本项目物料特性及土壤特征，本次评价对油井套管发生破损泄漏的采出水盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

2) 预测源强

泄漏量取 1 座典型井场石西 164，其采出液的最大值 $22\text{m}^3/\text{d}$ （第 1 年），全部渗入土壤，采取措施 1 天后停止泄漏，采出液含水率为 97.7%，采出水中总矿化度最大为 26273.09mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 564871.4g 。

3) 预测模型

本次预测采用 HJ 964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

（1）单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s)/(\rho_b \times A \times D)$$

式中： ΔS —单位质量表层土壤中某种物质的增量， g/kg ；

I_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量， g ；

L_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量， g ；

R_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量， g ；

ρ_b —表层土壤容重， kg/m^3 ；

A —预测评价范围， m^2 ；

D —表层土壤深度，一般取 0.2m ，可根据实际情况适当调整；

n —持续年份， a 。

（2）单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S —单位质量土壤中某种物质的预测值， g/kg ；

S_b —单位质量土壤中某种物质的现状值， g/kg 。

4) 预测结果

项目位于沙漠，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以采油井场泄漏点为中心 $100\text{m} \times 100\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取均值为 $1.36 \times 10^3\text{kg/m}^3$ ，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 3.8g/kg 。预测年份为 0.082a （30d）。根据上述计算结果，在 30d 内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.02g/kg ，叠加现状值后的预测值为 3.82g/kg ，土壤盐分增幅

0.1545%。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量升高，增幅度相对较小；但本项目建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，建设单位会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，本项目实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

6.4.2.9 土壤盐化综合评分预测与评价

本次评价采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 F “土壤盐化综合评分预测方法”进行预测评价。

1) 土壤盐化综合评分法

采用下面公式计算土壤盐化综合评分值（ S_a ），具体如下：

$$S_a = \sum_{i=1}^n W_{x_i} \times I_{x_i}$$

式中：n—影响因素指标数目；

I_{x_i} —影响因素 i 指标评分；

W_{x_i} —影响因素 i 指标权重。

2) 土壤盐化影响因素赋值

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤盐化影响因素赋值情况见表 6-36。

表 6-36 土壤盐化影响因素赋值表

影响因素	分值				权重
	0 分	2 分	4 分	6 分	
地下水位埋深（GWD）/（m）	$GWD \geq 2.5$	$1.5 \leq GWD < 2.5$	$1.0 \leq GWD < 1.5$	$GWD < 1.0$	0.35
干燥度（蒸降比值） （EPR）	$EPR < 1.2$	$1.2 \leq EPR < 2.5$	$2.5 \leq EPR < 6$	$EPR \geq 6$	0.25
土壤本底含盐量 （SSC）（g/kg）	$SSC < 1$	$1 \leq SSC < 2$	$2 \leq SSC < 4$	$SSC \geq 4$	0.15
地下水溶解性总固体 （TDS）（g/L）	$TDS < 1$	$1 \leq TDS < 2$	$2 \leq TDS < 5$	$TDS \geq 5$	0.15
土壤质地	黏土	砂土	壤土	砂壤、粉土、 砂粉土	0.10

表 6-37 土壤盐化预测表

土壤盐化综合评分 值（ S_a ）	$S_a < 1$	$1 \leq S_a < 2$	$2 \leq S_a < 3$	$3 \leq S_a < 4.5$	$S_a \geq 4.5$
土壤盐化综合评分 预测结果	未盐化	轻度盐化	中度盐化	重度盐化	极重度盐化

3) 土壤盐化影响预测

根据土壤盐化影响因素赋值及权重，并考虑本次土壤及地下水监测点位设置情况，土壤盐化影响预测以石西 164 井场为预测点位，土壤盐化综合评分值 S_a 见表 6-38。

表 6-38 土壤盐化综合评分 S_a 一览表

影响参数	参数	分值	权重	S_a
地下水位埋深 (GWD) / (m)	400	0	0.35	0
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	98.88	6	0.25	1.5
土壤本底含盐量 (SSC) (g/kg)	3.8	4	0.15	0.6
地下水溶解性总固体 (TDS) (g/L)	1.3	2	0.15	0.3
土壤质地	砂土	2	0.1	0.2
土壤盐化综合评分值 (S_a)				2.6
盐化程度判定				中度盐化
备注：TDS 按地下水监测数据均值；地下水埋深参照建设单位现有地下水井数据；土壤质地取土壤理化性质最不利条件砂土。				

按照上述评分预测结果，项目所在地可能会发生中度盐化。

根据实际现场踏勘，上述预测指标中地下水位埋深、干燥度、土壤本地含盐量、地下水溶解性总固体、土壤质地取值均与当地气候气象、水文地质关系较大；项目探转采油井钻井期已完成且采用了泥浆不落地措施，未发生冒浆、泄漏、井喷井漏等事故，对所在地土壤的影响较小；实际固井采用了高等级水泥，固井质量符合据《固井质量评价方法》（SY/T 6592-2016），正常运行时对地下水水位无水力联系、不会影响水位升降；运营期采出液与土壤不接触，也对土壤盐分含量、质地的影响很小。在加强运营期巡检等管理措施后，项目对土壤盐化的影响较小。

6.4.2.10 土壤酸化/碱化影响分析

根据现状监测结果，区域土壤 pH 值均在 $5.5 \leq \text{pH} \leq 8.5$ ，属于无酸化或碱化情况。本项目不向土壤环境排放酸、碱废水，因此，施工期及运营期在做好废水处理情况下，对土壤酸碱程度影响是可以接受的。

6.4.3 土壤环境保护措施与对策

6.4.3.1 源头控制措施

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

1) 施工期源头控制措施

(1) 废水

①井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

②采用泥浆不落地工艺，钻井废水进入泥浆不落地系统处理后作为钻井液配制用水、循环利用不外排。泥浆不落地工艺无需设置泥浆池，最大限度降低泥浆泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低。

③试压用水拟采用清洁水，沉淀后用于洒水降尘，对土壤影响较低。

(2) 其他

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

2) 运营期源头控制措施

本项目拟采取以下土壤环境保护措施，详见表 6-39。

表 6-39 运营期土壤环境保护措施表

序号	土壤环境保护措施		实施部位	实施时间	实施保证措施	预期效果
1	源头控制措施	油井采出液依托石西集中处理站或莫北转油站处理，不外排	井场	运营期	加强管理及设备检查及维修，保证站场采出水处理系统正常运行	对周围环境基本不造成污染
		井下作业废液、洗井废水依托石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统进行处理达标后回注地层用于油田注水开发，无外排	井场	运营期	加强管理及设备检查及维修，保证站场采出水处理系统正常运行	对周围环境基本不造成污染
		减少井下作业频次，从源头减少落地油产生	井场	运营期	加强施工进度	对周围环境基本不造成污染

3) 退役期源头控制措施

(1) 加强管理，减少采油设备、集输管线等拆除过程污染物的跑冒滴漏。

(2) 管线清管废水由石西集中处理站进行处理，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。

(3) 建设单位拆除设施、设备或者建筑物、构筑物，可能造成二次污染的，应当采取相应的防渗漏、污染物收集等防治措施，制定、实施土壤污染防治工作方案。

土壤污染防治工作方案应当包括被拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的基本情况，残留污染物清理、安全处置以及应急措施，土壤污染防治技术要求和周边环境的污染防治要求等内容。

6.4.3.2 过程防控措施

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

1) 运营期过程防控措施

修井、洗井等井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收污水、落地油等井口排出物等。井下作业过程属于重点污染防治区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。另外，重点防渗区还要满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）中要求，本项目井下作业采取铺膜带罐措施，井口排出物回收率可达 100%。

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

2) 退役期过程控制措施

（1）环评建议在退役期设备拆除过程中，及时回收各类污染物。危险废物应委托危险废物处置资质的单位进行无害化处置。

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

6.4.3.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中 9.3 跟踪监测，土壤环境跟踪监测点位应布置在重点影响区和土壤环境敏感目标处，发现土壤污染时，及时查找泄漏源，防止污染源的进一步下渗。对井场及周边土壤定期监测，发现土壤污染时，及时查找泄漏源，防止污染源的进一步下渗，必要时对已污染的土壤进行替换或修复。

结合《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）相关要求，基于建设项目周边环境特点，兼顾土壤环境影响跟踪监测计划的原则，本项目土壤环境跟踪监测计划见表 6-40。

表 6-40 土壤环境跟踪监测计划

序号	监测点位	取样要求	监测项目	监测频次	执行标准
1	典型井场	表层样：0~0.2m	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、土壤盐分含量	项目投产运行后每3年监测1次	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）
2	典型井场、站场外	表层样：0~0.2m			留作背景值

6.4.4 土壤环境影响评价自查表

本项目土壤环境影响评价自查表见表 6-41。

表 6-41 本项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒				
	土地利用类型	建设用地 ☐ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒				土地利用类型图
	占地规模	(11.0215) hm ²				永久占地
	敏感目标信息	敏感目标（/）、方位（/）、距离（/）				
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他（）				
	全部污染物	废气：VOCs；固废：废防渗材料、落地油、清罐底泥、清管废渣；废水：井下作业废液、洗井废水、采出水等				
	特征因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、土壤盐分含量				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☒ ；II 类 ☐ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☐ ；较敏感 ☒ ；不敏感 ☐				
评价工作等级		一级 ☐ ；二级 ☒ ；三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ；b) ☒ ；c) ☒ ；d) ☒				
	理化特性	调查了土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等				同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	4 个	4 个	0~0.2m	
		柱状样点数	3 个	0 个	0m~0.5m、0.5m~1.5m、1.5m~3m	
	现状监测因子	建设用地：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、建设用地 45 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲				

		苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘； 特征因子：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、土壤盐分含量。			
现状评价	评价因子	同现状监测因子			
	评价标准	GB 15618□；GB 36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（ ）			
	现状评价结论	占地范围内土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中的第二类用地的筛选值；占地范围外特征污染物石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）指标满足参考执行的《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 2 中第一类用地的筛选值要求；说明项目所在区域土壤环境质量状况良好			
影响预测	预测因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、土壤盐化			
	预测方法	附录 E☑；附录 F☑；其他			
	预测分析内容	影响范围（污染类厂界外扩 0.2km、生态类厂界外扩 2km） 影响程度（较小）			
	预测结论	达标结论：a) ☑；b) □；c) □ 不达标结论：a) □；b) □			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（跟踪监测）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		2	见表 6-40	每 3 年 1 次	
	信息公开指标	土壤环境跟踪监测达标情况			
	评价结论	项目所在区域土壤环境质量现状满足相关标准要求，土壤环境质量状况良好。根据资料调研结果，项目产生污染物对周围土壤环境影响在可接受范围内，通过采取本报告表提出的环境保护措施及跟踪监测计划，从土壤环境影响的角度，项目建设可行。			

6.4.5 小结

1) 根据本项目内容和工程特点，本项目特征污染物为石油烃（C₁₀-C₄₀）。

2) 根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），确定本次土壤环境影响评价等级污染类、生态类均为二级，评价范围为污染类：井场占地及占地外扩 0.2km 范围内、管线工程为两侧 200m 范围；生态类：井场占地及占地外扩 2km 范围内、管线工程为两侧 200m 范围。

3) 土壤环境质量现状调查结果表明，项目占地范围内土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 1 和表 2 中第二类用地的筛选值要求。占地范围外特征污染物石油烃（C₁₀-C₄₀）指标满足参考执行的《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 2 中第一类用地的筛选值要求。对于本项目特征污染物来说，占地

范围内外差值不大，表明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

说明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

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

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

6.5 声环境影响评价

6.5.1 施工期声环境影响评价

6.5.1.1 主要噪声源分析

施工噪声是由多种施工机械设备和运输车辆发出的，而且一般设备的运作都是间歇性的，因此，施工噪声有间歇性和短暂性的特点。施工中使用的机械主要有推土机、吊管机等。由于施工时间较短，且均在野外，施工产生的噪声只对局部环境造成短时影响。施工期主要噪声源及源强见表 6-42。

表 6-42 拟建项目施工期噪声统计表

序号	设备名称	声压级（dB（A））
1	柴油发电机	100
2	挖掘机	92
3	推土机	95
4	吊车	90

6.5.1.2 评价标准

施工期厂界噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）排放限值（昼间 70dB（A）、夜间 55dB（A））。

6.5.1.3 地面施工声环境影响分析

1) 噪声源

地面施工管线工程等需要进行土石方填挖作业的工程，噪声主要来自土石方施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声及施工人员的生活噪声，一般设备的运作都是间歇性的，因此，产生的噪声有间歇性和短暂性的特点。

2) 地面施工噪声影响分析

各种施工机械近似为点声源，仅考虑距离衰减进行计算，可得到施工期各种机械等在不同距离处的噪声贡献值，结果见表 6-43。

表 6-43 主要施工机械在不同距离处的噪声值

噪声源		离施工点不同距离处的噪声估算值（dB（A））							噪声衰减至 70dB（A）时的距离（m）	噪声衰减至 55dB（A）时的距离（m）
名称	声压级（dB（A））	10m	50m	100m	150m	200m	300m	400m		
挖掘机	92	64.0	50.0	44.0	49.0	38.0	34.5	32.0	32	178

噪声源		离施工点不同距离处的噪声估算值（dB（A））							噪声衰减至 70dB（A）时的距离（m）	噪声衰减至 55dB（A）时的距离（m）
名称	声压级（dB（A））	10m	50m	100m	150m	200m	300m	400m		
推土机	92	64.0	50.0	44.0	49.0	38.0	34.5	32.0	32	178
吊车	90	62.0	48.0	42.0	47.0	36.0	32.5	30.0	25	141
电焊机	87	59.0	45.0	39.0	44.0	33.0	29.5	27.0	18	100

拟建项目地面工程夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标情况；在不采取任何噪声防治措施的情况下，距离声源 32m 范围内使用高噪声设备可能造成施工厂界噪声不能满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）规定的昼间 70dB（A）限值要求，需采取适当措施降低环境影响。拟建项目管线及井场建设夜间不施工，项目周边 200m 内无声环境敏感目标、无国家级或自治区级野生保护动物，其影响范围有限，是可以接受的。

6.5.2 运营期声环境影响预测与评价

6.5.2.1 主要噪声源分析

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

运营期主要噪声源具体见“3 本项目工程分析”中表 3-40。

6.5.2.2 预测模式

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）中推荐的工业噪声预测模式，计算公式如下：

1) 噪声户外传播声级衰减模式

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

式中： $L_p(r)$ —距声源 r 处的倍频带声压级，dB（A）；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_c ——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} ——声波几何发散引起的衰减量，dB（A）；

A_{bar} ——屏障引起的衰减量，dB（A）；

A_{atm} ——空气吸收引起的衰减量，dB（A）；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减量，dB（A）；

A_{misc} —其他多方面原因引起的衰减量，dB（A）。

2) 预测点总等效连续 A 声级计算模式：

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta L_i]} \right\} \quad (\text{A.3})$$

式中： $L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_{pi}(r)$ ——预测点（ r ）处，第 i 倍频带声压级，dB；

ΔL_i ——第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB。

3) 参数的确定

(1) 声波几何发散引起的 A 声级衰减量 A_{div} ：

①点声源

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

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB；

r ——预测点距声源的距离；

r_0 ——参考位置距声源的距离。

②有限长（ L_0 ）线声源

$$\text{当 } r > L_0 \text{ 且 } r_0 > L_0 \text{ 时 } A_{\text{div}} = 20 \lg(r/r_0)$$

$$\text{当 } r < L_0/3 \text{ 且 } r_0 < L_0/3 \text{ 时 } A_{\text{div}} = 10 \lg(r/r_0)$$

$$\text{当 } L_0/3 < r < L_0 \text{ 且 } L_0/3 < r_0 < L_0 \text{ 时 } A_{\text{div}} = 15 \lg(r/r_0)$$

(2) 空气吸收衰减量 A_{atm}

空气吸收引起的 A 声级衰减量按下式计算：

$$A_{\text{atm}} = a(r - r_0) / 1000$$

式中： a —每 1000m 空气吸收系数，是温度、湿度和声波频率的函数。常年平均气温为 14℃，平均相对湿度 66%，设备噪声以中低频为主，空气衰减系数很小，本评价在计算时忽略此项。

(3) 地面效应衰减量 A_{gr}

地面效应衰减量 A_{gr} 声级衰减量按下式计算：

$$A_{\text{gr}} = 4.8 - \left(\frac{2h_m}{r} \right) \left[17 + \left(\frac{300}{r} \right) \right]$$

式中： r —声源到预测点的距离，m；

h_m —传播路径的平均离地高度，m；若 A_{gr} 计算出负值，可用“0”代替。

(4) 屏障引起的衰减量 A_{bar}

位于声源和预测点之间的实体障碍物，如围墙、建筑物、突破、地堑或绿化林带

都能起声屏障作用，从而引起声能量的较大衰减。

声屏障引起的衰减按下式计算：

$$A_{bar} = -10 \lg \left[\frac{1}{3 + 20N_1} + \frac{1}{3 + 20N_2} + \frac{1}{3 + 20N_3} \right]$$

当屏障很长（作无限长处理时），则

$$A_{bar} = -10 \lg \left[\frac{1}{3 + 20N_1} \right]$$

双绕射计算按照下式：

$$\delta = [(d_{ss} + d_{sr} + e)^2 + a^2]^{\frac{1}{2}} - d$$

式中：a—声源和接收点之间的距离在平行于屏障上边界的投影长度，m。

d_{ss} —声源到第一绕射边的距离，m。

d_{sr} —（第二）绕射边到接收点的距离，m。

e—在双绕射情况下两个绕射边界之间的距离，m。

在任何频带上，屏障衰减 A_{bar} 在单绕射（即薄屏障）情况，衰减最大取 20dB（A）；屏障衰减 A_{bar} 在双绕射（即厚屏障）情况，衰减最大取 25dB（A）。

绿化林带噪声衰减计算：

绿化林带的附加衰减与树种、林带结构和密度等因素有关。在声源附近的绿化林带，或在预测点附近的绿化林带，或两者均有的情况都可以使声波衰减。

通过树叶传播造成的噪声衰减随通过树叶传播距离 f 的增长而增加，其中 $d_r = d_1 + d_2$ ，为了计算 d_1 和 d_2 ，可假设弯曲路径的半径为 5km。

（5）其他多方面原因引起的衰减 A_{misc}

其他衰减包括通过工业场所的衰减；通过房屋群的衰减等。在声环境影响评价中，一般情况下，不考虑自然条件（如风、温度梯度、雾）变化引起的附加修正。

工业场所的衰减、房屋群的衰减等可参照 GB/T 17247.2 行计算。

本次评价采用 BREEZE NOISE 软件进行预测。

6.5.2.3 预测点设定

本项目周边 200m 内无声环境保护目标，采油井场设备相同，本次选取 1 座典型井场（中探 1）预测正常生产过程中其噪声厂界贡献值的影响；

6.5.2.4 评价标准

厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）

中 2 类区排放限值（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））。

6.5.2.5 预测结果

1) 正常运行时井场厂界噪声

井场厂界噪声预测结果见表 6-44，等声级线图见图 6-12。

由预测结果可知，井场厂界噪声预测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类区排放限值（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））要求。

表 6-44 正常运转时井场厂界噪声预测结果（dB（A））

点位		标准限值		最大贡献值		达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
中探 1 井场	东厂界	60	50	34.2	34.2	达标	达标
	南厂界	60	50	33.8	33.8	达标	达标
	西厂界	60	50	34.6	34.6	达标	达标
	北厂界	60	50	33.9	33.9	达标	达标

图 6-12 中探 1 井场运营期等声级线图

2) 井下作业时设备噪声分析

井下作业噪声类比同类项目监测数据。不同作业类型在不同距离下的噪声情况见表 6-45。

表 6-45 各井下作业工况下不同距离处的噪声值

工况	距离（m）	噪声等效声级（dB（A））	距离（m）	噪声等效声级（dB（A））
小修	72~82	60	140~150	50
大修	87~97	60	160~170	50

由上表可知，小修作业主要噪声源为通井机，一般距离井口 72m~82m，噪声降低至 60dB（A）；距离井口 140m~150m，噪声降低至 50dB（A）。大修作业主要噪声源为修井机，距离井口 87m~97m，噪声降低至 60dB（A）；距离井口 160m~170m，噪声降低至 50dB（A）。本项目井下作业时井场厂界夜间噪声达不到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的 2 类区标准。

本项目 8 座井场周围 200m 范围无声环境保护目标，但应采取以下措施降低对周边声环境的影响。

（1）井下作业期间噪声主要来自通井机的轰鸣声，此噪声的大小与井内管柱的负荷有直接关系，现场施工要求司钻根据井内管柱负荷变化，调整合适的设备挡位，以达到在同等负荷下，噪声最小。

(2) 加大设备的维护保养，在设备下铺设减振基础，减少振动噪声。

井下作业施工时间是短暂的，在井下作业结束后这种不利影响将消失，因此本项目在井下作业时对井场声环境影响较小。

6.5.3 退役期噪声环境影响分析

进入退役期时，噪声源主要源自井场拆卸设备、管线拆除，影响范围在声源周围 200m 范围内，且退役期噪声的影响随着闭井完毕会消失，影响只是短暂的，对周边声环境影响较轻。

6.5.4 声环境影响自查表

声环境影响评价自查表见表 6-46。

表 6-46 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐					
	评价范围	200m ☒ 大于 200m ☐ 小于 200m ☐					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐					
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☒		近期 ☒	中期 ☐		远期 ☐
	现状调查方法	现场实测法 ☒		现场实测加模型计算法 ☐		收集资料 ☐	
	现状评价	达标百分比		100%			
声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐		已有资料 ☒		研究成果 ☐	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☐ 其他 ☐					
	预测范围	200m ☒		大于 200m ☐		小于 200m ☐	
	预测因子	等效连续 A 声级 R 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒			不达标 ☐		
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☐			不达标 ☐		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒	固定位置监测 ☐	自动监测 ☐	手动监测 ☐	无监测 ☐	
评价结论	声环境保护目标处噪声监测	监测因子： (/)		监测点位数： (/)		无监测 ☒	
	环境影响	可行 ☒			不可行 ☐		
注：“ ☐ ”为勾选项，可 ☒ ；“ (/)”为内容填写项。							

6.5.5 小结

1) 监测期间，本项目所在区域声环境现状监测值能够满足《声环境质量标准》(GB 3096-2008) 中的 2 类区标准要求。

2) 本项目施工期在避免夜间施工的前提下，能满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）中的标准要求，不会对周围声环境造成明显的不利影响。

3) 本项目运营期昼间、夜间各厂界预测点均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类区排放限值要求，不会对周围声环境造成明显的不利影响。

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

6.6 生态影响分析

6.6.1 评价等级及范围

6.6.1.1 评价等级

本项目总占地面积 47.4215hm^2 （即 0.474215km^2 ），小于 20km^2 。本项目所在的和布克赛尔蒙古自治县属于自治区级水土流失重点治理区。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022），评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、国家公园等特殊和重要敏感区，评价区域内的天山北坡诸小河流域重点治理区，不属于重要生态敏感区，属于一般区域。但本项目土壤影响范围内涉及公益林和天然林，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 6-47。根据判定可知，因此本项目生态环境影响评价工作等级确定为二级。

表 6-47 生态评价等级判定依据及结果

序号	生态评价等级判定要求	本项目情况	评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不涉及	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	土壤影响范围（生态型）内涉及公益林	二级
f	当工程占地规模大于 20km^2 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	$0.474215\text{km}^2 < 20\text{km}^2$	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	/
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	二级

6.6.1.2 评价范围

本次综合考虑《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）、《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中关于生态影响评价范围的要求，结合现场调查，确定本项目生态环境影响评价范围为各井场边界外扩 50m 范围、管线两侧外延 300m 范围。

6.6.2 施工期生态环境影响分析

6.6.2.1 土地利用影响分析

本项目临时占地为管线施工临时占地，施工时间较短，施工完成后该地段土地利用大部分可恢复为原用地类型。一般情况下，施工完成后恢复地貌景观、并采取水土保持措施。

总之，在短期内，临时占地将影响管线沿线土地的利用状况，施工结束后即可覆土恢复原貌，其影响将逐渐减小或消失。因此，临时占地对区域土地利用类型的影响较小。

6.6.2.2 植被影响分析

项目建设对植被的影响主要为土地平整、基础建设、施工机械碾压、施工人员及车辆踩踏等施工活动对荒漠植被的破坏。土地平整将清除区域全部植被，最直接的影响就是造成植物死亡，将造成评价范围植被生物量和生产力下降。另外，施工人员踩踏和施工机械设备碾压也会对荒漠植被的生长产生不利影响。

根据上文调查，项目所在区域平均生物量 $4.2\text{t}/\text{hm}^2$ ，本次新增占地主要为施工作业带临时占地（预估 36.4hm^2 ），则施工期生物损失量为 152.88 t 。

项目周边植被较少，以草本、灌木植被为主，但总体来说破坏荒漠植被面积占评价区总面积的比例较小。施工结束采取在作业带区域进行播撒草种等恢复措施后，生物量在 2 年~3 年后可全部恢复。因此，施工期对评价范围植被的影响在可接受范围内。

6.6.2.3 动物影响分析

施工期对野生动物的影响分为直接影响和间接影响两个方面，主要表现在对生存环境、分布范围和种群数量的影响。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。旧管线清水冲洗、封堵等活动以及拟更新管线施工过程中，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。

6.6.2.4 土壤影响分析

1) 土壤理化性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工踩踏、机械设备碾压等

活动将对土壤理化性质产生影响，如扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较严重。

工程土方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型被破坏，将明显的改变土体中物质和能量的转移和传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。同时由于管线埋入，挖出的土方回填后需要保护地面与原地面高度一致，必须用机械碾压夯实，这些都将直接影响土壤的结构和孔隙状况，导致土壤结构体特别是良性结构体的破坏和土壤透气孔隙的减少。另外由于作业采用大型机械，加上施工中不规范作业，一般将弃土和表土相混合，造成土壤质量下降。

2) 土壤污染影响

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

6.6.2.5 水土流失影响分析

根据《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》（新水水保[2019]4号），项目所在区域属于自治区级水土流失重点治理区。

施工期会使施工范围内的土体结构遭到破坏，植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的油气勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。本项目施工期水土流失类型主要为风力侵蚀，自然恢复期间，水土流失量有所减少。

1) 土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和黏粒粒级减少。

2) 土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土

壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油气田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

4) 水土流失防治措施

为有效控制施工期和自然恢复期各种水土流失的发生，本项目施工过程中临时堆土采取土工布遮盖、四周拦挡和修建临时排水沟等临时防护措施，有效防止雨水冲刷。施工结束后，对临时占地及时进行土地整治、植被恢复和土地复垦。施工期是水土流失防治的重点时期，应加强水土保持工作。

(1) 合理安排施工进度及施工时间，施工时选择无雨、小风的季节进行，避免扬尘和水土流失。施工时应做到随挖、随运、随铺、随压，不留或尽可能少留疏松地面，废弃土方要及时清运处理；尽量缩短施工期，使土壤暴露时间缩短，并快速回填。

(2) 施工中为减少弃渣堆放量，不同地段的弃土弃渣采用不同的回填和处理方式。

(3) 施工回填后要适当压实，并略高于原地面，防止以后因地面凹陷形成引流槽，并按适当间隔根据地形，增高回填标高以阻断槽流作用。

(4) 对开挖土方采取保护措施，如适当拍压，旱季表面喷水或用织物遮盖等，在临时堆放场周围采取必要的防护措施。

6.6.2.6 对生态敏感区影响分析

1) 生态敏感区与项目位置关系

根据与和布克赛尔蒙古自治县、呼图壁县自然资源局对接项目情况，本项目不涉及生态保护红线区、国家沙漠公园和沙化土地封禁保护区等生态敏感区。

2) 生态环境影响分析

由于本项目不在环境敏感目标内，且距离上述区域较远，因此，本项目对生态敏感目标的影响很小。

6.6.3 运营期生态环境影响分析

6.6.3.1 土地利用影响分析

本项目永久占地为井场占地，占地面积 11.0215hm^2 ，占地类型为沙地。工程永久占地改变现有土地利用类型、性质和功能，将沙地变为建设用地，这种影响是永久性

的，但这部分占地面积较小，在服务期满后对土地利用的影响也将逐渐消失。对区域土地利用格局影响在可接受范围内。

6.6.3.2 植被影响分析

1) 修井过程对植被影响

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响，但在修井作业过程中，若井下作业废液或落地油回收不规范、不及时，可能洒落至井场外，影响周边植被生长。因此，修井过程中必须“铺设作业、带罐上岗”，落地油、废水等井口排出物全部收集处理。通过采取以上措施后，运营期修井作业不会对周围植被造成显著影响。

2) 泄漏对植被影响

运营期正常情况下，生产设施处于正常状态，对地表植被无不良影响。非正常（事故）状况下，如管线泄漏、爆炸等，产生的原油和废气会对周边植被产生不利影响。运营期加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

6.6.3.3 动物影响分析

与施工期相比，运营期对野生动植物的影响较小，主要是采油设备和修井作业噪声可能对鸟类产生影响。

1) 采油设备运行噪声影响

采油设备运行噪声，属低频稳态噪声，一般在 65dB (A) 左右，经距离衰减后，在 50m 处噪声已降至 31dB (A)。研究表明，小于 50dB (A) 的噪声对鸟类的正常活动无明显影响，据此推算，工程噪声影响范围为井场周围 50m 以内区域，50m 以外区域，鸟类的正常活动无明显影响。本项目所在区域分布的鸟类均为一般种类，鸟类飞翔能力强，因此运营期对鸟类影响较小。

2) 修井机械噪声影响

修井机械声功率一般为 80dB (A) ~ 100dB (A)，排放规律是间歇的。根据类比，小修作业一般距离井口 72m ~ 82m，噪声降低至 60dB (A)；距离井口 140m ~ 150m，噪声降低至 50dB (A)；大修作业一般距离井口 87m ~ 97m，噪声降低至 60dB (A)；距离井口 160m ~ 170m，噪声降低至 50dB (A)。修井机械噪声周期较短，声源具有不确定性和不稳定性，在施工时对周围环境的影响是可以接受的。

根据调研，野生动物在环境噪声提高时，首先会因警惕行为而驻足倾听，而后随环境噪声增至 60dB (A) 时出现避让奔逃的现象，至距离噪声源 60m 以上时停止奔逃，但群体仍处于躁动状态直至平静。本项目附近无生态保护区，区域内野生动物多为常

见的广布物种，且修井机械噪声是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，不会对野生动物造成伤害。因此，本项目修井机械噪声对野生动物造成的影响在可接受范围内。

6.6.3.4 土壤影响分析

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

1) 修井过程对土壤影响

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响，但在修井作业过程中，若井下作业废液或落地油回收不规范、不及时，可能洒落至井场外，影响周边植被生长。因此，修井过程中必须“铺设作业、带罐上岗”，废水废液全部收集处理。通过采取以上措施后，运营期修井作业不会对周围植被造成显著影响。

2) 泄漏事故对土壤影响

运营期密闭管输，正常情况下，不会导致沿线土壤污染。非正常（事故）状况下，如抽油机、集输管线泄漏，采出液和废气会对周边土壤产生不利影响。非正常（事故）状况下能及时发现处理，对土壤的影响相对较小。

运营期应加强对设备设施的管理，及时发现问题，及时维修，可使事故发生的概率降到最低。

6.6.3.5 对生态敏感区影响分析

运营期很少在大面积范围内形成污染，井下作业“铺设作业、带罐上岗”，井下作业废液依托石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理达标后回注，无外排。且根据调查，本项目距离生态敏感区较远，根据上文预测、分析结论，项目影响范围有限，因此运营期对生态敏感区影响较小。

6.6.4 退役期生态环境影响分析及生态保护措施

6.6.4.1 生态环境影响分析

退役期，油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。若不采取有效的生态保护措施，管线中残存的少量原油有可能对管线沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此，闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，井场清理等工作还会产生部分废弃设备和废弃建筑残渣，对这些废弃设备、建筑残渣将进行集中清理收集，管

线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理。

退役期不能就地利用的需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。井场占地通过采取植被恢复措施后，使项目区内人工景观比例下降，荒漠景观连通性得以恢复，有助于增加区域绿化面积、改善区域生态环境质量。

6.6.4.2 生态保护措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策编制说明》（环境保护部公告 2012 年 第 18 号），油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行生态恢复。根据环办环评函[2019]910 号文，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施应提出落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施要求。

6.6.4.2.1 设施处置措施

1) 井场处置措施

(1) 拆除相关构筑物，拆除设备，疏松已夯实和硬化的地面，清理场地及各种污染物，对拆除地面设施产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理，对于危险废物外运委托有资质单位进行处理；

(2) 根据所在区域未受油田开发干扰地貌情况全面进行地貌恢复，使废弃井场所在地貌与区域相协调。

2) 管线处置措施

(3) 对于废弃管线主要采取进行清管处理，资产回收；

(4) 清管废水用罐车拉运至附近站场进行处理，处理达标后回注地层，不外排。

6.6.4.2.2 生态保护措施

1) 严格限制施工活动范围，以红线作为标志，禁止将拆除设备堆放在划定范围以外，对土壤、植被造成破坏。

2) 废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。

3) 控制机械噪声、车辆运输噪声，避免对动物生存环境的惊扰。

4) 加强对工作人员的环境保护教育，提高其环保意识，禁止随意挖掘，以避免对地表产生破坏和干扰，加速水土流失。

5) 在退役期，可以作为当地交通等有用的道路，留用当地；对当地交通等无用的道路，应及时恢复林草种植，改善生态环境。

6.6.4.2.3 生态恢复措施

根据《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)中四、加强事中事后监管(二十)提出要求:“工程设施退役,建设单位或生产经营单位应当按照相关要求,采取有效生态环境保护措施。同时,按照《中华人民共和国土壤污染防治法》(2019年1月1日)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018)的要求,对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。”

1) 井口及管线封堵措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012年3月7日)和《油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程》(GB/T 43672-2024),油气井退役或报废后,应当在6个月内将打开的油气层和井口封闭。

根据建设单位实际运行情况,废弃管线弃置前需进行清洗再拆除或原地弃置,能回收利用部分则拉运至新疆油田资产部门进行回收利用,不能利用的部分拉运至市政部门指定地点,由当地环卫部门处置。

具体废弃井封井措施、废弃管线处置措施见 3.10.3 退役期,本节不再重复介绍。

2) 土壤、地下水修复措施要求

设备设施拆除后,建议制定土壤及地下水调查方案,根据调查方案结果再确定是否进行相应修复,若调查方案显示地块土壤及地下水中污染物超出相应管控标准要求,应制定具体的管控和修复措施,若调查方案显示地块未超标,则不需进行修复。本次报告仅提出相应的管控要求:

(1) 实施风险管控、修复活动,不得对土壤和周边环境造成新的污染。

(2) 废水、废气和固体废物,应当按照规定进行处理、处置,并达到相关环境保护标准。

(3) 实施风险管控、修复活动中产生的固体废物以及拆除的设施、设备或者建筑物、构筑物属于危险废物的,应当依照法律法规和相关标准的要求进行处置。

(3) 修复施工期间,应当设立公告牌,公开相关情况和环境保护措施。

(4) 修复施工单位转运污染土壤的,应当制定转运计划,将运输时间、方式、线路和污染土壤数量、去向、最终处置措施等,提前报所在地和接收地生态环境主管部门。转运的污染土壤属于危险废物的,修复施工单位应当依照法律法规和相关标准的要求进行处置。

3) 生态修复

(1) 生态保护措施

① 废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施,减少水土流失量。

② 拆除设施应布置在井场内,减少新增临时占地。施工结束后及时恢复植被。

(2) 生态恢复措施

①恢复原则

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

②客土及植被选择

a、本项目采用项目所在位置性质相近的土壤作为生态恢复用土；

b、植被选择适应能力、生态作用大的本土植物种类，不宜采用外来物种进行植被恢复。

③土壤环境调查与监测

井场退役后，建设单位在对设施进行拆除后，应对设施所在区域土壤环境进行调查和监测，重点监测土壤中的石油类含量，判断其环境质量现状和污染情况，如果土壤中石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）含量较高，应对所在区域土壤采取专门恢复措施。

①恢复措施

本项目占地类型为沙地，实际应全部恢复原有土地功能，保证土地数量不减少。具体修复措施已在 9.1.5 生态保护对策措施中 9.1.5.4 中进行了详细修复措施，本节不再重复介绍。

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

6.6.5 土地沙化专项环境影响评价

6.6.5.1 沙区现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》（2021 年），新疆维吾尔自治区沙化土地面积为 $7468.21 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，其中：轻度沙化土地 $466.44 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 6.25%；中度沙化土地 $1029.83 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 13.79%；重度沙化土地 $1509.95 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 20.21%；极重度沙化土地 $4461.99 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 59.75%。

本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，占用沙化土地类型为固定沙地、流动沙地。

6.6.5.2 土地沙化环境影响分析

根据《干旱区水资源承载力空间布局研究——以新疆为例》（胡宝华等，2018 年），按照干旱区水资源承载力综合评价指标体系中生态系统部分指标分析，塔城地区的生态承载力为-0.3307。人口快速增长，盲目开垦土地，过度放牧，过度樵采和不合理的水资源利用等是土地沙化的人为因素。本项目所在区域的土地沙化形成的主要原因多为自然因素。

施工期井场、巡检道路、管线开挖等地面工程的建设过程中将会破坏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。

本项目的建设沿现有公路敷设，不抽取浅层地下水，尽可能少的扰动生态环境。井场、管线选址已尽量避绕了各类植被。

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，尽量利用井场施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。综上所述，本项目对区域土地沙化影响不大。

6.6.5.3 土地沙化生态环境保护措施

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日）、《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2025年1月1日）有关规定以及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发[2020]138号）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

本次评价，结合工程内容与现场情况，提出以下措施：

- 1) 应尽量将生产井场控制在勘探井占地范围内，以减少占地。施工时尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。
- 2) 大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。
- 3) 施工车辆按规定路线行驶，施工过程中不得随意碾压项目区内其他固沙植被。
- 4) 加强施工管理，合理规划拟建区域，避开沙区内植被盖度较高的区域。严格划定施工作业范围，在施工作业带内施工。施工过程中应确定严格的施工范围，并使用显著标志加以界定，严格控制工程施工过程中的人工干扰范围。在保证施工顺利进行的前提下，尽量减少占地面积。尽可能减少对沙区植被的碾压等破坏性行为。
- 5) 优化施工组织，避免在大风天气进行土方作业。防止沙丘活化，减少水土流失。
- 6) 土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

7) 对井场永久占地范围进行厚夯实粘土+砂砾层铺垫；

8) 管线选线尽量避开植被较密集的区域。管线开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，表层土单独堆放，主要用于临时占地植被的恢复，挖方全部回填，管廊上方土方平整压实；管线施工产生的临时堆土采用防尘网苫盖。管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表；

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

6.6.5.4 小结

本项目不可避免会对土地沙化产生一定的影响，但其影响均在可接受范围内。在采取有针对性的保护措施，可将项目对其影响降至最低。

6.6.6 生态影响评价自查表

本项目生态影响评价自查表见表 6-48。

表 6-48 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目			
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他□			
	影响分析	工程占用√；施工活动干扰√；改变环境条件□；其他□			
	评价因子	物种（梭梭、柽柳、沙拐枣） 生境□（ ） 生物群落□（ ） 生态系统√（荒漠生态系统） 生物多样性□（ ） 生态敏感区□（ ） 自然景观□（ ） 自然遗迹□（ ） 其他			
评价等级		一级□	二级√	三级□	生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（0.474215）km ² ；水域面积：（/）km ²			
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集√；遥感调查√；调查样方、样线□；调查点位、断面√ 专家和公众咨询法√；其他□			
	调查时间	春季□；夏季□；秋季□；冬季√ 丰水期□；枯水期□；平水期□			
	所在区域的生态问题	水土流失√；沙漠化√；石漠化□；盐渍化√；生物入侵□；污染危害□；其他□			
	评价内容	植被/植物群落√；土地利用√；生态系统√；生物多样性√；重要物种√；生态敏感区√；其他□			

生态影响 预测与评 价	评价方法	定性 ☒ ；定性和定量 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☐ ；重要物种 ☒ ；生态敏感区 ☒ ；生物入侵风险 ☐ ；其他 ☐
生态保护 对策措施	对策措施	避让 ☒ ；减缓 ☒ ；生态修复 ☒ ；生态补偿 ☒ ；科研 ☐ ；其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☒ ；长期跟踪 ☐ ；常规 ☐ ；无 ☐
	环境管理	环境监理 ☐ ；环境影响后评价 ☐ ；其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行 ☐
注：“ ☐ ” 为勾选项，可 ☒ ；“（）” 为内容填写项。		

6.6.7 小结

1) 通过调查可知，评价区内生态系统以荒漠生态系统为主。工程建设会侵占土地，改变原有土地类型，从而影响到原有生态系统的结构功能。

2) 项目建设过程中应采取缩小工程占地、加快工程进度等措施减缓土地占用影响；从源头入手，控制原油落地、对各类危废进行无害化处理等措施减缓各类污染物对生态的影响；对因项目建设而受影响的区域，采用植物修复法实施生态修复。

3) 施工期对生态环境的影响表现为破坏植被、占用土地等，施工对地表植被的破坏仅为短期的损毁，随着施工期的结束而消失。在施工期加强对施工人员的管理，以及竖立警示牌，严格控制施工作业范围，施工期影响可得到有效控制。本项目在正常运营期间不会对生态保护红线区等生态敏感区造成影响。

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

6.7 固体废物对环境的影响分析

6.7.1 固体废物产生及排放情况

6.7.1.1 施工期固体废物产生及排放情况

施工期固废的性质及产生量见表 6-49。

表 6-49 各类固废的性质及产生量一览表

序号	名称	产生量 (t)	主要成分	固废分类		处置方式	排放量 (t)
				废物类别	危废代码		
1	施工废料	0.45	废焊条、废保温材料等	一般固废	/	尽可能回收利用，不能利用的拉运至固废填埋场处理	0
2	生活垃圾	7.5	/	/	/	集中收集后运至石西油田作业区生活垃圾填埋场处理	0

6.7.1.2 运营期固体废物产生情况

运营期固废的性质及产生量见表 6-50。

表 6-50 项目运营期固废一览表

序号	名称	产生量	主要成分	固废分类		处置方式	排放量 (t/a)
				废物类别	危废代码		
1	废防渗材料	4.0t/a	矿物油、废塑料	HW08	900-249-08	委托有危险废物处置资质的单位无害化处置	0
2	清罐底泥	62.40t/a	矿物油、泥	HW08	071-001-08		0
3	清管废渣	0.019t/a	矿物油、SS、氧化铁	HW08	071-001-08		0
4	落地油	0.8t/a	矿物油、泥	HW08	071-001-08		0

6.7.1.3 退役期固体废物产生情况

退役期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备及建筑垃圾、落地油，废弃设备及建筑垃圾应集中清理收集，大部分可外售或回收再利用，不能回收再利用的外运至当地垃圾填埋场。落地油作为危险废物应委托有资质单位拉运进行无害化处理。

6.7.2 固体废物转移、储存、处置措施

6.7.2.1 一般固体废物

施工期施工废料（废焊条、废保温材料）以及退役期废弃设备及建筑垃圾属于一般工业固体废物，应按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-

2020）进行管理与处置。施工废料部分回收利用，不能利用的拉运至固废填埋场处理；生活垃圾集中收集后运至石西油田作业区生活垃圾填埋场处理。

施工期一般固废均采用可行的处理处置措施，对环境影响较小。

6.7.2.2 危险废物

运营期危险废物依托石西油田作业区危废贮存点贮存，该暂存场所已按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的要求，设置警示标志，并对地面进行防渗，满足防风、防雨、防晒要求，建立台账及管理制度。

1) 收集和贮存

（1）危险废物的贮存和运输严格按照国家对危险废物处置的有关规定及自治区危险废物管理中心的有关规定执行。根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的要求，危险废物的储存应采取以下措施：

①危险废物临时存储场所按照桶装、袋装物质的区别制作标示牌对危险废物进行标识。本项目固态危废主要为废防渗材料，半液态和液态危废为清罐底泥、清管废渣、落地油；按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023），固态危废宜采用柔性包装物（如包装吨袋），在堆叠码放时应封口严密，无破损泄漏；半液态和液态危废宜采用硬质容器（如高密度聚乙烯包装桶），且在堆叠码放时不应有明显变形，无破损泄漏。包装容器示意图见图 6-13。

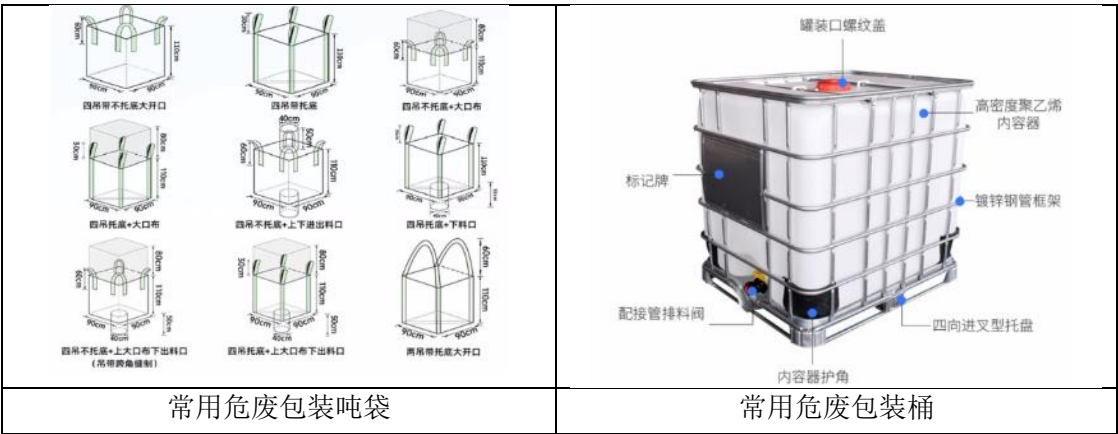


图 6-13 常用危废包装容器示意图

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

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

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

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

(4) 按月统计危险废物种类、产生量、暂存时间、交由处置时间等。

2) 转移和运输

(1) 危险废物在储存、转移、处理过程中严格执行《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第23号）五联单制度，并制定内部转移、转运制度；按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）相关要求进行处理和运输。

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

(3) 应委托专业运输单位进行运输，运输过程防止扬散和洒漏。

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

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

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

3) 处置

废防渗材料、清罐底泥、落地油、清管废渣委托有危险废物处置资质的单位无害化处置。石西油田作业区选择有资质、有能力的危废运输企业和处置企业，确保依法合规。

6.7.3 固体废物环境影响分析

6.7.3.1 一般固体废物环境影响分析

本项目运营期不涉及一般固体废物。

6.7.3.2 危险废物环境影响分析

1) 危险废物贮存场所（设施）环境影响分析

(1) 贮存场选址可行性分析

拟依托的石西油田作业区危废贮存点已严格按照《危险废物贮存污染控制标准》

（GB 18597-2023）的要求，设置警示标志，并对地面进行防渗，满足防雨、防晒、防风要求，建立台账及管理制度。贮存场所处位置地质结构稳定，地震烈度不超过 7 度，贮存场底部高于地下水最高水位，周边无易燃易爆等危险品仓库，附近无高压输电线，因此本项目贮存场选址是可行的。

（2）危险废物产生量、贮存期限等环境影响分析

危废暂存场所基本情况见表 6-51。

表 6-51 本项目运营期依托危废暂存场所基本情况

序号	贮存场所名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	石西油田作业区危废贮存点	废防渗材料	HW08	900-249-08	86° 49' 35" ， 45° 25' 52" 本项目东侧约 78km 处	暂存	400m ³	半年
2		清罐底泥	HW08	071-001-08				
3		清管废渣	HW08	071-001-08				
4		落地油	HW08	071-001-08				

本项目危险废物全部委托有危险废物处置资质的单位无害化处置，危险废物产生量较小，对环境影响较小。

（3）危险废物贮存设施已配备照明设施和消防设施。

（4）石西油田作业区危废贮存点所采取防渗、防风、防雨、防晒措施，已设置环境保护图形标志，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求。

（5）危险废物妥善收集暂存，无长期堆放，危险废物贮存期限符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日）的有关规定，不超过一年。

（6）已根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》（环保部公告 2016 年第 7 号）等要求，填写《危险废物产生单位台账》，建立危险废物贮存的台账制度，危险废物出入库已填写交接记录内容，记录上须注明危险废物的名称、来源、数量、特性和包装容器的类别、入库日期、存放位置、废物出库日期及接受单位名称。

（7）危险废物贮存设施的关闭按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）等有关规定执行。

（8）危险废物对环境要素及环境敏感目标影响分析

本项目危险废物贮存周期短，挥发性低，对环境空气影响较小；本项目贮存场对可能产生泄漏、渗漏的途径均进行有效预防，在确保各项防渗措施得以落实，并加强维护和环境管理的前提下，可有效控制污染物外漏现象，对区域地表水、地下水、土壤及周边环境敏感目标环境影响较小。

2）运输过程环境影响分析

(1) 由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。运输危险废物的人员，应当接受专业培训，经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

(2) 危险废物公路运输按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第 23 号）等相关规定执行。运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

(3) 运输单位承运危险废物时在危险废物包装上按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）设置标志。

(4) 运输车辆按相关要求设置车辆标志。

(5) 危险废物运输时的中转、装卸过程遵守如下技术要求：

① 卸载区的工作人员熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备。

② 卸载区配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志。

③ 危险废物装卸区设置隔离设施，液态废物卸载区设置收集槽和缓冲罐。

建设单位已制定内部转移、转运制度，在转移、运输过程中严格执行《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第 23 号）五联单制度。建设单位已根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》（环保部公告 2016 年第 7 号）等要求，填写《危险废物管理计划》、《危险废物产生单位台账》，并向当地生态环境部门备案登记。

建设单位已与危险废物处置单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输路线尽量避让环境敏感区域，并制定具体可操作的环境风险应急预案，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

3) 处置影响分析

本项目涉及的危险废物的类别为 071-001-08、900-210-08，项目周边危险废物处置单位简介见表 6-52。

结合表 6-52，本项目产生危废种类在周边有资质单位处理类别及能力范围内，因此在严格落实以上收集、贮存、运输、处置规定要求，确保危险废物得到有效处置的情况下，本项目产生的固体废物对周围环境的影响不大。

表 6-52 本项目周边危险废物经营处置单位

序号	许可证编号及有效期		名称	经营设施地址	核准经营方式	核准经营危险废物类别	处理规模
1	6502040117	2022.2.11~2027.2.10	克拉玛依博达生态环境科技有限责任公司	克拉玛依市区滩区	收集、贮存、利用、处置	071-001-08 、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-201-08、900-210-08、900-214-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-221-08、 900-249-08 、900-015-13、900-041-49	138.5 万吨/年（其中，含油污泥 30 万吨/年，含油泥废液 34 万吨/年，干化油泥及废矿物油 40.5 万吨/年、含油钻井废弃物 10.5 万吨/年、废防渗膜和废树脂 3.5 万吨/年，废油基泥浆 20 万吨/年）
2	6502040039	2019.8.30~2024.8.29	克拉玛依顺通环保科技有限公司	克拉玛依市乌尔禾区	收集、贮存、处置	含油污泥（ 071-001-08 ，水洗萃取装置），干化油泥（ 071-001-08 ，热解装置），含油废液（ 071-001-08 ，含油废液装置），废矿物油（900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-203-08、900-204-08、900-209-08、900-210-08、900-213-08、900-214-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、251-003-08、 900-249-08 ，热解装置）；HW49 类其他废物：废防渗膜（900-041-49，热解装置）	HW08 类 181 万 t/a，HW49 类其他废物 7 万 t/a，另外具有危险废物运输资质《道路运输经营许可证》（新交运管许可克市字 650205000271 号）

6.7.4 退役期固体废物环境影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场、管线拆除清理等工作会产生部分废弃设备、废弃建筑残渣，对这些废弃设备、残渣将进行集中清理收集后外运。

另外可能会产生少量落地油，应及时回收，防止对局部区域造成污染，以利于井场土地资源后续利用。回收后的落地油及时委托有危险废物处置资质的单位无害化处置，防止退役期对周围环境造成新的影响。

6.7.5 小结

本项目各类固体废物依其性质不同，可分别得到合理有效处置，项目固体废物不会有渗滤液外排，综上所述，在采取各项措施后，本项目施工期、运营期、退役期的各种固体废物均可得到妥善处置，对环境空气、地表水、地下水及土壤环境影响较小。

7 环境风险评价

7.1 评价目的和评价重点

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

本次根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《关于进一步加强环境影响评价管理 防范环境风险的通知》（环发[2012]77号）和《关于切实加强风险防范 严格环境影响评价管理的通知》（环发[2012]98号）对本项目进行环境风险评价，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

7.2 现有工程环境风险回顾性分析

7.2.1.1 现有工程潜在危险因素

现有工程涉及的危险化学品为企业涉及到易燃、易爆、有毒的危险化学品主要为原油、伴生气和硫化氢，环境风险事故下次生污染物 SO_2 、CO。除上述危险化学品外，还包括生产运行中产生的危险废物，以及应急事故处置过程中产生的其他危险废物。

现有工程危险生产设施主要包括采油设备、集输管线、高架罐及多功能罐等，站场内原油储罐区等主要危险特征为原油泄漏、火灾爆炸。

7.2.1.2 现有工程主要风险类型

根据油田开发特点，将采油厂分成采油、井下作业工程、输送过程、站场四个功能单元。对这四个功能单元进行危险性识别，见表 7-1。

表 7-1 现有工程危险性识别表

序号	功能单元	主要事故类型	环境风险物质	产生原因	危险性描述
1	井下作业过程	井喷	原油、伴生气	射孔施工中，若压井液失衡，未采取防喷措施或防喷装置损坏，抢喷工具和配件未准备好，抢喷失败等原因导致井喷；试井作业时未安装井控装置、违章操作等导致井喷。	油井井喷后会有大量的油气逸散到外环境中，对周围的环境质量造成较大的影响，造成燃烧爆炸事故。

序号	功能单元	主要事故类型	环境风险物质	产生原因	危险性描述
2	井场拉油罐	泄漏、火灾爆炸	泄漏：原油、伴生气 火灾爆炸次生物质：SO ₂ 、NO _x 、CO	原油未及时拉运造成冒罐；单井拉油罐因腐蚀等原因泄漏。 泄漏的原油、伴生气遇点火源发生火灾、爆炸事故。	造成土壤、生态环境、大气环境污染。
3	罐车拉运	原油泄漏、火灾爆炸	泄漏：原油、伴生气 火灾爆炸次生物质：SO ₂ 、NO _x 、CO	输送过程中，车辆发生事故，原油泄漏。 泄漏的原油、伴生气遇点火源发生火灾、爆炸事故。	造成生态环境、土壤环境、大气环境污染，若进入水体可造成水体污染。
4	站场	泄漏、火灾爆炸	泄漏：原油、伴生气 火灾爆炸次生物质：SO ₂ 、NO _x 、CO	设备、管线等因腐蚀、施工质量等原因发生破裂造成原油、污水泄漏。 泄漏的原油、伴生气遇点火源发生火灾、爆炸事故。	造成生态环境、土壤环境污染、大气污染，若进入水体可造成水体污染。
5	集输管线	泄漏、火灾爆炸	泄漏：原油、伴生气 火灾爆炸次生物质：SO ₂ 、NO _x 、CO	管线等因腐蚀、施工质量等原因发生破裂造成原油、污水泄漏。 泄漏的原油、伴生气遇点火源发生火灾、爆炸事故。	造成生态环境、土壤环境污染、大气污染，若进入水体可造成水体污染。
6	注水管线	泄漏	泄漏：含油污水	管线等因腐蚀、施工质量等原因发生破裂造成污水泄漏。	造成生态环境、土壤环境污染、大气污染，若进入水体可造成水体污染。

7.2.1.3 现有工程主要风险防范措施

7.2.1.3.1 井下作业风险防范措施

1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守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) 严格执行《中国石油天然气集团公司石油与天然气井下作业井控规定》，进一步加强井控工作。在日常管理中，完善管理制度，加强管理和监督：各油田企业的技术负责人应全面负责井下作业的井控技术管理及措施的研究制定工作，从设计开始加强井控各环节的技术管理；建立健全井控管理体系和井喷事故责任追究制度。同时加强人员培训，全面提高现场人员素质：从事井下作业设计、指挥、管理（监督）和操作的各层次、各岗位人员应参加井控培训，做到持证上岗；建设方派驻现场的专业监督人员或建设方指定的施工作业单位的负责人，负责组织、协调现场施工队伍和相关协作方工作人员进行现场防喷演习和应急预案演练。

3) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场电器设备、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。

4) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

5) 井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

6) 每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

7) 井下作业时应保证井控装置完好并正确安装，防喷器、防喷器控制系统等使用过程中，作业队要指定专人负责检查与保养，保证井控装置处于灵活可靠状态。所有井控装备及配件必须是经集团公司有关部门认可的生产厂家生产的合格产品。

8) 井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，事故状态下无法收集的落地原油及侵染土壤等含油污泥交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

9) 在含 H_2S 的油气井进行井下作业施工时，严格执行《含 H_2S 油气井井下作业推荐作法》（SY/T6610）和《含硫油气田 H_2S 监测与人身安全防护规程》（SY/T6277）中相关规定。要备一定数量的便携式 H_2S 及有毒有害气体监测仪，每天应由值班干部检查上述设施完好情况并有记录，作业队要配备一定数量的正压式呼吸器及备用气瓶，并摆放在清洁、卫生、能迅速取用的安全位置。根据硫化氢含量情况设置现场警示标志。

10) 石西油田作业区编制了《石西油田作业区井喷突发事件专项应急预案》，施工单位在含硫化氢的油气井进行井下作业时，应编制含 H_2S 等有毒有害气体的油水井应急预案。

7.2.1.3.2 站场风险防范措施

1) 平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最少，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

2) 在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

3) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

4) 站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

5) 在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

6) 优化站场自动化控制系统和紧急停车连锁系统，采用电脑自动监测和报警机制，根据压力变化对事故风险迅速做出判断，并及时报告并采取合法程序进行事故控制。

7.2.1.3.3 管道风险防范措施

1) 油田石油工艺管道和输油管道所采用的钢管和管道附件的材质选择应根据使用压力、温度和介质的物理性质等因素，经技术经济比较后确定，采用的钢管和钢材应具有良好的韧性和可焊性；用于管道上的钢管，应符合 GB9711、GB6479、GB8163、SY/T5037、SY5297 的要求。材料生产单位，应按相应标准的规定提供材料质量证明书；管道选用的阀门应符合 GB4981、GB12234、GB12237、GB12241、GB/T12252 等标准的要求；管道强度试验和严密性试验应按设计图纸执行，强度试验的介质宜采用水。

2) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收；集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

3) 在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

4) 按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

其中定期检验分为外部检验和全面检验。外部检验除日常巡检外，一年至少一次，有使用单位专职人员进行。全面检验每五年一次，由中国石油天然气总公司质量主管部门认可的专业检验单位承担。管道停用一年后再启用，应进行全面检验。若管道多次发生事故；防腐层损害较严重；修理、修复和改造后；受自然灾害破坏；投用超过 15 年，全面检验的周期可以缩短。

5) 输油管道的高、低压泄压阀、减压阀和泄压用的安全阀等 各类安全保护设施应保持使用完好，并按规定检测。

6) 输油管道日常管理应按国务院《石油天然气管道保护条例》、国家经贸委《石油天然气管道安全监督与管理暂行规定》的要求执行。应制定管道重点部位、重点管段的应急预案。重点穿跨越管段宜设守卫人员。

7) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

9) 在集输系统运行期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；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。

10) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

11) 严禁在管线两侧各 50m 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。

12) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

13) 抢修作业施焊前，应对焊点周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。焊接操作期间，宜用防爆的轴流风机对焊接点周围和可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

14) 对于突发性管道断裂事故，应立即启动应急预案，采取减少管道原油外泄和防止凝管的应急措施，防止事故扩大和次生灾害。

7.2.1.3.4 天然气泄漏风险防范措施

为了有效地防范天然气火灾和爆炸事故的发生，须制定事故应急手册，还需要对天然气火灾和消除火灾的措施及消防器材的使用等知识加以了解和掌握：

1) 在输气管线上应设置手动紧急截断阀。紧急截断阀的安装位置应便于发生事故时能及时切断气源。

2) 加强明火管理，严防火种进入，在醒目位置设立“严禁烟火”、“禁火区”等警戒标语和标牌。禁止任何人携带火种（如打火机、火柴、烟头等）和易产生碰撞火花的钉鞋器具等进入各处理站。操作和维修设备时，应采用不发火的工具。

3) 泄漏应急处理

迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员带自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出的气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气的容器要妥善处理，修复、检验后再用。

7.2.1.4 现有突发环境事件应急预案

石西油田作业区现有突发环境事件应急预案分别在和布克赛尔蒙古自治县、呼图壁取得了备案，备案编号：654200-2023-012-MT、652323-2023-008-MT。

目前石西各单位针对重大突发事件及突发环境事件制订有详细的应急演练计划，

能够做到定期组织开展应急演练。

7.2.1.5 现有应急物资

石西油田作业区现有应急物资见表 7-2。

表 7-2 现有应急物资一览表

序号	应急物资库	物资名称	计量单位	库存数量
1	沙漠腹部地区石西油田作业区	拖车绳 5t×4m	根	5
2		橡胶袋 WWA 5×2.2×1.1m	只	1
3		阻火围油栏 TBW100	套	2
4		救生衣 DE-T 普通	套	50
5		架子工安全带T3XB-II 双背电力牌	副	5
6		护目镜 9168#无色UVEX	副	50
7		防爆探照灯 RJW7102 9W	只	10
8		头灯 TBF906	只	15
9		工作灯 FW6101/BT/35W 深圳海洋王	只	4
10		镐 JBA-3.5kg	把	10
11		铁锹尖头	把	10
12		铁锹把 1.6m	根	10
13		农用工具柄铁锹把 1500×40mm	根	40
14		镐头把	根	10
15		成套防爆开口扳手 5.5-32mm(13 件/套)	套	1
16		防爆双头呆扳手 17-19mm	把	6
17		防爆双头梅花扳手 17mm×19mm 桥防-铍青铜	把	15
18		防爆双头梅花扳手 22mm×24mm 桥防-铍青铜	把	15
19		防爆管钳 250mm 铍青铜CNFB-8264 系列	把	2
20		防爆管钳 350mm	把	1
21		防爆管钳 450mm	把	1
22		防爆管钳 350mm	把	2
23		防爆管钳 450mm	把	2
24		防爆管钳 600mm 铍青铜CNFB-8264 系列	把	2
25		防爆管钳 900mm	把	1
26		防爆管钳 900mm	把	2
27		防爆装柄榔头 5P	把	1
28		防爆撬杠 16×900mm	把	1
29		成套套筒扳手GB3390-89a 级 26 件套 21-65mm 劳动牌	套	4
30		防爆套装组合工具防爆梅花扳手 9 件/套 8×10—30×32	套	4
31		防爆套装组合工具 防爆管钳8 件200-1200mm	套	4
32		防爆套装组合工具防爆活扳手 26 件数/套	套	1
33		防爆套装组合工具防爆双头梅花扳手 5.5~36mm (16 件套)	套	1
34		防爆一字改锥 100mm	个	1
35		防爆一字改锥 150mm	个	1

36		防爆一字改锥 200mm	个	1
37		防爆一字改锥 250mm	个	1
38		有衬里消防聚氨酯水带 20m 65mm 1.6MPa 4.8MPa	盘	100
39		有衬里消防聚氨酯水带 20m 80mm 0.8MPa 2.4MPa20m 20m	盘	50
40		水带接口 KD65 65mm 1.6MPa 铝合金	副	100
41		水带接口 KD80 80mm 1.6MPa 铝合金	副	50
42		空气泡沫枪 PQ8 8 升/秒	支	10
43		开关直流水枪 QZG19×65	支	10
44		吸液泵 F417AL-41/38	台	1
45		灭火器其他配件消防毛毡 1.5×1.0m	条	100
46		消防安全绳 14mm10m	根	5
47		消防水桶普通铁	个	20
48		腰斧消防斧710mm	把	20
49		消防钩中2000mm	把	10
50		消防锹XFX-01消防铁锹1000mm	把	100
51		风向标95×30×15mm高强防雨布	只	5
52		消防靴 RJ×25M 混号 棉	双	30
53		泡沫灭火剂 AFFF6%水成膜泡沫	KG	8800
54		有衬里消防聚氨水带 20M 65MM 1.6MPa 4.8MMPa	盘	50
55		分身雨衣男 150-185CM 绿色	套	20
56		泡沫灭火剂 AFFF6%水成膜泡沫	T	14.8
57		充气帐篷	项	3
58		防高温手套	双	20
59		防冻手套	双	20
60		拖车绳 51 4M	根	4
61		拖车绳 101 10M	根	5
62		架子工安全带	副	5
63		塑料编织袋	条	6000
64		分体雨衣	套	20
65		降温背心	件	10
66		安全带	个	8
67		警戒带	盘	20
68		防割手套	双	140
69		防静电内衣	件	50
70		防寒服	件	50
71		三防靴	双	50

7.3 本项目环境风险评价

7.3.1 评价依据

7.3.1.1 风险源调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），本项目所涉及危险物质主要是原油（以采出液形式存在）、天然气（原油伴生气）等，次生污染物 CO，

主要分布在新建各类管线中。另外还有生产运行中产生的危险废物。本项目危险物质分布情况详见表 7-3。

表 7-3 本项目危险物质分布情况一览表

风险单元名称	规格		容积 (m ³)	存放位置	原油最大存在量 (t)	天然气最大存在量 (t)
石 034+石 039 井混输管线	DN80	8.5km	42.70	管线内	17.06	0.89
石 029+石 051 井集油管线	DN80	4.5km	22.61	管线内	3.84	/
石西 181 集油管线	DN100	1.0km	7.85	管线内	5.30	0.18
石西 164 集油管线	DN50	1.5km	2.94	管线内	0.05	0.06
哨东 1H+中探 1 井混输管线	DN50	4.0km	7.85	管线内	5.11	/
石南联合站天然气转输管线 隐患治理管段	DN150	13.0KM	229.61	管线内	/	7.37
备注：1) 石 029、石 051 井、石西 164 井不产气； 2) 混输管线以 2 口井平均含水率折算其原油纯物质。						

2) 生产工艺特点

本项目属于石油开采，涉及危险物质的使用和临时贮存，不涉及《国家安全生产监督管理总局关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》（安监总管三[2013]3 号）规定的危险工艺。

7.3.1.2 风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 C，Q 按下式进行计算：

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

本项目危险物质数量与临界量比值结果见表 7-4。

表 7-4 建设项目 Q 值确定表

单元内主要设备名称	有效容积 (m ³)	存放位置	原油最大存在量 (t)	天然气最大存在量 (t)	原油 Q 值 (t)	天然气 Q 值	单元 Q 值 Σ
石 034+石 039 井混输管线	42.70	管线内	17.06	0.89	0.0068	0.0890	0.0958
石 029+石 051 井集油管线	22.61	管线内	3.84	0.00	0.0015	0.0000	0.0015
石西 181 集油管线	7.85	管线内	5.30	0.18	0.0021	0.0183	0.0204
石西 164 集油管线	2.94	管线内	0.05	0.00	0.0000	0.0000	0.0000

单元内主要设备名称	有效容积 (m^3)	存放位置	原油最大存 在量 (t)	天然气最大存 在量 (t)	原油 Q 值 (t)	天然气 Q 值	单元 Q 值 Σ
哨东 1H+中探 1 井混输管 线	7.85	管线内	5.11	0.16	0.0020	0.0160	0.0180
石南联合站天然气转输管 线隐患治理管段	229.61	管线内	0.00	7.37	0.0000	0.7368	0.7368

综上，本项目各集输管线可划分为独立单元，独立单元中最大危险物质数量与临界量比值 $Q_{\max}=0.7368<1$ ，因此项目环境风险潜势为 I。

7.3.1.3 环境敏感目标调查

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）要求，结合本项目环境风险评价等级，确定环境风险敏感目标如下：

1) 大气环境敏感目标

各井场周边 500m 范围、各管线两侧 200m 范围内无居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构。

2) 地表水敏感目标

经调查，本项目周围无地表水敏感目标。

3) 地下水敏感目标

本项目厂区地下水评价范围内无集中式饮用水源、分散式饮用水源地等地下水环境敏感目标。本项目地下水保护目标为地下水潜水层。根据水文地质调查，项目所在区域包气带防污性能为弱（D1）。

本项目环境风险敏感目标分布情况见表 7-5。

表 7-5 调查范围环境敏感目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	厂址周边 500m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离 m	属性	人口数
	1	/	/	/	/	/
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					/
	管线两侧 200m 范围内人口数小计					/
	大气环境敏感程度 E 值					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围 km	
	1	/	/		/	
	内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	

	1	/	/	/	/	/
	地表水环境敏感程度 E 值					E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	/	G3	III类	D1	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

7.3.1.4 评价等级

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中的有关规定，风险评价工作等级划分见表 7-6。

表 7-6 风险评价工作级别表

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

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

7.3.2 环境风险识别

7.3.2.1 物质危险性识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），本项目所涉及危险物质主要是运营期原油（以采出液形式存在）、天然气（原油伴生气）等，次生污染物 CO，另外还有生产运行中产生的危险废物，理化性质见表 7-7。

表 7-7 本项目危险物质理化性质一览表

序号	物料名称	理化性质	物质类型	危险性描述	产生或使用环节
1	天然气（原油伴生气）	常温下为无色无臭气体，沸点：-160℃，闪点：-190℃，相对密度：0.45（液化），微溶于水，自燃温度：482℃~632℃，爆炸极限（V%）：5~14，燃烧分解产物为一氧化碳、二氧化碳、二氧化硫。	类别 2.3 毒性气体、2.1 易燃气体	健康危害：天然气、原油伴生气扩散和不完全燃烧产生的一氧化碳、二氧化硫对人体有毒害作用。急性中毒时，可有头昏、头痛、呕吐、乏力甚至昏迷。病程中尚可出现精神症状，步态不稳，昏迷久者，醒后可有运动性失语及偏瘫。长期接触原油伴生气者可出现神经衰弱综合症。	采油过程产生
2	原油	外观为黑褐色，具有特殊气味的黏稠性油状液体；相对密度 0.86~0.98，分子量 280~300，凝固点-8~41℃	第 3 类：易燃液体	危险毒性：原油本身无明显毒性。遇热分解释放出有毒的烟雾，吸入大量引起危害；有刺激和麻醉作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头昏、头痛、恶心、运	原油开采主要产品、产生危废主要成分

序号	物料名称	理化性质	物质类型	危险性描述	产生或使用环节
				动失调及酒醉样症状。 燃烧特性：原油是由多种碳氢化合物组成的可燃性液体，在一定温度条件下可以燃烧。闪点、燃点和自燃点是衡量物质易燃性的三个基本条件，原油具有较低的闪点、燃点和自燃点，具有很大的火灾危险性。	
3	柴油	外观稍有黏性的棕色液体；熔点-18℃，沸点282~338℃，相对密度（水=1）0.87~0.9。	第3类：易燃液体	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。对环境有危害，对水体和大气可造成污染。本品易燃，具刺激性。	施工期
4	CO	常温下为无色无味气体；沸点：-191.5℃，难溶于水，爆炸极限（V%）：12.5~74.2，燃烧产物为二氧化碳。	2.1 易燃气体	危险特性：是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。 健康危害：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、耳鸣、心悸、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤黏膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于50%。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。	火灾事故时产生的特征污染物

7.3.2.2 生产系统危险性识别

运营期集输管线、生产设施等设备有可能因腐蚀穿孔发生泄漏。运营期井下作业过程中，也可能由于人员误操作、地层压力波动等原因发生井喷。一旦发生泄漏，释放出的原油、天然气遇明火后产生的燃烧热辐射伤害和爆炸冲击波伤害，原油泄漏还可能造成土壤、地表水污染物。

7.3.2.3 危险物质向环境转移的途径识别

根据石油开采特点，本次评价将从施工期和运营期两个时段分析可能产生的事故类型主要环境影响途径，详见表 7-8。

表 7-8 本项目主要事故类型、来源及影响环境的途径等

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	可能影响的环境敏感目标
施工期	泄漏	隐患治理旧管段	天然气	释放有毒污染物，引发火灾从而污染大气环境	大气环境
运营期	泄漏	管线、阀门、生产设施	原油、天然气	①原油泄漏进入地表环境，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长； ②原油泄漏进入地表水体，形成油膜，降低水体溶解氧浓度，使水质变差； ③泄漏后聚积地面，通过地面渗透进入地下含水层，影响地下水水质； ④释放有毒污染物，引发火灾从而污染大气环境	地表水、地下水、土壤 大气环境 地下水环境
	火灾爆炸产生的次生污染		伴生气及次生污染物CO等	产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被	大气
	套管外返水	采油井	原油	固井质量不好、油井表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水，可能会穿透含水层污染承压水，对地下水环境造成影响	地下水
	井喷	井下作业	原油	①释放有毒污染物，引发火灾从而污染大气环境； ②原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长； ③原油泄漏进入地表水体，形成油膜，降低水体溶解氧浓度，使水质变差	大气、土壤、地表水
	井漏		压裂、酸化液等	沿裂缝漏失进入地下水层，污染地下水水质	地下水

7.3.3 环境风险分析

7.3.3.1 井喷事故环境影响分析

1) 对周围人群影响分析

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，致使大量原油从井口敞喷进入环境当中，原油在喷射过程中若遇明火则会引发火灾等危害极大的事故。原油喷射最大的可能是形成垂直喷射，喷出的原油将危害周围的道路、河流和植被等；当达到最大喷射释放速度，遇明火就会引发火灾，对周围的环境及人群造成影响。

2) 对大气环境影响分析

修井过程中，若出现井喷失控，天然气在地层压力作用下将以极高的动能速度从井口喷出，若自始至终未遇火源，将在其自身动量与气象条件控制下，喷涌后与空气混合、扩散形成 H_2S 毒性云团，将造成严重的人员中毒伤亡，并对周围环境造成严重的污染。

据不完全统计，中国在油气勘探开发的 40 年间（1950 年～1990 年），累计发生

井喷失控事故 230 次，占完井总数的 2.41%，其中，井喷失控着火 78 次，占井喷失控总数的 34%，因此，井喷失控的事故率约为 0.603×10^{-4} 次/a，其中井喷失控着火事故率约为 0.203×10^{-4} 次/a，未着火事故率约为 0.4×10^{-4} 次/a。

3) 对土壤环境影响分析

若井喷喷出的是原油类混合物，由于原油会迅速渗透到土壤中，杀死土壤中的微生物，从而改变土壤成分，改变地表生态，遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明，一些石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物及人类有致癌、致畸等作用。土壤的严重污染会导致石油烃的某些成分在粮食中积累，影响粮食的品质，并通过食物链，危害人类健康。井喷喷出的伴生气点火燃烧时将会对放喷点处及周边的土壤造成严重的危害和影响，一旦出现井喷要及时清理被污染的土壤。

4) 对井场周边植物的污染和影响

当井喷发生时，一般都会喷出一定量的钻井液于放喷口周边的自然植被上，使植物受到一定程度的污染；若喷出的伴生气遇到明火而燃烧，将产生强大的热辐射，进而造成热辐射污染，使周边的动植物受到灼伤。

5) 对水体的污染和影响

如井喷喷出的是原油和水的混合物，原油将在水面形成油膜而阻碍水体与大气之间的气体交换，使水质更容易恶化；油类黏附在鱼类、藻类和浮游生物上，致使生物死亡；原油污染还会使水产品品质下降，造成经济损失；若含油废水的排入超过了水体的自净能力，则易形成油污染，这些污染使河流、湖泊水体以及底泥的物理、化学性质或生物群落组成发生变化，从而会降低水体的使用价值，甚至危害到人的健康。

但本项目周边 1000m 范围内无地表水体，地处干燥的荒漠戈壁，降水极少，井喷对水体的影响相对很小。

本项目在钻井期间采用高强度防腐蚀的套管、聚合物润滑防塌钻井液体系以及相关防喷器，固井采用 G 级抗高温水泥固井，钻井期未发生过井喷事故；上述措施可有效预防后期井喷事故发生。

7.3.3.2 泄漏事故对环境的影响

1) 对环境空气影响分析

原油泄漏事故发生时，伴生气（烃组分等）逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，局部大气中烃类浓度可能高出正常情况的数倍或更多，但不会超过井喷时因伴生气排放对大气的影 响强度，更不会导致大气环境的明显恶化。

一般来说，输油管线泄漏风险事故的触发因素多为设备（包括管线、阀门或其他

设施）腐蚀、材质缺陷或操作失误等，有毒有害的危险物质 CH_4 和 H_2S 泄漏至空气中，对周围大气环境造成污染；对于可能引发火灾、爆炸事故的的危险物质 CH_4 和 H_2S ，还需要考虑到伴生/次生污染物如 CO 和 SO_2 的排放引发的环境影响。类比调查石西油田作业区目前运行的各条管道，管道发生原油泄漏不会出现毒性终点浓度。同时，本项目沿线地势开阔，污染物经过扩散后，浓度将很快被稀释，对周围环境和人体健康的危害降低。

环评建议根据沿线情况定期对管线进行巡线检查，在其他灾害发生时应加密巡查。同时管线沿线应保持各种线路标志清晰，巡线员按照相关规定定期巡线，发现危及管线安全的情况及时处理和汇报。

2) 对地表水的影响分析

采出液泄漏事故发生时，在非雨天且原油泄漏点距水体较远的前提下，因为原油的黏稠特性，流动缓慢，一般情况下不会直接污染地表水体。本项目距离地表水体较远，在及早发现事故并采取堵截措施后，采出液泄漏事故不会对其产生影响。

3) 对生态的影响

事故性采出液的大规模泄漏可影响荒漠生态系统，危害动物与植物生长。其中，对植物的影响尤为显著，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中黏附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。总之，采出液泄漏会引起植被退化，会改变生态系统各组成成分的生态位置，改变群落组成、生态系统结构及对人类的服务功能，对生态系统产生显在与潜在的累积影响。需要对事故采出液污染扩散面积进行定量测算。

采用渗透性地表扩散模式（aisbeck 和 Mohtadi, 1975）计算污染面积，如下式所示：

$$S = 53.5\alpha W^{0.89}$$

式中： α ——土壤阻隔系数，取 0.2；

S——污染面积， m^2 ；

W——泄漏体积， m^3 。

泄漏质量由原油理论泄漏速率和时间乘积，同时根据本项目开发指标预测计算确定。参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 E，本次评价设定输油量最大的石西 164 集油管线瞬时泄漏（与地下水泄漏源强一致），污染统计情况见表 7-9。

表 7-9 管线泄漏污染统计表

设施类型	泄漏时间	泄漏量 (m^3)	污染面积 (m^2)	污染半径 (m)

石西 164 集油管线	2.0h	1.83	18.3	2.4

根据计算，石西 164 集油管线破裂后污染面积为 18.35m^2 ，污染半径为 2.4m。

建设单位在加强巡井、巡线检查，采出液泄漏事故发生时，生产单位会按照应急预案及时关闭生产，及时清理污染土壤及其他污染物，最终委托有危险废物处置资质的单位无害化处置。

4) 土壤环境影响分析

采出液泄漏至周边土壤，会导致土壤污染，对周边植物的影响尤为显著，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡。由于原油会迅速渗透到土壤中，在土壤中黏附于植物根系，杀死土壤中的微生物，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物有致癌、致畸等作用。在发生泄漏事故后，应及时清理被污染的土壤，将污染控制在井场内，对周边环境的影响在可接受范围内。

7.3.4 环境风险防范措施及应急要求

7.3.4.1 风险防范措施

1) 常规环境管理措施

- (1) 严格执行国家的安全、卫生标准规范及相关的法律法规。
- (2) 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章、制度和标准。
- (3) 对施工单位及人员定期进行环保、安全教育，增强职工的环保意识和安全意识。
- (4) 在施工、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平。
- (5) 总结经验，吸取教训，研究各种典型事故，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

2) 泄漏事故风险防范措施

为减轻泄漏事故对环境的影响，应该采取以下的预防措施：

(1) 管理原则

- ① 管线、设备采用优质管材、按照“可视化”原则进行敷设。
- ② 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。
- ③ 制定巡井制度，定时对井场进行巡视；巡线至少 1 天 1 次，建立记录台账。

(2) 防腐措施

①根据设备、容器和管线所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

②建立防腐监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

（3）相关安全防范措施

本次评价建议在设计、施工、运营阶段应考虑下列安全防范措施：

①设备布置严格执行国家有关防火防爆的规范、规定，设备之间保证有足够的安全距离，并按要求设计消防通道。电气设备必须有防爆措施和防雷设施，以及接地装置。生产及输配的所有设备和管道应经常检查，严防跑、冒、滴、漏。管道应有紧急切断装置及连锁装置。井场、生产设备、放喷池的布局应考虑当地季风风向，尽量让季风畅通，设置风向标或飘带。

②配备足够的正压呼吸器，并放在使用方便、清洁的地方，定期检查，做好记录；配 H_2S 超标报警仪。第一级报警值应设置在 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，但不启动报警音响，仅向施工人员提示 H_2S 的浓度值；第二级报警值设置在 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 。空气中 H_2S 含量接近 20ppm 时，工作人员必须佩戴正压呼吸器，且不能一人单独作业，以便于救护。一旦发现 H_2S 含量超标，应迅速往上风口转移，确保安全。

③设备、管道、管件等均采用可靠的密封技术，使储存等过程都在密闭的情况下进行，防止易燃易爆物料泄漏。

④在可能有气体泄漏或聚集危险的关键地点装设检测器，报警信号送到控制室和消防门，并建立定期巡回检查制度。

⑤对火灾爆炸危害场所内可能产生静电危害的物体采取工业静电防范处理措施。

⑥在生产岗位设置事故柜和急救器材、救生器防护面罩、护目镜、胶皮手套、耳塞等防护、急救用具、用品。

⑦建设单位领导应该提高对突发性事故的警觉和认识，作到警钟长鸣。企业领导直接领导、全权负责，主要负责检查和监督安全生产和环保设施的正常运转情况。

⑧对生产操作工人必须进行岗前专业技术培训、严格管理，提高职工安全环保意识。

⑨企业对具有高危害设备设置保险措施，可设置消防等必备设施，并辅以适当的通讯工具，定期进行安全环保宣传教育以及紧急事故模拟演习，提高事故应变能力。

3）防火防爆安全对策措施

（1）工艺必须安全可靠，便于操作。设计中所选用的管道、管件及阀门等材料，应保证有足够的机械强度及使用期限。管道的设计、安装、试压等技术条件应符合国家标准和规范。

(2) 部分设备与仪器必须从有资质的生产厂家购买，其设计制造必须符合国家有关标准，必须有严格的质量检查验收，消除设备本身的不安全因素。

(3) 配置应急工具和消防设施，包括一定数量的防毒面具、自给式空气呼吸器，一定数量的手提式干粉灭火器，定期组织演练，并会正确使用。

(4) 各装置均选择成熟、可靠、先进、能耗低的工艺技术和设备，严防“跑、冒、滴、漏”，实现全过程密闭化生产，减少泄漏、火灾、爆炸和中毒的可能性，在设计中考虑余量，具有一定的操作弹性。具体采取以下防范措施：

- ①工艺系统以及重要设备均设置安全阀、爆破片等防爆泄压系统；
- ②定期对设备、管线、阀门等进行检查和维修，并做好运转记录；
- ③设备设置静电接地装置及防雷接地装置，并定期检查，保证设备正常使用；
- ④对运输车辆配备 GPS 定位仪、防护工具；
- ⑤当装置发生火灾或爆炸时，应根据事故级别启动应急预案。

4) 管线泄漏事故风险防范措施

为尽量避免井场内管线及设备破裂事故的发生，减轻泄漏事故对环境的影响，应该采取以下的预防措施：

(1) 管理措施

①管线敷设线路应设置永久性标志，提醒人们在管线两侧 20m~50m 范围内进行各项施工活动时注意保护管线，减少由此可能造成的事故。

②严禁在管道线路两侧 50m 范围内修筑大型工程，在 10m 范围内禁止种植乔木、灌木及其他深根植物。

③加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。

④制订巡线制度，并设置专门巡线工，定时对管道进行巡视，特别是管道经过的城镇规划区、人口密集区等敏感地段的管道，加大巡线力度，确保管道的正常运营；并密切关注管道沿线环境的变化，包括沿线设施的完好性、沿线违法占压、安全保护范围内的违章施工、周边变化情况等。巡线至少 1 天 2 次（白班 1 次、晚班 1 次），建立记录台账。

⑤管理区设有管道监控系统，监控中心至少 2h 查看一次集输站的外输液量，发现瞬时流量波动超过 10%时通知基层队落实原因，并上报管理区调度。

⑥站场、计量站、井场之前管线均设有阀门，当管道发生意外事故破裂，发生压力急剧下降，可将阀门关闭，截断进站管道，将事故限制在局部范围内；立即报告水利、环保部门，请求进行封闭溢油水域，围堵、回收溢油。

（2）加强防腐措施

①根据设备、容器和埋地管线所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

②外输管线采用扩口连接环氧粉末内防腐，管线局部加保护套管，套管防腐采用特加强防腐沥青。

③建立防腐监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性制订、调整和优化腐蚀控制措施。

（3）加强施工质量监督，保证施工质量符合建设标准。

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

①在含硫油气田进行钻井作业时，应严格执行《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2017）的规定，采取预防措施，防止和减轻硫化氢溢出的危害。

②设备布置严格执行国家有关防火防爆的规范、规定，设备之间保证有足够的距离，并按要求设计消防通道。电气设备必须有防爆措施和防雷设施，以及接地装置。在伴生气总管及空气总管上宜装设防爆板或防爆阀。在伴生气管道上应设高压报警装置。生产及输配的所有设备和管道应经常检查，严防跑、冒、滴、漏。管道应有紧急切断装置及连锁装置。井场及钻井设备的摆放应考虑当地季风风向，尽量让季风顺畅，设置风向标或飘带。井场值班室、工程室、泥浆室应在井场季风的上风口。

③配备足够的正压呼吸器，并放在使用方便、清洁的地方，定期检查，做好记录；配 H_2S 超标报警仪。第一级报警值应设置在 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，但不启动报警音响，仅向施工人员提示 H_2S 的浓度值；第二级报警值设置在 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 。空气中 H_2S 含量接近 20ppm 时，工作人员必须佩戴正压呼吸器，且不能一人单独作业，以便于救护。一旦发现 H_2S 含量超标，应迅速往上风口转移，确保安全。

④设备、管道、管件等均采用可靠的密封技术，使储存等过程都在密闭的情况下进行，防止易燃易爆物料泄漏。

⑤在可能有气体泄漏或聚集危险的关键地点装设检测器，报警信号送到控制室和消防门，并建立定期巡回检查制度。

⑥对火灾爆炸危害场所内可能产生静电危害的物体采取工业静电防范处理措施。

⑦在生产岗位设置事故柜和急救器材、救生器防护面罩、护目镜、胶皮手套、耳塞等防护、急救用具、用品。

⑧建设单位领导应该提高对突发性事故的警觉和认识，作到警钟长鸣。安全环保科由企业领导直接领导，全权负责。主要负责检查和监督安全生产和环保设施的正常运转情况。对安全和环保应建立严格的防范措施，制订严格的管理规章制度，列出潜

在危险的过程、设备等清单，严格执行设备检验和报废制度。

⑨职工安全生产的经验不足，一定程度上会增加事故发生的概率，因此企业对生产操作工人必须进行上岗前专业技术培训，严格管理，提高职工安全环保意识。

⑩企业对具有高危害设备设置保险措施，可设置消防装置等必备设施，并辅以适当的通讯工具，定期进行安全环保宣传教育以及紧急事故模拟演习，提高事故应变能力。

5) 井下作业废液及洗井废水运输风险防范措施

为有效减少洗井废水及井下作业废水（液）运输风险危险情况的发生，应事先计划好运输路线，并在装卸和拉运过程中采取以下防范措施：

（1）罐车运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训才能上岗作业。

（2）出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。要特别注意检查罐车罐体的安全性能，逐个部位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、导静电装置等安全装置是否安全可靠，杜绝跑、冒、滴、漏。保持驾驶室干净，不得有发火用具。

（3）参照《汽车运输危险货物规则》（JT617-2004）配装表中进行，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。

（4）行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶。

（5）建立转运台账。

（6）行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车厢底部四周有无泄漏液体，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤全部回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置。

6) 其他管理措施

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

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

（2）对火灾爆炸危害场所内可能产生静电危害的物体采取工业静电防范处理措施。

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

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

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

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

7) 选址总图布置

本项目开发区域属城市建成区以外，符合《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）的要求。本项目各区域的间距符合防火防爆要求。

7.3.4.2 应急预案

1) 应急预案编制情况

石西油田作业区自成立以来，已经稳定生产多年，目前石西油田作业区已经有 1 套成熟的风险应急预案，《突发环境事件应急预案》包括突发环境事件综合应急预案、专项应急预案以及现场处置方案。应急预案内容包含组织机构及职责、预防与预警、信息报告程序、应急处置、应急物资与装备保障等。石西油田作业区的应急预案分别在和布克赛尔蒙古自治县、呼图壁县取得了生态环境局备案，备案编号：654200-2023-012-MT。

石西油田作业区已在很多区块进行了产能开发，并通过处理建设及运营过程中遇到的风险事故不断完善了应急预案。因此，本项目的应急预案依托现有石西油田作业区应急预案基本可以满足风险应急的需求。项目实施后，建设单位应对照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4 号）相关规定，判断企业是否存在需要进行突发环境事件应急预案修订，如存在进行修订的情形，应及时组织人员对突发环境事件应急预案进行修订，修订后的突发环境事件应急预案发布之日起 20 个工作日内应完成变更备案。

2) 应急体系

石西油田作业区突发环境事件应急预案包括综合应急预案、专项预案、现场处置方案等。如发生需要上级主管部门调度本区域内各方面资源和力量才能够处理的事故时，与上级应急预案相衔接，由上级应急指挥部门进行处理处置。

现有突发环境事件应急预案向上与和布克赛尔蒙古自治县突发环境事件应急预案、中国石油新疆油田分公司突发环境事件应急预案衔接。

3) 应急响应

在石西油田作业区、和布克赛尔蒙古自治县政府相关部门领导下，建立健全应急体制，落实应急职责，实行分级响应、快速启动、各部门协调配合联动的应急工作责任制，充分发挥各级应急机构的作用。超出本级应急处置能力时，应及时请求上一级应急救援指挥机构启动上一级应急预案。当发生依靠自身力量无法完全解决的突发环境事件时，由应急处置办公室上报石西油田作业区应急指挥中心，由石西油田作业区应急指挥中心上报中国石油新疆油田分公司和地方政府值班室，启动预警或响应。

4) 应急联动

(1) 建设单位将区域地方政府应急预案的各执行及相关部门落实，并予以及时联系，确保发生事故时能够第一时间将事故信息进行反馈，并在发生不可控的重大事故时请求地方政府应急指挥中心采取指挥行动；

(2) 事故发生后，事故点所属的地方政府在接到本项目应急指挥中心的报告后，要第一时间按照“统一指挥、属地为主、专业处置”的要求，立即成立由所属各相关部门领导参加的现场指挥部，指挥协调公安、交通、消防、环保和医疗急救等部门应急队伍先期开展警戒、疏散群众、控制现场、救护、抢险等救援行动，控制事态扩大；

(3) 事故发生后，事故点所属的地方政府应急主管部门在接到本项目应急部门的报告后，根据突发公共事件发展态势，组织派遣应急处置队伍，协助事发地做好应急处置工作，并做好启动预案的各项准备工作。公共安全与应急委员会办公室要密切跟踪事件发展态势，掌握事发地应急处置工作情况，及时传达上级领导批示和要求，并做好有关综合协调和督促落实工作；

(4) 发生特别重大事故，采取一般处置措施无法控制和消除其严重危害时，由地方政府请求上级人民政府和有关方面给予支援；

(5) 实施扩大应急时，地方政府有关部门（单位）要及时增加应急处置力量，加大技术、装备、物资、资金等保障力度，加强指挥协调，努力控制事态发展；

(6) 确定地方政府各部门到达事故现场最近路线；

(7) 确定应急指挥中心配合地方政府、附近企业单位应急指挥中心的人员责任和任务；

(8) 联系地方公安局，请其协助负责污染区域以及应急反应相关区域的公共安全工作；对污染现场及相关区域的警戒工作；应急反应过程中交通秩序的维护；对污染现场的防火、防爆的监督管理；

(9) 联系地方气象局，请其协助负责为应急反应工作提供及时气象信息及预报信息；

(10) 在进行定期演练时，要配合地方政府应急预案，确定和完成在预案中的任务，避免发生重大事故时出现救援冲突和救援遗漏现象；

(11) 将各地方政府的突发公共事件总体应急预案纳入培训学习的安排中，并将其列入事故应急演练执行过程中；

(12) 将工程应急预案各执行部门与沿线各地方政府应急预案各执行部门的人员名单、联系方式等明确纳入应急预案当中。

7.3.4.3 应急处置措施

1) 井喷失控处置措施

(1) 发出井喷信号，关闭井场范围内的所有引火源；

(2) 迅速封闭事件现场，撤离无关人员至安全区域；禁止无关人员进入现场，并实行交通管制；禁止外人进入现场，控制事态发展；

(3) 当井喷伴有可燃气体时，架设足够的防爆通风设备，降低可燃气体浓度；监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

(4) 井场四周围堤，迅速开挖排污池并将喷出物引流至排污池，减少环境污染；

(5) 针对井喷不同情况采取有效抢险措施实施关井；

(6) 视喷出物种类、数量，结合本区块相关资料，用合适密度的压井液，实施压井作业。施工时，不能在施工现场同时进行可能干扰抢险施工的其他作业。

(7) 当出现如下情况时，应组织遇险人员紧急撤离。

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②由于各种原因导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

③由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

2) 管道泄漏处置措施

(1) 立即停输：切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域。

(2) 限制漏油扩散：根据漏油点位置明确漏油类型，估算泄漏量，制定现场拦油方案与设施，避免污染面扩大；并对漏油点附近其他管道或电缆采取必要的保护措施。

(3) 隔离疏散：立即采取隔离和疏散措施，避免无关人员进入事件发生区域，并合理布置消防和其他救援力量；及时疏散受影响区域附近的居民，并通知停用一切

明火。

（4）警戒：管道泄漏初始警戒范围不低于 60m，并设置明显警示标识；根据情况决定周边群众疏散的范围。

（5）监测：监测组人员携带便携式气体检测仪对泄漏现场可燃气体、有毒气体浓度进行检测，提供警戒疏散范围参考依据；对于受限空间作业，还需对氧含量进行检测；加强救援人员的个人防护。

（6）救护：迅速将受伤、中毒人员转移到泄漏点上风侧或其他安全地带，现场处置组先期对其进行急救，同时拨打急救电话进行报警，送往医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材。

（7）环境控制：当事件发生区域的可燃物料存量较多时，应尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组制定方案。

（8）联动：配合政府信息发布，与政府现场应急指挥部人员信息互通，跟踪记录现场应急处置过程。

（9）物资供应：接收、登记外部进场的救援物资；转送、保管、调配、发放现场救援物资。

（11）开挖：开挖作业坑，消防车对开挖现场下方可能存在暗渠的施工过程进行喷打泡沫液等消防监护，以防液压破碎锤或铲斗撞击到石块、预制板等坚硬物体产生火花。

（12）抢险：对于断裂或大面积撕裂的管道按程序进行封堵、换管等抢修作业；对于油气浓度超标的现场，采取吹扫、泡沫覆盖等进行油气稀释与隔离，确保动火安全。

（13）实时技术指导：管道抢修过程中，专家组应根据危险区的危害因素和事件现场发展趋势进行动态评估，及时提出指导意见；当现场失控，危及维抢修人员生命安全时，应立即指挥现场全部人员撤离至安全区域。

（14）后勤：统一调配现场车辆，备足一定数量的防爆对讲手机，联系临近宾馆、饭店，提供现场指挥部的交通、通信、食宿等工作、生活保障。

（15）危废处置：抢修完毕，及时清理现场，按照法律法规要求，按照事先与地方有处置资质单位签订的危险废物处置协议，对废弃物和污染物进行妥善处置。

3) 天然气泄漏处置措施

当伴生气或者天然气发生泄漏事故后，尽快采取以下措施：

（1）切断泄漏源：事发基层单位停运工艺撬，切换流程，关闭泄漏点前后阀门，与系统隔离。

（2）防护、隔离：抢险组必要时采用喷雾水枪，驱散、稀释沉积飘浮的气体；警戒组根据现场情况设置隔离区并切断隔离区域内的电源；

（3）堵漏：抢险组采用合适的材料和技术手段堵住泄漏处。所有堵漏行动必须采取防爆措施，戴正压呼吸器，要有监护人，并用喷雾水枪掩护。

4) 火灾爆炸处置措施

当以上泄漏情况引发火灾甚至爆炸时，尽快采取以下措施：

（1）现场处置组立即阻断引火源，并组织灭火；

（2）警戒组采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发危险区域，并合理布置消防和救援力量；

（3）现场处置组组织医疗专家对受伤人员进行紧急救治，迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，同时保障治疗药物和器材供应；

（4）根据油气生产设施特点及风向，合理组织扑救工作；在扑救火灾过程中，应有足够数量的灭火用水、泡沫液、消防车辆装备，以应对沸溢和喷溅等突发情况；火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

（5）在扑救的同时，采取防泄漏、防扩散控制措施，防止火势蔓延；当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；对附近受威胁的油气储存设施，及时采取冷却、倒罐、置换、泄压等措施，防止升温、升压而引起次生或衍生火灾爆炸；

（6）条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

（7）当疏散现场周边大面积人群时，现场应急指挥部应协助当地政府机构做好相关工作；

（8）灭火完毕后，继续冷却至常温状态，清理火灾现场，组织力量对泄漏管道、设施进行封堵、抢修，同时随时准备利用消防水掩护对泄漏点的封堵抢修作业。

7.3.4.4 应急物资与装备保障

本项目应急救援物资与装备保障依托石西油田作业区现有配备的应急物资及装备，均位于本项目生产区域周边，且应急预案及应急物资均在有效期内，事故状态下可及时拉运到现场用于应急处置，因此，现有应急物资满足本项目需求。

7.3.4.5 应急监测计划

1) 适用范围

适用项目范围内发生的环保事故和应急情况的监测。

2) 应急监测措施

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

①人员及采样容器准备。技术人员 1 名、实验室人员 1 名、采样人员 2 名，采样容器要备足。

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

(2) 化验室在接到环境事故信息后，必须在最短时间内到达目的地采样。

(3) 当对某种污染物缺少监测手段时，安全环保科负责对外请求支援的联系与协调。

(4) 监测数据可用电话或书面的形式以最快速度上报应急指挥中心。

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

3) 应急监测布点原则

根据《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2021）中 6.2.1 布点原则，采样断面（点）的设置一般以突发环境事件发生地及可能受影响的环境区域为主，同时应注重人群和生活环境、事件发生地周围重要生态环境保护目标及环境敏感点，重点关注对饮用水水源地、人群活动区域的空气、农田土壤、自然保护区、风景名胜区及其他需要特殊保护的区域的影响，合理设置监测断面（点），判断污染团（带）位置、反映污染变化趋势、了解应急处置效果。

应根据突发环境事件应急处置情况动态及时更新调整布设点位。对被突发环境事件所污染的地表水、大气、土壤和地下水应设置对照断面（点）、控制断面（点），对地表水和地下水还应设置削减断面（点），布点要确保能够获取足够的有代表性的信息，同时应考虑采样的安全性和可行性。对突发环境事件固定污染源和移动污染源的应急监测，应根据现场的具体情况布设采样断面（点）。

4) 应急监测方案

本项目环境风险应急监测方案详见表 7-10。

表 7-10 风险事故情况下环境应急监测方案一览表

时间	监测要素	监测点位		监测项目	监测频次	执行标准	监测方式
环境	大气 环境	对照 断面	事故地点上 风向	非甲烷总烃、一 氧化碳	事故发生 及处理过	一氧化碳执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）二级标准	自行监 测或委

时间	监测要素	监测点位		监测项目	监测频次	执行标准	监测方式
风险事故		控制断面	下风向距离较近的敏感点	非甲烷总烃、一氧化碳	程中进行实时监测，过后	要求，非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》（1997年）中推荐值（2.0mg/m ³ ）	托检测
	土壤环境	对照断面	污染区附近土壤	石油烃类（C ₁₀ ～C ₄₀ ）	30min 一次直至应急结束	石油烃（C ₁₀ ～C ₄₀ ）执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中筛选值要求	
		控制断面	受污染处土壤				

备注：监测频次主要根据现场污染状况确定。事件刚发生时，监测频次可适当增加，待摸清污染变化规律后，可适当减少监测频次。

5) 应急监测设施

针对风险事故状况下的应急措施，石西油田作业区应配备必要的仪器设备，建议设备配置情况见表 7-11。

表 7-11 应急监测仪器配备情况一览表

序号	仪器	数量
1	便携式可燃气体检测仪	2
2	便携式 COD 测定仪	1
3	化学分析试剂	若干
4	便携式复合气体检测仪	1
5	便携式复合气体检测仪	1
6	便携式复合气体检测仪	1
7	便携式多功能气体检测仪	2
8	便携式多种气体检测仪	2
9	便携式多功能气体检测仪	1
10	便携式硫化氢检测仪 BF90	2
11	便携式硫化氢检测仪（含四合一气体检测仪）	4
12	化学分析试剂	若干

6) 质量保证和质量控制

(1) 采样与现场监测的质量保证及质量控制

①采样与现场监测人员应具备相关经验，掌握突发环境事件布点采样技术，熟知采样器具的使用和样品采集、保存、运输条件。若进入危险区域开展采样及现场监测，应经相关部门同意，在保证安全的前提下方可开展工作。

②采样和现场监测仪器应进行日常的维护、保养，确保仪器设备保持正常状态，仪器离开实验室前应进行必要的检查。

③应急监测时，允许使用便携式仪器和非标准监测分析方法，但应对其得出的结

果或结论予以明确表达。

（2）样品管理的质量保证和质量控制

①应保证样品从采集、保存、运输、分析、处置的全过程均有记录，确保样品处在受控状态。

②样品在采集和运输过程中应防止样品被污染及样品对环境的污染。运输工具应合适，运输中应采取必要的防震、防雨、防尘、防爆等措施，以保证人员和样品的安全。

（3）实验室分析的质量保证和质量控制

①实验室分析人员应熟练掌握实验室相关分析仪器的操作使用和质量控制措施。

②实验室分析仪器应在检定周期或校准有效期内使用，进行日常的维护、保养，确保仪器设备始终保持良好的技术状态。

③实验室分析的质量保证措施可参照相关监测技术规范执行。

（4）应急监测报告的质量保证和质量控制

应急监测报告信息要完整，原则上应审核后报送。

7) 数据报送要求

应急监测工作结束后，应编写应急监测总结报告，主要包含事件基本情况、应急监测工作开展情况、经验和不足、报告附件 4 个部分的内容。按当地突发环境事件应急监测预案或应急监测方案要求进行报送。应急监测报告及相关材料应按照相关规定进行保密和归档。

8) 应急监测终止

当应急组织指挥机构终止应急响应或批准应急监测终止建议时，方可终止应急监测。

7.4 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目环境风险简单分析内容表见表 7-12。

表 7-12 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称		新疆油田拉油井密闭集输建设一期工程（石西油田作业区部分）				
建设地点		新疆维吾尔自治区	塔城地区 昌吉回族自治州	(/) 区	和布克赛尔蒙古自治县 呼图壁县	(/) 园区
地理坐标	石 034	经度	86.97537°	纬度	45.41053°	
	石 039		86.98755°		45.40857°	
	石 029		86.89526°		45.46268°	
	石 051		86.8854°		45.45136°	
	石西		86.88633°		45.34001°	

	181				
	石西 164		86.9313°		45.36763°
	哨东 1H		86.66639°		45.26839°
	中探 1		86.65434°		45.25725°
主要危险物质 及分布	主要突发环境风险物质包括原油（以采出液形式存在，属于油类物质）、天然气（原油伴生气）、柴油、危险废物，分布在油井、管线、生产设备内。				
环境影响途径 及危害后果 （大气、地表 水、地下水、 土壤等）	1) 井喷风险事故会释放有毒污染物污染大气环境，外喷原油若流入地表水体，会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变差；若渗入地下后，会污染地下水环境；2) 井漏风险事故会导致井下作业材料、原油沿裂缝漏失进含水层而污染地下水；3) 泄漏事故会导致原油、伴生气泄漏至地面和大气中；泄漏至地面原油若堵截不及时或处理不当，可能漫流至周边，对土壤环境造成影响；处理不当或未及时回收落地原油则可能渗入地下，或在淋滤状态下渗入地下水环境中对其产生影响。但总体而言，本项目属于陆地石油天然气开采行业，环境风险程度较低，在采取预防措施和应急处置措施后，对周围环境影响较小。				
风险防范措施 要求	1) 严格执行国家的环保标准规范及相关的法律法规。 2) 制定环保生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系。 3) 对施工单位及人员定期进行环保、安全教育，增强职工意识。 4) 在施工、选材等环节严守质量关，加强岗前培训，提高操作水平。 5) 定期对管线进行巡检，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；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；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。 6) 研究各类事故、总结经验，吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。 7) 项目投产后应纳入《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》，从而对环境风险进行有效防治。项目实施后建设单位应根据实际建设情况对应急预案中的环境风险源基本情况、环境风险源识别、装置风险识别进行修改完善，其余与现有应急预案保持一致，并根据风险等级要求对现有应急预案进行修订。				
填表说明： 本项目各独立单元的危险物质数量与临界量比值 $Q_{max} < 1$ ，则环境风险潜势直接判定为 I，风险评价开展简单分析。					

7.5 小结

1) 本项目环境风险潜势为 I，风险评价开展简单分析。本项目涉及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B 中的突发环境风险物质，主要是以采出液形式存在的原油、天然气（伴生气）、危险废物，分布在井场、管线、生产设备内，具有一定的潜在危险性。

2) 泄漏事故会有原油以采出液形式泄漏出来并在地面流淌、扩散，既对环境造成污染，也对人体健康造成危害。原油伴生气会随着原油泄漏而释放至地面，考虑到

地面空气扩散，释放至地面的原油伴生气不可能大量聚集，会对事故现场空气环境产生一定影响。

3) 井喷事故很有可能对水体环境、土壤环境及大气造成污染。建设单位应充分执行中国石油、中国石油新疆油田分公司相关井控管理规定，严格采取环评中提出的井喷事故风险防范措施及应急预案。

4) 本次评价采取了一系列的风险防范措施、应急预案以及应急监测方案，可将事故风险概率和影响程度降至最低。通过采取有效的预防措施和制定完善的应急救援预案，严格执行项目安全评价提出的安全对策措施，本项目的环境风险是可控的。

8 温室气体影响分析

8.1 温室气体排放影响分析

温室气体排放会加剧温室效应，导致气候异常、破坏生态环境，进而影响农、林、牧、渔等方面，对人类生存环境造成威胁。本项目 CH₄ 排放量为 1.84t/a，CO₂ 排放量为 956.414t/a。本项目在工艺技术、节能设备及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，尽量减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目碳排放强度相对较低，温室气体排放对环境的影响不大。

8.2 温室气体控制措施

8.2.1 工艺技术控制措施

本项目井场采用无人值守井场，井场配套相关物联网数据采集与监控系统设计。采油设备厂家自带一体化物联网电控柜，电控柜内含三相电参模块等。新建井口压力仪表等参数接入 RTU 数据采集系统，数据上传至石西油田作业区已建数据采集与监控系统集中监视、管理，实现全自动过程。运行过程中及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。

8.2.2 节能降耗控制措施

1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

2) 选用高功率因素电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因素达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因素补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 I 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

4) 各种电力设备均选用能效等级为 I 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

5) 负载变化较大的泵类采用变频器调速控制，进一步降低能耗。

8.3 温室气体管理措施

属地单位应指派专人负责对整个作业区能源及碳排放实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制

度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节详细的规定，尽可能从管理上做到各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

8.4 小结

项目实施后，在工艺技术、节能降耗、运输、管理等方面均采取较完善的温室气体控制措施，有利于减少温室气体排放。本次评价建议后续加强以下措施：

- 1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；
- 2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；
- 3) 积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

9 环境保护措施及其可行性论证

9.1 施工期环保措施论证

9.1.1 环境空气污染防治措施

施工期所采取的废气环保措施技术经济可行性分析见表 9-1。

表 9-1 施工期废气环保措施经济技术可行性分析

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

经分析，针对施工期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

9.1.2 水污染防治措施

施工期所采取的废水环保措施技术经济可行性分析见表 9-2。

表 9-2 施工期废水环保措施经济技术可行性分析

废水类型	产生量 (m ³)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
旧管线清洗废水	229.6	依托石西集中处理站出水处理系统处理达标后，回用于注水开发，不外排	石西集中处理站运行多年，目前出水水质能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中主要控制指标	可节约大量用于注水驱油的新鲜水	达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中主要控制指标要求，回注地层，不外排	可行
新管线试压废水	313.57	管线试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排	采用清洁水，可重复利用，主要污染物为悬浮物	可节约用于洒水降尘的新鲜水	不外排	可行
生活污水	600	施工人员生活依托石西公寓，生活污水依托石西生活污水处理站处理，出水达标后用于作业区内植被绿化	施工人数有限，且短期施工	投资较少	依托污水处理场处理	可行

经分析，针对施工期废水采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

9.1.3 噪声控制措施

1) 施工期

本项目 200m 范围内无声环境保护目标，施工期噪声控制措施如下：

（1）合理安排施工时间及合理布置井位

制定施工计划时，尽可能避免大量高噪声设备同时施工。

（2）源头控制措施

采用低噪声设备和工艺，可从根本上降低源强。同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。或在高噪声设备周围设置屏障以减轻噪声对周围声环境的影响，控制场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）。

（3）施工现场布局 and 施工设备

整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，使用减振机座，各种机泵、压缩机等要安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。

（4）减少施工交通噪声

由于施工期间交通运输对环境影响较大，应尽量减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。车辆进出口位置尽量远离环境敏感目标。

（5）加强施工管理

车辆进出口位置尽量远离环境敏感目标。运输车辆属移动性污染源，除采取上述降噪措施外，还需对运输路线进行管理，运输路线尽量避开居住区等人群密集的地方。

通过采取选用低噪声设备，合理安排施工时间等措施，项目施工对周边环境影响较小，且项目施工时间较短，随着施工期的结束施工噪声将消失，项目施工对周围声环境影响较小。

9.1.4 固体废物处置措施

施工期所采取的固废环保措施技术可行性分析见表 9-3，经分析，施工期固废采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

表 9-3 施工期固废环保措施经济技术可行性分析

固废类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工废料	0.45t	尽可能回收利用，不能利用的拉运至当地垃圾填埋场	部分可回收再利用或外售	部分可再利用，减少投资	无堆积垃圾	可行
生活垃圾	7.5t	集中收集后运至石西油田作业区生活垃圾填埋场处理	施工人员数量有限，临时垃圾桶足以盛装生活垃圾	投资较少	不外排	可行

9.1.5 生态保护与补偿措施

9.1.5.1 常规保护措施

1) 强化施工阶段的环境管理。施工期应建立环境监督制度，落实生态保护措施，确保遵守国家、地方等相关环境法律法规。

2) 施工期应严格划定施工作业范围，并使用显著标志加以界定。在保证施工顺利进行的前提下，尽量减少占地面积。严格限制施工人员及施工机械活动范围，不破坏划定范围外的植物。

3) 妥善处理施工期产生的各类污染物，防止其对重点地段的生态环境造成重大污染。

4) 提高施工效率，缩短施工时间，减少裸地暴露时间，施工结束后，应及时清理现场，使之尽量恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低程度。

9.1.5.2 避让措施

合理安排工期，尽量避开植物生长期和收获期。不在生态敏感区范围内设置任何工程内容。

9.1.5.3 减缓措施

1) 管理措施

(1) 提高施工效率，缩短施工工期；

(2) 施工完成后做好现场清理及恢复工作，尽可能降低施工对生态系统带来的不利影响。

(3) 施工中严格执行 HSE 管理，文明施工，有序作业。

(4) 确保各项生产设施和环保设施正常运行，避免非正常情况下产生的污染物对生态环境产生影响。

(5) 建设单位与施工方签定的合同中，应有生态环境保护责任方面的内容；应将环保条款和环保措施纳入施工经济合同中。

(6) 施工开始前，建议对施工人员首先进行生态环境保护业务培训；并要求施工方配备现场生态环境管理监督人员；加强生态环境管理措施，提高施工人员环保意识。

2) 井场、管线建设生态保护措施

(1) 控制施工面积和作业范围，禁止将设备堆放在施工区域外，减少对占地范围外植被和土壤的破坏。

(2) 采取加盖篷布及洒水等措施降低车辆运输过程的扬尘污染，从而减轻对沿

途植物的影响。

(3) 加大力度对现场施工人员进行环保教育与宣传，激发员工的环保意识。

(4) 平整场地产生的表土，应集中堆放在井场临时堆放场内，并进行压实围挡、篷布遮盖减少水土流失和土壤侵蚀。

3) 动物保护措施

(1) 科学规划、严格管理施工场地，尽可能保护现存植被

植被条件的好坏是影响野生动物种类组成的一个十分重要的因素。工程区植被的破坏将导致本区动物种类及数量地减少。因此要严格控制施工作业范围，尽可能地减少植被破坏。

(2) 加强野生动物保护的宣传力度

按照《中华人民共和国野生动物保护法》（2023年5月1日）要求，加大对保护野生动物的宣传力度，提高施工人员保护意识。施工期张贴动物保护告示或设置警示牌，禁止捕杀野生动物。

(3) 及时进行植被恢复，改善动物的栖息环境

工程中造成的植被破坏及野生动物资源损失，仅靠自然演替远远不够。因此施工结束后，要尽快开展植树种草工作，加快生物群落的恢复速度，改善本区的植被条件，恢复工程区野生动物资源。

4) 土壤保护措施

(1) 合理安排施工进度及施工时间，项目区土建项目中应及时防护，随挖、随运、随填、随夯、不留松土。

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

(3) 应做好防腐工作，保证设备设施的安全运行。

(4) 危险废物污染防治措施

各类危险废物及时清运处理，严禁随意弃置，妥善暂存后委托有危废处理资质单位进行无害化处置。

5) 水土保持措施

管线施工前剥离表土，集中堆放于施工场地内，并采取拦挡、无纺布土工布遮盖、修建临时土质排水沟等临时防护措施；井场地面采用机械碾压方式进行硬化，减少水土流失。

综上所述，拟建项目施工方案中采用合理的工程防护措施，同时应合理安排施工期，按照水利部门的相关管理要求做好水土保持工作，定期检查井场及周围水土流失情况，若发现有水保设施损坏，应及时报告有关部门并加以维护和补救。平缓地带尽

可能地先焊接管道再开挖管沟敷设，缩短管沟暴露时间。项目区土建工程中应及时防护，随挖、随运、随填、随夯、不留松土。合理组织施工，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少施工期土壤流失量。

9.1.5.4 修复措施

- 1) 施工结束后及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”；
- 2) 注意施工后的地表修复，应注意尽量恢复原有紧实度、平整度，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地；
- 3) 建设单位应承担恢复生态的责任，工程结束后及时对临时占地平整、恢复原貌，尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对周边区域植被进行恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域内同类型土地植被覆盖率。

9.1.5.5 补偿措施

- 1) 施工结束后，及时对施工场地进行平整，临时占地内植被在未来3~5年时间内自然恢复；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。
- 2) 本项目占用林地、沙地，占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。建设单位作为责任主体，应按照《中华人民共和国土地管理法》（2020年1月1日）相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。
- 3) 经调查，项目周边不涉及重点保护野生动植物，本次评价要求施工尽量少占植被茂密的地块，同时严格控制占地面积。

9.2 运营期环保措施论证

9.2.1 环境空气污染防治措施

运营期所采取的废气环保措施技术经济可行性分析见表 9-4，经分析，针对运营期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

表 9-4 运营期废气环保措施经济技术可行性分析

废气类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
井场密封点	VOCs 2.663t/a	密闭管输，加强管理，减少跑冒滴漏	/	/	井场厂界污染物浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）限值要求	可行

9.2.2 水污染防治措施

运营期废水包括井下作业废液、洗井废水、采出水。运营期所采取的废水环保措施技术可行性分析见表 9-5。

表 9-5 运营期废水环保措施技术可行性分析

废水类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
井下作业废液	2717.08m ³ /a	达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中主要控制指标后	石西集中处理站、莫北转油站运行多年，目前出水水质能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中主要控制指标	可节约大量用于注水驱油的新鲜水	达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中主要控制指标要求，回注地层，不外排	可行
洗井废水	217.04m ³ /a					
采出水	13574.65t/a					

经分析，针对运营期废水采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

9.2.3 噪声控制措施

运营期井场噪声源主要为抽油机。拟采取以下降噪措施：

1) 噪声源降噪措施

- (1) 设备选型尽可能选择低噪声设备；
- (2) 合理布置主要噪声源；
- (3) 定期保养和维护，使设备处于良好的运转状态，减少井下作业次数；

2) 加强对设备的维护、减少作业次数

加强设备维护与保养，紧固松动的螺丝和部件，使用高品质的润滑油可在一定程度上减小噪声。

采用以上措施后，可有效减少噪声影响，对周围声环境影响较小。

9.2.4 固体废物处置措施

运营期所采取的固废环保措施技术可行性分析见表 9-6。

表 9-6 运营期固废环保措施经济技术可行性分析

固废名称	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
废防渗材料	4.0t/a	暂存于石西油田作业区危废贮存点，及时委托有危险废物处置资质的单位无害化处置	根据“6.7.3 固体废物环境影响分析”，依托暂存及委托处理具有可行性	处理费用合理，企业可以承担	无害化处置，不外排	可行
清罐底泥	62.40t/a					
清管废渣	0.019t/a					
落地油	0.8t/a					

9.2.5 生态保护与补偿措施

工程在正常运营期间，基本上不会对生态环境造成影响。运营期拟采取以下生态保护措施。

1) 加强管理

(1) 运营期临时占地逐渐恢复原貌，加强巡护人员管理及生态环境保护知识的宣传，禁止巡护人员破坏植被、捕杀动物，禁止乱扔垃圾、破坏和随意踩踏已恢复或正在恢复的植被。

(2) 禁止在井场附近取土，避免井场设施破坏、采出液泄漏污染周围环境。

2) 植被及水土保持设施的维护

(1) 严格执行水土保持方案，加强对植被恢复的管理抚育，维护至可自行生长繁衍状态，减少运行初期因植物未恢复而造成的水土流失。

(2) 加强水土保持设施等各种防护工程的维护、保养与管理，对损坏的设施应及时维修，以避免造成更大的水土流失。

(4) 加强井场巡查、维护，定期检测设备设施安全保护系统，确定是否需要整体更换和局部更换，发现隐患工点及时采取防治措施。

9.3 退役期环境保护措施论证

9.3.1 污染防治措施

1) 清管废水依托附近站场采出水处理系统，处理达标后回注用于油田开发，或经分段封堵后埋于地下、或回收再利用。

2) 及时回收拆除采油设备过程中产生的落地油。

3) 控制机械噪声、车辆运输噪声，避免对动物生存环境的惊扰。

4) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备和建筑残渣，应集中清理收集。废弃设备由建设单位回收利用，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理，不外排。

9.3.2 生态保护与恢复措施

结合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012年3月7日）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）（HJ 651-2013）》、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范（DZ/T0317-2018）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程》（GB/T 43672-2024）要求，提出如下措施。

1) 设备处置措施

油气井退役或报废后，应当在6个月内将打开的油气层和井口封闭，以防止对地下水的影响。环境条件适合的，应当对地表进行复垦或绿化。

退役期的井场、管线等相关构筑物处置措施应按照中国石油天然气集团有限公司有关规定进行处置，并采取以下措施：

（1）井场处置措施

采油井废弃时，井口套管接头应露出地面，并用厚度不低于5mm的圆形钢板焊牢，钢板面上应用焊痕标注井口和封堵日期。废弃井每年至少巡检1次，并进行记录，防止发生油水串层及跑冒油，污染地下水资源。

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

（2）管线处置措施

对于废弃地下集油管线主要采取进行清管处理，根据实际情况考虑回收。

2) 生态保护措施

- (1) 废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。
- (2) 禁止随意挖掘，以避免对地表产生破坏和干扰，加速水土流失。
- (3) 可以作为当地交通和农业生产有用的道路，留用当地；对当地交通和农业生产无用的道路，应及时恢复林草种植，改善生态环境。

3) 生态恢复措施

(1) 恢复原则

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

(2) 国家有关规定

《土地复垦条例》（2011年3月5日）第三条：生产建设活动损毁的土地，按照“谁损毁，谁复垦”的原则，由生产建设单位或者个人（以下称土地复垦义务人）负责复垦。第十六条：土地复垦义务人应当建立土地复垦质量控制制度，遵守土地复垦标准和环境保护标准，保护土壤质量与生态环境，避免污染土壤和地下水。

(3) 客土及植被选择

- ① 本项目采用项目所在位置性质相近的土壤作为生态恢复用土；
- ② 植被选择适应能力、生态作用大的本土植物种类，不宜采用外来物种进行植被恢复。

(4) 土壤环境调查与监测

井场退役后，建设单位在对设施进行拆除后，应对设施所在区域土壤环境进行调查和监测，重点监测土壤中的石油类含量，判断其环境质量现状和污染情况，如果土壤中石油类含量较高，应对所在区域土壤采取专门恢复措施。

(5) 恢复措施

工程占地在确保与周边现状一致的情况下恢复原有土地功能，本项目根据实际情况采取自然恢复等措施，土地平整后，尽快进行植被恢复以防表土流失。

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

9.4 环保措施汇总

本项目环保措施汇总见表 9-7。

表 9-7 环境保护措施一览表

序号	项目	措施内容
1	废气	施工期 1) 控制施工区域、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖； 2) 选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护； 3) 加强施工管理，尽可能缩短施工周期； 4) 通过规范焊接操作，使用低毒焊条等措施可降低焊接烟尘对环境的影响。
		运营期 密闭集输，动、静密封点加强管理，减少跑冒滴漏
		退役期 1) 控制施工区域、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖； 2) 选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护。
2	废水	施工期 1) 旧管线清管废水依托石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回用于注水开发，不外排； 2) 新建管线试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排； 3) 施工人员生活污水依托石西生活污水处理站处理达标后用于作业区绿化，不外排
		运营期 井下作业废液、洗井废水依托石西集中处理站，采出水依托石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排。
		退役期 清管废水由罐车依托周边联合站采出水处理系统处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排。
3	噪声	施工期 1) 合理安排施工时间，尽可能避免高噪声设备同时施工； 2) 合理布局施工现场和施工设备，选用低噪声施工设备。同时要加强对检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，各类机泵等要安装消声、隔声设施，最大限度地降低噪声源的噪声； 3) 尽量减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。
		运营期 1) 设备选型尽可能选择低噪声设备； 2) 加强设备维护，减少井下作业次数； 3) 加强设备维护，使其处在最佳运行状态。
		退役期 闭井施工中通过合理安排施工时间、选用低噪声施工设备并加强保养维护、尽量减少夜间运输量，可进一步减轻退役期噪声对周围声环境的影响。
4	固体废物	施工期 1) 施工废料尽可能回收利用，不能利用的拉运至当地垃圾填埋场； 2) 活垃圾集中收集后拉运至石西生活垃圾填埋场卫生填埋。
		运营期 废防渗材料、清罐底泥、落地油、清管废渣依托石西油田作业区危废贮存点暂存，及时委托有危险废物处置资质的单位无害化处置。
		退役期 1) 废弃设备及建筑垃圾应集中清理收集，尽量回收再利用，不能利用的外运至当地垃圾填埋场； 2) 落地油依托石西油田作业区危废贮存点暂存，及时委托有危险废物处置资质的单位无害化处置。
5	生态环境	施工期 1) 合理制定施工计划，严格施工现场管理，减少对生态环境的扰动； 2) 制定合理、可行的生态恢复计划，并按计划落实； 3) 加强人员环保意识培训。
		运营期 1) 提高职工的环境保护意识，在生产生活中杜绝人为破坏植被的现象； 2) 定期巡检，降低生态风险。
		退役期 选择当地植被种类进行恢复。
6	环境风险	制定风险防范措施及应急预案并及时修订

10 环境影响经济损益分析

10.1 社会效益分析

中国是个资源贫乏的国家，尤其是石油资源。随着国民经济的快速发展，国内石油需求量越来越大，石油已经成为社会、经济不可或缺的重要资源。自 2007 年，中国已进入能源预警期，应对能源安全挑战是我国可持续发展的战略重点之一。为了减少对外依赖，增加国内石油供应，保证中国能源安全和可持续发展，国家大力支持石油资源开发。

本项目可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。同时，该区块的开发，能够增加一定的就业机会，解决部分剩余劳动力；开发的大量投资也能够拉动相关产业的发展，具有良好的社会效益。

10.2 环境效益分析

本项目在建设过程中，地面设施建设等都需要临时或永久占地，扰动土壤，破坏地表植被，带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、植被和其生境的破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏所造成的损失；间接损失指由土地资源损失所引起的其他生态问题，如生物多样性下降等生态灾害所造成的环境经济损失。

施工结束后临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在油田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型为沙地，评价区生态系统以荒漠生态系统为主。开发建设过程中不可避免的会产生一些污染物，都会对油田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田开发区域内的环境。经分析，项目各类废物均能得到妥善处置，对周边环境的影响在可接受范围内。

10.3 经济效益分析

根据项目可研报告提供的经济评价，该项目税前主要财务评价指标满足行业基准收益要求，在财务上可行，评价期内创造较大的经济增加值。

10.4 环保投资

从经济学角度讲，油气资源属不可再生的资源，资源的数量将随着开发利用而逐渐枯竭。随着经济的不断发展，人类对油气资源的需求量不断增加，虽然，其总量比较丰富，但其贮量是有限的，相对于人类对油气资源的需求而言，油气资源是稀缺的。环境资源是发展经济的重要物质基础，倘若人们不合理的开发利用，以致造成环境资源枯竭、退化、环境污染和生态破坏，就会直接影响经济的发展。因此，在油气资源开发建设中，应把生态环境恢复重建及环境保护减缓措施，纳入工程设计、规划建设中。

本项目的建设以“安全、适用、效益、环保”为指导思想，遵循高效节能、安全生产的原则，利用目前最有经济效益和先进的工艺技术来进行设计，得出了科学合理的建设方案和油气集输、处理工艺和产品外输方案。

本次评价中环保设施的范围按以下原则划分：凡属治理污染、保护环境的设施；凡是既为生产所属又为治理污染服务，但其主要目的是为改善环境且同时又提高经济效益的设施均属环保设施。

本项目总投资 1865.13 万元，环保投资 98.8 万元，占项目总投资 5.30%，具体见表 10-1。

表 10-1 环保设施投资估算表

类别	投资项目	基本内容	投资 (万元)	备注
废气处理	施工扬尘	洒水、围挡、遮盖等	1.0	——
废水处理	旧管线清洗废水	依托石西集中处理站采出水处理系统	1.8	拉运、处理 费用
	管线试压废水	试压废水沉淀后用于施工场区、道路洒水降尘	0.5	沉淀池修筑 费用
	施工期生活污水	依托石西生活污水处理站处理	0.5	——
固体废物 处理	施工废料	尽可能回收利用，不能利用的拉运至当地垃圾填埋场	12.0	拉运、处理 费用
	施工人员生活垃圾	依托石西生活垃圾填埋场	1.0	
噪声防治	噪声防治	选用低噪声设备、加强设备的维修保养、隔声、减振等措施	2.0	——
防沙治沙	防沙治沙措施	地貌恢复、植被恢复	20.0	——
生态恢复	生态恢复措施	对临时占地进行生态恢复、水土保持	20.0	——
环境风险	风险防范措施	设备防腐、自控监测系统、放空系统、应急设施等	40.0	购置、安装
合计			98.8	

11 环境管理与监测计划

11.1 环境管理目的

经济的可持续发展和环境管理是相互支持的两个方面，严格的环境管理是国家和地方环保政策、法规在企业生产中得以实施的保障。在实际生产中，环境管理实质上是生产管理的主要内容之一，其目的是在发展生产的同时，对污染物的排放实行必要的控制，保护环境质量和生态环境，以实现环境效益、社会效益、经济效益的统一。

石油天然气工业的勘探、开发活动风险较大，环境影响范围广，为了贯彻实施国家的可持续发展战略，促进陆上石油工业的发展，做到有章可循，就必须建立符合我国法律规定和有关安全、环保标准要求的QHSE管理体系。

11.2 环境保护管理计划

11.2.1 机构及人员设置

本项目施工期间的环境管理工作由石西油田作业区负责；运营期及退役期后期环境管理、监测等由石西油田作业区负责。

11.2.2 建设期环境管理

1) 建立有效的管理机构

建设方应设专人负责施工作业QHSE的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督施工作业进程。制定施工作业的环境保护规定。根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工过程中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，尽量限制作业带的宽度，减少对土地的征用及植被、作物的人为破坏，禁止猎杀野生动物；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆油料及物料装运的泄漏等。

2) 建立完善的环保工作计划

(1) 在施工前制定环境保护规划

收集施工地区现有的自然生态环境、社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。重点考虑生态、野生动物、植物等。

(2) 进行环境保护培训

在施工前需对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训。并结合施工计划提出具体的环保措施。

(3) 紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交相关的恢复措施报告。

（4）施工结束后的恢复计划

施工前必须制定恢复计划，主要包括：收集所有的施工材料废弃物和生活废弃物，施工结束后不留废弃物品，并对环境恢复情况进行回访等。

（5）施工期环保档案

记录施工中环保工作内容，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料。

3）严格执行环境监督和审查制度

（1）施工全过程的监督

施工过程中应经常对施工单位及施工状况进行监督核查，保证制定环保规划的实施和对潜在问题的预防，评估环境保护计划实施的效果。

（2）环境保护审查

在施工完成后，提出施工中的环境影响报告，对工程进行环境保护审查。

11.2.3 运营期环境管理

1）项目转入运营期，应按要求开展自主验收，检查环保设施是否按“三同时”进行；

2）加强环保设施的管理，定期检查环保设施的运行情况，排除故障，保证环保设施正常运转；

3）制定环境监测计划，督促检查内部环境监测机构或委托当地环境监测机构对各污染源、污染治理设施进行监测；配合当地环境监测机构按有关规定实施的环境监督监测工作；

4）领导和组织对各污染源及项目周边环境进行监测；

5）监督检查本区块各项环境保护设施的运转，组织环保人员技术培训和学习有关环保知识；

6）建立区块环境保护档案，进行环境统计工作，及时准确上报环境报表；

7）负责区块环境污染和生态纠纷的处理，提出处理意见，及时向有关部门报告；

8）环境管理除了应抓好日常生产中各项环保设施的运行和维护工作之外，工作应重点针对管线泄漏、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。应严格执行突发环境事件应急预案的要求进行处理。

11.2.4 退役期环境管理

根据油田开发规律，一般油、气井在投产一定周期后，不可避免的面临减产、停产、报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，杜绝报废井憋压跑油污染。并将井场产生的落地油妥善拉运处置，重新恢复地面植被。

报废管线必须及时回收，并采取措施不得造成管线内油水的外溢污染。恢复地面原貌。

油井退役后，井场受到污染的表层土壤应清理、处置，改良次表层土壤并进行复垦或绿化。生态恢复重建的林木，应能适应自然条件，在油田服役期结束后能自然生长。

11.3 环境监测计划

11.3.1 监测机构

本项目环境影响评价期、施工期、运营期环境监测委托有资质的单位进行，建设单位协助监测工作。

11.3.2 污染物及环境质量监测计划

11.3.2.1 施工期

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中 9.3.1 采掘类项目应开展全生命周期生态监测，施工期监测计划参照表 11-1。

表 11-1 施工期生态环境监测计划

监测项目	监测点位	监测因子	监测方法	监测频次
生态环境	中探 1 井场周边	植物群落、重要物种及分布、生境质量等	参考《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ 710.1-2014）、《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物多样性观测固定样地的设置》（HJ 710.14-2023）	施工期间 每年 1 次

11.3.2.2 运营期

本项目运营期的环境监测参考《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），将本项目环境质量监测计划纳入石西油田作业区例行监测计划，运营期监测计划见表 11-2。

表 11-2 运营期环境监测计划

监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	执行标准
大气环境	VOCs	典型井场厂界	1 次/年	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）
地下水环境	地下水位、水质（见表 6-19）	井区地下水上游、周边、下游，共 3 个	1 次/年	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准、石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）
声环境	等效连续 A 声级	典型井场厂界	1 次/季度，每次监测 1d，分昼间和夜间	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类
固体废物	固废的产生量、堆放量、堆放地点和利用量	石西油田作业区危废贮存点	随产随记	建立台账
土壤环境	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、土壤盐分含量	典型井场、站场内	1 次/3a	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）
		典型井场、站场外		留作背景值
生态环境	植物群落及分布、生境质量、生态修复效果等	井场外	1 次/3a	参考《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ 710.1-2014）

11.3.2.3 退役期

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），退役期环境质量监测计划见表 11-3。

表 11-3 退役期环境监测计划

监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	执行标准
地下水环境	地下水位、水质（见表 6-19）	井区地下水上游、周边、下游，共 3 个	1 次	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准、石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准
土壤环境	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、土壤盐分含量	典型井场内	1 次	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）
		典型井场内		留作背景值
生态环境	植物群落及分布、生境质量、生态修复效果等	井场所在位置	退役后开展 1 次	参考《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ 710.1-2014）

11.4 排污口规范化

11.4.1 基本管理要求

1) 管理原则

排污口是企业污染物进入环境，污染环境的通道，强化排污口的管理是实施污染物总量控制的基础工作之一，也是区域环境管理逐步实现污染物排放科学化、定量化的重要手段。具体管理原则如下：

- (1) 向环境排放污染物的排放口必须规范化。
- (2) 列入总量控制的污染物排放源列为管理的重点。
- (3) 如实向生态环境管理部门申报排污口数量、位置及排放的主要污染物种类、数量、浓度、排放去向等情况。
- (4) 固体废物堆存时，应设置专用堆放场地，并有防扬散、防流失、对有毒有害固废采取防渗漏措施。

2) 排污口建档管理

- (1) 应使用《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容；
- (2) 根据排污口管理内容要求，项目建成投产后应将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、达标情况及设施运行情况记录于档案。

11.4.2 排污口规范化的范围和时间

一切新建、改建的排污单位以及限期治理的排污单位，都必须在建设污染治理设施的同时建设规范化的排污口。因此，建设单位必须把各类排污口规范化工作全部纳入“三同时”进行实施，并列入项目环保验收内容。

11.4.3 排放口标志牌设置技术要求

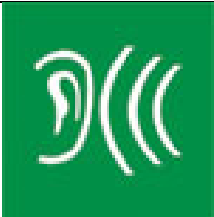
环境保护图形标志图形符号分为提示图形符号和警告图形符号两种。本项目主要涉及的标志详见表 11-4、表 11-5。

表 11-4 环保图形标志的形状及颜色表

标志名称	形状	背景颜色	图形颜色
警告标志	三角形边框	黄色	黑色
提示标志	正方形边框	绿色	白色

表 11-5 环保图形标志

序号	提示图像符号	警告图像符号	名称	功能

1			噪声源	表示噪声向外环境排放

11.4.4 注意事项

11.4.5 排污口立标及注意事项

1) 污染物排放口的环保图形标志牌应设置在靠近采样点，并设在醒目处，标志牌设置高度为其上边缘距离地面约 2m；

2) 重点排污单位的污染物排放口以设置立式标志牌为主，一般排污单位的污染物排放口，可根据情况设置立式或平面固定式标志牌。

3) 排污单位应将用于环境信息公开的相关设施纳入本单位设施范围进行建设、管理和维护，任何单位不得擅自拆除、移动和涂改。

4) 排污口及采样点、生物指示池、标志牌等设施，应在所在地生态环境行政主管部门备案，并接受社会监督。

5) 排污口及采样点位置、污染物种类、排放去向、排放标准等信息有所变化时，应报请所在地生态环境行政主管部门批准后进行变更。

11.4.6 排污口管理

11.4.6.1 管理原则

排污口是企业污染物进入环境，污染环境的信道，强化排污口的管理是实施污染物总量控制的基础工作之一，也是区域环境管理逐步实现污染物排放科学化、定量化的重要手段。

具体管理原则如下：

- 1) 向环境排放的污染物的排放口必须规范化；
- 2) 如实向环保管理部门申报排污口数量、位置及所排放的主要污染物种类、数量、浓度、排放去向等情况；
- 3) 废气排气口应设置便于采样、监测的采样孔和采样平台；
- 4) 固废堆存时，应设置专用堆放场地，并有防扬散、防流失、对有毒有害固废采取防渗漏措施。

11.4.6.2 排放源建档

- 1) 本项目应使用生态环境部门统一印制的《中华人民共和国规范化排污口标志

登记证》，并按要求填写有关内容；

2) 根据排污口管理内容要求，项目建成投产后，应将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、达标情况及设施运行情况记录于档案。

11.4.6.3 技术文件管理

在环境监测和管理中，应建立如下文件档案：

- 1) 污染源的监测记录技术文件；
- 2) 污染控制、环境保护治理设施的设计和运行管理文件；
- 3) 所有导致污染事件的分析报告和监测数据资料。

11.5 污染物排放清单

本项目运营期污染物排放清单见表 11-6。

表 11-6 运营期污染物排放清单一览表

类别	污染源	污染物名称	污染物排放情况		治理措施及效果	验收标准	
			排放量	排放浓度		标准名称	排放标准
废气	井场密封	VOCs	2.663t/a	——	①动、静密封点加强管理，减少跑冒滴漏； ②井场伴生气尽量回收，不能回收的充分燃烧放空	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）	4mg/m ³
废水	采出水	——	0	——	依托石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）	——
	井下作业废液	——	0	——	依托石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排		——
	洗井废水	——	0	——			——
固体废物	井下作业	废防渗材料	0	——	委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）	——
	采出水处理	清罐底泥	0	——			——
	油气集输	清管废渣	0	——			——
	检修	落地油	0	——			——

11.6 信息公开

根据有关规定，并结合本项目实际情况，建设单位的信息公开应包含环评信息公开、环境应急预案信息公开、验收信息公开及自行监测信息公开等内容。

11.6.1 环评信息公开

根据《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（2015年12月10日）有关规定，建设单位既是建设项目环评公众参与和履行环境责任的主体，也是建设项目环评信息公开的主体。建设单位应该公开的信息报告：

1）建设单位在建设项目环境影响报告书编制过程中，应当向社会公开建设项目的工程基本情况、拟定选址选线、周边主要保护目标的位置和距离、主要环境影响预测情况、拟采取的主要环境保护措施、公众参与的途径方式等。

2）建设单位在建设项目环境影响报告书编制完成后，向生态环境保护主管部门报批前，应当向社会公开环境影响报告书全本，其中对于编制环境影响报告书的建设项目还应一并公开公众参与情况说明。报批过程中，如对环境影响报告书进一步修改，应及时公开最后版本。

3）建设项目开工建设前，建设单位应当向社会公开建设项目开工日期、设计单位、施工单位和环境监理单位、工程基本情况、实际选址选线、拟采取的环境保护措施清单和实施计划、由地方政府或相关部门负责配套的环境保护措施清单和实施计划等，并确保上述信息在整个施工期内均处于公开状态。

4）项目建设过程中，建设单位应当在施工中期向社会公开建设项目环境保护措施进展情况、施工期的环境保护措施落实情况、施工期环境监测结果等。

5）建设项目建成后，建设单位应当向社会公开建设项目环评提出的各项环境保护设施和措施执行情况、竣工环境保护验收监测和调查结果。对主要因排放污染物对环境产生影响的建设项目，投入生产或使用后，应当定期向社会特别是周边社区公开主要污染物排放情况。

11.6.2 环境应急预案信息公开

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4号）有关规定，建设单位应当主动公开与周边可能受影响的居民、单位、区域环境等密切相关的环境应急预案信息。国家规定需要保密的情形除外。

11.6.3 排污许可信息公开

根据《排污管理条例》（2021年3月1日）有关规定，项目建成后排污单位应按相关要求申领排污许可证或填写排污登记表。

排污单位应当及时公开有关排污信息，自觉接受公众监督。另外，实行重点管理的排污单位在提交排污许可申请材料前，应当将承诺书、基本信息以及拟申请的许可事项向社会公开。公开途径应当选择包括全国排污许可证管理信息平台等便于公众知晓的方式，公开时间不得少于五个工作日。排污单位自行监测、执行报告及生态环境保护主管部门监管执法信息应当在全国排污许可证管理信息平台上记载，并按照本办法规定在全国排污许可证管理信息平台上公开。

11.6.4 验收信息公开

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（2017年11月20日）有关规定，建设项目配套建设的环境保护设施竣工后，公开竣工日期；对建设项目配套建设的环境保护设施进行调试前，公开调试的起止日期；验收报告编制完成后5个工作日内，公开验收报告，公示的期限不得少于20个工作日。

11.6.5 自行监测信息公开

排污单位应根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）及行业自行监测有关规定开展自行监测，自行监测信息公开内容及方式按照《企业环境信息依法披露管理办法》（2022年2月8日）及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发[2013]81号）执行。

11.6.6 企业环境信息披露

根据《企业环境信息依法披露管理办法》（2022年2月8日）、《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》（环办综合[2021]32号）等要求执行。

12 环境准入分析

12.1 政策符合性分析

12.1.1 产业政策符合性分析

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2024 年 2 月 1 日）中鼓励类项目（七、石油天然气开采-1、常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发），符合国家产业政策。

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

石西油田作业区各类项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 95% 以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置达到 100%。本项目工业废水处理达标后回用于油田注水开发，均不外排，工业固体无害化处理处置达到 100%。项目的建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）的要求。

表 12-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）符合性分析表

文件要求	项目情况	符合性
一、总则		
（三）到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90% 以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目采用清洁生产工艺和技术，生产废水全部回收处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求回注地层，不外排，生产废水回用率达到 100%；施工期一般工业固体废物按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）进行管理，危险废物根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的要求采取了有效的处置措施，固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	符合
（四）石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	拟开展污染防治与生态保护的措施。拟推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展，石西油田作业区历年生产运营中均能做到清洁生产。	符合
（五）在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	项目位于自治区级水土流失重点治理区，但本项目新增永久占地相对较少，在开发前对生态、环境影响进行了充分论证，并拟严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取了缓解生态、环境破坏的措施。	符合
二、清洁生产		
（一）油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	新疆油田按要求进行了《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》开发方案（2022 年 8 月），伴生气尽可能回	符合

文件要求	项目情况	符合性
	收，项目的油气和废物均集中收集、处理或处置。	
（二）油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	拟在运营期使用环保型无毒无害的化学剂（酸化液、压裂液等）。	符合
（三）在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	项目开发中原油不落地。井下作业采用“铺设作业、带罐上岗”措施；井下作业过程中拟配备泄油器、刮油器等。	符合
（四）在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗等措施预防燃料泄漏对环境的污染。	本项目不涉及油气勘探过程。	符合
（五）在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目不涉及钻井	符合
（六）在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目投入运营时，因地质存在不确定性，井下作业酸化、压裂液均在作业区集中配置后拉运至井场，废液全部收集由罐车拉运至废液处理站处理后输送至石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统处理，处理达标后用于油田注水开发，无外排。	符合
（七）在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出水依托石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排。	符合
（八）在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%，2010 年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗率不高于 0.8%。	本项目密闭管输。石西油田作业区历年生产运营中做到了清洁生产，项目实施后，油气集输损耗率不高于 0.5%	符合
（九）在天然气净化过程中，应采用两级及以上克劳斯或其他实用高效的硫回收技术，在回收硫资源的同时，控制二氧化硫排放。	本项目不涉及天然气脱硫净化。	符合
三、生态保护		符合
（一）油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目尽量减少新增永久占地。	符合
（二）在油气勘探过程中，应根据工区测线布设，合理规划行车线路和爆炸点，避让环境敏感区和环境敏感时间。对爆点地表应立即进行恢复。	本项目不涉及油气勘探过程。	符合
（三）在测井过程中，鼓励应用核磁共振测井技术，减少生态破坏；运输测井放射源车辆应加装定位系统。	不涉及核磁共振测井技术及放射源。	符合

文件要求	项目情况	符合性
（四）在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	运营期伴生气全部回收，回收率100%；燃烧放空设施已避开鸟类迁徙通道。	符合
（五）在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	井场周围设置井界沟；本项目计划设立地下水水质监测井以加强对油田地下水水质的监控。	符合
（六）位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道。	符合
（七）油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行生态恢复。	退役前拟进行环境影响后评价，建设单位将按照后评价要求进行生态恢复。	符合
四、污染治理		
（一）在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式。	运营期井下作业废液、洗井废水、采出水均通过罐车拉运至拟建废液处理装置处理，再经石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。	符合
（二）在天然气净化过程中，鼓励采用二氧化硫尾气处理技术，提高去除效率。	本项目伴生气不含硫化氢，不涉及天然气脱硫净化。	符合
（三）固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照国家要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	依托的石西生活垃圾填埋场、危废贮存点均已按照国家要求采取防渗措施，并通过竣工环保验收。	符合
（四）应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目原油不落地。废防渗材料、清罐底泥、清管废渣、落地油等油类物质及时处置，委托有资质的单位处置。	符合
（五）对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	正常工况下土壤不会受到油污染，事故状态下，建设单位启动应急预案及时处理受污染土壤。	符合
五、鼓励研发的新技术		
（一）环境友好的油田化学剂、酸化液、压裂液、钻井液，酸化、压裂替代技术，钻井废物的随钻处理技术，提高天然气净化厂硫回收率技术。	运营期井下作业拟使用环保型的油田化学剂、酸化液、压裂液。	符合
（二）二氧化碳驱采油技术，低渗透地层的注水处理技术。	本项目油井采用自然能量开发。	符合
（三）废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。	废弃钻井液、井下作业废液拟采用资源化利用和无害化处置技术，含油污泥外委有危废处理资质的单位处理。	符合

文件要求	项目情况	符合性
六、运行管理与风险防范		
（一）油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	制定了环境保护管理规定，建立并运行了健康、安全与环境管理体系。	符合
（二）加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	加强了油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。	符合
（三）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	设置监测工艺，加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	符合
（四）油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建立了环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员经培训合格后上岗。	符合
（五）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	对勘探开发过程进行了环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	符合

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

本项目与环办环评函[2019]910号符合性分析见表 12-2。

表 12-2 与环办环评函[2019]910号符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管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。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	本项目以区块为单位开展评价，评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行。	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评	本次环评为区块环评。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》	本项目废水依托石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统处理达标后回用于注水开发，不外排至地表水	符合

序号	要求	项目情况	符合性
	(GB 4914-2008) 等排放标准要求	体，不涉及水污染物总量控制指标。	
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	本项目废水依托石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求；运营期压裂液、酸化液不涉及重金属等。	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求评价	本项目不涉及钻井固废；本项目固废章节按《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求进行评价。	符合
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H ₂ S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO ₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本项目不涉及天然气脱硫净化。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目对施工期环境影响进行了重点分析并提出生态环境保护措施。设备及车辆燃用国VI要求柴油，本次评价对施工期噪声提出相应措施。	符合
8	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管	本项目不占用生态保护红线区，且距离较远，符合生态保护红线区管控要求。	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

12.1.4 与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规[2021]2号）符合

性分析

本项目与自然资规[2021]2号符合性分析见表 12-3。

表 12-3 与自然资规[2021]2号符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本项目占地类型为林地、沙地，不涉及耕地；本项目新增用地拟按要求办理用地手续	符合
2	临时用地使用期限一般不超过两年。	本项目新增临时用地拟按要求办理用地手续，建设时长预计 10 个月，能保证在使用期限内完成施工	符合
3	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。	本项目井场、道路依托勘探井井场及探井道路，拟转为永久用地并办理用地手续，不涉及转让、出租、抵押	符合

12.1.5 与《转发〈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〉》（新环环评发[2021]142号）符合性分析

本项目与新环环评发[2021]142号符合性分析见表 12-4。

表 12-4 与新环环评发[2021]142号符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	新疆油田分公司已编制新疆油田分公司十四五发展规划和规划评价，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审[2022]252号）。	符合
2	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。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。	本项目以区块为单位开展评价，评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行。	符合

12.1.6 与《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）符合性分析

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》符合性分析见表 12-5。

表 12-5 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性

要求	项目情况	符合性
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	本项目不涉及水源涵养区、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。	符合
煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督	本项目已提出生态保护和生态恢复治理方案，并要求建设单位进行公示和接受社会监督。	符合
煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本项目在施工时实行环境监理，确保污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	符合
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。	本次评价已制定监测方案。	符合
煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本项目集输过程采用先进技术、工艺和设备。	符合
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	本项目含油污染物的（废水、含油固废）均能妥善处置，不外排、不掩埋。	符合
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 and 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。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物质，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	废防渗材料、清罐底泥、清管废渣、落地油临时暂存在石西油田作业区危废贮存点；危废委托有危废处理资质的单位进行无害化处置。 石西油田作业区危废贮存点已严格进行相关防护措施，办理了环评并通过环保验收，依托暂存对大气、土壤、水体污染较小。	符合

12.1.7 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性分析

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性分析详见表 12-6。

表 12-6 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性分析

序号	《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）中相关规定	项目情况	符合性
1	矿区按生产区、管理区、生活区等功能分区，各功能区符合 GB50187 的规定，建立管理机构，制订管理制度，运行有序、管理规范。	石西油田作业区建立了管理机构，按相关要求设置各功能分区；制订了管理制度，运行有序、管理规范。	符合
2	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。	本项目建设清洁井场，场地平整、清洁卫生；配套建设道路、供电、环保等基础设施。	符合

3		执行各类废弃物管理制度。固体废弃物按照 GB18599 的规定堆放、综合利用和处置；矿区废液污物按照 GB8978 的规定存储和处置。	本项目运营期危险废物按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）标准进行严格管理。	符合
4		矿区油气生产、储运过程安全有序，按照 AQ2012 安全规程执行；在需警示安全的区域设置安全标志，警示标志设置符合 GB 14161 和 SY 6355 的规定。	本项目严格执行《石油天然气安全规程》（AQ 2012-2007），在需警示安全的区域设置安全标志。	符合
5	资源 开发 方式	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	1) 本项目属于特低渗透砂岩油藏（稀油），计划开展一次采油；采用先进技术、工艺设备，未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	符合
6		集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	本项目合理规划井场，依托现有勘探井井场，控制临时占地面积，减少对土地资源的占用	符合
7		油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制。	本项目计划定期监测地下水水质，以加强对油田地下水水质的监控。	符合
8	资源 综合 利用	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%。	本项目施工期、运营期产生的各类污染物均能得到妥善处置，不外排。	符合

12.1.8 与《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发[2020]138号）符合性分析

根据《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发[2020]138号）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，**占用土地类型为固定沙地、流动沙地**，本次评价设置了土地沙化专项环境影响评价，经分析在采取报告提出的保护措施后，对沙化土地的影响在可接受范围内，符合通知要求。

12.1.9 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019年1月1日）符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019年1月1日）符合性分析详见表 12-7。

表 12-7 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

序号	《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019年1月1日）中相关规定	项目情况	符合性
1	向大气排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者，应当按照国家有关规定和监测规范，自行或者委托有资质的监测机构监测大气污染物排放情况，并保存原始监测数据记录。	本项目运营期拟按要求进行相关资料监测。	符合
2	重点排污单位应当安装、使用大气污染物排放自动监测设备，与生态环境主管部门的监控平台联网，保证监测设备正常运行，并依法公开排放信息。	本项目不涉及按照自动监测设备。	符合

12.1.10 与《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》（新政发[2016]21号）符合性

本项目与新政发[2016]21号符合性分析详见表 12-8。

表 12-8 与新政发[2016]21号符合性分析

序号	文件要求	项目情况	符合性
1	严格控制缺水地区、水污染严重地区和敏感区域高耗水、高污染行业发展，新建、改建、扩建重点行业建设项目实行主要污染物排放减量置换	本项目不属于“两高”行业	符合
2	伊犁河流域、额尔齐斯河流域、额敏河流域沿岸，要严格控制石油加工、煤化工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施	本项目不位于上述流域，且不属于上述行业	符合
3	工业生产、城市绿化、道路清扫、车辆冲洗、建筑施工以及生态景观等用水，要优先使用再生水	本项目不涉及新增取用地下水，且采出水处理后回注地层，用于注水开发，减少新鲜水的使用	符合
4	严控地下水超采，超采区内禁止工农业生产及服务业新增取用地下水。		符合
5	以工业用水重复利用、热力和工艺系统节水、工业给水和废水处理等领域为重点，支持企业积极实施节水技术改造。		符合

12.1.11 与《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》（新政发[2017]25号）符合性

本项目与新政发[2017]25号符合性分析详见表 12-9。

表 12-9 与新政发[2017]25号符合性分析

序号	文件要求	项目情况	符合性
1	排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用	本次评价提出了防范土壤污染的具体措施；本项目拟按要求开展“三同时”工作。	符合
2	严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校医疗和养老机构等周边新建土壤环境重点监管行业企业	本项目周边无居民区、学校医疗和养老机构。	符合
3	开展油（气）资源开发区土壤环境污染专项调查工	本项目各类固废、废水依	符合

	作，加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油（气）田勘探、开发、运行过程以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理	托工程具有可行性，运营期废水经处理后回注，各类危废均委托处置，项目正常运行时对周边土壤环境影响较小。	

12.1.12 与《关于自治区加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（新环大气发[2021]211号）符合性

本项目与新环大气发[2021]211号符合性分析详见表 12-10。

表 12-10 与新环大气发[2021]211号符合性分析

序号	文件要求	项目情况	符合性
1	组织企业按照《挥发性有机物治理突出问题排查整治工作要求》（附件1）从挥发性有机液体储罐、装卸、敞开液面、泄漏检测与修复（LDAR）、废气收集、废气旁路、治理设施、加油站、非正常工况、产品 VOCs 含量等 10 个关键环节，认真对照大气污染防治法、排污许可证、相关排放标准和产品 VOCs 含量限值标准等开展排查整治，对排查出的突出问题形成 VOCs 突出问题排查清单（附件2）和治理台账（附件3），需要实施工程项目整治的，形成治理项目清单（附件4），对照中央、自治区大气污染防治资金申报要求开展治理项目申报入库。“乌-昌-石”、“奎-独-乌”、伊犁地区等大气污染防治重点区域（以下简称重点区域）于 2021 年 10 月底前完成，其他地区于 11 月底前完成。	本项目不属于文件中规定的“石油炼制、石油化工、合成树脂等石化行业，有机化工、煤化工、焦化（含兰炭）、制药、农药、涂料、油墨、胶粘剂等化工行业，涉及工业涂装的汽车、家具、零部件、钢结构、彩涂板等行业，包装印刷行业以及油品储运销”等行业；受油气资源分布影响，经分析采取拉运生产，但对伴生气应收尽收。	符合
2	各地（州、市）生态环境局组织开展 VOCs 重点排污单位主要排放口非甲烷总烃自动监测设备安装联网情况排查，形成 VOCs 自动监测设备安装联网情况清单（附件5），对尚未安装的 VOCs 自动监测设备的企业制定建设联网计划，督促企业加快安装联网工作；对已安装的 VOCs 自动监测设备，达不到《固定污染源废气中非甲烷总烃排放连续监测技术指南（试行）》要求的企业，督促企业限期整改	石西油田作业区属于《关于〈2026 年度塔城地区环境监管重点单位名录〉的公示》（2026 年 3 月 23 日）中土壤污染重点监管单位，不属于《昌吉州 2026 年环境监管重点单位名录》（2026 年 3 月 31 日）中重点单位，石西油田作业区不属于 VOCs 重点排污单位，本项目不涉及主要排放口，暂不需要安装 VOCs 自动监测设备。	符合

12.1.13 与国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知（国发[2023]24

号）符合性分析

本项目不属于《空气质量持续改善行动计划》中的重点区域。项目不属于高耗能、高排放、低水平项目；不属于重点行业落后产能；不属于用煤项目，不涉及使用燃煤、生物质锅炉，不涉及加热炉的建设；项目采用不属于钢铁、水泥、焦化等重点行业。项目建设满足国发[2023]24号要求。

12.1.14 与《关于印发〈新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）〉的通知》（新环环评发[2024]93号）符合性分析

本项目与新环环评发[2024]93号符合性分析详见表 12-11。

表 12-11 与新环环评发[2024]93号符合性分析

序号	文件规定	项目情况	符合性
1	禁止在自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、自然公园（森林公园、地质公园、湿地公园、沙漠公园等）、重要湿地、饮用水水源保护区等依法划定禁止开发建设的环境敏感区及其它法律法规规章禁止的区域进行污染环境的任何开发活动。	项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区。	符合
2	存在地下水和土壤污染途径的建设项目应采取分区防渗措施，防止地下水和土壤污染。存在环境风险的建设项目，提出有效的环境风险防范措施及环境风险应急预案编制原则和要求，纳入区域环境风险应急联动机制。	项目拟采取分区防渗措施，项目投产后，由石西油田作业区管理，石西油田作业区编制完成了《石西油田作业区环境污染突发事件专项应急预案》。本次建设内容突发环境事件应急预案纳入石西油田作业区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。	符合
3	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目位于现有矿权范围内，符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评要求，项目以区块为单位开展区块环评。	符合
4	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、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，有效降低生态环境影响。	工程在报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。	符合
5	陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、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，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工	本项目废气主要为井场无组织废气，井场定期巡检措施，伴生气全部回收，油气集输损耗率低于 0.5%；废水主要为井下作业废液、洗井废水、采出水，依托石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统，废水均不向外环境排放；本项目	符合

	业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。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。高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采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	不属于高含硫天然气开采。	
6	油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80% 以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	运营期密闭管输，伴生气全部回收；加强生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。	符合
7	陆地油气开发项目产生的废水应处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90% 以上。宜采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95% 以上。压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100% 返排入罐。	本项目运营期生产废水、废液均依托现有站场处理达标后回用于油田注水开发，回用率 > 90%； 本项目采油环境友好的压裂液无废液排放，循环率 99%； 压裂返排液、运营期井下作业废水均由施工单位带罐回收，最终由石西集中处理站或莫北转油站处理达标后回用于注水开发。	符合
8	涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求	本项目生产废水、废液均依托现有站场处理达标后回用于油田注水开发，不涉及回注与油气开采无关的废水。	符合
9	陆地油气开发项目产生的固体废物经处理后应优先综合利用，对于暂时不利用或者不能利用的，应当按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）等规定建设贮存设施、场所，安全分类存放，或者采取无害化处置措施，工业固体废物资源化及无害化处置率应达到 100%。	本项目各类固体废物均考虑尽量回收利用，不能利用的费用处置，均不外排于环境。	符合
10	钻井工程宜采用“泥浆不落地”工艺，采用水基钻井液钻井产生的废弃水基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地设备处理后，固相优先综合利用。勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等列入《国家危险废物名录》的危险废物，应委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。	井下作业带罐作业，落地油 100% 回收； 危险废物拟委托有危险废物处理资质的单位处理。	符合
11	噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）	运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）。	符合
12	对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境	本次评价对项目退役期提出了修复要求，建设单位拟按要求执行。	符合

	污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范》（HJ651）、《矿山生态修复技术规范 第7部分：油气矿山》（TD/T 1070.7）等相关标准要求		

12.2 与规划符合性分析

12.2.1 与《扩大内需战略规划纲要（2022-2035年）》（2022年12月）符合性分析

文件指出“（三十二）强化能源资源安全保障 增强国内生产供应能力。推动国内油气增储上产，加强陆海油气开发。推动页岩气稳产增产，提升页岩油开发规模。引导和鼓励社会资本进入油气勘探开采领域”；本项目建设目的为加大新疆油田油气增储上产，符合《扩大内需战略规划纲要（2022-2035年）》（2022年12月）要求。

12.2.2 与《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年）》符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年）》符合性分析见表12-12。

表 12-12 与《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年）》符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	将耕地和永久基本农田、生态保护红线、城镇开发边界三条控制线作为构建国土空间开发保护总体格局的基础，按照耕地和永久基本农田、生态保护红线、城镇开发边界优先序，统筹划定三条控制线，制定分类管控机制，统筹优化国土空间的布局结构	本项目不占用基本农田、生态保护红线。本项目在城镇开发边界外。	符合
2	严格耕地占补平衡。各类非农建设选址布局尽量不占或少占耕地，特别是永久基本农田，确需占用的，必须做到补充耕地数量相等、质量相当、产能不降	本项目不占用永久基本农田	符合

12.2.3 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》（2026年03月25日）符合性

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》（2026年03月25日）指出“加快油气资源勘查开发和增储上产，加大深地和煤层气、页岩油（气）等非常规油气资源勘查开发力度，提高油气采收率。提升油气勘探力度。以塔里木、准噶尔大型盆地为重点，兼顾吐哈、三塘湖、焉耆、伊犁等中小盆地，以深层超深层、非常规为主攻方向，大力实施油气增储工程提高油气开发水平。深挖老区开采潜力，加快新区产能建设，持续推进塔里木盆地富满、博孜-大北、顺北和准噶尔盆地南缘、玛湖等大型油气田开发”。

本项目涉及5个井区，其中2个新井区，全部位于准噶尔盆地，项目实施有利于

提升新建油田油气产能，符合规划要求。

12.2.4 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》（2021年12月24日）符合性

本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》（2021年12月24日）符合性详见表 12-13。

表 12-13 符合性分析

序号	文件要求	项目情况	符合性
1	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业	本项目为陆地石油开采、陆地天然气开采项目，属于区域优势矿产资源	符合
2	严格落实排污许可制度，健全事前事中事后监管体系。加强企业环境治理责任制度建设，指导帮扶企业建立自我检查、自我纠正、自我完善的环境保护工作机制。督促企业严格执行法律法规，严格执行建设项目环境影响评价、环境保护“三同时”、排污许可证申领、自行监测、清洁生产与资源综合利用等环境保护管理制度，履行污染治理与排放控制、水资源节约和保护、生态保护与修复、突发环境事件应急管理法定义务和社会责任，并主动接受社会监督	根据《固定源排污许可分类管理名录》，本项目不涉及通用工序。项目建成后由石西油田作业区运营管理，依托其已建立的、完善的环境管理体系，本报告提出了严格落实环境保护“三同时”、运营期监测计划的要求，并依法公开	符合
3	加强危险废弃物安全处置。开展危险废物三年专项整治行动，强化危险废物经营单位和处置利用设施监督管理。严格落实危险废物经营许可、转移等管理制度，坚决打击和遏制危险废物非法转移倾倒等环境违法犯罪行为，优化危废跨区域转移审批手续等全过程监管	项目建成后交由石西油田作业区运营，石西油田作业区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危废管理，针对本项目新增的危险废物，应建立危废台账，落实危废转移联单制度	符合

12.2.5 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》（2022年8月28日）符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源规划（2026-2030年）》暂未编制完成，本次对照上一轮规划分析，本项目建设地点属于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》（2022年8月28日）中“环准噶尔能源矿产勘查开发区”，矿种属于“重点勘查开采矿种”，不属于限制、禁止勘查开采矿种，符合矿产资源规划相关要求。

12.2.6 与《新疆维吾尔自治区塔城地区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》（2022 年 10 月）符合性分析

本项目建设地点属于《新疆维吾尔自治区塔城地区矿产资源总体规划（2021～2025 年）》中“环准噶尔能源矿产勘查开发区西翼”，矿种属于“重点勘查开采矿种”，不属于限制、禁止勘查开采矿种，符合矿产资源规划相关要求，详见表 12-14。

表 12-14 符合性分析

序号	文件要求	项目情况	符合性
1	重点勘查矿种：石油、天然气、煤层气、油页岩、油砂、地热等能源矿产，铜、镍、铬、金、铁、铍、铌钽等金属矿产，以及高岭土、花岗岩、玄武岩、硅质原料等非金属矿产	本项目属于石油、天然气矿种，属于重点矿种	符合
2	重点开采矿种：石油、天然气、煤等能源矿产，铜、铬、金、铍等金属矿产，以及盐、膨润土、花岗岩、蛇纹岩等非金属矿产。	本项目属于石油、天然气矿种，属于重点矿种	符合
3	环准噶尔能源矿产勘查开发区西翼：位于自治区划定的环准噶尔能源矿产勘查开发区的西翼。重点加强准噶尔盆地西缘石油、天然气勘查，提供 1～2 个油气远景区，圈定 1～3 个油气区块；开展页岩气、油砂、油页岩等非常规能源勘查，加强非常规能源开发利用，提供勘查开发基地 1～2 处；加快玛湖等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依油气能源资源基地建设	本项目位于准噶尔盆地南缘，属于新疆油田二级单位新勘探区块，已探明储量，项目建设能促进油气增储上产，支撑克拉玛依油气能源资源基地建设	符合

12.2.7 与《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021-2025 年）》（2022 年 12 月 1 日）符合性分析

本项目属于该规划中“鼓励勘查开采的矿种：石油、天然气”，位于准噶尔盆地南缘，属于规划中重点加强勘查区域，本项目符合该规划要求，详见表 12-14 表 12-15。

表 12-15 符合性分析

序号	文件要求	项目情况	符合性
1	鼓励勘查开采的矿种：石油、天然气、煤层气、页岩气、煤、地热、金、铜、饰面用花岗岩、石灰岩、天然石英砂、石墨等矿产和自治区紧缺及市场需求量较大的矿产。	本项目属于石油、天然气开发，属于鼓励勘查开采的矿种。	符合
2	以战略性矿产资源及州优势矿产为重点，统筹全州矿产资源勘查开发与保护布局。以油气、煤、地热、硅质原料、饰面石材等矿产资源勘查开发为主，重点加强准噶尔南缘、准东冲断带等地区石油、天然气、页岩气等常规能源勘查，有序开发准东、淮南等地区煤炭、煤层气资源，延伸煤炭产业链，推进煤电：煤化工一体化等综合资源开发，助力天山北坡城市群经济高质量发展。	本项目位于准噶尔盆地南缘，且属于天然气常规能源开采。	符合

12.2.8 与《塔城市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性

塔城地区行政公署于 2024 年 8 月 23 日发布了《塔城市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，本项目与该文件符合性见表 12-16。

表 12-16 与《塔城市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	第 15 条耕地和永久基本农田塔城地区耕地保护目标不低于 1016.62 万亩，永久基本农田面积不低于 863.73 万亩，主要分布在乌苏市、沙湾市和额敏县等耕地数量多、分布集中的县（市）。各县（市）国土空间总体规划应严格落实耕地和永久基本农田保护目标任务，确保划定的耕地和永久基本农田保护红线稳定。	本项目不占用耕地、基本农田。	符合
2	第 16 条生态保护红线 塔城地区生态保护红线面积不低于 14781.38 平方千米，主要位于北部塔尔巴哈台、中部巴尔鲁克山和南部的天山区域。生态保护红线实行指标分解，下级规划应予以指标和边界落实。严格保护天山等国家生态安全屏障区域的生态保护红线。严格控制人为活动尤其是开发建设对生态系统的破坏和扰动。	本项目位于生态保护红线外且距离较远。	符合
3	第 17 条城镇开发边界 塔城地区城镇开发边界扩展倍数控制在 1.29 以内，主要包括试验区先行发展区、各县（市）中心城区、产业园区以及各镇区。城镇开发边界内管控城镇建设用地总量，促进城镇建设用地节约集约，引导形成集约高效的城镇空间格局。	本项目位于沙漠、位于城镇开发边界外。	符合

12.2.9 与《昌吉回族自治州国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性

昌吉回族自治州人民政府于 2025 年 4 月 22 日发布了《昌吉回族自治州国土空间总体规划（2021-2035 年）》，本项目与该文件符合性见表 12-16。

表 12-17 与《昌吉回族自治州国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	落实国土空间开发保护格局，实施全域要素用途管制，统筹全域各类用地需求，协调开发与保护的关系，将全域空间划分为 6 个一级分区，分别为农田保护区、生态保护区、城镇发展区、生态控制区、乡村发展区、矿产能源发展区。	本项目不占用耕地、基本农田。	符合
2	农田保护区即永久基本农田相对集中需严格保护的区域；生态保护区包括具有特殊重要生态功能或生态敏感脆弱、必须强制性严格保护的天然区域；城镇发展区包含城镇开发边界和其他保障准东城镇发展空间两部分；生态控制区包含生态保护红线外需要予以保留原貌、强化生态保育和生态建设、限制开发建设的区域；乡村发展区即永久基本农田外为满足农林牧渔等农业发展以及农民集中生活和生产配套为主的区域；矿产能源发展区包含了为适应国家能源安全与矿业发展的重要陆域采矿区、战略性矿产储量区等区域。	本项目位于生态保护红线外且距离较远。	符合
3		本项目位于沙漠、位于城镇开发边界外。	符合

12.2.10 与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》（2022 年 8 月） （2022 年 10 月）符合性分析

新疆油田公司“十四五”发展规划正在编制，本次对照《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》进行分析，该报告书于 2022 年 1 月 20 日取得了审查意见，同年 12 月 1 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审[2022]252 号，详见附件）。

根据《新疆油田公司“十四五”发展规划》及其环评：“规划涉及的 62 个区块均有探矿权，目前 48 个区块已经取得了采矿权，采矿权面积共计 8028.28km²；勘探转开发拟办理采矿权的共计 14 块，面积为 2928.12km²。可分为西北缘区块、腹部区块、东部区块、南缘区块四大片区，规划总面积为 10956.40km²”、“十四五末原油勘探开发基本形成常非并重、东西并进格局”、“通过加大天然气勘探开发力度，实现“油气并举”重大战略布局”。

本项目位于规划中莫北油田、石西油田内，符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》。

12.3 与生态环境分区管控符合性分析

12.3.1 与自治区生态环境分区管控符合性分析

本项目与《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发[2024]157号）生态环境分区管控总体要求符合性分析见表 12-18 和图 12-1。

经分析，本项目符合该文件要求。

12.3.2 与塔城地区与生态环境分区符合性分析

根据《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）》（塔行办发[2024]38 号），本项目与塔城地区生态环境分区管控方案符合性分析见表 12-19 和图 12-2。

本项目位于和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元 01（环境管控单元编码为 ZH65422630001）。项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足塔城地区生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合该文件要求。

12.3.3 与昌吉回族自治州与生态环境分区符合性分析

根据《关于发布昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果的公告》（2024 年 12 月 25 日），本项目与昌吉回族自治州生态环境分区管控方案符合性分析见表 12-19 和图 12-3。

本项目位于呼图壁县一般管控单元 01（环境管控单元编码为 ZH65232330001）。项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足昌吉回族自治州生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合该文件要求。

表 12-18 与新环评发[2024]157 号符合性分析表

管控维度		管控要求	项目情况	符合性
A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动	A1.1-1 禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项	本项目不属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。 不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》禁止准入类事项	符合
		A1.1-2 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目	本项目不涉及相关要求	符合
		A1.1-3 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区	本项目不涉及上述区域，且不属于畜禽养殖行业	符合
		A1.1-4 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	本项目不涉及上述区域	符合
		A1.1-5 禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。	（一）本项目不涉及开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）本项目不涉及填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）本项目废水废液均能妥善处理，回用于注水开发，不外排至地表水体； （四）本项目不涉及放牧、捕捞等行业； （五）本项目不涉及破坏湿地	符合
		A1.1-6 禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	本项目不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
		A1.1-7①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的項目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能； ②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和	①本项目属于“鼓励类”，不属于高耗能高排放低水平项目、不属于过剩产能行业； ②本项目不涉及“脱硫脱硝”、“工业炉窑”、“电解铝、活性炭、硅冶	符合

管控维度		管控要求	项目情况	符合性
		采暖期排放。推进重点行业深度治理实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深度开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平	炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化”等行业	
		A1.1-8 严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展	本项目不涉及生产危险化学品	符合
		A1.1-9 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊型河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）	本项目不涉及《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目	符合
		A1.1-10 推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	本项目不涉及重金属产业	符合
		A1.1-11 国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的 natural 生态环境	本项目不涉及冻土区保护范围	符合
	A1.2 限制开发建设的活动	A1.2-1 严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展	本项目不属于高耗水高污染行业	符合
		A1.2-2 建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本项目不涉及永久基本农田；不占用草地； 本项目部分管线涉及占用林地，拟在施工前按要求办理相关手续	符合
		A1.2-3 以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地	本项目不涉及上述地块用途变更	符合

管控维度		管控要求	项目情况	符合性
		块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目		
		A1.2-4 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续	本项目不涉及占用湿地	符合
		A1.2-5 严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	本项目不涉及自然保护地	符合
	A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	A1.3-1 任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁	本项目不涉及水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库；且项目不属于重化工、涉重金属等工业	符合
		A1.3-2 对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔	本项目属于鼓励类行业	符合
		A1.3-3 根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风炉 5 炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出	本项目不涉及淘汰类、落后类产能	符合
		A1.3-4 城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	本项目不涉及城市建成区、重点流域，且不属于化工企业和危险化学品生产企业	符合
	A1.4 其它布局要求	A1.4-1 一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间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	根据上文分析，本项目符合国家、自治区主体功能区规划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划	符合
		A1.4-2 新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	本项目不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃行业	符合
		A1.4-3 危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划产业发展规划和生态红线管控要求	本项目不属于危险化学品生产企业	符合
A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	A2.1-1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则	根据前文分析，本项目符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求	符合

管控维度		管控要求	项目情况	符合性
		A2.1-2 以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程	本项目不属于石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业	符合
		A2.1-3 促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效	本项目运营期对伴生气应收尽收，尽量减少污染物及温室气体排放	符合
		A2.1-4 严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs “绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理	本项目不属于建材、铸造、冶炼、石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业； 本项目不属于有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业	符合
	A2.2 污染物控制措施要求	A2.2-1 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效	本项目不属于钢铁、建材、有色、电力、化工等行业； 本项目运营期对伴生气应收尽收，尽量减少污染物及温室气体排放	符合
		A2.2-2 实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统	本项目不属于钢铁、水泥、焦化、玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化行业	符合
		A2.2-3 强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油	本项目不属于铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业；不涉及大宗货物运输	符合

管控维度		管控要求	项目情况	符合性
		货车治理、锅炉炉密综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出		
		A2.2-4 强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障	本项目施工期用水委托第三方专业供水公司，由其办理相关取水许可；运营期新增少量用水但不涉及地下水开采	符合
		A2.2-5 持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造	本项目各类废水废液不排放至上述流域	符合
		A2.2-6 推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平	本项目周边 5km 范围内无地表水；经论证，运营期正常工况下对地下水影响很小	符合
		A2.2-7 强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估；加强风险管控。	本项目不涉及化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场	符合
		A2.2-8 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程	本次评价提出了严格的土壤污染防治措施	符合
		A2.2-9 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	本项目不涉及种植业	符合
A3 环境风险防控	A3.1 人居环境要求	A3.1-1 建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌一昌一石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见	该要求与本项目无关	/
		A3.1-2 对跨境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重	该要求与本项目无关	/

管控维度		管控要求	项目情况	符合性
		要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线		
		A3.1-3 强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控	该要求与本项目无关	/
	A3.2 联防联控要求	A3.2-1 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资	该要求与本项目无关	/
		A3.2-2 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用	该要求与本项目无关	/
		A3.2-3 加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度防止有毒	1) 本项目不涉及排放重点管控新污染物；本项目运营期对伴生气应收尽收，尽量减少污染物排放 2) 项目建成后按相关要求申领排污许可证或填写排污登记表； 3) 石西油田作业区属于《关于<2026 年度塔城地区环境监管重点单位名录>的公示》（2026 年 3 月 23 日）	符合

管控维度		管控要求	项目情况	符合性
		有害物质渗漏、流失、扬散	重点监管单位，已按要求建立土壤污染隐患排查制度，同时本次评价提出了严格的土壤污染防治措施	
		A3.2-4 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复	该要求与本项目无关	/
		A3.2-5 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力	该要求与本项目无关	/
		A3.2-6 强化兵地联防联控联治，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制	该要求与本项目无关	/
A4 资源利用要求	A4.1 水资源	A4.1-1 自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内	该要求与本项目无关	/
		A4.1-2 加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到 2025 年，城市生活污水再生利用率力争达到 60%	该要求与本项目无关	/
		A4.1-3 加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%	该要求与本项目无关	/
		A4.1-4 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主	本项目施工期用水委托第三方专业供水公司，由其办理相关取水许可；运营期新增少量用水但不涉及地下水开采	符合
	A4.2 土地资源	A4.2-1 土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内	该要求与本项目无关	/
	A4.3 能源利用	A4.3-1 单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 A4.3-2 到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。 A4.3-3 到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上	该要求与本项目无关	/
		A4.3-4 鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉、炉窑燃料用煤	本项目运营期不涉及燃料	符合

管控维度		管控要求	项目情况	符合性
		A4.3-5 以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗	该要求与本项目无关	/
		A4.3-6 深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治	该要求与本项目无关	/
	A4.4 禁燃区要求	A4.4-1 在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定的期限内改用清洁能源	本项目运营期不涉及燃料	符合
	A4.5 资源综合利用	A4.5-1 加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到2025年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到99%以上	本项目施工期、运营期各类固废均能得到妥善处理	符合
		A4.5-2 推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有色组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平	该要求与本项目无关	/
		A4.5-3 结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有色组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用	该要求与本项目无关	/
		A4.5-4 发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式，促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制	该要求与本项目无关	/

表 12-19 项目与和布克赛尔蒙古自治县生态环境准入清单符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	
ZH65422630001	和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元 01	一般管控单元	
管控维度	管控要求	本项目	相符性
空间布局约束	1. 建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 2. 永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让外，其他任何建设不得占用。	1、本项目属于石油天然气开采业，不属于畜禽养殖业，不适用该条规定。 2、本项目不占用永久基本农田。	符合
污染物排放管控	1. 排污企业一般管控要求：满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。 2. 农业面源和生活污染源一般管控要求：因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	1、经核算井场厂界无组织非甲烷总烃排放浓度满足相关要求。项目运行过程中大气污染物主要为无组织排放废气，废水处理达标后回注不外排，故不涉及污染物总量。 2、本项目不涉及农业面源、生活污染源。	符合
环境风险防控	1. 额敏河、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流，按照“一河一策一图”环境应急响应方案实施应急演练，视情加强闸坝、应急池、物资库等工程建设。 2. 塔城地区行政公署和各县市人民政府有关部门应当制定水污染事故、饮用水安全突发事件、城乡供水突发事件等相关应急预案，并定期进行演练，加强应急物资储备，依法做好突发事件的应急准备、应急处置和事后恢复等工作。饮用水水源发生水污染事故，或者发生其他可能影响饮用水安全的突发性事件的，饮用水供水单位应当及时采取应急处理措施，向塔城地区行政公署、所在地县（市、区）人民政府报告，并向社会公开。有关人民政府应当采取启用备用水源等措施，保障供水安全。 3. 实施农用地土壤镉等重金属污染源防治行动。依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。严格落实粮食收购和销售出库质量安全检验制度和追溯制度。 4. 健全地区医疗废弃物分类收集转运体系，实施现有医疗废物集中处置设施扩能提质改造，加快推进县（市）级医疗废物集中收集和处置设施体系建设以及城市医疗废物集中处置设施应急备用能力建设，推动医疗废物集中处置设施收集范围覆盖城、乡，	1、本项目周边不涉及额敏河、不涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流。 2、本项目运营期属于石西油田作业区管辖，作业区编制完成了《石西油田作业区环境污染突发事件专项应急预案》。本次建设内容突发环境事件应急预案纳入石西油田作业区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。符合本单元管控要求。 3、本项目不涉及农用地。	符合

	实现城市、乡（镇）、农村地区医疗废物安全收集处置全覆盖。针对不具备集中处置条件的医疗卫生机构，应配套自建符合要求的医疗废物处置设施。鼓励发展移动式医疗废物处置设施，为偏远乡（镇）、牧业村（队）提供就地处置服务。根据自治区统一部署，建立兵地医疗废物协同应急处置机制，保障突发疫情、处置设施检修等期间医疗废物应急处置能力。坚持医疗废物收集处置调度制度，持续强化医疗废物收集转运处置环境监管，确保医疗废物得到及时有效收集，转运和处置。完善地区医疗废物集中处置应急预案，满足突发情况下医疗废物应急处置需要。		
资源利用效率	1. 至 2025 年塔城地区超采区地下水位年均下降速率控制在 0.67m/a 左右，至 2030 年超采区全部实现地下水采补平衡，地下水位下降速率控制在 0.2m/a，至 2035 年，塔城地区超采区全域保持地下水采补平衡或补大于采，地下水水位逐渐恢复，水位恢复速率在 0.1m/a 以上。 2. 结合高标准农田建设，加大田间节水设施建设力度，提高农业用水效率。塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.64、0.68，塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.66、0.69。	本项目正常生产运行过程中不使用新鲜水、不采用地下水。	符合

表 12-20 项目与呼图壁县生态环境准入清单符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	
ZH65232330001	呼图壁县一般管控单元 01	一般管控单元	
管控维度	管控要求	本项目	相符性
空间布局约束	1、符合国土空间规划要求。 2、符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》《市场准入负面清单（2022 年版）》	1、根据上文，本项目符合《昌吉回族自治州国土空间总体规划（2021-2035 年）》； 2、本项目不属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》禁止准入类事项。	符合
污染物排放管控	1、污染物排放执行国家和地方相关标准中普适性要求。 2、“乌-昌-石”区域内，已实施超低排放的涉气排污单位，其实施超低排放改造的污染因子执行	1、根据上文预测，本项目各污染物排放能满足相	符合

		超低排放限值，其他污染因子执行特别排放限值和特别控制要求。 3、加强农业面源污染治理，科学合理使用化肥农药，逐步削减农业面源污染物排放量。 4、施工工地全面落实“六个百分之百”（施工工地周边围挡、物料堆放覆盖、出入车辆冲洗、施工现场地面硬化、拆迁工地湿法作业、渣土车辆密闭运输）。	关标准； 2、本项目不属于超低排放涉气排放单位； 3、该要求与本项目无关； 4、本项目施工期拟按要求执行。	
环境风险防控	1、执行区域生态环境保护的基本要求。 2、执行昌吉州总体准入清单中的要求。	1、加强土壤环境管理信息共享，建立部门联动监管机制。各级自然资源部门及时与生态环境部门共享用途变更为“一住两公”的地块信息，土壤污染重点监管单位生产经营用地用途变更或土地使用权收回、转让信息，以及涉及疑似污染地块、污染地块国土空间规划等相关信息； 2、以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块，以及腾退工矿企业用地为重点，依法开展土壤污染状况调查和风险评估。 3、列入建设用地土壤污染风险管控和修复名录的地块，不得作为住宅、公共管理与公共服务用地，未达到土壤污染风险评估报告确定的风险管控、修复目标的建设用地地块，禁止开工建设任何与风险管控、修复无关的项目。 4、重点强化准东开发区以及昌吉高新技术产业开发区、阜康市工业园区环境风险防控，深入推进园区有毒有害气体环境预警体系和水污染物多级防控体系试点建设。 5、健全环境应急管理指挥体系，加强应急、公安、消防、水利、交通运输、住建、生态环境等部门间的应急联动，推进跨行政区域、跨流域环境应急联动机制建设，提高信息互通、资源共享和协同处置能力。 6、加强流域环境应急队伍建设，定期开展流域环境应急演练。各县（市、区）重点针对重大环境风险企业突发污染事件，开展应急演练，加强多部门联合演练，加强环境应急专家队伍与救援队伍建设，加大环境应急资金投入。 7、头屯河、三屯河、塔西河、呼图壁河、三工河、甘河子河、开垦河、木垒河等主要流域干流沿岸，要严格控制石油加工、化工原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、造纸等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。根据县市人民政府批复的生态基流方案，保障重点河流生态基流，逐步恢复河湖生态环境。	1、该要求与本项目无关； 2、本项目不涉及用地用途变更； 3、本项目不涉及； 4、本项目不位于开发区或园区内； 5、该要求与本项目无关； 6、该要求与本项目无关； 7、本项目距离河流等地表水体较远，且不属于文件中所列行业。	符合
资源利用效率	1、执行区域资源能源利用的基本要求。 2、执行昌吉	1、用水总量控制在自治区下达的用水总量指标内。 2、深入实施最严格水资源管理。严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	1、2、3、4、5、该要求与本项目无关； 6、7、本项目不位于禁燃区内，且本项目不涉及高污染燃料。	符合

	州总体准入清单中的要求。	3、“十四五”期间，昌吉州单位地区生产总值能耗下降 15.5%，规模以上单位工业增加值能耗下降 18%。 4、新上项目的单位工业增加值能耗原则上要低于全州和所属行业规模以上工业增加值能耗均值，仅低于其中一项的，实行能耗等量减量替代；新上项目可采用新增负荷消纳等方式配套建设新能源项目，实现用能绿色替代。 5、到 2025 年，绿色低碳循环发展经济体系初步形成。单位地区生产总值二氧化碳排放下降强度完成国家和自治区下达指标。 6、禁燃区内的单位、个体经营户和个人禁止生产、销售、燃用高污染燃料。 7、禁燃区内的单位、个体经营户和个人禁止新建、扩建使用高污染燃料的设施；已建成的应当在各县（市）人民政府规定的期限内停止燃用高污染燃料，改用天然气、页岩气、液化气、油气、电等清洁能源或者在规定的期限内拆除。		

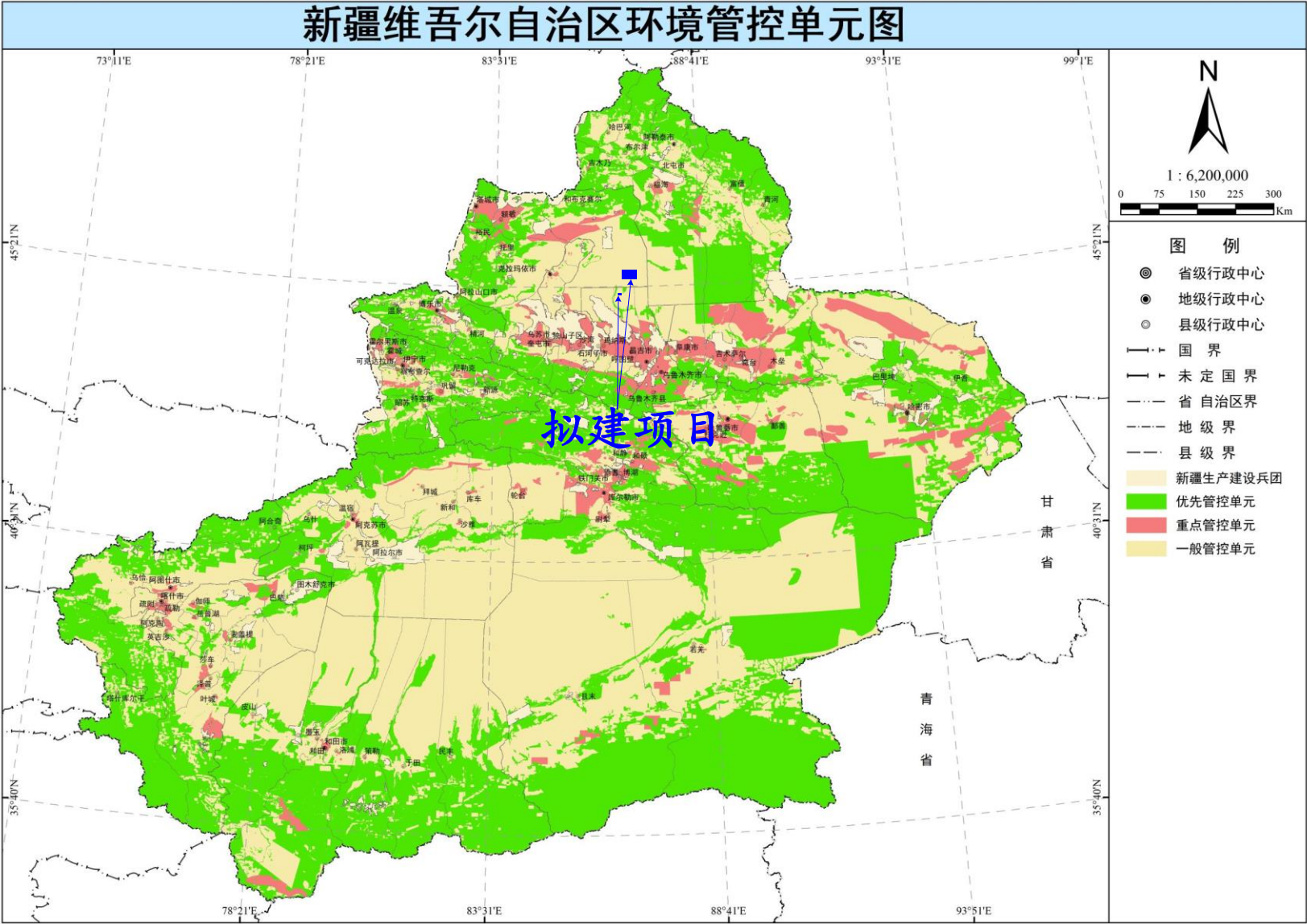


图 12-1 本项目与新疆维吾尔自治区环境管控单元区位关系示意图

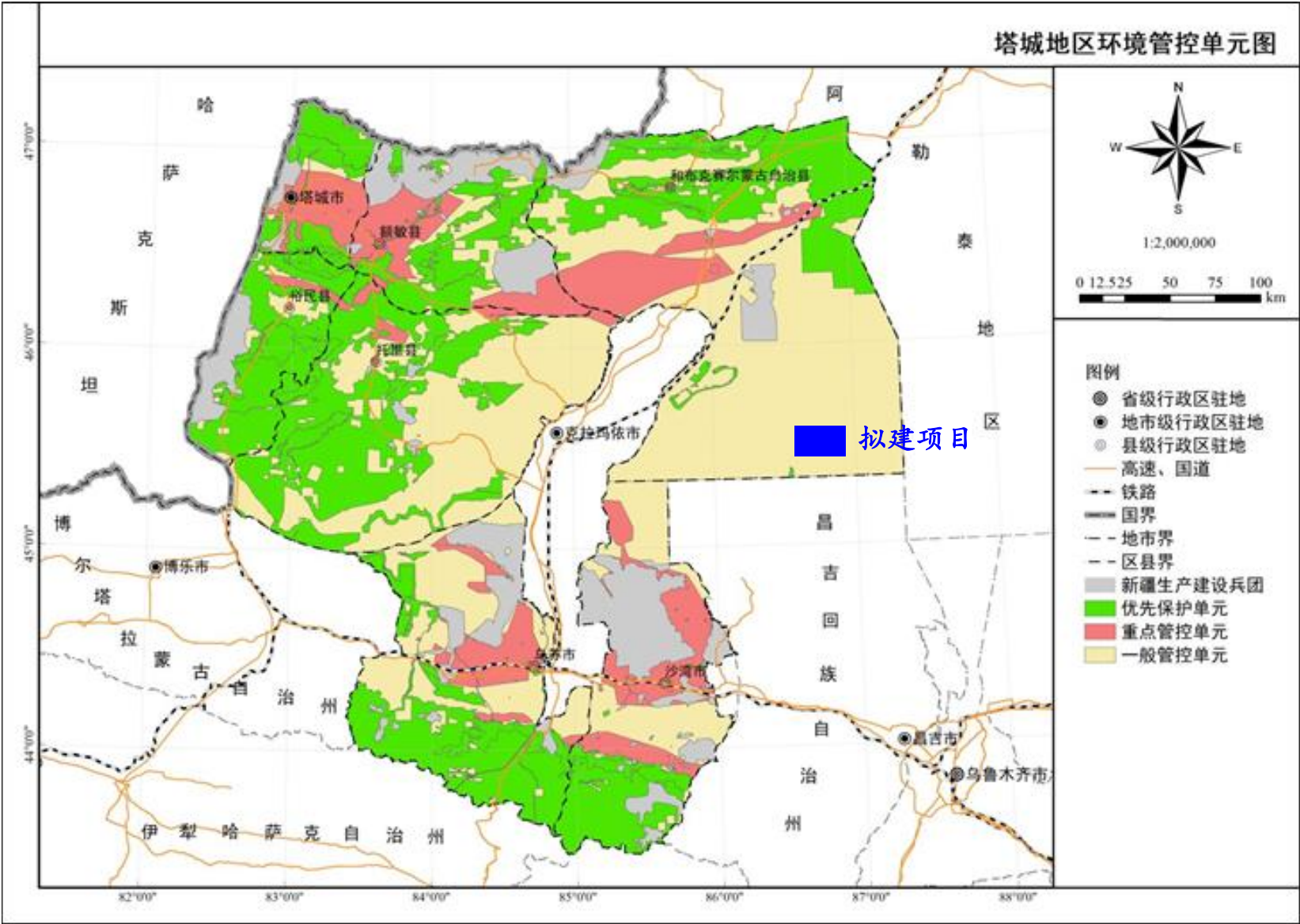


图 12-2 本项目与塔城地区环境管控单元区位关系示意图

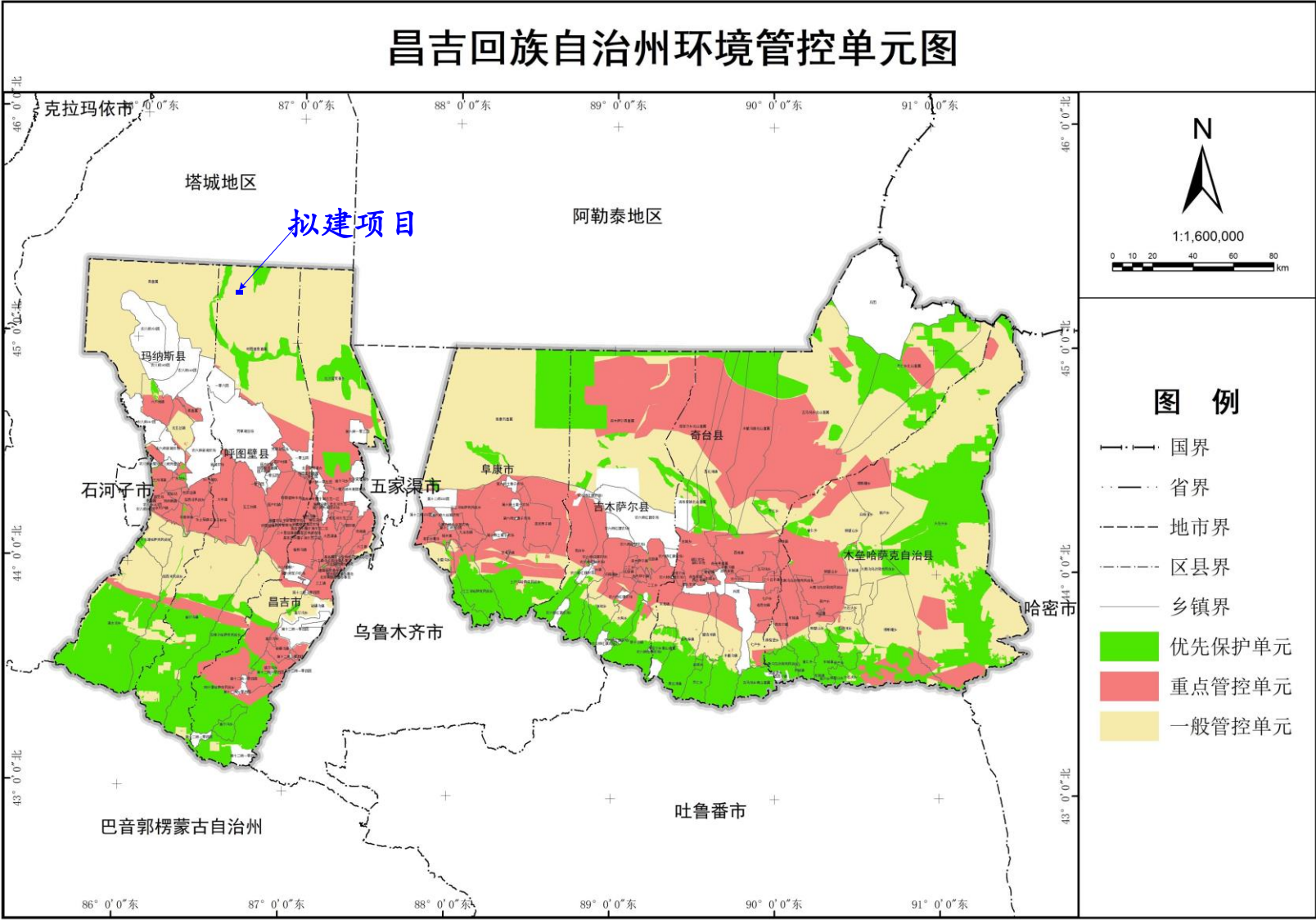


图 12-3 本项目与昌吉回族自治州环境管控单元区位关系示意图

12.4 选址选线合理性分析

1) 井场：本项目依托现有探井井场。

2) 管线：本项目各类管线选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行。施工过程对施工作业带周边生态环境会有一定的影响，管线施工结束后及时覆土，恢复地貌。

12.4.1 工程选址原则

1) 本项目井场集中布置，便于统一管理，减少巡井人员。

2) 本项目尽量依托现有道路，减少新建道路，最大限度减少植被破坏。

3) 井场的建设远离环境敏感目标，降低对敏感目标的影响。

4) 石南联合站天然气转输管线隐患治理工程原路由更换，具有唯一性。

因油气开发工程选址选择性较窄，项目区域丰富的油藏资源决定了拟建的井场应在油藏附近区域。因此，项目选址是适宜的。

12.4.2 周边环境敏感性

1) 居民分布

(1) 废气

本项目施工期和退役期的主要废气为施工废气和施工烟尘，扩散范围小，持续时间较短，属局部短期影响，施工作业结束后，该影响将消失，且项目大气评价范围内（5km 矩形范围）无居住区，项目对周围环境空气影响较小。

本项目运营期正常工况下各污染源的地面空气质量浓度占标率最大为 5.53%，大气污染物的影响程度和影响范围均较小，总体上对环境空气影响较小。

(2) 噪声

本项目周边 200m 无声环境敏感目标。

本项目施工期噪声主要来自机械工具和车辆等，根据前文预测可知，在设备基础安装减振垫层，加强设备维护与保养等措施后，声环境敏感目标处昼间、夜间噪声值均满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）2 类标准要求，本项目施工噪声对周围居民影响较小。

(3) 环境风险

本项目环境风险较小，并采取了完善的风险防控措施。石西油田作业区已生产运行多年，未发生过较大的风险事故。因此，本项目对周围的环境风险影响是可以接受的。

本项目废气、噪声均能达标排放，环境风险可控，总体上对周围居民影响较小。

2) 环境敏感区分布

根据现状调查，项目占地类型主要为沙地等，项目周围地表植被主要为梭梭、柽柳、沙拐枣，属于当地常见种。本项目不在生态保护红线区、国家公园、自然公园、世界自然遗迹、风景名胜区内，工程不在敏感区范围内布设任何工程内容，废水、固废均不外排，施工期和运营期对其影响在可接受范围内。

3) 相关政策及规划符合性

根据 10. 环境准入分析可知，本项目符合国家产业政策。通过与自治区、塔城地区、昌吉回族自治州生态环境分区管控方案及准入清单、矿产资源开发利用规划、水土保持规划等相关管理要求对比，本项目不在禁止开采区内，位于一般管控单元内，在落实本项目提出的各项环保措施及风险防范措施情况下，本项目符合相关规划要求。

12.4.3 周边依托条件

本项目周边油气处理、采出水处理、固体废物暂存等配套设施比较完善，本项目废水、废液、固体废物暂存等均依托石西油田现有工程处理，依托工程现有处理能力能够满足本项目处理要求，保证项目产生的各类污染物得到有效处理，不外排。

12.4.4 环境影响的可接受性分析

1) 本项目密闭集输，井场厂界 VOCs 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》（GB 39728-2020）中边界污染物控制要求（ $\text{VOCs} \leq 4.0 \text{mg/m}^3$ ）。

2) 本项目运营期采出水、井下作业废水、洗井废水经处理达标后回注地层，无外排。

3) 本项目对地下水有潜在影响，生产单位必须做好构筑物、管道的防渗的设计、施工和维护工作，坚决避免跑、冒、滴、漏现象的发生，发现问题及时汇报解决。同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；严格落实各项环保及防渗措施，并加强管理，可有效控制渗漏环节，防止影响地下水。

4) 本项目在采取隔声、减振等防治措施的基础上，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求。

5) 固体废物依其性质不同，分别得到合理有效地处置。

6) 本项目存在一定潜在风险，在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，本项目的环境风险可控。

综上所述，本项目符合国家和地方的有关政策和规划，在选址、选线中充分考虑

了工程对环境的影响因素，并从管线、井场的环境影响、环境敏感目标保护角度，采取了相应的保护措施，使得工程对环境保护目标的影响是可以接受的。因此，本项目工程的选址、选线基本是合理可行的，只要在项目建设过程中及投产运行后，认真贯彻执行“三同时”要求，加强生产及环境管理，并落实各项环保措施，项目对环境的影响是可以接受的。

13 结论

13.1 建设项目概况

石西油田作业区拟实施“新疆油田拉油井密闭集输建设一期工程（石西油田作业区部分）”，属于陆地石油、陆地天然气开采行业，分布于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县、昌吉回族自治州呼图壁县，主要工程内容如下：

1) 总体工程

（1）产能工程：8口勘探井转为生产井（6口油井、2口气井），分布于8座单井井场；6口油井分别为石034、石西181、石西164、石029、石051、中探1，共设置6套抽油机；2口气井分别为哨东1H、石039，共设置2套采气树；配套各类集输管线19.5km。（2）对石南联合站天然气转输管线进行隐患治理，原址更换出站后13.0km管段。

2) 和布克赛尔蒙古自治县工程

（1）将6口勘探井转为生产井（5口油井、1口气井），井号分别为石034、石039（气井）、石029、石051、石西181、石西164，分布于6座单井井场，共设置5套抽油机及1套采气树；

（2）新建DN80 8.5km混输管线串接石034、石039井，接入现有SH2502计量间后经现有集油管线密闭管输至进入石西集中处理站；2座井场各自新建1座单井计量装置，石039井场新建1台50kW电加热节流橇；

（3）新建DN80 4.5km集油管线串接石029、石051井，接入现有石西10#计量间后经现有集油管线密闭管输至石西集中处理站；

（4）新建石西181单井集油管线DN100 1.0km，接入在建石西18井集油管线后，再经现有石西16井至石西2号计量间集油支线密闭管输至石西集中处理站；新建石西164单井集油管线DN50 1.5km，接入现有石西16井至石西2#计量间集油支线密闭管输至石西集中处理站；石西181、石西164井场各自新建1座单井计量装置；

（5）石南联合站天然气转输管线隐患治理：对石南联合站天然气转输管线出站后13.0km内的管段进行隐患治理，先原位新建13.0km管段（管径D168×7mm、设计压力4Mpa、无缝钢管），新管段起止点与原管线连接，然后短时停输对13.0km旧管线清洗和拆除；设计输气规模 $40 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，与原管线一致。

3) 呼图壁县工程

（1）将2口勘探井转为生产井（1口油井、1口气井），井号分别为哨东1H（气井）、中探1，分布于2座单井井场，共设置1套抽油机及1套采气树；

(2) 新建 DN50 4.0km 混输管线串接哨东 1H、中探 1 井，搭接在建 QSHW202 井外输管线后，经在建前哨 401 混输管线密闭管输至莫北转油站；

4) 各井场配套建设自控、供电、通信、消防等工程。

项目实施后，最大年产油量为 6875t（第 1 年），最大产气量 $1527.90 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，最大年产液量为 20449.65t（第 1 年）。

本项目总投资 1865.13 万元，环保投资 98.8 万元，占项目总投资 5.30%。

13.2 环境现状评价结论

1) 环境空气

本项目所在区域环境空气中 2024 年各基本污染物浓度满足原《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）二级标准要求，区域环境质量达标。

其他污染物非甲烷总烃满足参照执行的《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）中的推荐值要求。

2) 地表水

项目周边 2km 内无地表水体。本项目废水、废液依托石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统处理达标后回注，不排入地表水体，不与当地地表水发生水力联系，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级 B，评价只对依托污水处理设施可行性进行分析。

3) 地下水

监测结果表明石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求，其余监测因子中除了氯化物、总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐和 W3 监测点的钠超标外，其余各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，超标原因是天然背景值偏高。监测点位于西北缘区块东部，区域地下水中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标的主要原因与当地水文地质条件有关，根据区域已掌握的地下水监测资料，该地区分布的地下水类型主要 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型，区域水质总体显弱碱性。

4) 声环境

项目所在区域声环境现状值均能满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 2 类区标准。

5) 土壤环境

项目占地范围内土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险

管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 1 和表 2 中第二类用地的筛选值要求。占地范围外特征污染物石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）指标满足参考执行的《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 2 中第一类用地的筛选值要求。对于本项目特征污染物来说，占地范围内外差值不大，表明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

13.3 环境影响评价

13.3.1 施工期环境影响评价

13.3.1.1 废水

旧管线清管废水依托石西集中处理站采出水处理系统处理，回用于注水开发，不外排；新管线试压废水沉淀后用于施工场地洒水降尘，不外排。施工人员生活依托石西公寓，生活污水依托石西生活污水处理站处理，出水达标后用于作业区内植被绿化。

13.3.1.2 废气

拟采取下述措施尽量减少施工扬尘：原材料运输、堆放要求遮盖；道路采取临时硬化措施（碎石路）；控制车辆行驶速度及路线、大风天停止施工；及时清理场地上弃渣料，不能及时清运的要采取覆盖措施。

本项目尽量采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油减少施工废气排放，同时加强施工管理，尽可能缩短施工周期。另外，管线焊接会产生焊接烟尘，通过规范焊接操作，使用低毒焊条等措施可降低焊接烟尘对周围环境影响。

13.3.1.3 固废

施工废料尽可能回收利用，不能利用的拉运至固废填埋场处理。生活垃圾集中收集后运至石西油田作业区生活垃圾填埋场处理。

13.3.1.4 噪声

本项目施工噪声主要为施工设备噪声，主要为发电机、挖掘机、推土机等设备运行噪声。

施工期设置减振基础，连接处采用软胶皮等措施。加强设备维护与保养，紧固松动的螺丝和部件，使用高品质的润滑油可在一定程度上减小噪声。综合采取以上措施后，施工期对周围声环境影响是可接受的。

13.3.1.5 生态环境

经调查，项目所在地周围野生动物种类、数量均不丰富，发现有国家二级重点保护野生动物（沙狐），但没有重点保护野生植物。施工期间采取相应控制措施，且施工结束后对临时占地进行平整并恢复原貌，本项目不会影响植物群落的演替，并随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。

本项目评价范围内无国家公园、自然公园、世界自然遗产、风景名胜区，生态保护红线区等环境敏感目标。

13.3.2 运营期环境影响评价

13.3.2.1 废水

本项目井下作业废液、洗井废水通过罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中主要控制指标后回注地层，不外排。

采出液依托石西集中处理站或莫北转油站处理，采出水经各自站内采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中主要控制指标后回用于油田注水开发，不外排。

13.3.2.2 废气

根据估算模型 AERSCREEN 计算结果，各类污染物占标率均小于 10%。因此，本项目投产运营后，各污染源排放的污染物贡献浓度较小，对周围环境影响较小。

13.3.2.3 固废

本项目产生的废防渗材料、清罐底泥、清管废渣、落地油等危险废物，自行利用或委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置。

13.3.2.4 噪声

本项目在正常生产过程中噪声主要为井场抽油机、井下作业、泵类噪声。经过预测，运营期井场昼间、夜间各厂界预测点均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类区排放限值要求，不会对周围声环境造成明显的不利影响。

运营期采取措施如下：合理布局，选用低噪声设备，同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触。尽量减少作业次数、合理安排施工时间，井下作业时各种机泵等要安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。本项目通过以上措施，可大大降低运营期噪声对周围环境

的影响。故运营期对周边环境的影响较小。

13.3.2.5 生态

本项目运营期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目的运行对周围生态环境影响较小，可以控制在可接受程度之内。

13.4 环境风险

根据对本项目进行风险识别和源项分析可知，生产过程中危险、有害物质主要是原油、伴生气、柴油等，事故类型主要包括采出液泄漏、火灾爆炸、套管外返水等，风险潜势综合判断为 I，评价等级为简单分析。

针对项目生产特点，结合对各类事故的影响分析，提出了有针对性的风险防范措施，同时制定了本项目的应急预案纲要。

在严格落实报告书提出的各项事故风险防范措施和应急预案情况下，本项目的建设及运行带来的环境风险是可以接受的，项目建设是可行的。

13.5 环境影响经济损益分析

为了保护环境，达到环境目标的要求，本项目采取了相应的环保措施，所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

13.6 环境管理与监测计划

建设单位必须制定严格的 QHSE 程序文件和作业文件，加强 QHSE 宣传，严格执行各项管理措施，加强施工期管理。加强环境管理，并按监测计划实施对大气、噪声等监测，对废水转运及处理进行管理。

建设单位应按照 QHSE 管理体系制定相应的施工期管理规定，对施工承包商提出 QHSE 方面的严格要求。项目须设立专门的 QHSE 管理机构，并配备专职的管理人员，项目运行后由该机构负责项目的环保管理工作。运营期环境监测工作委托第三方机构承担，负责对本项目废水、废气和企业噪声等进行必要的监测，完成常规环境监测任务，在突发性污染事故中负责对大气、水体环境进行及时监测。

13.7 “三同时”竣工验收一览表

本项目“三同时”竣工验收一览表见表 13-1。

表 13-1 “三同时”竣工验收一览表

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
施工期	固体废物	施工废料：尽可能回收利用，不能利用的拉运至固废填埋场处理	无乱堆、乱放、乱弃现象	废物去向台账	——	与主体工程同步
		生活垃圾：集中收集后运至石西油田作业区生活垃圾填埋场处理	无乱堆、乱放、乱弃现象	存放点干净、整洁	——	
	废水	旧管线清洗废水：依托石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统，处理达标后回用于油田注水开发，不外排	不直接外排	废水无外排，石西集中处理站及莫北转油站采出水处理系统正常运行	执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中推荐水质指标	与主体工程同步
		新管线试压废水：沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排	不直接外排	洒水及降尘	——	
		生活污水：依托石西生活污水处理站处理达标后用于作业区绿化，不外排	不直接外排	防渗生活污水收集池	——	
	废气	1) 原材料运输、堆放要求遮盖；及时清理场地上弃渣料，采取覆盖； 2) 加强施工管理，尽可能缩短施工时间； 3) 运输车辆均使用满足《车用柴油》国家标准第 1 号修改单（GB 19147-2016/XG1-2018）要求的国 VI 标准柴油； 4) 通过规范焊接操作，使用低毒焊条等措施可降低焊接烟尘对周围环境影响	——	——	——	与主体工程同步
	噪声	合理选择施工时间、合理布置井场，减少对周边声环境的影响	无噪声扰民现象发生	——	执行《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）要求	与主体工程同步
运营期	生态环境	1) 合理制定施工计划，严格施工现场管理，减少对生态环境的扰动； 2) 制定合理、可行的生态恢复计划，并按计划落实		临时占地完成生态恢复	恢复地表植被	施工结束
	固体废物	井下作业废防渗材料、清罐底泥、落地油、清管废渣：收集后妥善暂存，及时委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置	外委处置，无外排	及时委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置	危险废物贮存执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）、	运营期

新疆油田拉油井密闭集输一期工程（石西油田作业区部分）环境影响报告书

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
					《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）	
	废水	井下作业废液、洗井废水：依托石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统，处理达标后回用于油田注水开发，不外排； 采出水：依托石西集中处理站或莫北转油站采出水处理系统，处理达标后回用于油田注水开发，不外排；	回注地层，不外排	废水无外排，石西集中处理站及莫北转油站采出水处理系统正常运行	执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中推荐水质指标	已运行
	废气	1）密闭集输； 2）井场动、静密封点加强管理，减少跑冒滴漏	——	井场厂界无组织废气	井场厂界 VOCs 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中挥发性有机物厂界监控点浓度限值	运营期
	噪声	1）设备选型尽可能选择低噪声设备； 2）加强对采油设备的维护、减少作业次数	厂界达标	厂界噪声值	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的 2 类标准	运营期
环境风险	风险防范措施及应急预案			应急预案及时修订	应急预案文件	——
环境管理与环境监测	委托有关部门或设备生产厂家，对有关人员进行操作技能培训，培训合格后上岗；制定环境管理制度与监测计划，委托有资质的单位定期进行监测，建立健全设备运行记录		——	环境管理制度；监测计划	——	——

13.8 清洁生产分析

本项目总体符合清洁生产要求。

13.9 污染物总量控制

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为 NO_x 、VOCs，水污染物减排因子为COD和氨氮。

本项目运营期采出水、井下作业废液、洗井废水均依托石西集中处理站或莫北转油站处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中相关标准后，回注注水开发不外排。故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制。

本项目废气均为无组织排放，不涉及总量控制。

13.10 产业政策及选址选线可行性

本项目符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2024 年 2 月 1 日）等要求，符合相关规划的要求，选址选线可行，在进一步落实各项环保措施的情况下，其建设是可行的。

13.11 结论

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