石西16井区石炭系气藏地面工程

环 境 影 响 报 告 书

（拟报批版）

建设单位：中国石油新疆油田分公司（石西油田作业区）

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二一年十一月

目 录

1 概述.....4

1.1 项目背景.....4

1.2 建设项目主要特点.....4

1.3 环境影响评价过程.....4

1.4 项目环境问题的主要特点.....5

1.5 关注的主要环境问题.....6

1.6 项目可行性分析判定.....6

1.7 报告书主要结论.....6

2 总则.....8

2.1 编制依据.....8

2.2 评价目的与原则.....11

2.3 评价时段.....12

2.4 评价因子与标准.....12

2.5 评价等级与评价范围.....17

2.6 环境保护目标.....21

2.7 评价内容与重点.....22

2.8 环境功能规划.....23

2.9 相关规划及政策符合性分析.....23

3 现有工程建设现状.....34

3.1 石西集中处理站建设现状及环境影响回顾.....34

3.2 勘探及环境影响回顾.....38

4 建设项目工程分析.....40

4.1 建设项目概况.....40

4.2 油气水性质.....40

4.3 项目建设内容.....41

4.4 环境影响因素识别及污染源分析.....50
4.5 总量控制指标.....58
4.6 清洁生产分析.....58
5 环境质量现状调查与评价.....63
5.1 自然环境现状调查与评价.....63
5.2 环境保护目标调查.....65
5.3 环境质量现状调查与评价.....65
6 环境影响预测与评价.....80
6.1 施工期环境影响预测与评价.....80
6.2 运营期环境影响预测与评价.....85
6.3 退役期影响分析.....96
6.4 环境风险分析.....96
6.5 环境风险事故防范措施.....99
7 环境保护措施论证分析.....103
7.1 施工期环境保护措施.....103
7.2 运营期环境保护措施.....105
7.3 退役期环境保护措施.....109
7.4 环保投资分析.....111
7.5 依托可行性分析.....112
8 环境管理与监测计划.....114
8.1 环境管理机构.....114
8.2 生产区环境管理.....114
8.3 污染物排放的管理要求.....119
8.4 企业环境信息公开.....121
8.5 环境监测与监控.....121

9 环境影响经济损益分析 125

9.2 环境经济损益分析结论 125

10 结论与建议 127

10.1 建设项目概况 127

10.2 环境质量现状结论 127

10.3 污染物排放情况结论 128

10.4 环境保护措施 129

10.5 公众意见采纳情况 130

10.6 经济损益性分析 130

10.7 环境管理与监测计划 131

10.8 总结论 131

1 概述

1.1 项目背景

石西 16 井区和石西 18 井区行政隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，2019 年和 2020 年中国石油新疆油田分公司在石西 16 井区和石西 18 井区分别部署了石西 16 井、石西 161_H 和石西 18 井，目前已完钻，在对上述 3 口井试采过程中发现了高产工业气流，开发潜力较大。为尽快将三口井投入生产，中国石油新疆油田作业区（石西油田作业区）决定实施上述三口井的地面工程，在在石西 16 井区部署 2 口气井、石西 18 井区部署 1 口采油井，天然气新建产能为 16.3×$10^4$$m^3$/d，原油新建产能为 5.54×$10^4$t/a；新建采油井场 1 座、采气井场 2 座、单井管线 8km、集油干线 11km，对石西集中处理站进行改造；并配套建设供配电、给排水、防腐等公辅工程。

1.2 建设项目主要特点

本次共部署 2 口采气井、1 口采油井，建设内容包含井口装置、集输管线等地面设施，主要特点为污染与生态影响并存。项目施工期对生态环境影响较小，运营期废气、噪声可实现达标排放，废水和固体废物均可得到妥善处置，项目的建设将提高南缘地区整体油气开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平的提高，具有明显的社会经济效益。

1.3 环境影响评价过程

石西 16 井区为天然气开采新区块，且涉及水土流失重点预防区，其建设属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》“五、石油和天然气开采业—8、陆地天然气开采—新区块开发，应编制环境影响报告书；石西 18 井区为陆地石油开采新区块，且涉及水土流失重点预防区，其建设属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》“五、石油和天然气开采业—7、陆地石油开采—新区块开发，应编制环境影响报告书。综上所述，本项目应编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司（石西油田作业区）于 2021 年 9 月委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司承担本项目的环境影响评价工作（附件 1）。环评单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，并按照环境影响评价技术导则的要求编制完成本项目环境影响报告书，报告书经生态环境部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。环境影响评价工作程序见图 1.2-1。

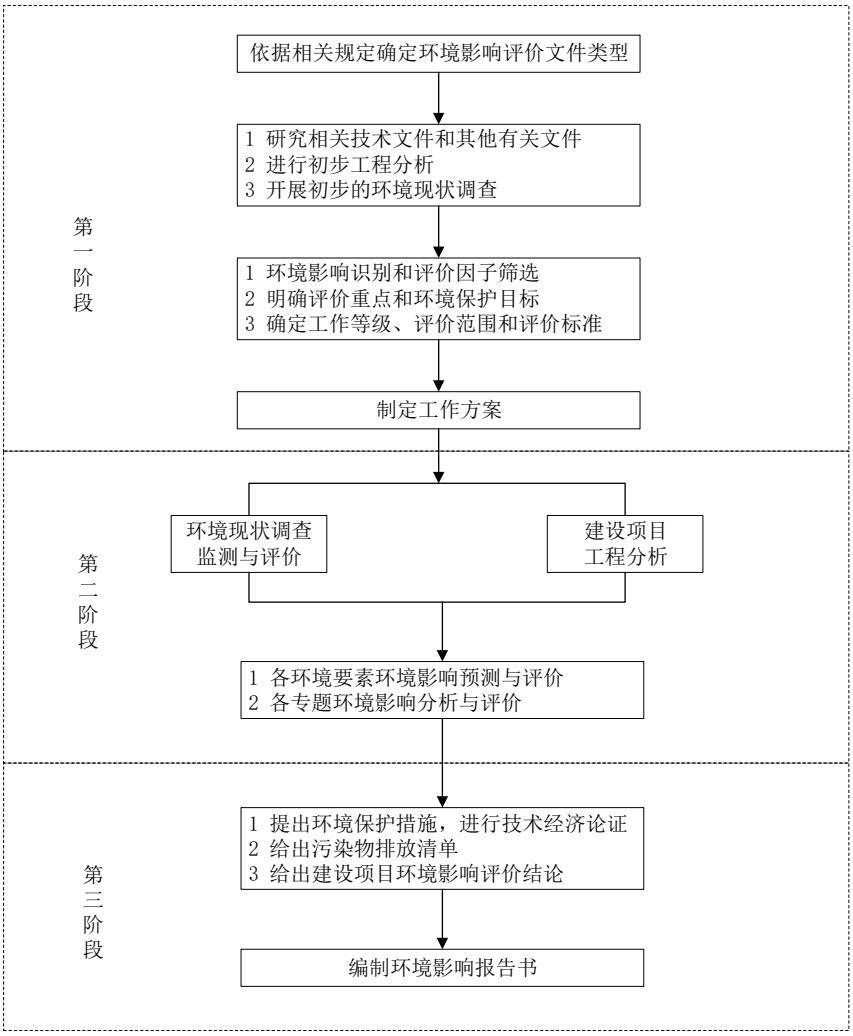


图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.4 项目环境问题的主要特点

本项目为石油天然气开采项目，环境影响主要来源于地面工程建设、采油、采气、井下作业、油气集输等各工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污染并存。根据现场调查，本项目开发区域内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等

区域。项目涉及的环境敏感区为水土流失重点预防区——沙漠风力侵蚀预防保护区。

1.5 关注的主要环境问题

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

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及施工临时占地带来的生态影响，运营期水套炉烟气、油气集输过程中产生的无组织挥发烃类、噪声、废水、固体废物等环境影响及事故状态下的含油污泥对环境的影响分析。

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

1.6 项目可行性分析判定

1.6.1 产业政策相符性分析

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

1.6.2 选址选线合理性分析

本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，各井场选址处植被稀疏，野生动物较少，集输管线路由避开了植被茂密区，对周围生态环境影响较小；减少了对周围植物的影响，水套炉使用清洁燃料天然气，无组织挥发性废气产生量较少，不会对周围环境空气质量产生明显影响，项目区周围无居民、学校、医院、自然保护区、风景名胜区等环境保护目标，无环境制约因素。综上所述，本项目选址选线合理。

1.7 报告书主要结论

本项目符合国家相关产业政策、规划及“三线一单”的要求，选址合理。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建

成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。从环境保护角度论证建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家环保法律

（1）《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日；

（5）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日；

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

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

（8）《中华人民共和国环境保护税法》，2018 年 1 月 1 日；

（9）《中华人民共和国野生动物保护法》，2018 年 10 月 26 日；

（10）《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；

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

（12）《中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）》，2012 年 7 月 1 日。

2.1.2 环境保护规章

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

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

（3）《排污许可管理办法（试行）》，环保部令第 48 号，2018 年 1 月 10 日；

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

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

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

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

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

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

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

（11）《土壤污染防治行动计划》，国发〔2015〕31 号，2016 年 5 月 28 日；

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

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

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

（15）《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)，2019 年 6 月 26 日；

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

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

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

2.1.3 地方有关环保法律法规

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

（2）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019 年 1 月 1 日；

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

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

（5）《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，2010 年 5 月 1 日；

（6）《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》，2017年6月22日；

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

（8）《新疆生态功能区划》，2005年7月14日；

（9）《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002年12月。

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

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

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

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

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

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

（16）《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》，2021年6月26日；

（17）《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030年）》,2018年6月；

（18）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》，2021年2月5日。

2.1.4 环评有关技术规定

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

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

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

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

7 月 1 日；

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

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

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

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

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

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

（11）《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》（公告 2017 年第 81 号），2017 年 12 月 28 日；

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

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

（14）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》，2009 年 2 月。

2.1.5 相关文件和技术资料

（1）《石西 16 井区石炭系气藏地面工程环评委托书》，中国石油新疆油田分公司（石西油田作业区），2021 年 9 月 24 日；

（2）《石西 16 井区石炭系气藏地面工程方案文本》，中油（新疆）石油工程有限公司，2021 年 9 月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

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

（2）通过工程分析，明确本项目施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、源强、排放强度、排放方式及排放去向，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并对污染物达标排放进行分析。

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

（4）分析本项目可能存在的事故隐患，分析风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

（5）通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 评价时段

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

2.4 评价因子与标准

2.4.1 评价因子

本项目的环境影响因素包括：

施工期——对环境的影响主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、管道试压废水、噪声及建筑垃圾等及工程占地对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要为水套炉烟气、无组织挥发性有机物、洗井废水、噪声、压裂返排液、酸化返排液及废洗井液等，各要素的影响程度见表 2.4-1。

表 2.4-1　环境影响因素识别一览表

环境要素 \ 影响因素	施工期					运营期					退役期		
	生态	废气	废水	固废	噪声	废气	废水	固废	噪声	风险事故	废气	噪声	固废
	占地	施工机械及车辆尾气、扬尘	管道试压废水	建筑垃圾	施工车辆、施工设备	水套炉烟气、无组织挥发烃类	洗井废水	压裂返排液、酸化返排液及废洗井液	井下作业、机泵、运输车辆	管线泄漏、井壁破裂泄漏	施工扬尘、汽车尾气	施工车辆及机械	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线
环境空气	0	+	0	0	0	++		0	0	0	+	0	0
地下水	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0
声环境	0	0	0	0	+	0		0	0	++	0	+	0
土壤	++	0	0	+	0	0		0	0	0	+	0	+
植被	+	+	0	+	0	+		0	0	0	+	0	+
动物	+	+	0	+	+	+		0	0	+	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

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

表 2.4-2　环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	项目	评价因子
地下水	现状评价	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类
	影响分析	石油类
环境空气	现状评价	$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3、NMHC、H_2S
	影响分析	PM_{10}、SO_2、NO_2、NMHC
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价	等效连续 A 声级
土壤环境	现状评价	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃
	影响评价	石油烃
生态环境	现状评价	评价区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、水土流失、土地沙化

环境要素	项目	评价因子
	影响评价	本项目建设可能造成的植被、野生动物、土壤、生态景观、水土流失和土地沙化的影响
环境风险	影响分析	对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行分析

2.4.2 评价标准

（1）环境质量标准

①环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级浓度限值；非甲烷总烃参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m^3 执行，H_2S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值，各标准取值见表 2.4-3。

表 2.4-3　环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO_2	年平均	60	μg/m^3	GB3095-2012（二级）
		1 小时平均	500		
2	NO_2	年平均	40		
		1 小时平均	200	μg/m^3	GB3095-2012（二级）
3	PM_{10}	年平均	70	μg/m^3	GB3095-2012（二级）
		24 小时平均	150		
4	$PM_{2.5}$	年平均	35		
		24 小时平均	75		
5	CO	24 小时平均	4	μg/m^3	
6	O_3	日最大 8 小时平均	160	mg/m^3	
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m^3	GB16297-1996
8	H_2S	1 小时平均	10	μg/m^3	HJ2.2-2018 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

②地下水

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

表 2.4-4　地下水质量标准值　　[单位 mg/L，pH 无量纲]

序号	监测项目	标准值（Ⅲ类）	序号	监测项目	标准值（Ⅲ类）
1	pH 值	6.5～8.5	11	氰化物	≤0.05
2	总硬度	≤450	12	挥发酚	≤0.002

3	溶解性总固体	≤1000	13	六价铬	≤0.05
4	耗氧量	≤3	14	砷	≤0.01
5	氨氮	≤0.5	15	镉	≤0.005
6	硝酸盐	≤20	16	石油类	≤0.05
7	亚硝酸盐	≤1	17	铁	≤0.3
8	氯化物	≤250	18	锰	≤0.10
9	硫酸盐	≤250	19	铅	≤0.20
10	氟化物	≤1	20	汞	≤0.001

③声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类限值，具体详见表 2.4-5。

表 2.4-5　声环境质量评价标准一览表

评价因子	标准值[dB(A)]		标准来源
	昼间	夜间	
等效连续 A 声级	65	55	GB3096-2008 3 类

④土壤环境

土壤环境质量执行《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，标准限值见表 2.4-6。

表 2.4-6　土壤环境质量评价标准一览表

序号	污染物项目	第二类用地筛选值（mg/kg）	序号	污染物项目	第二类用地筛选值（mg/kg）
基本项目（重金属和无机物）					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬（六价）	5.7	7	镍	900
4	铜	18000			
基本项目（挥发性有机物）					
8	四氯化碳	2.8	22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8
10	氯甲烷	37	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
11	1,1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1,2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1,1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	28	1,2-二氯苯	560
15	反-1,2-二氯乙烯	54	29	1,4-二氯苯	20
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28
17	1,2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290

序号	污染物项目	第二类用地筛选值（mg/kg）	序号	污染物项目	第二类用地筛选值（mg/kg）
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570
20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1,1,1-三氯乙烷	840			
基本项目（半挥发性有机物）					
35	硝基苯	76	41	苯并〔k〕荧蒽	151
36	苯胺	260	42	䓛	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并〔a，h〕蒽	1.5
38	苯并〔a〕蒽	15	44	茚并〔1,2,3-cd〕 芘	15
39	苯并〔a〕芘	1.5	45	萘	70
40	苯并〔b〕荧蒽	15			
其他项目（特征污染因子）					
46	石油烃(C_{10}～C_{40})	4500			

（2）污染物排放标准

①废气

水套炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 限值要求，无组织挥发性有机物执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（厂界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m^3）。具体见表 2.4-7。

表 2.4-7　大气污染物排放标准

污染源	污染物	排放限值（mg/m^3）	标准来源
水套炉	二氧化硫	50	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2
	氮氧化物	200	
	颗粒物	20	
油气集输	NMHC	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）

②噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准，运营期各井场、石西集中处理站边界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类限值，具体见表 2.4-8。

表 2.4-8　环境噪声排放标准一览表　　[单位：dB（A）]

执行地点	昼间[dB（A）]	夜间[dB（A）]	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB12523-2011
井场、2 号集气站厂界	65	55	GB12348-2008　3 类

2.5 评价等级与评价范围

2.5.1 评价等级

（1）环境空气评价等级

根据工程特点和污染特征，选取二氧化硫、氮氧化物、颗粒物及 NMHC 为预测因子，采用《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的 AERSCREEN 估算模式来计算污染物的最大地面空气质量浓度占标率（P_i），P_i 定义如下：

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

其中：P_i——第 i 种污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

源强参数见 6.2.1 章节，预测结果见表 2.5-1。

表 2.5-1　大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源	污染因子	最大落地浓度（μg/m^3）	最大浓度占标率（%）	最大落地浓度对应距离（m）
水套炉（80kW）烟气	SO_2	0.045	0	10
	NO_X	2.74	1.37	
	PM_{10}	0.0156	0	
水套炉(120kW 烟气	SO_2	0.053	0	10
	NO_X	3.21	1.61	
	PM_{10}	0.017	0	
无组织废气	NMHC	19.39	0.97	

由表 2.5-1 可知：本项目各污染物最大落地浓度占标率最高为 1.37%，根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.5-2），评价等级判定为二级。

表 2.5-2　评价工作等级判定依据表

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

（2）地表水评价等级

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

（3）地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.5-3，评价工作等级分级表见表 2.5-4。

表 2.5-3　地下水环境敏感程度分级表

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

注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区

表 2.5-4　建设项目评价工作等级分级表

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

项目周边无“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”，也无“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、

分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”，敏感程度为“不敏感”。

石西 16、石西 161_H 为天然气开采，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 判定项目属于Ⅱ类建设项目，根据表 2.5-4 判定地下水评价等级为三级；石西 18 井为陆地石油开采，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 判定项目属于Ⅰ类建设项目，根据表 2.5-4 判定地下水评价等级为三级。最终确定本项目地下水评价等级为二级。

（4）声环境评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 3 类功能区，井区周边无声环境敏感目标。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）的有关要求，确定声环境评价等级为三级。

（5）生态环境评价等级

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

表 2.5-5 生态影响评价工作等级划分表

影响区域 生态敏感性	工程占地（水域）面积		
	面积≥20km^2 或长度≥100km	面积 2km^2～20km^2 或长度 50km～100km	面积≤2km^2 或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

本项目总占地面积约为 0.319km^2，管线和输电线路总长度 29km，项目所在区域生态敏感性一般，由表 2.5-5 可知，本项目生态影响评价等级确定为三级。

（6）土壤环境评价等级

本项目对土壤环境的影响为污染影响型，根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级，见表 2.5-6。

表 2.5-6　污染影响型评价工作等级划分表

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

①占地规模

本项目永久占地面积约 0.25hm^2，≤5hm^2，占地规模为小型。

②土壤环境敏感程度

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

表 2.5-7　污染影响型敏感程度分级表

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

项目评价范围内无耕地、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，项目区环境敏感程度为不敏感。

石西 16、石西 161_H 为天然气开采，根据《环境影响评价技术导则　土壤环境》（HJ964-2018）（试行）中附录 A 判定为Ⅱ类建设项目，石西 18 井为陆地石油开采，根据《环境影响评价技术导则　土壤环境》（HJ964-2018）（试行）中附录 A 判定为Ⅰ类建设项目。根据表 2.5-6 判定，石西 16、石西 161_H 土壤环境影响评价工作等级为三级，石西 18 井土壤环境影响评价工作等级为二级。最终确定本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。

（7）环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），建设项目环境风险评价工作级别按表 2.5-8 进行划分。

表 2.5-8　环境风险评价工作级别划分表

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

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

本项目主要风险单元为单井采油管线、集油干线，本项目危险物质与临界量的比值（Q 值）小于 1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）相关规定，本项目风险潜势为Ⅰ，因此，本次风险评价仅进行简单分析。

2.5.2 评价范围

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

表 2.5-9　各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大　气	以石西 18 井场为中心，边长为 5km 的矩形；分别以石西 16、石西 161-H 井为中心，边长为 5km 形成的包络线范围
地 下 水	以各井场为中心，以地下水流向为长轴，项目区四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km
声 环 境	各井场边界向外 200m
土壤环境	各井场边界向外 200m
生态环境	项目占地范围内
环境风险	不设评价范围

2.6 环境保护目标

根据现场调查，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。项目所在地和布克赛尔蒙古自治县属于水土流失重点预防区。本项目各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.6-1。

表 2.6-1　项目环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	项目区环境空气	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	项目区土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准；
地下水环境	项目区地下水	/	GB/T14848-2017 Ⅲ类

声环境	项目区声环境	/	GB3096-2008 3 类
生态环境	水土流失重点预防区	项目区内	/
	梭　梭	项目区内	自治区Ⅰ级保护植物
	野生动植物	项目区内	保护野生动植物生境不被破坏

2.7 评价内容与重点

2.7.1 评价内容

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

表 2.7-1　评价内容一览表

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

2.7.2 评价重点

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

（1）建设项目工程分析；

（2）生态环境影响评价；

（3）大气、地下水、声、土壤环境影响评价；

（4）环境保护措施分析论证。

2.8 环境功能规划

本项目环境功能区划情况详见表 2.8-1。

表 2.8-1　项目所在区域的环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类功能区
土壤环境	《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值
生态环境	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II 3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区—23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区”

2.9 相关规划及政策符合性分析

2.9.1 相关规划符合性分析

（1）区域发展规划

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

（2）主体功能规划相符性分析

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

（3）行业发展规划及规划环评相符性分析

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

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

（4）与《新疆环境保护规划》（2018-2022 年）的符合性分析

本项目与《新疆环境保护规划》（2018-2022 年）的相关符合性分析详见表 2.9-1。

表 2.9-1　本项目与《新疆环境保护规划》（2018-2022 年）的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	在阿尔泰山、塔里木盆地、准噶尔盆地等矿产资源富集区，实施矿区生态建设与修复工程，保障区域水源涵养和水土保持功能。在塔里木河中下游油气资源开发区实施生态修复，开展禁牧、休牧，封育保护荒漠林。在准噶尔盆地、吐哈盆地、淖毛湖、三塘湖等风蚀严重地区开展生态修复工程，保护荒漠地表结皮，推进荒漠植被自然修复。	本次环评要求建设项目在施工过程中，合理规划临时占地和永久占地，严格控制临时占地面积；设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。施工结束后，及时对施工场地范围内的临时占地进行清理平整，以便后期自然恢复，对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量。签订征地协议，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。采取上述措施后，可有效保护荒漠地表结皮，减少风蚀量，以便临时占地范围内的植被自然恢复，通过生态经济补偿进行异地生态恢复，将因本项目实施而产生的生态影响降至最低	符合
2	严格落实环境准入要求。严禁“三高”项目进新疆，严格禁止固体废物进口，限制“三高”企业进园区。坚持能源、矿产资源开发自治区政府“一支笔”制度，环境保护“一票否决”制度。	本项目为陆地石油天然气开采项目，不属于“高污染、高环境风险产品的工业项目	符合

由表 2.9-1 可知，本项目建设符合《新疆环境保护规划》（2018-2022 年）中的

相关要求。

（5）与《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030年）》的符合性分析

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

《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030年）》根据各区所处水土流失防治区确定建设项目的水土流失的防治标准等级，本项目属于 3-2沙漠风力侵蚀预防保护区，建设类项目水土流失防治等级为一级标准。工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。综上，本项目符合《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030年）》中的相关要求。

2.9.2 环保政策符合性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目采取的各项环保措施符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关要求，相符性分析详见表2.9-2。

表2.9-2　本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%	井下作业时带罐，防止产生落地原油。产生的落地原油后，及时回收，100%回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置	符合
2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	采出水送至石西集中处理站采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，全部回注油藏，不外排	符合
4	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%	本项目采用密闭集输工艺流程工艺，油气集输损耗率系数约为0.0004%	符合
5	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开	分离出的天然气管输至石西天然气处理站处理，不放空	符合

	鸟类迁徙通道		
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	洗井废水集中收后由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污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	事故状态下产生的落地油 100%回收，含油污泥交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
8	1）油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2）加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4）建立环境保护人员培训制度；5）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	将本项目纳入石西油田作业区已有的 HSE 管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划	符合

（2）与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求，相符性分析详见表 2.9-3。

表 2.9-3　本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目的建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率相关要求；针对井型、油气藏类型选用专用钻井和井控设备、开采设备，从钻井、采气、采油及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地	符合
2	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方	本项目仅建设地面工程，不涉及钻井	符合

序号	《规范》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	工程	
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	运营期设水质监测井，落实地下水监测计划	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄露，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	石西油田作业区具备完善的应急管理体系，本项目可依托其应急预案及应急物资	符合
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	采出水和洗井废水进石西集中处理站采出水处理系统，处理达标后回注油藏，不外排；井下作业带罐作业，防止落地油产生；事故状态下的含油污泥委托有资质的单位处置	符合
6	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理	石西 16 和石西 161_H 井场内新增 RTU 装置，石西 18 井的抽油机井电控箱采油油田公司物联网电控箱，将 Zigbee 网关、电参模块、RTU 等设备都集成在电控箱内。最终均接入石西油田作业区公寓生产监控云平台系统	符合

（3）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性分析

本项目的建设符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中的相关要求，具体见表 2.9-4。

表 2.9-4　与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

序号	《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》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影	中国石油新疆油田分公司目前正在组织编制《新疆油田公司“十四五”发展规划纲要》和《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环境影响评价》	符合

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报		
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性。	本项目是以石西 16 区块和石西 18 区块开展环评，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施	符合
3	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置	本项目无钻井岩屑产生。项目运营过程中事故状态下含油污泥交由有相应危险废物处置资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响	符合
4	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	本项目采油密闭集输工艺，减少了油气的无组织挥发	符合
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	项目的建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施，项目周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对项目区	符合

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
		进行平整、清理，恢复临时占地	
6	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	石西油田作业区具备完善的应急管理体系，本项目可依托其应急预案及应急物资	符合

（4）与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的要求，详见表 2.9-5。

表 2.9-5　本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	项目区无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区	符合
2	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	针对本项目运营期排放的废气、噪声以及大气、土壤环境提出了运营期监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、塔城地区生态环境局及和和布克赛尔蒙古自治县分局的监督与管理，并按照《企业事业单位环境信息公开办法》（原环保部第 31 号）等规定，公开运营期监测情况	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本报告提出井场施工结束后，应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域的蒸发量大于降水量，不需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄露，造成环境污染	本报告提出运营期要定期对井场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄露、溢流和散落	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强	事故状态下含油污泥交由相应危险废物处	符合

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置	理资质的单位回收处理，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输	
7	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放	本项目产生的天然气管输至石西天然气处理站处理，不放空	符合
9	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	项目管线施工时土方分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整清理，井区植被盖度较低，由于特殊的气候条件，不适宜采取植被复垦的生态保护措施，采用自然恢复。场站均采取了地面硬化的措施，退役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复	符合
10	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生	项目实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境污染事件应急预案》	符合

（5）与《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》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的通知》，全地区国土空间共划定 108 个环境管控单元，主要为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三大类，实施分类管控。本项目位于和布克赛尔蒙古自治县，管控单元名称为和布克赛尔县环境管控单元 03——重点管控单元，管控代码为 ZH65422620003，项目建设符合重点管控单元管控要求，具体见表 2.9-6。

表 2.9-6　本项目与塔城地区“三线一单”符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求		本项目采取的相关措施	符合性分析
重点管控单元（ZH65422620003）	空间布局约束	1.执行自治区总体准入要求中[A1.2-1][A1.3-1][A1.3-2][A1.4-1][A1.4-2][A1.4-3]条要求： [A1.2-1]严格执行国家产业、环境准入和去产能政策，防止过剩或落后产能跨地区转移。符合国家煤电产业政策的新建煤电、热电联产项目烟气排放执行超低排放标准。国家和自治区大气污染联防联控区域重点区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯凝发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯(电石法)、焦炭(含半焦)等行业的新增产能项目，具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。重点控制区主要大气污染物排放须进行“倍量替代”，执行大气污染物特别排放限值，新增大气污染物排放量须在项目所在区域内实施总量替代，不得接受其他区域主要大气污染物可替代总量指标;一般控制区域内主要大气污染物排放须进行“等量替代”，执行大气污染物特别排放限值。严格执行钢铁、水泥、平板玻璃等行业产能置换实施办法。 [A1.3-1]列入《产业结构调整指导目录》淘汰类的现状企业，制定调整计划。针对环保治理措施不符合现行环保要求、资源能源消耗高、涉及大量排放区域超标污染物、或持续发生环保投诉的现有企业，制定整治计划。在调整过渡期内，应严格控制其生产规模，禁止新增产生环境污染的产能和产品。 [A1.3-2]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。 [A1.4-1]一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。 [A1.4-2]重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区，并符合城乡规划和土地利用总体规划。 [A1.4-3]石化、化工、煤化工、制药、农药等挥发性有机物排放重点行业建设项目，以及工业涂装、包装印刷、油品储运销等涉 VOCs 排放的项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下，必须在依法设立、环境保护基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布设。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、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。 2.执行自治区管控单元分区管控要求。	本项目为石油天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录》中的鼓励类；位于古尔班通古特沙漠腹地，不涉及水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库；符合自治区主体功能区规划、生态功能区划、国家经济发展规划；本项目不属于高污染、高环境风险产品，不属于“三高”项目	符合

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求		本项目采取的相关措施	符合性分析
		[A6.1-1] [A6.1-2]条要求：[A6.1-1]根据产业集聚区块的功能定位，建立分区差别化的产业准入条件。严格控制重要水系源头地区和重要生态功能区“高污染、高环境风险产品”工业项目准入。优化完善区域产业布局，合理规划布局“高污染、高环境风险产品”工业项目，鼓励对“高污染、高环境风险产品”工业项目进行淘汰和提升改造。合理规划居住区与工业功能区，在居住区和工业区、工业企业之间设置防护绿化隔离带。 [A6.1-2]大气环境重点管控区内：禁止引进国家和自治区明令禁止或淘汰的产业及工艺、园区规划的项目；引进符合国家产业政策和清洁生产要求的、采用先进生产工艺和设备的、自动化程度高的、具有可靠先进的污染治理技术的生产项目。 3. 执行塔城地区总体管控要求[1.5] [1.6]条要求：1.5 加快城市建成区重污染企业搬迁改造或关闭退出，推动实施批水泥、平板玻璃、焦化、化工等重污染企业搬迁工程。退城搬迁的企业重点向地区级以上有该产业布局规划的园区集聚，各县(市)要结合企业退城搬迁的计划及时优化完善城市总体规划。 1.6 严禁“三高”项目进塔城，对石化、有色、钢铁、建材、火电、煤炭、装备、纺织服装、轻工、电子产品制造十大产业类型,做好禁止类项目管控工作。		
	污染物排放管控	1.执行自治区管控单元分区管控要求[A6.2-1]条要求： [A6.2-1]严格实施污染物总量控制制度，根据区域环境质量改善目标，削减污染物排放总量。新建工业项目污染物排放水平要达到同行业国内先进水平。加快落实污水处理厂建设及提升改造,推进工业园区(工业企业)污水处理综合利用设施建设，所有企业实现稳定达标排放。加强土壤和地下水污染防治与修复。 2.执行塔城地区总体管控要求[2.1]： [2.2]条要求：2.1 持续推进涉气工业污染源全面达标排放，将烟气在线监测数据作为执法依据，加大超标处罚和联合惩戒力度，未达标的企业一律依法停产整治，积极推进控制污染物排放许可制。 2.2 对未完成上一年度主要污染物总量减排目标的地区(企业)或未完成大气环境质量目标的地区，暂停该地区(企业)新增相关污染物排放建设项目的环评审批。 3.建成区禁止焚烧工业废弃物、环卫清扫物、建筑垃圾、生活垃圾等废弃物，加强餐饮服务业燃	本项目总量控制指标为二氧化硫 0.0056t/a、氮氧化物 0.339t/a,建议建设单位按照此量申请总量控制指标，水套炉烟气中各污染物浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 限值要求，无组织挥发性有机物满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》	符合

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求		本项目采取的相关措施	符合性分析
		料烟气及油烟防治,推广使用天然气、液化石油气、电能等清洁能源，城镇居民气化率逐步达到100%，加强防控机动车废气排放，倡导绿色低碳的出行方式和生活方式,降低人均能源消耗量及废气污染物排放量。	（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	
	环境风险防控	1.执行自治区总体准入要求中[A3.1-1]条要求： [A3.1-1]禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。 2.执行自治区管控单元分区管控要求[A6.3-1]条要求： [A6.3-1]定期评估邻近环境敏感区的工业企业、工业集聚区环境和健康风险。强化工业集聚区企业环境风险防范设施设备建设和正常运行监管，加强重点环境风险管控企业应急预案制定，建立常态化的企业隐患排查整治监管机制，加强风险防控体系建设。 3.执行塔城地区总体管控要求[3.1][3.2]条要求： 3.1 完善环境突发事故应急预案，加强环境风险防控体系建设。大气污染联防联控区域制定环境风险应急预案，成立应急组织机构，定期开展应急风险排查工作。园区应建立危险源数据库，并动态更新。建立园区、企业、装置三级应急联动方案，强化区域环境风险应急防范能力。 3.2 县级以上城市建成区原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉,其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨以下的燃煤锅炉。	本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，石西油田作业区制定了突发环境事件应急预案，并进行了备案	符合
	资源开发效率	1.执行自治区总体准入要求中[A4.4-1]条要求： [A4.4-1]重点控制区实施燃煤总量控制。各城市结合本地实际划定和扩大高污染燃料禁燃区范围，逐步由城市建成区扩展到近郊。通过政策补偿等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭。 2.执行自治区管控单元分区管控要求[A6.4-1]条要求： [A6.4-1]推进工业集聚区生态化改造，强化企业清洁生产改造，推进节水型企业、节水型工业园区建设，提高资源能源利用效率。 3.执行塔城地区总体管控要求[4.3]条要求： [4.3]持续推进电气化工作，制定实施地区清洁能源消纳行动计划，加大可再生能源消纳力度。	本项目仅管道试压及井下作业时使用清水，耗能设备主要为抽油机、水套炉、电加热器等，采用节能型抽油机、高效加热设备，集输管道、设备设施采取保温措施，减少能源消耗	符合

3 现有工程建设现状

本项目在石西 16 井区部署 2 口采气井、石西 18 井区部署 1 口采油井，并对石西集中处理进行改造，石西 16 井区和石西 18 井区为新开发区块，故本次仅对石西集中处理站及拟部署井的勘探期进行回顾。

3.1 石西集中处理站建设现状及环境影响回顾

3.1.1 石西集中处理站建设现状

石西集中处理站建设于 1998 年，是集原油处理、采出水处理、清水处理及注水为一体的集中处理站，原油处理、采出水处理及罐区位于处理站北部，卸油台建在东侧围墙外，锅炉房、消防泵房及综合办公室位于西南部，石西集中处理站平面布置见图 3.1-1。石西集中处理站至今已经过多次升级改造，环保手续履行情况见表 3.1-1。

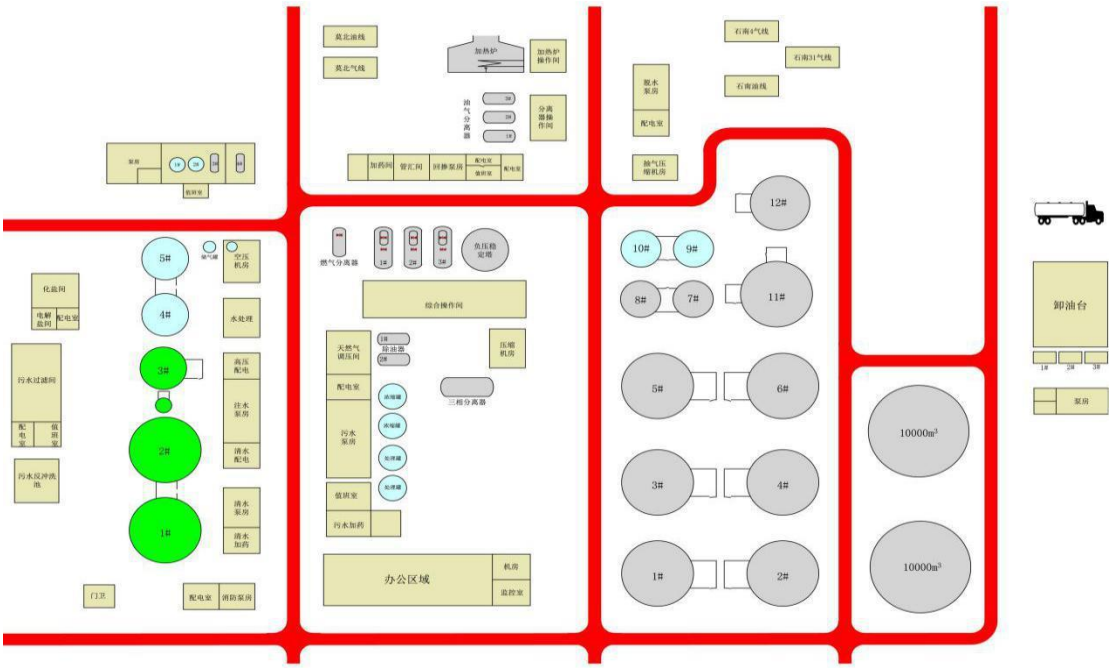


图 3.1-1　石西集中处理站平面布置示意图

表 3.1-1　石西集中处理站环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	环评批复文号	验收情况
1	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
2	石西油田作业区采油废水回注（再利用）工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函〔2014〕191 号 2014 年 2 月 21 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函〔2015〕1155 号 2015 年 10 月 28 日
3	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）	原和布克赛尔蒙古自治县 和生环评函字〔2019〕27 号 2019 年 7 月 12 日	正在组织验收
4	石西油田作业区 2010～2019 年环境影响后评价报告书	自治区生态环境厅 新环环评函〔2021〕240 号 2021 年 3 月 16 日	/

（1）原油处理系统

原油处理系统设计能力 100×10^4t/a，实际处理量为 47.5×10^4t/a，处理工艺为油区来油经管汇间汇合后进油气分离器，分离后，液相进沉降罐区进行一段重力沉降脱水，一段脱水原油含水 10%左右，然后进入二段缓冲罐。缓冲罐内液体通过提升泵加压、加热炉加热后进脱水器脱水，将原油含水率在降至 0.5%以下，然后进入原稳塔进行负压闪蒸，闪蒸后的原油进净化油罐，后经外输泵外输。分离后的天然气进除油器进行脱液，后经计量调压后输送至石西天然气处理站。卸油台来的原油经卸油泵打入罐区沉降罐进行处理。

石西集中处理站正在进行密闭改造，预计 2021 年底投产，密闭改造后，原油处理系统采用“高效聚结游离水脱除器+相变加热炉+高效聚结热化学脱水器”脱水工艺。工艺路线为：“油区来液进站→高效聚结游离水脱除器→提升泵→升温→高效聚结热化学脱水器→压力缓冲罐→原油稳定系统”，具体工艺流程为石西油田油区来液与莫北、石南、石南 31 转油站来液在管汇混合至高效聚结游离水脱除器，分离出来的低含水原油经新建提升泵升压至 0.65～0.75MPa，经与石西低含水原油—原稳塔顶气换热器换热后进相变加热炉加热至 55～60℃，加热后含水原油至高效聚结热化学脱水器进行热化学脱水，合格净化油自压进入压力缓冲罐。

高效聚结游离水脱除器分离出的伴生气经除油器脱液、压控后，输送到天然气处理站。高效聚结游离水脱除器脱出的含油污水进采出水处理站处理；高效聚结热化

学脱水器脱出的含油污水回掺高效聚结游离水脱除器前端。

（2）采出水处理系统

采出水处理系统历经两次改造，目前设计处理规模为 2600m^3/d，实际处理规模为 1400m^3/d。处理工艺为：原油处理系统分离出的采出水（含油量≤300mg/L，悬浮物≤200mg/L）在进水口加入次氯酸钠杀菌剂进行第一次杀菌，进入 2 座 1000m^3 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≤100mg/L、含油≤100mg/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≤20mg/L、悬浮物≤20mg/L）经双滤料过滤器处理，出口水质指标可达到：含油≤7mg/L、悬浮物≤7mg/L，在双滤料过滤器新增加药口，出水口加入次氯酸钠杀菌剂进行第二次杀菌，处理后的净化水进入注水罐，用于石西油田和石南 31 井区油藏注水开发。

石西集中处理站站内主要设备见表 3.1-2。

表 3.1-2　石西集中处理站主要装置工艺设备及参数表

序号	设备名称	规格型号	工作参数		数量
			压力 MPa	温度℃	
1	原油提升泵	OMEGA80-270A	0.95	常温	3
2	装卸油泵	OMEGA100-375A	0.52	常温	3
3	气液两相分离器	D3000×12604	0.55	常温	3
4	原油脱水器	DN3000×18000×16	0.6	50	3
5	天然气除油器	WQE2.6×8－0.6	0.55	常温	2
6	直接式加热炉	GW5000-Y/2.5-6	2.5	50	2
7	燃气分离器	1400×4751×6	0.3	常温	1
8	原油稳定器	Φ3600×15708	0.55	常温	3
9	除油器	Ø2600×9400	0.55	常温	2
10	火炬除油器	Φ2000×9066	0.35	常温	1
11	净化油罐	5000m^3	常压	常温	6
12	沉降罐	5000m^3	常压	常温	1
13	沉降罐	4000m^3	常压	常温	1
14	缓冲罐	400m^3	常压	常温	2
15	常压水暖锅炉	CWNS2.8-85/65-Y.Q	常压	85	2
16	注水泵	3ZB-42/18	18	常温	
17	多级高压离心泵	DFJ80-150×12	18	常温	2
18	消防泵	RPK150-4001	1.6	常温	3
19	天然气压缩机	ZW 3.8/6	0.6	30	2

序号	设备名称	规格型号	工作参数		数量
			压力 MPa	温度℃	
20	相变炉	SXFJ200B.1	0.4	165	2
21	原油稳定压缩机	LG61/-0.04-0.4	0.4	85	1
22	卧式燃气锅炉	WNS4-1.0-Q	1	184	2
23	双滤料过滤罐	3000-Ⅲ.2-WX	0.6	45	
24	电解盐水杀菌装置	XTG-YL-T2-6K	0.2	30	1
25	LW 型卧螺离心机	LW-430	常压	30	1
26	污水外输泵	SLZA50-450	1.6	30	2

3.1.2 环境影响回顾

（1）废气

废气主要为相变炉烟气和无组织废气。相变炉采用清洁燃料天然气，污染物主要为二氧化硫、氮氧化物及颗粒物，排放量分别为 0.043t/a、2.63t/a、0.015t/a，石西集中处理站已进行了固定污染源排污登记，登记编号为 91650200715597998M051Z，无组织挥发性有机物产生量约为 47.5t/a。根据作业区 2019 年 12 月对作业区石西集中处理站的例行监测数据可知，石西集中处理站厂界外无组织 NMHC 满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放浓度限值要求。

表 3.1-3　作业区 2019 年 NMHC 监测结果一览表

监测位置		监测因子	小时均值		标准值
			2019.12.9	2019.12.10	
石西集中处理站	上风向 1#	非甲烷总烃	0.33～0.44	0.31～0.38	4
	下风向 2#	非甲烷总烃	0.18～0.30	0.18～0.35	4
	下风向 3#	非甲烷总烃	0.17～0.42	0.18～0.44	4
	下风向 4#	非甲烷总烃	0.24～0.34	0.28～0.37	4

（2）废水

废水主要为生活污水，产生量约为 2190m^3/a，排至站外化粪池中，定期拉运至石西油田作业区生活污水处理系统处理，最终用于周围沙漠植被的绿化。

（3）噪声

噪声源主要为站内各类机泵、加热炉等，根据《石西油田作业区 2010～2019 年环境影响后评价报告书》中对厂界的监测数据（表 3.1-4）可知，厂界四周昼夜噪声值均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类区限值要求。

表 3.1-4　石西集中处理站厂界昼夜噪声值一览表

监测点	昼间[单位：dB（A）]			夜间[单位：dB（A）]		
	监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
厂界东	44	65	达标	41	55	达标
厂界南	43	65	达标	41	55	达标
厂界西	44	65	达标	42	55	达标
厂界北	44	65	达标	42	55	达标

（4）固体废物

固体废物主要为含油污泥和生活垃圾，产生量分别为 9000t/a、3.7t/a，含油污泥交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收处置，生活垃圾集中收集后送至石西油田作业区生活垃圾填埋场处理，产生的固体废物均得到妥善处置。

石西集中处理站污染物产生排放情况见表 3.1-5。

表 3.1-5　石西集中处理站污染物产生排放情况一览表

名称	污染物		单位	现有工程产生量	总排放量
废气	相变炉、锅炉烟气	二氧化硫	t/a	0.043	0.043
		氮氧化物	t/a	2.63	2.63
		颗粒物	t/a	0.015	0.015
	无组织挥发非甲烷总烃		t/a	47.5	47.5
废水	生活污水		m^3/a	2190	2190
固体废物	含油污泥		t/a	9000	0
	生活垃圾		t/a	3.7	0

3.2 勘探及环境影响回顾

勘探期主要为石西 16、石西 161-H 和石西 18 井的钻试工作，其环保手续履行情况见表 3.2-1。

表 3.2-1　石西 16、石西 161-H 和石西 18 井钻试工程环保手续履行情况一览表

序号	工程名称	井号	批复机构、文号及时间	验收情况
1	石西 17、石西 18、石西 161-H 井勘探钻探项目	石西 18、石西 161-H	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〔2020〕7 号 2020 年 2 月 7 日	正在进行自主竣工环境保护验收
2	石西 16 井勘探钻探项目	石西 16	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〔2020〕7 号 2020 年 4 月 7 日	正在进行自主竣工环境保护验收

目前本次实施的 3 口井正在建设，钻试过程中要严格按照环评报告和批复中的

要求执行，具体内容见表 3.2-2。

表 3.2-2　环评报告及环评批复要求一览表

序号	环评、批复文件要求
1	严格控制作业面，减少对土壤的扰动、植被破坏和减少水土流失，施工机械车辆不得在井场、道路以外的地方行使和作业，最大限度地保护自然地表原貌
2	试油期洗井废水排入井口专用罐，定期送至石西集中处理站污水处理系统处理;钻井岩屑排至不落地系统中进行处理
3	强化环境风险管理，制定和完善施工作业环境应急预案，防止环境风险事件发生对土壤以及地下水造成污染

4 建设项目工程分析

4.1 建设项目概况

（1）项目名称

石西 16 井区石炭系气藏地面工程。

（2）项目性质

本项目为新区块开发，涉及石西天然气处理站的改扩建，故项目性质为改扩建。

（3）建设地点

本项目行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，西北距和布克赛尔蒙古自治县中心城区约 183km，西北距克拉玛依市中心城区约 156km。区域位置见图 4.1-1。

（4）劳动定员

项目实施后由石西油田作业区现有工作人员负责运营管理，不设固定工作人员。

（5）工程投资

项目总投资 4146.74 万元万元，环保投资约 160 万元，占总投资的 3.86%。

（6）建设内容

拟在石西 16 井区部署 2 口气井、石西 18 井区部署 1 口采油井，天然气新建产能为 16.3×$10^4$$m^3$/d，原油新建产能为 5.54×$10^4$t/a；新建采油井场 1 座、采气井场 2 座、单井管线 8km、集油干线 11km，对石西集中处理站进行改造；并配套建设供配电、给排水、防腐等公辅工程。

4.2 油气水性质

目前石西 161_H、石西 18 井未出油，无相应物性分析数据，石西 16 井的油气水物性平均值分别见表 4.2-1、表 4.2-2 和表 4.2-3。

表 4.2-1　石西 16 井凝析油性质一览表

井段（m）	平均密度（t/m^3）	50℃粘度（mPa·s）	凝固点（℃）	含蜡（%）
4723～4738	0.7946	1.80	6.7	5.91
4812～4822	0.7912	1.77	7	7.25

表 4.2-2　石西 16 井天然气性质一览表

井段（m）	天然气组成，%									
	N_2	CO_2	CH_4	C_2H_4	C_3	iC_4	nC_4	iC_5	nC_5	C_6
4723～4738	4.48	0.03	84.03	5.40	2.74	1.21	1.08	0.45	0.32	0.26
4812～4822	4.24	0.18	83.57	5.43	2.79	1.26	1.15	0.51	0.53	0.35

表 4.2-3　石西 16 井地层水性质一览表

井段（m）	密度（g/cm^3）	Cl^-含量（mg/L）	总矿化度（mg/L）	水型
4723～4738	1.0322	11740	19817	$CaCl_2$
4812～4822	1.0285	12023	20349	$CaCl_2$

4.3 项目建设内容

项目建设内容包括采油工程、集输工程、公用工程、依托工程和环保工程四个部分，分述如下：

4.3.1 采油工程

新建 3 座井场，分别为石西 16 井、石西 161_H 和石西 18 井。

（1）石西 16 井场

石西 16 和石西 161_H 均为自喷生产，单井井场内设置保温盒 1 套、高低压紧急切断阀 1 套、水套炉 1 座（80kW 6.3MPa）、计量分离橇 1 座（WS1.2×4.8-6.3）、调压箱 1 座、平衡角式节流阀 4 套、平板闸阀 6 套、高压平板闸阀 3 套、节流截止放空阀 1 套、弹簧封闭全启式安全阀 1 套、放喷池 1 座、集输管线，同时井口设置清蜡热洗接口。

井场内集输工艺为：井口采出气液经高压角式节流阀两级节流后，进入计量分离器进行单井计量，计量后油气混输至石西集中处理站处理。石西 16 井 2024 年后需对节流后的采出液加热，石西 161_H 井 2026 年后需对节流后的采出液加热。具体工艺流程见图 4.3-1。

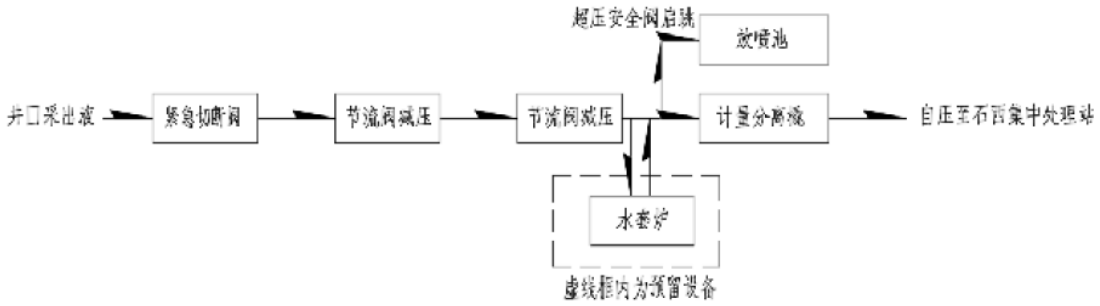


图 4.3-1　井场内集输工艺流程示意图

石西 18 井前期自喷生产，后期采用 14 型节能抽油机，井场设置 20kW 电加热器 1 座、单井计量装置 1 座、14 型节能抽油机 1 台、14 型抽油机基础 1 座。井口设保温盒，同时设置清蜡热洗接口。2024 年后新建井口管道电加热器对节流后的采出液进行加热。

采油井场工程量及构筑物建设情况分别见表 4.3-1 和表 4.3-2。

表 4.3-1　采油井场工程量一览表

序号	名称	单位	数量
1	石西16井采油井场	座	1
1）	高低压紧急切断阀DN6550MPa	套	1
2）	水套炉80kW6.3MPa	座	1
3）	计量分离橇WS1.2×4.8-6.3	座	1
4）	调压箱	座	1
5）	平衡角式节流阀L47YDN6550MPa	套	4
6）	高压平板闸阀DN6550MPa	套	3
7）	平板闸阀Z43wFDN1006.3MPa	套	6
8）	节流截止放空阀DN506.3MPa	套	1
9）	弹簧封闭全启式安全阀DN506.3MPa	套	1
10）	井口保温盒3.4m×0.85m×4.1m	座	1
11）	D114×7/20G	m	100
12）	D76×15/20G	m	50
13）	D168×5/20	m	200
14）	D114×5/20	m	60
15）	D60×3.5/20	m	100
16）	220V35W/m防爆阻燃中温电热带耐温100℃	m	200
2	石西161_H井采油井场 （单座采油井场包括以下设施）	座	1
1）	高低压紧急切断阀DN6550MPa	套	1
2）	水套炉120kW6.3MPa	座	1

序号	名称	单位	数量
3）	计量分离橇WS1.2×4.8-6.3	座	1
4）	调压箱	座	1
5）	平衡角式节流阀L47YDN6550MPa	套	4
6）	高压平板闸阀DN6550MPa	套	3
7）	平板闸阀Z43wFDN1006.3MPa	套	6
8）	节流截止放空阀DN506.3MPa	套	1
9）	弹簧封闭全启式安全阀DN506.3MPa	套	1
10）	井口保温盒3.4m×0.85m×4.1m	座	1
11）	D114×7/20G	m	100
12）	D76×15/20G	m	50
13）	D219×7/20	m	50
14）	D168×5/20	m	200
15）	D114×5/20	m	60
16）	D60×3.5/20	m	100
17）	220V35W/m防爆阻燃中温电热带耐温100℃	m	200
3	石西18井采油井场	座	1
1）	70MPaDN65采油井口	座	1
2）	20kW电加热器	座	1
3）	单井计量装置	座	1
4）	14型节能抽油机	台	1
5）	14型抽油机基础	座	1

表 4.3-2　井场构筑物建设情况一览表

石西16、石西161—H单井井场构筑物

序号	名称	数量	单位	外形尺寸(m)	结构型式	材料等级
1	放喷池	1	座	长×宽×深 顶：13.0×12.0 底:6.0×3.0 深：3.0 顶和底斜向连接	从上往下：1、面层：放喷管正对面耐火砖立铺，50厚1：3水泥砂浆与钢筋砼面层粘接；其它三面烧结粘土砖立铺，细沙扫缝，50后细沙找平。底板普通砖平铺，细沙扫缝。2、中间层：C25钢筋砼，150mm厚；3、底层：幅度7m的HDPE防渗膜一层；4、原土夯实层：压实系数≥0.94	钢材：Q235B
2	水套炉橇基础	1	座	长×宽×高(3.0×0.3×0.6)×3	钢筋砼条形基础，基础顶面高出设计地坪0.2m，基础埋深0.4m。	钢筋砼：C35
3	计量分离橇基础	1	个	长×宽×高(3.0×0.3×0.6)×3	钢筋砼条形基础，基础顶面高出设计地坪0.2m，基础埋深0.4m。	钢筋砼：C35
4	采油树圆	1	个	直径：3.30	钢结构制作，面板为两块半圆形花	钢材：Q235B

	井盖板				纹钢板，加劲肋采用角钢制作。	
5	井口操作平台	1	座	平面长×宽 6.0m×1.2m 平台层高 1.2m	1、上部采用钢框架平台结构，面板采用钢格栅板，钢梁为槽钢制作，钢柱采用钢管制作。 2、基础采用钢筋砼独立基础。	钢材：Q235B 钢筋砼：C35 钢筋HRB400 钢筋HPB300
6	管线埋地固定支墩	1	个	长×宽×高 1.2×0.8×0.8	钢筋砼块式基础，基础顶面位于设计地坪以下-2.1m，基础顶面设钢预埋件。	钢筋砼：C35 钢筋HRB400 钢筋HPB300
7	围栏	130	m	高度H=2.5	钢丝网围栏，围栏顶部设滚筒型刀片刺丝网作为防攀爬设施；立柱采用冷弯型钢立柱；立柱基础采用素砼块式基础。	网片采用φ4冷拔热镀锌钢丝；基础素砼：C25 垫层砼：C20
8	大门	1	座	宽度=6.0 高度=2.5	钢栅大门，门体采用方钢门框、竖栏进行结构焊接而成；门柱采用方钢门柱；基础采用素砼独立基础，门柱与基础采用预埋件焊接连接固定；大门上方的防护网与围栏上方刺丝网顶部高度一致。大门带1m宽小门，高2.1m.	基础素砼：C25，垫层砼：C20 钢材：Q235B
9	巡检道路	52	m^2	路长=52.0 路宽=1.0	面层：80mm厚预制素砼方砖基层：300mm厚戈壁土，压实系数≥0.94	素砼：C25
10	碎石地坪	1000	m^2	围栏范围内除铺装及硬化地坪外	面层：50mm厚碎石基层：150mm厚戈壁土，压实系数≥0.94	碎石粒径：30~50mm
石西18井						
序号	名称	数量	单位	外形尺寸(m)	结构型式	材料等级
1	单井计量装置基础	1	座	长×宽×高 2.4×1.3×0.4	钢筋砼块状基础，基础顶面高出设计地坪0.2m，基础埋深0.2m；	钢筋砼：C35

4.3.2 集输工程

（1）集输管线

新建单井采油管线 8km、集油干线 11km，各管线起始点、管材管径见表 4.3-3。

表 4.3-3 新建管线起始点、管径及管材情况一览表

类别	起点	终点	长度（km）	管径及管材	防腐保温
单井采油管线（8km）	石西 16	集油干线	0.5	D114×5/20 号无缝钢管	保温埋地敷设，管顶埋深-1.80m，保温层采用 40mm 厚硬质聚氨酯泡沫塑料，防护层采用 3mm 厚聚乙烯塑料
	石西 161-H	集油干线	1.5		
	石西 18	集油干线	6		

集油干线（11km）	石西 16 井	已建石西 2#计量站集油干线	11	D219×7/20 号无缝钢管	保温埋地敷设，管顶埋深-1.90m，保温层采用 40mm 厚硬质聚氨酯泡沫塑料，防护层采用 4.9mm 厚聚乙烯塑料。集油干线地面设标志桩

集油干线最大集输规模为液量 900m^3/d、含水 50%、油量 450m^3/d、气量 67.5×10^4Nm^3/d。集油干线设 2 座阀池，一座长×宽×深为 3.5m×3.5m×2.5m，一座长×宽×深为 6m×3.5m×2.5m。

（2）集输工艺流程

石西 16、石西 161_H、石西 18 井单井计量后的采油液混合后通过 1 条集油干线集输至已建石西 2 号计量站 DN300 2.5MPa 集油干线后，最终集输至石西集中处理站。集输工艺流程框图见图 4.3-2。

（3）石西集中处理站改造

由于石西集中处理站密闭改造后新除油器进气、出气管道均为 DN150，新除油器出气管道上调压阀调节能力为 7.5×10^4m^3/d，不满足本工程新增 30×10^4m^3/d 天然气的输送和调压。改造方案为：在已建气液两相分离器出气管道上新建 1 条 D219×6/20 的气管道分支，并安装调节阀和流量计，从此管道上分出约 5×10^4Nm^3/d 气汇入已建气液两相分离器出液管道，气液混合后进入新高效聚结游离水脱除器分离，剩余约 25×10^4Nm^3/d 气直接进入天然气处理站；同时对老气液两相分离器 D325×8/20 出液管道部分管段进行更换。

改造后不影响已建石西集中处理站的平面布置，石西井区采出液分离和除液流程进行了调整。调整后石西集中处理站原油处理工艺流程见图 4.3-3。

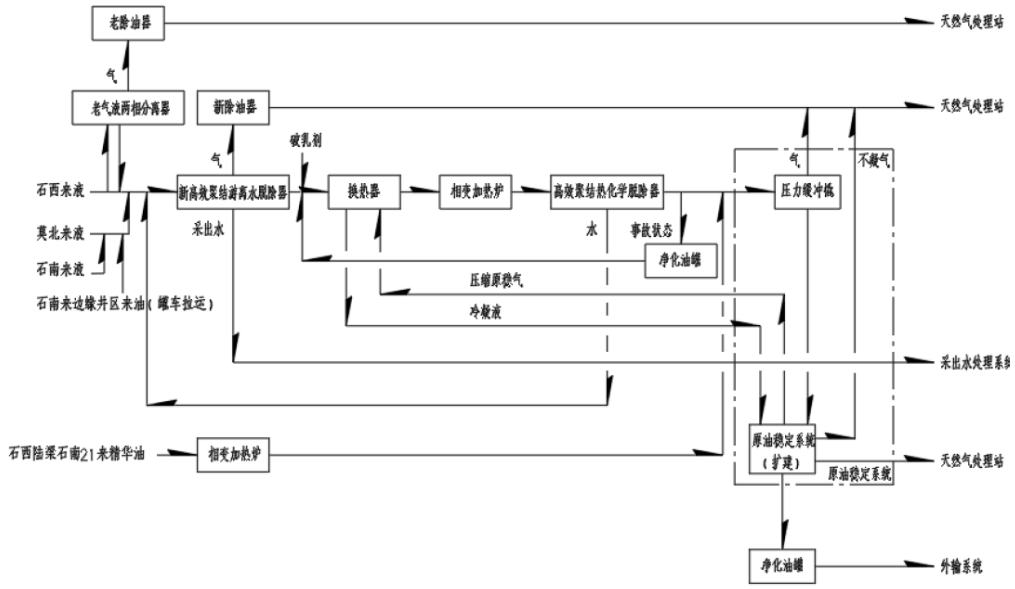


图 4.3-3　改造后石西集中处理站原油处理工艺流程示意图

4.3.3 公用工程

（1）供配电

用电负荷等级油井为三级，供电电压为 10kV，用电电压等级分别为 0.38、0.22kV，新增用电负荷中有用功 132.45kW，无用功 126.38kvar。

供电电源：新建 10kV 架空线 10km，接自已建 10kV 窑井一线，线径 JL/G1A-95/20，架设至石西 16、石西 161_H。新建 10kV 架空线 4km，接自已建 10kV 石碳井线，线径 JL/G1A-95/20，架设至石西 18。

采用单变带单井的配电方式，新建 50kVA 杆架式变电站 2 座、100kVA 杆架式变电站 1 座。

（2）仪表自动化

石西 16 和石西 161_H 井场内新增 RTU 装置，RTU 配套增加 5.8G 无线网桥传输模块，将单井 RTU 的采集内容通过石西油田作业区公寓已建的网桥主站接入石西油田作业区公寓生产监控云平台系统。

石西 18 井的抽油机井电控箱采油油田公司物联网电控箱，将 Zigbee 网关、电参模块、RTU 等设备都集成在电控箱内。单井仪表采用 ZigbeePro 无线仪表，信号传至单井设置的 zigbee 网关再接入 RTU 内，单井所有信号通过新建 5.8GHz 无线网桥从

站上传至石西油田作业区公寓基地建有 70m 专用通讯塔架而后接入石西油田作业区已建云平台系统。

（3）消防

井场消防设施设置情况见表 4.3-4。

表 4.3-4　井场消防设施一览表

石西16、石西161_H单座井场			
序号	灭火器配置地点	灭火器类别	数量
1	水套炉橇	MF/ABC8型手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
		MFT/ABC35推车式磷酸铵盐干粉灭火器	1具
2	计量分离橇	MF/ABC8型手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
		MFT/ABC35推车式磷酸铵盐干粉灭火器	1具
3	调压箱	MF/ABC8型手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
石西18井			
序号	灭火器配置地点	灭火器类别	数量
1	单井计量装置	MF/ABC8型手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2具
		MFT/ABC35推车式磷酸铵盐干粉灭火器	1具

（4）防腐

①保温管道(埋地保温管道、地面保温管道)外壁防腐层：无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300um。

②地面不保温管道外壁防腐层：二道环氧富锌底漆（60um）-二道环氧云铁中间漆（100um)-二道交联氟碳涂料(80um），防腐层干膜厚度≥240um。

（5）给排水

给水主要为管道试压用水和井下作业用水，井区周围无已建供水管网，用水由罐车从石西油田作业区公寓拉运至用水场地。

排水主要是管道试压废水和洗井废水，管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘，洗井废水集中收集后由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理。

4.3.4 依托工程

采出液依托石西集中处理站处理，伴生气依托石西天然气处理站处理，洗井废水、压裂返排液、酸化返排液及废洗井液依托石西集中处理站处理。

4.3.5 环保工程

每座井场设置一座放喷池。

4.3.6 项目组成

项目组成详见表 4.3-5。

表 4.3-5 项目工程组成一览表

工程类别	名称	工 程 量		备 注
主体工程	采油工程	井场	3 口	采气井场 2 座，采油井场 1 座
	集输工程	单井采油管线	8km	D114×5/20 号无缝钢管
		集油干线	11km	D219×7/20 号无缝钢管
	改造工程	石西集中处理站		在已建气液两相分离器出气管道上新建 1 条 D219×6/20 的气管道分支，并安装调节阀和流量计，同时对老气液两相分离器 D325×8/20 出液管道部分管段进行更换
公用工程	供配电	用电负荷等级油井为三级，供电电压为 10kV，用电电压等级分别为 0.38、0.22kV，新增用电负荷中有用功 132.45kW，无用功 126.38kvar。供电电源：新建 10kV 架空线 10km，接自已建 10kV 窑井一线，线径 JL/G1A-95/20，架设至石西 16、石西 161_H。新建 10kV 架空线 4km,接自已建 10kV 石碳井线,线径 JL/G1A-95/20，架设至石西 18 井。采用单变带单井的配电方式，新建 50kVA 杆架式变电站 2 座、100kVA 杆架式变电站 1 座		
	仪表自动化	石西 16 和石西 161_H 井场内新增 RTU 装置，石西 18 井的抽油机井电控箱采油油田公司物联网电控箱，将 Zigbee 网关、电参模块、RTU 等设备都集成在电控箱内		
	消防	在水套炉橇、计量分离橇、调压箱、单井计量装置处设置一定数量的灭火器		
	防腐	保温管道(埋地保温管道、地面保温管道)外壁防腐层：无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300um。②地面不保温管道外壁防腐层：二道环氧富锌底漆（60um）-二道环氧云铁中间漆（100um)-二道交联氟碳涂料(80um），防腐层干膜厚度≥240um		
	给排水	给水主要为管道试压用水和井下作业用水，井区周围无已建供水管网，用水由罐车从石西油田作业区公寓拉运至用水场地。 排水主要是管道试压废水和洗井废水，管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘，洗井废水集中收集后由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理		
环保工程	放喷池	石西 16、石西 161_H 每座井场设置一座放喷池，共设 2 座		
依托工程	采出液	依托石西集中处理站		
	伴生气	依托石西天然气处理站		
	压裂返排液、酸化返排液及废洗井液	依托石西集中处理站		

4.3.7 产能方案

石西16井初期日产气为4.5×10^4m^3/d,稳产期3年,稳产期累计产气0.47×10^8m^3，预测期末累产气 1.03×10^8m^3，累产油 4.52×10^4t；石西 161_H 井初期日产气为10.0×10^4m^3/d，稳产期 3 年，稳产期累计产气 1.08×10^8m^3，预测期末累产气2.31×10^8m^3、累产油 10.29×10^4t；石西 18 井初期日产油取值 20.0t/d，日产气1.8×10^4m^3/d，预测期末累产油 2.81×104t、累产气 0.31×10^8m^3。各井开发预测表分别见表4.3-6、表4.3-7和表4.3-8。

表4.3-6　石西16井气藏开发指标预测表

年份	日产气 (10^4m^3)	日产油 (t)	日产水 (m^3)	年产气 (10^8m^3)	年产油 (10^4t)	累产气 (10^8m^3)	累产油 (10^4t)
2021	4.50	40.90	40.00	0.03	0.25	0.03	0.25
2022	4.50	40.90	27.30	0.15	1.35	0.18	1.60
2023	4.50	25.90	23.50	0.15	0.85	0.32	2.45
2024	4.50	18.20	18.50	0.15	0.60	0.47	3.05
2025	3.60	13.20	14.30	0.12	0.44	0.59	3.49
2026	2.88	9.10	10.70	0.10	0.30	0.69	3.79
2027	2.30	6.40	8.10	0.08	0.21	0.76	4.00
2028	1.84	4.70	6.20	0.06	0.16	0.82	4.16
2029	1.47	3.40	4.70	0.05	0.11	0.87	4.27
2030	1.18	2.40	3.50	0.04	0.08	0.91	4.35
2031	0.94	1.70	2.60	0.03	0.06	0.94	4.41
2032	0.75	1.18	1.89	0.02	0.04	0.97	4.45
2033	0.61	0.79	1.35	0.02	0.03	0.99	4.48
2034	0.50	0.52	0.94	0.02	0.02	1.00	4.50
2035	0.42	0.38	0.72	0.01	0.01	1.02	4.51
2036	0.35	0.27	0.54	0.01	0.01	1.03	4.52

表4.3-7　石西161_H井气藏开发指标预测表

年份	日产气 (10^4m^3)	日产油 (t)	日产水 (m^3)	年产气 (10^8m^3)	年产油 (10^4t)	累产气 (10^8m^3)	累产油 (10^4t)
2021	10.00	91.0	90.0	0.09	0.82	0.09	0.82
2022	10.00	90.9	60.6	0.33	3.00	0.42	3.82
2023	10.00	57.7	52.2	0.33	1.90	0.75	5.72
2024	10.00	40.4	43.3	0.33	1.33	1.08	7.05

年份	日产气 (10^4m^3)	日产油 (t)	日产水 (m^3)	年产气 (10^8m^3)	年产油 (10^4t)	累产气 (10^8m^3)	累产油 (10^4t)
2025	8.00	29.2	31.7	0.26	0.96	1.34	8.01
2026	6.40	20.1	23.6	0.21	0.66	1.56	8.67
2027	5.12	14.3	18.0	0.17	0.47	1.72	9.14
2028	4.10	10.3	13.7	0.14	0.34	1.86	9.48
2029	3.28	7.5	10.4	0.11	0.25	1.97	9.73
2030	2.62	5.6	8.1	0.09	0.19	2.05	9.92
2031	2.10	4.3	6.3	0.07	0.14	2.12	10.06
2032	1.68	2.6	4.2	0.06	0.09	2.18	10.15
2033	1.34	1.7	2.9	0.04	0.06	2.22	10.21
2034	1.07	1.1	2.0	0.04	0.04	2.26	10.25
2035	0.86	0.7	1.4	0.03	0.02	2.29	10.27
2036	0.69	0.5	1.0	0.02	0.02	2.31	10.29

表4.3-8　石西18井生产指标预测表

年份	日产油（t）	日产水（m^3）	日产气 (10^4m^3)	含水率（%）	年产油（10^4t）	年产气 (10^4m^3)	累产油（10^4t）	累产气（10^8m^3）
2022	20.00	24.44	1.80	55.0	0.660	594	0.66	0.0594
2023	14.85	14.85	1.41	50.0	0.490	465	1.15	0.1059
2024	11.17	18.09	1.12	61.8	0.369	370	1.52	0.1429
2025	8.51	18.72	0.90	68.7	0.281	298	1.80	0.1727
2026	6.57	18.36	0.74	73.6	0.217	243	2.02	0.197
2027	5.14	17.64	0.61	77.4	0.170	201	2.19	0.2171
2028	4.07	16.85	0.51	80.6	0.134	168	2.32	0.2339
2029	3.26	16.12	0.43	83.2	0.108	142	2.43	0.2481
2030	2.64	15.54	0.37	85.5	0.087	122	2.52	0.2603
2031	2.17	15.15	0.32	87.5	0.072	106	2.59	0.2709
2032	1.80	14.99	0.28	89.3	0.060	93	2.65	0.2802
2033	1.52	15.12	0.25	90.9	0.050	83	2.70	0.2885
2034	1.29	15.61	0.23	92.4	0.043	74	2.74	0.2959
2035	1.11	16.60	0.20	93.7	0.037	68	2.78	0.3027
2036	0.96	18.33	0.19	95.0	0.032	62	2.81	0.3089

4.4 环境影响因素识别及污染源分析

本项目分为施工期、运营期和退役期三个阶段。对环境的影响主要表现在施工

期和运营期，影响结果包括生态影响和污染影响，退役期场地清理、设备拆除等施工活动也会对环境产生一定影响。

4.4.1 施工期环境影响因素识别及污染源分析

施工期环境影响因素主要表现在井场、集输管线等施工活动中。废气主要来自井场、管线、公用工程等建设过程中产生的扬尘和施工机械、施工车辆尾气等；废水主要为管道试压废水；噪声源主要为施工机械及施工车辆；固体废物为建筑垃圾。此外，施工人员和相关施工活动会对施工范围内的生态环境造成一定影响。

（1）废气

废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气。

①施工扬尘

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

②施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

（2）废水

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

（3）噪声

噪声源主要为施工机械噪声，噪声级在 80dB（A）～105dB（A）之间。

（4）固体废物

固体废物主要为废边角料、废包装物等建筑垃圾，产生量较少集中收集后送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。

（5）生态影响分析

本项目总占地面积为 319520m^2，其中永久占地 2520m^2，临时占地 317000m^2，详见表 4.4-1。

表 4.4-1　本项目占地概况一览表

序号	建设项目	占地面积（m^2）	占地性质		占地类型
			永久征地（m^2）	临时占地（m^2）	
1	单井采气管道	261000	0	261000	未利用地
2	电力线	58520	2520	56000	未利用地
3	合计	319520	2520	317000	/

4.4.2 运营期环境影响因素识别及污染源分析

运营期环境影响因素主要体现在水套炉燃烧烟气和油气集输过程中产生的无组织挥发性有机物；废水主要为洗井废水；噪声源主要为井下作业及巡检车辆噪声；固体废物主要为压裂返排液、酸化返排液、废洗井液。

（1）废气

①水套炉烟气

本项目设 80kW 水套炉一台、120kW 水套炉一台，其耗气量合计为 $8.1\times10^4m^3/a$、$10.1\times10^4m^3/a$，水套炉烟气主要污染物为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物，烟气量及氮氧化物产生量按照《污染源源强核算技术指南　锅炉》中产污系数法（基准烟气量为 $10.6Nm^3/m^3$、NO_X 18.71kg/万 m^3 天然气）进行核算，石西 16 井区和石西 18 井区的伴生气不含硫，SO_2 以最低检出限 $2.86mg/m^3$ 计，水套炉颗粒物产生量类比功率类似的水套炉炉实测数据（$1mg/m^3$）进行核算，燃料类型相同、功率相近，污染控制措施相似，具有可比性。计算结果见表 4.4-2。

表 4.4-2　水套炉烟气排放情况一览表

水套炉	排气筒编号	运行时间（h）	耗气量（$\times10^4m^3/a$）	烟气量（$\times10^4m^3/a$）	污染物排放情况					
					NO_x		SO_2		PM_{10}	
					t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3
80kW	P1	8760	8.1	85.86	0.151	176	0.0025	2.86	0.00086	1
120kW	P2	8760	10.1	107.06	0.188	176	0.0031	2.86	0.001	1
合计	/	/	18.2	192.92	0.339		0.0056	/	0.00186	/
GB13271-2014 标准限值	/	/	/	/	/	200	/	50	/	20

由表 4.4-2 可知：水套炉炉烟气中各污染物排放浓度能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 限值要求。

②无组织废气

废气主要为油气集输过程中产生的无组织挥发性有机物，油气集输过程中的无组织挥发废气无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

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

α —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

$WF_{VOCs,i}$—流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 70%）；

$WF_{TOC,i}$—流经密封点 i 的物料中总有机碳(TOC)平均质量分数，（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 70%）；

$e_{TOC,i}$ 一密封点 i 的总有机碳(TOC)排放速率(泄漏浓度大于 10000umol/mol)，kg/h；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

t_i—核算时段内密封点 i 的运行时间，h,本次取 7920h。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 4.4-3。

表 4.4-3　排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		排放速率（kg/h/排放源）	设备数量（个/台）	污染物排放量（t/a）
单井采油井场	阀门	0.064	5	0.0076
	法兰	0.085	10	0.0202
	连接件	0.028	60	0.0399
单口采油井小计）	/	/	/	0.0677
3 口井合计）	/	/	/	0.2031

大气污染物有组织排放量见表 4.4-4，无组织排放量见表 4.4-5，年排放量见表 4.4-6。

表 4.4-4　大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度（mg/m³）	核算排放速率（kg/h）	核算年排放量（t/a）
一般排放口					
1	P1	NO_x	176	0.0172	0.151
		SO_2	2.86	0.00029	0.0025
		颗粒物	1	0.000098	0.00086
2	P2	NO_x	176	0.0215	0.188
		SO_2	2.86	0.00035	0.0031
		颗粒物	1	0.00011	0.001
一般排放口合计		NO_x			0.339
		SO_2			0.0056
		颗粒物			0.00186

表 4.4-5　大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量（t/a）
					标准名称	浓度限值（mg/m³）	
1	M1	油气集输	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查；定期对集输管线进行巡检；加强对密闭管线及密封点的巡检；定期对设备及管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	0.2031

表 4.4-6　大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量（t/a）
1	NO_x	0.339
2	SO_2	0.0056
3	颗粒物	0.00186
4	NMHC	0.2031

（2）洗井废水

废水主要为洗井废水，产生量按照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算。具体产生量见表 4.4-7。

表 4.4-7　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	回收回注	0
		化学需氧量	克/井次-产品	104525	回收回注	0

		石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
		化学需氧量	克/井次-产品	34679	回收回注	0
		石油类	克/井次-产品	6122	回收回注	0

石西 16 和石西 161_H 为气井，不进行洗井作业，石西 18 井区为低渗透油井，井下作业每 2 年 1 次，采用表 20 低渗透油井洗井作业产污系数计算本项目运营期洗井废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 4.4-8。

表 4.4-8　井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量（t/2a）
工业废水量	27.13t/井次-产品	27.13
化学需氧量	34679g/井次-产品	0.035
石油类	61225g/井次-产品	0.006

洗井废水收集至专用储罐中，由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理。

（3）噪声

噪声主要包括井下作业噪声及巡检车辆噪声等，噪声排放情况见表 4.4-9。

表 4.4-9　运营期噪声排放情况一览表

噪声源名称		声功率级[dB（A）]	排放规律	噪声特性
井场	井下作业	80～105	间歇	机械
巡检车辆	交通噪声	60～90	间歇	机械

（4）固体废物

井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。固体废物主要为压裂返排液、酸化返排液及废洗井液。

井下作业进行酸化、压裂等工序时，会产生一定的压裂返排液、酸化返排液，修井时会产生废洗井液，上述污染物的产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，井下作业每 2 年 1 次，具体产污系数及产生量见表 4.4-10。

表 4.4-10　压裂返排液、酸化返排液及废洗井液产生量一览表

石西 16、石西 161-H 井					
污染物名称	产污系数	产生量	废物类别	废物代码	危险特性
压裂返排液	263.98m³/井	527.96m³/2a	HW08 废矿物油与含矿物废物	900-249-08	T，I
废洗井液	25.29t/井	50.58t/2a			
酸化返排液	82.3m³/井	164.6m³/2a	HW34 废酸	900-349-34	C，T
石西 18 井					
污染物名称	产污系数	产生量	废物类别	废物代码	危险特性
压裂返排液	153.21m³/井	153.21m³/2a	HW08 废矿物油与含矿物废物	900-249-08	T，I
废洗井液	25.29t/井	25.29t/2a			
酸化返排液	150.49m³/井	150.49m³/2a	HW34 废酸	900-349-34	C，T

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

本次评价根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》中的相关要求对压裂返排液、酸化返排液及废洗井液进行识别、分析，详见表 4.4-11。

表 4.4-11　压裂返排液、酸化返排液及废洗井液危险特性详情一览表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性
压裂返排液	HW08	900-249-08	681.17m³/2a	井下作业时进行压裂	固态	压裂返排液	石油类	T，I
废洗井液	HW08	900-249-08	75.87t/2a	修井	固态	废洗井液	石油类	T，I
酸化返排液	HW34	900-349-34	315.09m³/2a	井下作业时进行酸化	固态	酸化返排液	pH、石油类	C，T

（5）污染物排放量汇总

本项目污染物排放情况见表 4.4-12。

表 4.4-12　运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量	处理措施及排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	0.2031t/a	0.2031t/a	环境空气
	水套炉	NO_x	0.339t/a	0.339t/a	
		SO_2	0.0056t/a	0.0056t/a	
		颗粒物	0.00186t/a	0.00186t/a	
噪声	站场机泵及巡检车辆	连续等效 A 声级	/	/	采用低噪声设备、基础减震
废水	洗井废水	废水量	27.13t/2a	0	由罐车拉运至石西油田作业区修井废液池，上层原油由
		COD	0.035t/2a	0	

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量	处理措施及排放去向
		石油类	0.006t/2a	0	管线管输至石西集中处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至石西集中处理站采出水处理系统处理
固体废物	压裂返排液	pH、石油类	681.17m³/2a	0	
	废洗井液	石油类	75.87t/2a	0	
	酸化返排液	石油类	315.09m³/2a	0	

4.4.3 退役期环境影响因素分析

退役期的施工内容主要为油气井停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，施工过程中将产生少量扬尘、废弃管线、建筑垃圾等固体废物。

4.4.4 事故状态环境影响因素分析

本项目可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

（1）井喷事故

井喷主要是在井下作业过程中发生的事故。本项目在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，伴生气、采出水、原油一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

（2）井漏事故

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

（3）管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，集输管线发生破裂导致油品泄漏，造成环境污染。

4.4.5 污染物排放量汇总

本项目及现有工程排放量“三本账”情况见表 4.4-13。

表4.4-13　本工程及现有工程排放量“三本账”一览表

类别	污染源	污染物名称	现有工程		本工程		总排放量
			产生量	排放量	产生量	排放量	
废气	相变炉及锅炉	氮氧化物	2.63t/a	2.63t/a	0.339t/a	0.339t/a	2.969t/a
		二氧化硫	0.043t/a	0.043t/a	0.0056t/a	0.0056t/a	0.0486t/a
		颗粒物	0.015t/a	0.015t/a	0.00186t/a	0.00186t/a	0.01686t/a
	油气集输	无组织挥发非甲烷总烃	47.5t/a	47.5t/a	0.2031t/a	0.2031t/a	47.7031t/a
废水	井下作业	废水量	0	0	27.13t/2a	0	0
		化学需氧量	0	0	0.035t/2a	0	0
		石油类	0	0	0.006t/2a	0	0
固体废物	井下作业	压裂返排液	0	0	681.17m^3/2a	0	0
		废洗井液	0	0	75.87t/2a		0
		酸化返排液	0	0	315.09m^3/2a	0	0

4.5 总量控制指标

目前，国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫和氮氧化物实行总量控制。本项目产生的洗井废水集中收集后由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排，故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；本项目二氧化硫、氮氧化物排放量分别为0.0056t/a、0.339t/a，建议建设单位按此申请总量控制指标。

4.6 清洁生产分析

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

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

本项目为油气田开发建设项目，生产过程主要包括采油、集输及辅助生产等。

针对项目特点，本次评价对井下作业工艺清洁性和采油（气）清洁性进行分析。

4.6.1 清洁生产水平技术指标对比分析

（1）指标分析

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

本项目井下作业、采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 4.6-1 和表 4.6-2。

表 4.6-1　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	8	0
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
0（4）污染物产生指标	30	作业废液量	m^3/井次	10	≤3.0	76.0	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	232	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1375	0
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5

定性指标

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

表 4.6-2　采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65　稠油：≤160 天然气：≤50	12.65	30
（2）资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10

定性指标

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

（2）综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1—定量评价考核总分值；

P_2—定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标表 4.6-3。

表 4.6-3　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 4.6-1 和表 4.6-2 计算可得：

——钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 95 分，综合评价 98 分。

——井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

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

4.6.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

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

5 环境质量现状调查与评价

5.1 自然环境现状调查与评价

5.1.1 地理位置

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

5.1.2 地形、地貌

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

5.1.3 水文地质

（1）地表水

项目区地处准噶尔盆地腹部的古尔班通古特沙漠，评价范围内无地表水体。

（2）地下水

①地下水类型、含水层及富水特征

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

②地下水补给、径流、排泄条件

受区域水文地质条件控制，评价区地下水补给来源较少，浅层承压水主要接受盆地北部山区、以及上游玛纳斯湖等地表径流垂向渗漏补给，同时向深部承压水进行径流补给。浅层地下水的总体径流方向由西北向东南进行径流，径流速度缓慢，浅层承压水的径流强度比深部地下承压水的径流强度要大。深部承压水除主要接受北部以及浅层承压水还可能接受盆地南部补给，无论是来自北部和南部的补给，汇集于此的深部承压水径流速度缓慢，几乎处于滞缓状态。由于气候干燥，浅层的地下水由水平运动转化为垂直运动，大量的消耗、蒸发排泄。

5.1.4 气候气象

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

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

（2）温度变化大、冬季漫长而寒冷，年平均气温为 6.4℃，月平均气温在 0℃以下的时段达 5 个月之久(11 月～3 月)。1 月平均气温在-10℃～-20℃之间，7 月平均最高气温(7 月～8 月)在 28℃～33℃左右。进入冬季，该地区稳定积雪日数 100 天～160 天，最大积雪深度多在 20cm 以上。沙漠腹地冻土深度可达 2m 以上。

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

5.2 环境保护目标调查

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

5.3 环境质量现状调查与评价

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

5.3.1 大气环境质量现状调查与评价

（1）区域大气环境质量达标判定

根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）可知，评价范围内没有环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据的，可选择符合HJ664规定，并且与评价范围地理位置临近，地形、气候条件相近的环境空气质量城市点或区域点监测数据。

本次评价引用中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”中距离本项目最近、且地形、气候条件相近的城市点—克拉玛依市2020年的环境空气质量达标区判定数据，来说明项目所在区域的环境质量达标情况，根据中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”环境质量达标区判定结果可知，克拉玛依市2020年SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$年均浓度均优于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准限值，为环境空气质量达标区，详见表5.3-1。

表5.3-1　大气质量及评价结果一览表

监测因子	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均值	6	60	10	达标
NO_2	年平均值	21	40	52.5	达标
PM_{10}	年平均值	54	70	77.1	达标
$PM_{2.5}$	年平均值	26	35	74.3	达标
CO	24小时平均第95百分位数	1.4（mg/m³）	4（mg/m³）	35.0	达标
O_3	最大8小时平均第90百分位数	117	160	73.1	达标

（2）环境质量现状评价

①监测因子及监测点位

监测因子：特征污染物为NMHC、H_2S。

监测点位：监测点位于项目区东南方向约1.5km，坐标为　　。

②监测时间及监测单位

监测时间：2021年9月28日～10月4日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

③评价标准

NMHC参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中的推荐值2.0mg/m^{3}执行，H_2S执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中推荐值。

④评价方法

采用最大占标率法来评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

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

P_i—第i种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C_i—污染物i的实测浓度，μg/m^3；

C_{oi}—污染物i的环境空气标准浓度，μg/m^3。

⑤评价结果

具体监测数据及评价结果详见表5.3-2。

表5.3-2　大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测因子	评价指标	现状浓度（μg/m^3）	标准值（μg/m^3）	最大占标率（%）	达标情况
G1	NMHC	一次值	220～350	2000	17.5	达标
	H_2S	一次值		10		

由表5.3-2可知，项目区NMHC监测浓度满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 2.0mg/m^3 要求，H_2S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中推荐值要求。

5.3.2 水环境质量现状调查与评价

本项目地表水评价等级为三级 B，且项目区周边无地表水体分布，因此无需进行地表水环境质量现状调查。项目区地下水环境质量调查内容如下：

（1）数据来源

本次评价引用 4 个地下水监测点，实测 1 个，引用监测情况见表 5.3-3。

表 5.3-3　地下水监测点位分布一览表

数据来源	监测时间	井号	点位编号	与本项目位置关系
《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》	2020 年 1 月 17 日	石西 1#	W1	
		石西 3#	W2	
		石西 8#	W3	
石西油田作业区前哨 2 井地面集气工艺完善改造工程	2019 年 12 月 4 日	莫水 5	W4	
实测	2021 年 10 月 8 日	石水 6	W5	

（2）监测因子

K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}的浓度，pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类。

（3）评价标准

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

（4）评价方法

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

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

式中：P_i——水质单项标准指数；

$C_{i,j}$——水质评价因子 i 在第 j 取样点的浓度，mg/L；

C_{si} ——i 因子的评价标准，mg/L；

pH 的单项标准指数表达式为：

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

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

式中：$S_{pH,j}$—pH 标准指数；

pH_j —j 点实测 pH 值；

pH_{sd}—标准中的 pH 值的下限值；

pH_{SU}—标准中的 pH 值的上限值。

（6）评价结果

监测及评价结果见表 5.3-4。监测结果表明，项目区地下水水质天然背景值较高，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、硫化物均有不同程度超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。

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

监测因子	标准值（Ⅲ）	W1			W2			W3			W4			W5		
		监测值	标准指数	评价结果	监测值	标准指数	评价结果	监测值	标准指数	评价结果						
pH	6.5～8.5	7.68	0.45	达标	7.83	0.55	达标	7.77	0.51	达标						
总硬度	≤450	422	0.94	达标	412	0.91	达标	503	1.12	**超标**						
溶解性总固体	≤1000	3090	3.09	**超标**	2283	2.28	**超标**	4144	4.14	**超标**						
氰化物	≤0.05	<0.004	0.08	达标	<0.004	0.08	达标	<0.004	0.08	达标						
挥发酚	≤0.002	<0.0003	0.15	达标	<0.0003	0.15	达标	<0.0003	0.15	达标						
亚硝酸盐氮	≤1	<0.016	0.02	达标	<0.016	0.02	达标	<0.016	0.02	达标						
氨氮	≤0.5	0.398	0.80	达标	0.371	0.74	达标	0.404	0.81	达标						
硫酸盐	≤250	616	2.46	**超标**	674	2.70	**超标**	1000	4	**超标**						
氯化物	≤250	943	3.77	**超标**	754	3.02	**超标**	1170	4.68	**超标**						
砷	≤0.01	0.0066	0.66	达标	0.0064	0.64	达标	0.0081	0.81	达标						
镉	≤0.005	0.0013	0.26	达标	0.0012	0.24	达标	0.0013	0.26	达标						
六价铬	≤0.05	0.047	0.94	达标	0.042	0.84	达标	0.048	0.96	达标						
石油类	≤0.05	0.05	1	达标	0.05	1	达标	0.05	1	达标						
耗氧量	≤3.0	0.6	0.2	达标	0.6	0.2	达标	1.0	0.33	达标						

5.3.3 声环境质量现状调查与评价

（1）监测点位

根据井场及管线分布特点，本次共布设 8 个监测点，监测点坐标见表 5.3-5。

表 5.3-5　噪声监测点坐标一览表

监测点	井号		坐标
Z1	石西 18 井		
Z2	石西 161H		
Z3	石西 16 井		
Z4	管线拐点处		
Z5	石西集中理站	南厂界	
Z6		东厂界	
Z7		西厂界	
Z8		北厂界	

（2）监测单位及监测时间

监测时间：2021 年 10 月 8 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

（3）评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类区标准限值。

（4）评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声源及是否超标。

（5）评价结果

声环境现状监测结果见表 5.3-6。

表 5.3-6　声环境现状监测结果　　[单位：dB（A）]

监测点	昼间			夜间		
	监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
Z1	42	65	达标	39	55	达标
Z2	41	65	达标	39	55	达标
Z3	41	65	达标	39	55	达标
Z4	42	65	达标	40	55	达标
Z5	40	65	达标	38	55	达标
Z6	40	65	达标	37	55	达标
Z7	41	65	达标	38	55	达标

Z8	41	65	达标	38	55	达标

监测结果表明，项目区背景噪声值昼、夜均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准要求。

5.3.4 土壤环境质量现状评价

（1）监测点位

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为风沙土。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求共布设 6 个监测点，监测点坐标见表 5.3-7。

表 5.3-7 实测土壤监测点位

编号		坐标		性质	采样要求
		N	E		
占地范围内	T1			柱状样	在 0～0.5m、0.5～1.5m、1.5～3m 处分别取样
	T2				
	T3				
	T4			表层样	在 0～0.2m 处取样
占地范围外	T5				
	T6				

（2）监测因子

T4 监测因子为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中的基本项目、石油烃，共计 46 项；

其余监测因子为石油烃。

（3）监测单位及监测时间

监测时间：2021 年 9 月 28 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

（4）评价标准

土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

（5）评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

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

式中：$S_{i,j}$—单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数；

$C_{i,j}$—土壤参数 i 在 j 点的监测浓度，mg/L；

C_{si}—土壤参数 i 的土壤环境质量标准，mg/L。

（6）评价结果

土壤监测及评价结果见表 5.3-8 和表 5.3-9。

表 5.3-8　T4 点监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值（mg/kg）	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
1	砷	60	mg/kg	8.17	0.136	达标
2	镉	65	mg/kg	0.20	0.003	达标
3	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标
4	铜	18000	mg/kg	16	0.001	达标
5	铅	800	mg/kg	16.6	0.021	达标
6	汞	38	mg/kg	0.023	0.001	达标
7	镍	900	mg/kg	14	0.016	达标
8	四氯化碳	2.8	μg/kg	1.3L	/	达标
9	氯仿	0.9	μg/kg	1.1L	/	达标
10	氯甲烷	37	μg/kg	1.0L	/	达标
11	1,1-二氯乙烷	9	μg/kg	1.2L	/	达标
12	1,2-二氯乙烷	5	μg/kg	1.3L	/	达标
13	1,1-二氯乙烯	66	μg/kg	1.0L	/	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	μg/kg	1.3L	/	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	54	μg/kg	1.4L	/	达标
16	二氯甲烷	616	μg/kg	1.5L	/	达标
17	1,2-二氯丙烷	5	μg/kg	1.1L	/	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	μg/kg	1.2L	/	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	μg/kg	1.2L	/	达标
20	四氯乙烯	53	μg/kg	1.4L	/	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	840	μg/kg	1.3L	/	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	μg/kg	1.2L	/	达标
23	三氯乙烯	2.8	μg/kg	1.2L	/	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	μg/kg	1.0L	/	达标
25	氯乙烯	0.43	μg/kg	1.0L	/	达标
26	苯	4	μg/kg	1.9L	/	达标

序号	名称	标准限值（mg/kg）	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
27	氯苯	270	μg/kg	1.2L	/	达标
28	1,2-二氯苯	560	μg/kg	1.5L	/	达标
29	1,4 二氯苯	20	μg/kg	1.5L	/	达标
30	乙苯	28	μg/kg	1.2L	/	达标
31	苯乙烯	1290	μg/kg	1.1L	/	达标
32	甲苯	1200	μg/kg	1.3L	/	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	570	μg/kg	1.2L	/	达标
34	邻二甲苯	640	μg/kg	1.2L	/	达标
35	硝基苯	76	mg/kg	0.09L	/	达标
36	苯胺	260	mg/kg	0.1L	/	达标
37	2-氯酚	2256	mg/kg	0.04L	/	达标
38	苯并[a]蒽	15	μg/kg	0.1L	/	达标
39	苯并[a]芘	1.5	μg/kg	0.1L	/	达标
40	苯并[b]荧蒽	15	μg/kg	0.2L	/	达标
41	苯并[k]荧蒽	151	μg/kg	0.1L	/	达标
42	䓛	1293	μg/kg	0.1L	/	达标
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	μg/kg	0.1L	/	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	μg/kg	0.1L	/	达标
45	萘	70	μg/kg	0.09L	/	达标
46	石油烃	4500	mg/kg	28	0.006	达标

表 5.3-9　其他点位监测结果及评价结果一览表

监测因子	标准限值（mg/kg）	监测点	采样深度	检测值（mg/kg）	标准指数	达标情况
石油烃	4500	T1	0～0.5m	24	0.0053	达标
			0.5～1.5m	25	0.0056	达标
			1.5～3.0m	28	0.0062	达标
		T2	0～0.5m	29	0.0064	达标
			0.5～1.5m	28	0.0062	达标
			1.5～3.0m	26	0.0058	达标
		T3	0～0.5m	34	0.0076	达标
			0.5～1.5m	37	0.0082	达标
			1.5～3.0m	44	0.0098	达标
		T5	0～20cm	29	0.0064	达标
		T6	0～20cm	10	0.0022	达标

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

求。

5.3.5 生态环境现状调查与评价

（1）土地利用现状与评价

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

（2）土壤类型

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为风沙土，具体分布见图 5.3-4。风沙土主要处于温带半干旱、干旱、极端干旱的草原、荒漠草原及荒漠地带。气温变化大，年温差和日温差悬殊，常年多风，风期长，风力大，是风沙土形成的基本动力。风沙土是在风沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少，因风蚀风积交替作用，使土壤发育处于不断的复幼状况下，植被稀疏，生物作用微弱，使有机物质积累很少，成土过程十分微弱，只在土壤表层 0.5cm～1cm 有微弱的分化，有机质含量明显高于下层。这是由于古尔班通古特沙漠冬季有稳定的积雪，在春季积雪融化后，沙土层中便得到一定量的水分补给，在 4 月～5 月间，土壤含水率可达 20g/kg～30g/kg，为短命和类短命植物生长提供了生存条件。正是这些短命和类短命植物生长和循环过程，使沙土层地表形成了微弱的有机质积累，其它土壤理化性状无明显差异，剖面层次分化不明显。风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土三个亚类。

（3）植物现状调查与评价

评价区主要植被类型为荒漠植被，按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属北方植物界—新疆荒漠区—准噶尔荒漠区—古尔班通古特沙漠。

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，评价区分布植物约 20 余种,主要集中在藜科、十字花科、柽柳科、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）；

柽柳科植物均为鳞型叶旱生灌木。其中梭梭、白梭梭为自治区Ⅰ级保护野生植物。区域主要植被名录见表 5.3-10。

表 5.3-10　评价区主要高等植物及分布一览表

序号	中　文　名	学　　名	分　　布		保护级别
			沙丘	丘间	
一、	禾本科	*Gramineae*			
1	东方旱麦草	*Eremopyrum orientale*	++		
2	羽状三芒草	*Aristida pennata*	++		
3	施母草	*Schismus arabicus*	++		
	二、蓼科	*Ploygonaceae*			
4	红皮沙拐枣	*Calligonum rubicundum*	++		
	三、藜科	*Chenopodiaceae*			
5	沙米	*Agriophyllum arenarium*	++		
6	白梭梭	*Haloxylon persicum*	++	-	自治区Ⅰ级保护野生植物
7	梭梭	*Haloxylon ammodendron*	+	++	自治区Ⅰ级保护野生植物
8	猪毛菜	*Salsola collina*		+	
9	散枝梯翅蓬	*Salsola brachiata*		+	
10	刺蓬	*Salsola pestifer*	+		
11	犁苞滨藜	*Atriplex patens dimorphotegria*	++	++	
12	雾滨藜	*Bassia dasyphylla*	+	+	
13	倒披针叶虫实	*Corispermum lehmannianum*	++	-	
14	角果藜	*Ceratocarpus arenarius*	++	+	
15	对节刺	*Horaninowia ulicina*	++		
16	叉毛蓬	*Petrosimomia sibirica*	+		
17	角果碱蓬	*Suaeda Comiculata*		+	
18	囊果碱蓬	*Suaeda physophora*		+	
四、	十字花科	*Cruciferae*			
19	螺喙荠	*Spirorrhynchus sabulosus*	++	+	
20	四齿芥	*Tetracme quadricornis*	++	++	
21	灰白糖芥	*Ergsimum cheiranthides*	++	+	
22	荒漠庭荠	*Alyssum desertorum*	++		
23	卷果涩芥	*Malclomia scorpioides*	++	+	
五、	蒺藜科	*Zygophyllaceae*			
24	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*		+	
六、	柽柳科	*Tamaricaceae*			
25	琵琶柴	*Reaumuria soongorica*		+	
	七、茄科	*Solanaceae*			
26	黑刺	*Lycium ruthenicum*		+	
	八、菊科	*Compsitae*			
27	沙蒿	*Artemisia desterorum*	++	++	

		Spreng			
28	苦艾蒿	*Artemisia santolina*	++	-	
29	地白蒿	*Artemisia terrae-ablae*	++	-	
30	沙地千里光	*Senecio subdentatus*	+	++	
31	九、麻黄科	*Ephedraceae*			

注：++多见，+少见，-偶见。

按照建群种植物的生活型和群落生态外貌，油田区域植被类型以荒漠植被为主，建群种为梭梭柴及白梭梭，主要群系类型为白梭梭-红皮沙拐枣-羽状三芒草群系，白梭梭在半固定沙丘上发育较好，高度可达 1m～3m，伴生种为红皮沙拐枣、羽状三芒草、地白蒿、沙蓬等典型的沙生植物。

（4）野生动物现状调查与评价

按中国动物地理区划的分级标准，油田开发区域属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠腹地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区。野生动物的栖息生境极为单一，白梭梭荒漠一种景观类型。

在上述动物生境类型单元中共栖息分布着野生脊椎动物约 30 种，以鸟类和小型哺乳动物为主。野生动物种类详见表 5.3-11。

表 5.3-11　作业区及周围主要脊椎动物的种类

种　　类		分布状况			保护级别
		多见种	少见种	偶见种	
爬 行 类					
1、变色沙蜥	*Phrynocephalus versicolor*		+		
2、东疆沙蜥	*P.grumgrizimaloi*	+			
3、快步麻蜥	*Eremias velox*	+			
4、东方沙蟒	*Eryx tataricus*			+	
5、黄脊游蛇	*Coluber spinalis*			+	
鸟　　类					
6、鸢	*Milvus korschun*		+		国家Ⅱ级、自治区 2 级保护野生动物
7、雀　鹰	*Accipiter nisus*		+		国家Ⅱ级保护野生动物
8、草原鹞	*Circus macrourus*		+		国家Ⅱ级、自治区 2 级保护野生动物
9、棕尾鵟	*Buteo rufinus*		+		国家Ⅱ级、自治区 2 级保护野生动物

10、红　隼	*Falco tinnunculus*		+		国家Ⅱ级、自治区 2 级保护野生动物
11、毛脚沙鸡	*Syrrhaptes paradoxus*		+		
12、黑腹沙鸡	*Pterocles orientalis*		+		
13、短趾沙百灵	*Calandrella cinerea*		+		
14、小沙百灵	*C.rufescens*		+		
15、凤头百灵	*Galerida cristata*		+		
16、云　雀	*Alauda arvensi*			+	
17、沙鸥	*Oenanthe isabellina*		+		
18、红尾伯劳	*Lanius cristatus*		+		
19、黑尾地鸦	*Podoces hendersoni*			+	
哺 乳 类					
20、鹅喉羚	*Gozella subgutturosa*		+		国家Ⅱ级、自治区 3 级保护野生动物
21、狼	*Canis lupus*			+	
22、沙　狐	*Velpes corsac*			+	三有名录保护动物
23、虎　鼬	*Vormela peregusna*			+	
24、草　兔	*Lepus capensis*		+		
25、小五趾跳鼠	*Allactage elater*		+		
26、西伯利亚五趾跳鼠	*A.sibirica*		+		
27、小地兔	*Alactagulus pygmaeus*		+		
28、毛脚跳鼠	*Dipus sagitta*	+			
29、大沙鼠	*Rhombomys opimus*	+			
30、子午沙鼠	*Meriones meridixnus*	+			

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，夏季酷热，冬季严寒而且极为干旱，所以野生动物种类分布较少，没有区域特有种类。项目区紧邻石西集中处理站，人类活动频繁，因此大型哺乳动物种类相对较少，偶见沙狐出没。本次现场调查和走访中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。

5.3.6 区域水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》对水土保持区划的划分，本项目属于 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区。具体见表 5.3-12 和图 5.3-6。

表 5.3-12　和布克赛尔蒙古自治县水土保持区划表

一级区名称及代码	二级区名称及代码	三级区名称及代码	四级区名称及代码	区域	面积（km^2）	周长（km）	比例（%）
北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）Ⅱ	北疆山地盆地区（Ⅱ-3）	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区（Ⅱ-3-1）	北部山地、草原水源涵养区	1-1 中低山冻融侵蚀预防保护区	3373.71	845.47	11.72
				1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区	5087.40	670.64	17.67
				1-3 北部丘陵风力、水力混合侵蚀治理区	6612.10	607.96	22.97
			中部谷地丘陵平原荒漠一绿洲产业发展区	2-1 绿洲区人工生态建设风力侵蚀治理区	897.03	213.37	3.12
				2-2 白杨河流域风力、水力侵蚀治理区	882.90	181.73	3.07
			荒漠平原风力侵蚀预防保护区	3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区	4569.40	323.92	15.87
				3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区	3862.47	462.88	13.42
				3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区	3499.00	386.70	12.16
合计					28784.00	3692.67	100.00

3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区：本区位于县域境内东南部古尔班通古特沙漠，包括夏孜盖乡，该区域属于限制开发区。其适宜发展方向是维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延。以恢复、保护植被为重点，在准鸣尔盆地北缘荒漠区实施生态修复工程，将荒漠林管护及生态体系建设结合起来，结合土地荒漠化治理，采取防风固沙林营造、飞播造林和封育等措施，增加节水型沙区碳汇植被。鼓励在适宜条件下结合荒漠植被建设进行大芸种植，鼓励个人和集体发展防风林、经济林建设，遏制土地沙漠化的扩展。加强土地开发监管，严禁随意开荒。

5.3.7 区域沙化土地现状

本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，古尔班通古特沙漠面积 48695km^2，沙漠中的沙化土地面积 4666222.99hm^2，其中沙质土地 4532361.18hm^2（其中流动沙地

38997.61hm^2，半固定沙地 1215775.51hm^2，固定沙地 3223187.31hm^2，沙化耕地 54400.75hm^2）。项目区为天然固定沙地。

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014 年）可知，项目区为沙化土地。

6 环境影响预测与评价

6.1 施工期环境影响预测与评价

6.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气。

（1）施工扬尘

在井场、管线及供电线架空敷设等地面工程建设过程中会产生扬尘，如建筑材料堆积、土壤扰动及施工运输车辆行驶等，均会对环境空气造成一定的影响。类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

（2）施工燃油机械排放废气和汽车尾气

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

6.1.2 施工期地下水环境影响分析

（1）管道试压废水

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

（2）管线施工对地下水的影响

管线敷设埋深一般在-1.8m 以内，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

6.1.3 施工期声环境影响分析

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

工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求。

6.1.4 施工期固体废物环境影响分析

管沟施工过程中的挖方全部回填，无弃方。固体废物主要为建筑垃圾，施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

6.1.5 施工期土壤环境影响分析

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

（1）人为扰动对土壤的影响

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

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

（2）水土流失及沙化影响分析

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

本项目建设对区域水土流失及沙化影响的程度因管线所经过的区域不同而不同。本项目建设内容主要为站场、管线、道路等工程的建设等。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，会使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。

6.1.6 施工期生态环境影响分析

本项目总占地面积为319520㎡，其中永久占地2520㎡，临时占地317000㎡，临时占地主要为集输管线、输电线等施工临时占用，永久占地主要为输电线路占地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤——植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤——植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的天小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

（1）对植物影响分析

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

①工程占地对植物的影响分析

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

本项目总占地面积为319520㎡，在施工结束的2年～3年中，将影响占地范围之内的植被初级生产力，其生物损失量参照《环境影响评价技术导则 非污染生态影响》（HJ/T19-1997）中荒漠化量化指标计算，项目区属于强烈发展的荒漠化，生物生产量按照1.4t/(hm²·a)计算，生物损失量为45t/a，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。

②施工人员活动对植物的影响分析

油田开发建设过程中大量人员、机械进入项目区，使项目区环境中人类活动频

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

（2）对动物影响分析

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

（3）对景观及生态系统结构、功能影响分析

①景观影响分析

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

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

②对生态系统结构、功能的影响

本项目站场工程、管线工程及道路等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动终断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响。但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，评价范围内生态完整性受本项目的影响亦较小。项目区生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。项目占地类型主要为未利用沙地，地

表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。并且由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

③生态系统稳定性分析

项目区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单，由于项目所在区域地表较干燥，导致项目区植被盖度较低，在 10%～20%左右，项目所在区域植物种类少。从现场调查来看，目前项目所在区域内的人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。但施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统的影响不大。

（4）对区域沙化土地的影响分析

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

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

（5）水土流失影响分析

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

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度

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

6.2 运营期环境影响预测与评价

6.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

（1）相关判定

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

（2）模型选用

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

（3）估算模型使用数据来源

①地形数据

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

②地表参数

项目大气评价范围占地类型主要为荒漠化土地，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表 6.2-1。

表 6.2-1　本项目地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0～360	全年	0.3275	7.75	0.2625

③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 6.2-2。

表 6.2-2　气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-41℃	42.3℃	0.5m/s	10

（4）估算模型参数

估算模型参数选择见表 6.2-3。

表 6.2-3　估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		42.3
最低环境温度/℃		-41
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	☑ 是　☐否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是　☑否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（5）污染源参数

本项目污染源参数见表 6.2-4 和表 6.2-5。

表 6.2-4　点源污染源参数一览表

编号	名称	排气筒底部中心经纬度坐标		排气筒底部海拔高度（m）	排气筒高度（m）	排气筒出口内径（m）	烟气流速（m/s）	烟气温度（℃）	年排放小时数（h）	排放工况	污染物排放速率（kg/h）		
		E	N								SO_2	NO_x	PM_{10}
P1	水套炉烟气			438	8	0.2	0.86	150	8760	正常工况	0.00029	0.0172	0.000098
P2	水套炉烟气			438	8	0.2	1.08	150	8760	正常工况	0.00035	0.0215	0.00011

表 6.2-5　面源污染源参数一览表

名称	面源起点坐标（m）		面源海拔高度（m）	面源长度（m）	面源宽度（m）	与正北向夹角（°）	面源有效排放高度（m）	年排放小时数（h）	排放工况	污染物排放速率（t/a）
	X	Y								NMHC
无组织挥发性有机物			438	25	25	0	5	8760	正常工况	0.2031

（6）预测结果

预测结果详见表 6.2-6 和表 6.2-7。

表 6.2-6　水套炉烟气预测结果一览表

P1						
离源距离（m）	二氧化硫		氮氧化物		颗粒物	
	浓度（ug/m^3）	占标率（%）	浓度（ug/m^3）	占标率（%）	浓度（ug/m^3）	占标率（%）
10	0.045307	0.01	2.736543	1.37	0.015586	0
25	0.032734	0.01	1.977134	0.99	0.011261	0
50	0.028261	0.01	1.706965	0.85	0.009722	0
75	0.020623	0	1.245629	0.62	0.007094	0
100	0.014976	0	0.904551	0.45	0.005152	0
200	0.006271	0	0.37875	0.19	0.002157	0
300	0.003714	0	0.224308	0.11	0.001278	0
400	0.00246	0	0.148566	0.07	0.000846	0
500	0.002008	0	0.121283	0.06	0.000691	0
600	0.001771	0	0.106944	0.05	0.000609	0
700	0.001594	0	0.09629	0.05	0.000548	0
800	0.001456	0	0.087912	0.04	0.000501	0
900	0.001343	0	0.081093	0.04	0.000462	0
1000	0.001249	0	0.075415	0.04	0.00043	0
1100	0.001169	0	0.070596	0.04	0.000402	0
1200	0.0011	0	0.06644	0.03	0.000378	0
1300	0.00104	0	0.062822	0.03	0.000358	0
1400	0.000987	0	0.059628	0.03	0.00034	0
1500	0.00094	0	0.056791	0.03	0.000323	0
1600	0.000898	0	0.054251	0.03	0.000309	0
1700	0.00086	0	0.051959	0.03	0.000296	0
1800	0.000826	0	0.049878	0.02	0.000284	0
1825	0.000818	0	0.049387	0.02	0.000281	0
1925	0.000787	0	0.04753	0.02	0.000271	0
2000	0.000766	0	0.046239	0.02	0.000263	0
2100	0.000739	0	0.044636	0.02	0.000254	0
2200	0.000714	0	0.043154	0.02	0.000246	0
2300	0.000692	0	0.04178	0.02	0.000238	0
2400	0.000671	0	0.040501	0.02	0.000231	0
2500	0.000651	0	0.039307	0.02	0.000224	0
P2						
离源距	二氧化硫		氮氧化物		颗粒物	

离（m）	浓度（ug/m³）	占标率(%)	浓度（ug/m³）	占标率（%）	浓度（ug/m³）	占标率(%)
10	0.052934	0.01	3.210191	1.61	0.017075	0
25	0.03707	0.01	2.248116	1.12	0.011958	0
50	0.031621	0.01	1.917661	0.96	0.0102	0
75	0.023799	0	1.443294	0.72	0.007677	0
100	0.017537	0	1.063534	0.53	0.005657	0
200	0.007458	0	0.452267	0.23	0.002406	0
300	0.004434	0	0.268913	0.13	0.00143	0
400	0.002959	0	0.179437	0.09	0.000954	0
500	0.002449	0	0.148532	0.07	0.00079	0
600	0.002164	0	0.131242	0.07	0.000698	0
700	0.001952	0	0.118355	0.06	0.00063	0
800	0.001784	0	0.108185	0.05	0.000575	0
900	0.001647	0	0.099889	0.05	0.000531	0
1000	0.001533	0	0.092963	0.05	0.000494	0
1100	0.001436	0	0.087074	0.04	0.000463	0
1200	0.001352	0	0.081992	0.04	0.000436	0
1300	0.001279	0	0.077559	0.04	0.000413	0
1400	0.001214	0	0.073647	0.04	0.000392	0
1500	0.001157	0	0.070166	0.04	0.000373	0
1600	0.001106	0	0.067043	0.03	0.000357	0
1700	0.001059	0	0.064229	0.03	0.000342	0
1800	0.001017	0	0.061676	0.03	0.000328	0
1825	0.001007	0	0.06107	0.03	0.000325	0
1925	0.000969	0	0.058785	0.03	0.000313	0
2000	0.000943	0	0.057195	0.03	0.000304	0
2100	0.000911	0	0.055222	0.03	0.000294	0
2200	0.00088	0	0.053397	0.03	0.000284	0
2300	0.000853	0	0.051704	0.03	0.000275	0
2400	0.000827	0	0.050127	0.03	0.000267	0
2500	0.000802	0	0.048655	0.02	0.000259	0

表 6.2-6　油气集输无组织废气预测结果一览表

离源距离(m)	NMHC 污染物	
	浓度（ug/m³）	占标率（%）
10	17.025	0.85
15	19.389	0.97
25	14.71	0.74
50	14.328	0.72
75	13.432	0.67

100	12.215	0.61
125	10.987	0.55
150	9.868401	0.49
175	8.9083	0.45
200	8.133301	0.41
225	7.4711	0.37
250	6.9925	0.35
275	6.5557	0.33
300	6.178101	0.31
325	5.8476	0.29
350	5.5567	0.28
375	5.2943	0.26
400	5.050701	0.25
425	4.824901	0.24
450	4.614501	0.23
475	4.415501	0.22
500	4.2293	0.21
525	4.0565	0.2
550	3.8944	0.19
575	3.7422	0.19
600	3.5992	0.18
625	3.4651	0.17
650	3.3392	0.17
675	3.2206	0.16
700	3.1223	0.16
725	3.0162	0.15
750	2.9159	0.15

由预测结果可知：本项目各大气污染物占标率较小，其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

（7）大气环境影响评价结论

本项目运营时期为持续的长期影响，项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目无组织排放的挥发性有机物厂界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求，项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

6.2.2 运营期水环境影响分析

（1）水文地质条件概况

①区域地下水的补给、径流、排泄条件

由于盆地中部干旱少雨，蒸发强烈，降水对区域地下水的补给意义不大，盆地边缘河流沿程地下水的漏失成为盆地中部地下水的主要补给源。

油田开发及运营中地下水的开采是该区地下水重要的排泄方式，地下水补给丰富或开采量不大时，地下水在该区形成的汇流仍可能以径流方式向深层（盆地中心）排泄。

②区域地下水的分布

和布克赛尔蒙古自治县地下水可开采量0.78亿方，因地质条件复杂，开采难度较大，利用量少。地下水根据水理性质及含水层时代划分为第四系孔隙潜水、第三系孔隙潜水和第三系孔隙承压水。

第四系孔隙潜水：主要分布于哈拉迪尔克山以北，含水层主要由中更新统冲砂砾石组成，厚度15m～40m，换算单井涌水量（管径DN377，降深5m），单井出水量500m^3～1000m^3/d，渗透系数 5m/d～10m/d。根据水井抽水实验资料，水埋深 2.8m，降深1.05m，涌水量131.230m^3/d，换算单井涌水量606.380m^3/d，渗透系数6.680m/d。

第三系孔隙潜水：主要分布在哈姆图斯隐伏断裂以北的山前倾斜平面一带，上部为透水不含水的第四季松散沙砾石，下部为第三系潜水。含水层岩性为弱胶结的含砾岩石，水位埋深由北部的大于50m向南部逐渐变光浅至小于25m，换算单井涌水量 500m^3/d～10000m^3/d，渗透系数 1m/d～5m/d，根据水井抽水实验资料，水位埋深57.01m，降深6.08m，涌水量87.090m^3/d，换算单井涌水量426.060m^3/d，渗透系数0.94m/d。

第三系孔隙承压水：主要分布于哈姆图斯隐伏断裂以南，含水层岩性为含砾沙岩石，砂砾岩石为多层结构含水，局部为自流，换算单井水量 500m^3/d～1000m^3/d，渗透系数为1m/d～5m/d。

本项目区域水文地质见图6.2-1，区域水文地质柱状图见图6.2-2。

③地下水化学特征

由于评价区位于准噶尔盆地腹地，气候干燥，地下水补给总体上来源匮乏，蒸发浓缩作用强烈，加之径流速度也缓慢，导致其矿化度逐渐升高、地下水质逐渐变差，地下水多为半咸水及咸水。区内地下水水化学特征水平方向上变化很小，但在垂向上，无论是矿化度还是水化学类型均存在一定的变化。在垂向上，地下水化学类型由浅部的Cl-Na型过渡到Cl·SO_4-Na（Ca）型；浅层承压水矿化度向深层承压水的矿化度逐渐减，地下水矿化度从大于10g/L变化到5～10g/L左右。根据评价区北部水文地质资料,承压水水化学类型由浅层的Cl-Na型过渡到至深部的Cl·SO_4-Na（Ca）型，矿化度由浅层19.06g/L过渡到至深部的5.44g/L。

（2）正常工况下对地下水环境影响分析

洗井废水集中收集后由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排，正常工况下项目无废水外排，运营期不会对地下水产生不利影响。

（2）事故状态下对地下水的影响

①地下水污染途径分析

非正常工况下，本项目集油干线破损泄漏导致油品外泄，石油类污染物有可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

②预测情景设定

据前节工程分析，本次评价针对集油干线发生全管径泄漏对地下水产生的影响进行预测。

③泄漏量预测

本项目按最不利情况考虑假设条件，假设集油干线发生全管径泄漏，裂口总面积为0.03㎡，其泄漏速度Q_L用柏努利方程计算：

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

式中：

Q_L——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，取0.65；

A——裂口面积，m^2；

ρ ——泄漏液体密度；kg/m^3；

P——容器内介质压力，Pa；

P_0——环境压力，Pa；

g——重力加速度，9.8m/s^2；

h——裂口之上液位高度，m。

经计算，在设定事故条件下管线内液体的泄漏速率见表 6.2-7。

表 6.2-7　设定事故条件下管线的泄漏速率计算结果

泄漏口面积 (m^2)	泄漏口之上液位高度(m)	管线内部压力（MPa）	环境压力（MPa）	液体密度 (kg/m^3)	泄漏速率 (kg/s)
0.03	0	0.63	0.1	794.6	577

据上表，管线液体泄漏速率为 577kg/s，假定发现泄漏后 10min 处理完毕，切断事故阀门，11km 集油支线可容纳最多油品为 14t，则泄露油品量最大即为 14t。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，进入含水层物料为 1.4t。

②影响预测

预测因子选取油田特征污染物石油类，根据《环境影响评价技术导则　地下水环境》（HJ610-2016），采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于集油管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：

x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间(d)；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的示踪剂浓度(g/L)；

M—含水层厚度(m)；

m_M—瞬时注入的质量(kg)；

U—水流速度(m/d)；

n_e—孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数(m^2/d)；

D_t—横向 y 方向的弥散系数(m^2/d)；

Π—圆周率。

模型中所需参数及来源见表 6.2-8。

表 6.2-8　模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	m_M	瞬时注入的质量	1.4t
2	t	时间	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	50m
4	u	水流速度	0.29m/d
5	D_L	纵向弥散系数	0.668m^2/d
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	0.05m^2/d
7	n_e	有效孔隙度	0.12

③预测结果

预测结果见表 6.2-9。

表 6.2-9　地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间（d）	最大浓度（mg/L）	下游最大浓度对应距离（m）	下游达标浓度对应距离（m）	III类标准（mg/L）
集油干线	石油类	100	1.02	29	58	≤0.05
		500	0.20	145	177	
		1000	0.10	290	334	

从预测结果可知，发现污染事故后，及时妥善处理，在 24h 之内将污染物料清理完毕，不考虑包气带的降解作用，物料渗入地下，随着时间的增加，污染范围有所增加，集油干线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物运移距离分别为 29m、145m 和 290m。1000 天之后 290m 以外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-93）III类标准。管线发生全管径泄漏导致原油进入地下水的可能性很小，通过定期对设备进行检修，可将事故发生的概率将至最低。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

6.2.3 运营期声环境影响分析

噪声主要包括井下作业噪声及巡检车辆噪声等，源强 80～105dB（A）,采取低噪声设备、基础减震，并经距离衰减后可降低噪声值，类比中国石油新疆油田分公司

其他油区的生产井井场厂界的噪声监测结果，油井在运营期产生的噪声远低于《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类区限值要求；石西集中处理站新增设备产噪较小，石西集中处理站厂界噪声值仍可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类区限值要求。

综上所述，本项目运营期不会对周围声环境产生明显的影响。

6.2.4 运营期固体废物环境影响分析

井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到凝析油 100%回收，固体废物主要为压裂返排液、酸化返排液及废洗井液。压裂返排液和废洗井液属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，酸化返排液属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW34 废酸。压裂返排液、酸化返排液及废洗井液集中收集后由罐车拉运至石西油田作业区修井废液池，上层原油由管线管输至石西集中处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至石西集中处理站采出水处理系统处理。项目产生的固体废物均得到妥善处置，不会对项目区环境造成不利影响。

6.2.5 运营期土壤环境影响分析

正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷、管线泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油品覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

6.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复。随着施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。本项目运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作

业区加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

6.3 退役期影响分析

退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的清理工作包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，站场及其他占地范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

6.4 环境风险分析

6.4.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为原油、天然气。风险单元为单井采油管线和集油干线，计算风险单元危险物质与临界量的比值（Q 值），计算结果详见表 6.4-1。

表 6.4-1　本项目各风险单元 Q 值一览表

风险单元	风险物质在线量（t）		风险物质临界量（t）	Q 值	风险潜势等级
单井采油管线	原油	16.8	2500	0.0067	I
	天然气	0.015	10	0.0015	
集油干线	原油	0.03	2500	0.000012	I
	天然气	0.25	10	0.025	

根据上表计算结果可知，本项目的 Q＜1，判断项目风险潜势为Ⅰ，根据《建设

项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

6.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，无环境敏感目标。

6.4.3 环境风险识别

（1）物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为原油和天然气，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 6.4-2。

表 6.4-2　原油、天然气的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	原油	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300～325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1～6.4%（v）自然燃点 380～530℃	属于高闪点液体
2	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废	热值：50009KJ/kg 爆炸极限 5～14%（v）自然燃点 482～632℃	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物品名表中编号 21007

（2）生产设施危险性识别

①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本项目中，在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，天然气、原油和地层水一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②管线危险性识别

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

（3）风险类型识别

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

（4）危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

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

6.4.4 环境风险分析

（1）对土壤的影响分析

集输管线发生泄漏相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

（2）对植被的影响

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

（3）对地下水环境的影响

集输管线发生泄漏后，泄漏的油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

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

（4）对大气环境的影响分析

集输管线发生泄漏事故后，大量的天然气进入环境空气，可能造成局部地区浓度过高，极易造成小范围的缺氧，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速，严重时可窒息死亡。天然气及原油若遇明火，可发生火灾、爆炸，其伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。项目区地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

6.5 环境风险事故防范措施

6.5.1 井下作业事故风险预防措施

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

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

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

（4）井场设置明显的禁止烟火标志。

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

（6）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

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

6.5.2 油气集输及各站场事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（2）在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

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

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

（5）完善各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。

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

（7）井场设置明显的禁止烟火标志。

（8）定期对各井场易损及老化部件进行更换，防止油气泄漏事故的发生。

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

6.5.3 环境风险应急措施

（1）应急处置措施

发生事故时，如井喷、管线泄漏等事故时，上层能收集的原油回收送石西集中处理站原油处理系统处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置；对于固井质量不合格的生产井，应及时采取有效措施进行修井，以减少井漏对区域地下水的污染。若发生不可控风险事故，应立即启动《石西油田作业区环境突发事件专项应急预案》，由应急领导小组对事故进行处理。

（2）应急预案

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司（石西油田作业区）管理，应将项目实施区域纳入中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。

本项目环境风险简单分析内容详见表 6.5-1。

表 6.5-1　环境风险简单分析一览表

建设项目名称	石西 16 井区石炭系气藏地面工程
建设地点	本项目行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，西北距和布克赛尔蒙古自治县中心城区约 183km，西北距克拉玛依市中心城区约 156km。
地理坐标	
主要危险物质及分布	主要危险物质为天然气、原油，主要分布在单井管线和集油干线
环境影响途径及危害后果	管线发生破损造成油品和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响
环境风险防范措施要求	井下作业时要求带罐操作，井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程；纳入中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境应急预案

7 环境保护措施论证分析

7.1 施工期环境保护措施

7.1.1 施工期大气污染防治措施

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

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

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

（4）优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

（5）施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

7.1.2 施工期废水污染防治措施

管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘。

7.1.3 施工期噪声污染防治措施

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

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

7.1.4 施工期固体废物防治措施

（1）建筑垃圾集中收集后送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

（2）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

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

（4）施工单位应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求

对建筑垃圾进行妥善处置，具体措施如下：

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

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

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

采取上述措施后施工期固体废物对环境不良影响较小。

7.1.5 施工期土壤污染防治措施

（1）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

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

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

7.1.6 施工期生态环境保护措施

（1）对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积。

（2）施工结束后，对单井井场进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

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

（4）管线敷设时，严格控制施工作业带宽度，单井管线和集油支线不得超过12m，管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石

方不得随意堆放，应集中堆置与管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。

（5）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

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

（7）加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物；遇到受伤、病残饥饿、受困、迷途的野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所，应立即采取保护措施，并上报相关主管部门。

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

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

7.1.7 水土流失防治措施

（1）严格控制各项工程作业面积，尽量选取平坦地带，植被稀疏区域建立井场。

（2）井场用砾石铺垫，减少扬尘。

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

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

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

7.2 运营期环境保护措施

7.2.1 运营期大气污染防治措施

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

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

（3）加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好采油（气）井的压力监测，并准备应急措施。

（4）应加强对密闭管线及密封点的巡检，定期对设备及管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测，当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。发现泄漏之日起 5d 内应进行首次修复，应在发现泄漏之日起 15d 内完成修复。泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等。台账保存期限不少于 3 年。

7.2.2 运营期废水污染防治措施

（1）井下作业均带罐作业，采用专用收集罐集中收集后送至石西油田作业区修井废液池，最终管输至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。

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

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

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

（5）地下水污染防治措施

地下水污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的

原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

①源头控制措施

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

②分区防治措施

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

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

③污染监控

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

④应急响应

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

7.2.3 运营期噪声污染防治措施

（1）尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。

（2）定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

（3）加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，各井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类声功能区环境噪声限值要求。

7.2.4 运营期固体废物污染防治措施

（1）井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到凝析油100%回收。

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

（3）事故状态产生的含油污泥其收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求。

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

7.2.5 运营期土壤污染防治措施

（1）源头控制

井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，产生的洗井废水收集至罐中，集中收集后送至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，产生的废洗井液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池中，最终由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理。项目产生的废物均可得到妥善处置，从源头减少污染物的产生。

（2）防渗措施

井场的具体防渗措施见“7.2.1运营期废水污染防治措施”章节。

7.2.6 运营期生态环境保护措施

（1）管线上方设标示桩、警示桩，防止其他工程施工活动对管线造成破坏；定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

（2）定时巡查井场设备设施等，严防凝析油跑、冒、滴、漏，避免泄露油品污染生态环境。

（3）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被。

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

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

7.3 退役期环境保护措施

7.3.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

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

7.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采油、采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，废弃井应根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求进行封井回填，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

7.3.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

7.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

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

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

7.3.5 退役期生态环境保护措施

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

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

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

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

7.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

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

①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

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

（2）井场生态恢复治理

本次部署的 3 口井均为直井，封井需拆除井口装置，截去地下 1m 内管头；拆除井场各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对占地进行平整，避免影响植被自然恢复。

（3）管线生态恢复

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

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对井场和站场的临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

工程施工结束后荒漠生态系统的植被采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

7.4 环保投资分析

项目总投资 4146.74 万元万元，环保投资约 160 万元，占总投资的 3.86%，详见表 7.4-1。

表 7.4-1　环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	投资（万元）
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	/	55
	废气	井场、管线等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	/	2
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	1
	固体废物	建筑垃圾	送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场	/	3

运营期	废气	水套炉烟气、无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门，采用清洁燃料天然气	/	20
	废水	洗井废水	集中收集后由罐车拉运至石西油田作业区修井废液池，最终管输至石西集中处理站原油处理系统处理	/	10
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	/	4
	固体废物	压裂返排液、酸化返排液及废洗井液	集中收集后由罐车拉运至石西油田作业区修井废液池，上层原油由管线管输至石西集中处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至石西集中处理站采出水处理系统处理		20
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	地面设施	25
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	/	10
环境管理		环境监理	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	/	10
合计					160

7.5 依托可行性分析

7.5.1 依托设施环保手续履行情况

采出液依托石西集中处理站处理，伴生气依托石西天然气处理站处理，洗井废水、压裂返排液、酸化返排液及废洗井液依托石西集中处理站处理，依托设施的环保手续履行情况见表 7.5-1。

表 7.5-1　项目依托工程环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	环评批复文号	验收情况
1	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
2	石西油田作业区采油废水回注（再利用）工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函〔2014〕191 号 2014 年 2 月 21 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函〔2015〕1155 号 2015 年 10 月 28 日
3	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）	原和布克赛尔蒙古自治县 和生环评函字〔2019〕27 号 2019 年 7 月 12 日	正在组织验收
4	石西油田作业区 2010 年-2019 年环境影响后评价报告书	自治区生态环境厅 新环环评函〔2021〕240 号 2021 年 3 月 16 日	/

7.5.2 原油处理依托可行性分析

石西集中处理站原油处理系统采用一段大罐沉降+热化学压力脱水器工艺，原油加热采用相变加热炉。原油首先进一段沉降罐进行一段重力脱水，一段脱水原油含水10%左右，然后进入二段缓冲罐。通过提升泵加压进加热炉加热后进脱水器脱水，使含水率在0.5%以下，然后进入原稳塔进行负压闪蒸，闪蒸后的原油进净化油罐，最终经外输泵外输。系统设计处理能力120×10^4t/a，实际处理量为47.5×10^4t/a，富余处理能力72.5×10^4t/a，本项目新建产能5.54×10^4t/a，石西集中处理站富余原油处理能力可满足本项目需求。

7.5.3 采出水及洗井废水依托可行性分析

石西集中处理站采出水处理系统设计处理规模2600m^3/d，采用“重力除油－混凝沉降－过滤”的工艺流程。目前实际日处理量约2200m^3/d，富余处理能力为400m^3/d，本项目采出液中分离出的采出水约154.44m^3/d，井下作业废水产生量约0.1m^3/d，石西集中处理站采出水处理系统富余处理能力可以满足本项目采出水及井下作业废水的需求。

7.5.4 天然气依托可行性分析

石西集中处理站天然气处理系统建成于1998年10月，总设计处理规模为100×$10^4$$m^3$/d，采用“增压+丙烷制冷+节流制冷”工艺。目前最大实际处理量52×$10^4$$m^3$/d，富余处理能力为48×$10^4$$m^3$/d，根据本项目产能预测情况，天然气产生量约16.3×$10^4$$m^3$/d，石西集中处理站富余天然气处理能力可满足本项目需求。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理机构

8.1.1 环境管理机构

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

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

8.1.2 环境管理体制

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

8.2 生产区环境管理

8.2.1 日常环境管理

（1）搞好环境监测，掌握污染现状

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

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管

理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

（2）加强环保设备的管理

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

（3）落实管理制度

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

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

8.2.2 环境污染事故的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

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

（2）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

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

（3）加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别不利影响因素，从而将项目运营期各类风险水平控制在合理的、可接

收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.2.3 本项目 HSE 管理工作内容

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

8.2.4 环境监督机构

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

8.2.5 施工期环境管理

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

表 8.2-1　施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。井场建设施工前，也要严格规定临时占地范围。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。 施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全部回填	工程承包商	所在行政区生态环境行政主管部门
2	水环境	各类管线试压废水用于施工洒水抑尘		
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染		
4	声环境	选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常		

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
		性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛		
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用高品质的柴油，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量		
6	水土流失、土地沙化	合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失		
7	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场		

8.2.6 运营期环境管理

（1）建立和实施井区运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。

（2）贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。

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

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

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

表 8.2-2　运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季降雨使地貌慢慢得以自然恢复。培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被	中国石油新疆油田分公司（石西油田作业区）	新疆维吾尔自治区生态环境厅、塔城地区生态环境主管部门和塔城地区
2	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对天然气处理站的厂界噪声进行定期监测		
3	大气环境	加强对各井场的设备和管线的巡检，减少油气的跑、冒、滴、漏；对大气进行定期监测，水套炉采用清洁燃料天然气		
4	管道保护	在施工结束后，投入运行前，集输干支线要完成永久标志设置，设置安全标志。对管道设施定期巡查，及时维		

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
		修保养		生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局
5	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划		
6	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理		
7	固体废物处置	压裂返排液、酸化返排液及废洗井液集中收集后由罐车拉运至石西油田作业区修井废液池，上层原油由管线管输至石西集中处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至石西集中处理站采出水处理系统处理		

8.2.7 退役期环境管理

本项目在退役期的主要内容见表 8.2-3。

表 8.2-3　退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移场站设备，恢复地貌	中国石油新疆油田分公司（石西油田作业区）	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间		
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响		
4	水环境	管线拆除排出的废液，由罐车拉运至石西集中处理站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响		
5	固体废物处置	固体废弃物分类收集，及时清运		

8.2.8 事故风险的预防与管理

（1）对风险事故隐患进行监护

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

（2）制定事故应急预案建立应急系统

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

（3）制定事故应急预案培训

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

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

8.3 污染物排放的管理要求

本项目污染物排放清单及管理要求见表 8.3-1～表 8.3-3。

表8.3-1　本项目有组织废气污染物排放清单

污染源项目	污染源名称	排放口编号	烟气排放量(m^3/h)	污染物	污染物产生情况			治理措施	净化效率(%)	污染物排放情况			执行标准		排放源参数			运行时间(h/a)
					浓度(mg/m^3)	速率(kg/h)	产生量(t/a)			浓度(mg/m^3)	速率(kg/h)	排放量(t/a)	浓度(mg/m^3)	速率(kg/h)	高度(m)	直径(m)	温度(℃)	
水套炉	水套炉烟气	P1	97.67	颗粒物	1	0.000098	0.00086	燃料为天然气	/	1	0.000098	0.00086	20	/	8	0.2	150	8760
				SO_2	2.86	0.00029	0.0025		/	2.86	0.00029	0.0025	50	/				
				NO_X	176	0.0172	0.151		/	176	0.0172	0.151	200	/				
水套炉	水套炉烟气	P2	122.21	颗粒物	1	0.00011	0.001		/	1	0.00011	0.001	20	/	8	0.2	150	8760
				SO_2	2.86	0.00035	0.0031		/	2.86	0.00035	0.0031	50	/				
				NO_X	176	0.0215	0.188		/	176	0.0215	0.188	200	/				

表8.3-2　本项目无组织废气污染物排放清单

类别	污染源	污染物	产生量（t/a）	治理措施	处理效率（%）	污染物排放情况	执行标准	面源排放参数			排放时间（h/a）
						排放量（t/a）	厂界浓度（mg/m^3）	长（m）	宽（m）	排放高度（m）	
无组织废气	油气集输	非甲烷总烃	0.2031	选用质量可靠的阀门、阀门等连接件，运营期加强检修	/	0.2031	4	25	25	5	8760

表8.3-3　本项目噪声及固废等污染物排放清单

类别		环保措施	运行参数	污染物种类	排放标准	排放浓度
噪声	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减震等	85～105dB（A）	噪声	昼60dB(A) 夜50dB(A)	/
固体废物	压裂返排液	集中收集后由罐车拉运至石西油田作业区修井废液池，上层原油由管线管输至石西集中处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至石西集中处理站采出水处理系统处理	681.17m^3/2a	石油类	/	/
	废洗井液		75.87t/2a	石油类	/	/
	酸化返排液		315.09m^3/2a	pH、石油类	/	/

8.4 企业环境信息公开

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

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

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

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

8.5 环境监测与监控

8.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

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

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

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

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

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

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

环境监理工作计划及重点见表 8.5-1。

表 8.5-1　现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各井场建设现场	1）施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 2）井场硬化是否达到要求； 3）废气、废水、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设现场	1）管线选线是否满足环评要求。 2）施工作业是否超越了施工宽度； 3）挖土方放置是否符合要求，管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填，管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施； 4）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
3	其它	1）施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2）有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为	

8.5.2 运营期环境保护监测计划

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

表 8.5-2　运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位
污染源	水套炉烟气	1 次/年	水套炉排气筒	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物	GB13271-2014　表 2	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
	废气	1 次/年	井场厂界	NMHC	GB39728—2020		
	噪声	4 次/年	井场、石西集中处理站厂界四周	等效连续 A 声级	GB12348-2008 2 类		
环境质量现状	地下水环境质量跟踪监测计划	1 次/年	利用项目区下游村庄的水源井进行监测，至少布设 1 个监测点	石油类	GB/T14848-2017 III类；石油类参照 GB3838-2002 III类		
	土壤环境质量跟踪监测计划	1 次/5 年	井场或管线等易受污染区域非硬化场地	石油烃	GB36600-2018 第二类用地筛选值		

8.5.3 环境设施验收建议

（1）验收范围

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

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

（2）验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收。环保验收建议清单见见表 8.5-3。

表 8.5-3　“三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	水套炉烟气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物	石西 16 和石西 161-H 井场	采用清洁燃料天然气	达标排放	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3
	挥发性有机废气	NMHC	各井场	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 4.0mg/m^3
噪声	各类机泵	噪声	井场、站场	隔声、基础减震，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类

固废	压裂返排液、废洗井液	HW08 类	井场	集中收集后由罐车拉运至石西油田作业区修井废液池，上层原油由管线管输至石西集中处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至石西集中处理站采出水处理系统处理	无废液外排
	酸化返排液	HW34 类	井场		
生态环境	工程占地	植被破坏土壤压覆地表扰动水土流失	井场管线	严格控制占地范围，对临时占地进行平整恢复	生态保护措施落实情况；水土保持措施落实情况；井场、管线周边自然植被恢复情况
环境管理			环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料		

9 环境影响经济损益分析

9.1.1 环境效益分析

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

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

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

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

9.1.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在气田开发对当地工业和经济的发展以及人民生活水平的提高具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目开发是支持地区经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的 GDP，提高当地税收有着积极的作用。

9.2 环境经济损益分析结论

综上，在建设过程中，由于井场、地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资

金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

10 结论与建议

10.1 建设项目概况

本项目拟在石西 16 井区部署 2 口气井、石西 18 井区部署 1 口采油井，天然气新建产能为 16.3×$10^4$$m^3$/d，原油新建产能为 5.54×$10^4$t/a；新建采油井场 1 座、采气井场 2 座、单井管线 8km、集油干线 11km，对石西集中处理站进行改造；并配套建设供配电、给排水、防腐等公辅工程。项目总投资 4146.74 万元万元，环保投资约 160 万元，占总投资的 3.86%。

10.2 环境质量现状结论

（1）环境空气

项目所在区域 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 长期浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，为环境空气质量达标区。项目区 NMHC 满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 2.0mg/m^3 要求，H_2S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值要求。

（2）地下水

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

（3）声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类声功能区标准限值，项目所在区域背景声环境质量现状较好。

（4）土壤

项目区土壤环境各监测因子监测值均可满足《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

10.3 污染物排放情况结论

（1）生态环境

本项目对生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地在项目区范围内呈点、线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。由于气田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本项目的建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境

废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气等，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为水套炉烟气和无组织挥发烃类，水套炉烟气可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 限值要求，井场厂界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求，项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

（3）水环境

废水主要为管道试压废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘。运营期废水为洗井废水，集中收集由罐车拉运至石西油田作业区修井废液池中，最终管输至石西集中处理站处理。

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

（4）噪声

噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施

工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为站场机泵产生的噪声以及罐车的交通噪声，运营期井场昼夜厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类区标准要求。本项目边无人群居住等声敏感目标，项目开发建设中的噪声对声环境质量影响不大。

（5）固体废物

固体废物主要为建筑垃圾，集中收集后送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行填埋处理，固体废物得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

（6）土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期巡检车辆按油田巡检道路行驶，井下作业采取“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

（7）环境风险

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

10.4 环境保护措施

（1）施工期

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

（2）运营期

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期巡检，对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生，做好井口压力监测，并准备应急措施；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀。

井下作业均带罐作业，产生的洗井废水由罐车拉运至石西油田作业区修井废液池，最终送至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后的净化水回注油藏，不外排。采用高质量的单井管线和罐车，防止油水泄漏；修井作业时，要严格加强防污染措施。采用高质量的油气输送管线，并采用先进的监控手段，管线敷设严格遵守相关规定，并对管线进行防腐保温等保护措施，防止油品泄漏；定期对采油井和采气井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

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

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

10.5 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了一次网上公示，公示期间没有收到反馈。

10.6 经济损益性分析

本项目在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经

济开支，为企业带来双赢。

10.7 环境管理与监测计划

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

10.8 总结论

本项目符合国家相关产业政策。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统的或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。项目公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。