

石西油田作业区 2020 年～2024 年

# 环 境 影 响 后 评 价 报 告 书

（正文）

建设单位：中国石油新疆油田分公司石西油田作业区

评价单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二五年十二月

## 目 录

<b>1 总论</b>	<b>1</b>
1.1 编制目的	1
1.2 评价目的	2
1.3 编制依据	3
1.4 评价内容及评价重点	12
1.5 评价范围和评价时段	13
1.6 评价标准	15
1.7 环境保护目标	22
1.8 评价工作程序	24
<b>2 石西油田作业区建设概况</b>	<b>26</b>
2.1 上一轮后评价回顾	26
2.2 评价区块基本情况	37
2.3 工程运行现状	42
2.4 设项目实施情况	87
2.5 环境保护工作回顾	98
<b>3 环境质量现状调查与评价</b>	<b>138</b>
3.1 自然环境现状调查与评价	138
3.2 自然环境变化	143
3.3 环境保护目标变化	143
3.4 污染源或其他影响源变化	150
3.5 区域环境质量现状及变化分析	150
3.6 生态环境现状与变化分析	212
3.7 项目区土地利用现状与变化情况评价	213
3.8 土壤分布特征及类型	217
3.9 植被现状调查与变化情况评价	220
3.10 野生动物现状	229
3.11 区域沙化土地现状	230

3.12 水土流失 .....	233
<b>4 生态环境影响后评价 .....</b>	<b>239</b>
4.1 生态环境影响回顾 .....	239
4.2 生态治理措施及其有效性评价 .....	243
4.3 生态环境影响验证 .....	245
4.4 现存环境问题 .....	246
<b>5 大气环境影响后评价 .....</b>	<b>247</b>
5.1 大气环境影响回顾 .....	247
5.2 已采取的大气污染防治措施有效性评价 .....	249
5.3 大气环境影响预测验证 .....	260
<b>6 水环境影响后评价 .....</b>	<b>261</b>
6.1 水环境影响回顾 .....	261
6.2 已采取的废水处理措施有效性评价 .....	267
6.3 水环境影响预测验证 .....	268
6.4 现存环境问题 .....	269
<b>7 声环境影响后评价 .....</b>	<b>270</b>
7.1 声环境影响回顾 .....	270
7.2 已采取的声环境污染防治措施有效性评价 .....	270
7.3 声环境影响预测验证 .....	272
7.4 土壤环境影响后评价 .....	273
7.5 已采取的土壤污染措施有效性评价 .....	274
7.6 土壤环境影响预测验证 .....	275
<b>8 固体废物环境影响后评价 .....</b>	<b>276</b>
8.1 固体废物环境影响回顾 .....	276
8.2 已采取的固体废物处置措施有效性评价 .....	276
8.3 固体废物环境影响预测验证 .....	283
<b>9 环境风险后评价 .....</b>	<b>284</b>
9.1 风险识别 .....	284

9.2 环境风险防范措施调查 .....	296
9.3 环境风险防范措施的有效性评价 .....	299
9.4 突发环境事件应急预案 .....	299
9.5 环境风险影响预测验证 .....	304
<b>10 环境管理 .....</b>	<b>306</b>
10.1 环境管理措施落实情况回顾 .....	306
10.2 各级生态环境主管部门提出的环保要求落实情况 .....	307
10.3 存在问题 .....	307
<b>11 公众参与信息公开 .....</b>	<b>308</b>
11.1 公众参与与信息公开开展情况回顾 .....	308
11.2 环保投诉及处理情况回顾 .....	309
11.3 后评价公众参与与信息公开情况 .....	309
<b>12 环境保护措施补救方案和改进措施 .....</b>	<b>311</b>
12.1 生态补救方案 .....	311
12.2 地下水环境质量监测补救方案 .....	311
12.3 环境管理改进措施 .....	312
12.4 环境监测存在的问题及改进措施 .....	313
<b>13 环境影响后评价结论 .....</b>	<b>314</b>
13.1 环境影响分析结论 .....	314
13.2 环保措施的有效性 .....	317
13.3 总体评价结论 .....	318
13.4 建议 .....	318

# 1 总论

## 1.1 编制目的

石西油田作业区（以下简称“作业区”）成立于 1997 年 11 月 10 日，隶属中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司，是中国石油新疆油田分公司下属的二级单位。地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，主要从事石油天然气资源勘探、开发、集转输等业务，距克拉玛依市 170km。石西油田作业区管辖石西、石南、莫北、陆南四个油田，各油田行政隶属不同行政区域，其中陆南油田隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市，石西油田和石南油田行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，莫北油田中的莫北 2 井区、莫 005 井区、莫北 9 井区隶属于昌吉州玛纳斯县，莫北油田莫北 10 井区、莫 109 井区、莫北 11 井区、莫 116 井区隶属于昌吉州呼图壁县。作业区勘探作业始建于 1986 年，1997 年首次建设地面开发工程，至今已有二十余年的开发历史，是新疆油田公司开发最成熟的作业区之一。

作业区于 2010 年首次进行了后评价，委托中国石油大学（华东）环境与安全技术中心编制了《中国石油新疆油田公司石西油田作业区环境影响后评价报告书》，原自治区环保厅以新环评价函〔2011〕1123 号予以审查（见附件 2）。此次后评价对作业区 1997 年~2009 年间总体建设情况、运行状况、环境影响及环境保护措施落实情况进行了详细调查，并针对存在的环境问题提出了改进措施和整改方案。作业区第二次后评价包含在《石西油田作业区 2010~2019 年环境影响后评价报告书》中，2021 年 3 月 6 日新疆维吾尔自治区生态环境厅以新环环评函〔2021〕240 号予以备案（见附件 2），该后评价对作业区 2010 年~2019 年间总体建设情况、运行状况、环境影响及环境保护措施落实情况进行了详细调查，并针对存在的环境问题提出了改进措施和整改方案。

2020 年至 2024 年间，伴随着油气开发技术的日益成熟、油田滚动开发的持续进行，作业区的油气开采规模日益增大，油气生产设施建设规模较上一轮后评价有较大增长，同时一系列环境影响在产能开发建设项目建成运行一定时期后逐步显现。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年修订)、《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》(生态环境部令第 37 号)、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发〔2018〕133 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》(环办环评函〔2019〕910 号)、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发〔2020〕162 号)要求,油气资源开发项目需开展环境影响后评价工作。

为此,石西油田作业区于 2024 年 12 月委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司进行《石西油田作业区 2020~2024 年环境影响后评价报告书》编制工作(见附件 1)。本次后评价针对石西油田作业区 2020 年~2024 年建设的井场、站场、各类管线、道路及相关的辅助工程进行环境影响回顾。

接受委托之后,中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司通过现场实地踏勘,对作业区实际建设情况进行深入调查,分析其与原环评批复文件内容的相符性;收集并分析评价范围内的环境资料,对评价范围内的环境空气、地下水、地表水、声环境及土壤环境质量现状进行评价;详细阐述了作业区的建设现状、运行状况,分析其产生的环境污染影响和生态影响;通过分析污染源例行监测数据及竣工环境保护验收数据,对作业区采取的各项环保措施的有效性进行了验证分析,评价其污染物达标排放情况,并针对作业区现存环境问题提出了建议和整改措施。

## 1.2 评价目的

建设项目环境影响后评价是在通过环境保护设施竣工验收且稳定运行一定时期后,对其实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价,并提出补救方案或者改进措施,以提高环境影响评价有效性。

本次后评价目的在于以下几点:

- (1) 调查上一轮后评价存在问题及整改措施落实情况。
- (2) 通过调查已运行的生产井、油气集输和油气处理设施的生产运营现状,掌握各个生产阶段主要污染源、污染源种类、排放强度,分析环境污染的影响特征、

影响程度。

(3) 环境质量现状及生态环境现状。

调查评价时段评价范围内环境空气、水环境、生态环境、声环境、土壤环境质量现状及变化趋势评价。

(3) 结合现场调查发现的环境污染、污染设施运行和生态恢复方面存在的问题，客观评估各项污染防治措施和生态保护措施落实情况，并针对现存环境问题提出后续整改措施和要求。经备案后的后评价文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油气田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。石西集中处理站生产过程中涉及IV类放射源（含水分析仪）， $^{41}\text{Am}$  放射源（单枚活度  $1.11 \times 10^9 \text{Bq}$ ，通过查阅放射源使用台账，核查放射源的管理是否符合要求、是否有废弃的放射源产生，放射源对工作人员、附近停留人员以及周围环境的实际影响，核查污染防治措施落实情况。

(4) 对原环境影响评价文件中各环境要素预测结果进行验证，分析实际影响与预测影响之间的差异及原因，核实原环境影响评价文件内容和结论是否存在重大漏项或明显错误。

### 1.3 编制依据

#### 1.3.1 国家环保法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 01 月 01 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 01 月 01 日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 01 月 01 日；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 06 月 05 日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订），2020 年 09 月 01 日；
- (8) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年修订），2020 年 01 月 01 日；

- (9) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021 年修订），2021 年 09 月 21 日；
- (10) 《中华人民共和国环境保护税法》（2018 年修订），2018 年 10 月 26 日；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年修订），2023 年 05 月 01 日；
- (12) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；
- (13) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 03 月 01 日；
- (14) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011 年修订），2011 年 01 月 08 日；
- (15) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年修订），2012 年 07 月 01 日；
- (16) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 01 日；
- (17) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年修订），2017 年 10 月 07 日；
- (18) 《中华人民共和国突发事件应对法》（2024 年修订），2024 年 11 月 01 日；
- (19) 《中华人民共和国矿产资源法》（2024 年修订），2025 年 07 月 01 日。

### 1.3.2 环境保护规章

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》，2017 年 10 月 01 日；
- (2) 《排污许可管理办法》，生态环境部部令第 32 号（6），2024 年 04 月 01 日；
- (3) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》，环发〔2013〕37 号，2013 年 9 月 10 日；
- (4) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》，国发〔2015〕17 号，2015 年 4 月 2 日；
- (5) 《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》，国发〔2016〕31 号，2016 年 5 月 28 日；



(6) 《关于印发地下水污染防治实施方案的通知》(环土壤〔2019〕25), 2019 年 3 月 28 日;

(7) 《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;

(8) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》, 环发〔2012〕77 号, 2012 年 7 月 3 日;

(9) 《产业结构调整指导目录(2024 年本)》, 中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 7 号, 2024 年 02 月 01 日;

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

(11) 《关于加强西部地区环境影响评价工作的通知》, 环发〔2011〕150 号, 2011 年 12 月 29 日;

(12) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》, 环发〔2012〕98 号, 2012 年 08 月 07 日;

(13) 《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》, 环办〔2014〕30 号, 2014 年 03 月 25 日;

(14) 《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》(环环评〔2018〕11 号), 2018 年 01 月 26 日;

(15) 《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》(环境保护部令第 37 号), 2016 年 01 月 01 日;

(16) 《国家危险废物名录(2025 年版)》, 部令第 36 号, 2025 年 01 月 01 日;

(17) 《国家重点保护野生植物名录》, 国家林业和草原局、农业农村部公告, 2021 年第 15 号, 2021 年 09 月 07 日;

(18) 《国家重点保护野生动植物名录》, 国家林业和草原局、农业农村部公告, 2021 年第 3 号, 2021 年 02 月 01 日;

(19) 《危险废物转移联单管理办法》, 原国家环境保护总局令第 5 号, 1999 年 06 月 22 日;

- (20) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 01 月 01 日；
- (21) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，原环境保护部公告 2012 年第 18 号，2012 年 3 月 7 日；
- (22) 《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；
- (23) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》，2013 年第 31 号，2013 年 05 月 24 日；
- (24) 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016），2017 年 05 月 01 日；
- (25) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（原环境保护部公告 2017 第 43 号），2017 年 10 月 01 日；
- (26) 《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部 部令第 23 号），2022 年 01 月 01 日；
- (27) 《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号），2022 年 02 月 08 日；
- (28) 《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》（环办综合〔2021〕32 号），2022 年 02 月 08 日；
- (29) 《关于发布〈一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）〉的公告》（生态环境部公告 2021 年第 82 号），2021 年 12 月 31 日；
- (30) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，生态环境部公告，2021 年第 74 号，2021 年 12 月 22 日。
- (31) 《排污许可管理条例》，国务院令第 736 号，2021 年 03 月 01 日；
- (32) 《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；
- (33) 《关于印发〈“十四五”噪声污染防治行动计划〉的通知》，（环大气〔2023〕1 号），2023 年 01 月 03 日；
- (34) 《地下水管理条例》（国务院令第 748 号），2021 年 10 月 21 日；

(35) 《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，发改办气候〔2014〕2920 号，2014 年 12 月 03 日；

(36) 《石油天然气开采企业二氧化碳排放计算方法》，2017 年 05 月 01 日；

(37) 《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》，2021 年 12 月 28 日；

(38) 《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》，生态环境部公告 2024 年第 4 号，2024 年 01 月 22 日；

(39) 《关于印发〈固体废物污染环境防治信息发布指南〉的通知》（环办固体函〔2024〕37 号），2024 年 02 月 04 日；

(40) 《空气质量持续改善行动计划》，国发〔2023〕24 号，2023 年 12 月 07 日；

(41) 《关于“十四五”大宗固体废弃物综合利用的指导意见》（发改环资〔2021〕381 号），2021 年 03 月 18 日；

(42) 《危险化学品安全管理条例》（国务院令第 344 号公布，2013 年修订），2013 年 12 月 07 日；

(43) 《放射性同位素与射线装置安全和防护条例》（国务院第 449 号令，2005.12.1）；

(44) 《放射性同位素与射线装置安全和防护管理办法》（环境保护部令第 18 号，2011.4.18）。

### 1.3.3 地方有关环保法规

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2016 年修订)》，2018 年 09 月 21 日；

(2) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019 年 01 月 01 日；

(3) 《新疆国家重点保护野生动物名录》，2021 年 07 月 28 日；

(4) 《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 07 月 30 日；

(5) 《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》，新环环评发〔2020〕162 号，2020 年 09 月 11 日；

- (6) 《关于印发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 01 月 21 日；
- (7) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，2018 年 08 月；
- (8) 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号），2021 年 02 月 22 日；
- (9) 关于印发《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的通知（新环环评发〔2024〕157 号），2024 年 11 月 15 日；
- (10) 《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》（塔行发〔2021〕48 号），2021 年 6 月 26 日；
- (11) 《关于印发昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（昌州政办发〔2021〕41 号），2021 年 6 月 30 日；
- (12) 《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果》，2025 年 01 月 10 日；
- (13) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号），2020 年 09 月 04 日；
- (14) 《新疆维吾尔自治区国家重点保护野生动物名录（修订）》，2022 年 09 月 21 日；
- (15) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2024 年 01 月 18 日；
- (16) 《新疆国家重点保护野生植物名录》，（新林护字〔2022〕8 号），2022 年 03 月 09 日；
- (17) 《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4 号）；
- (18) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021 年 12 月 24 日；
- (19) 《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》，2021 年 11 月；
- (20) 《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》，2022 年 9 月 7 日；
- (21) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，2012 年 12 月 27 日；
- (22) 《关于印发〈新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）〉

的通知》（新环环评发〔2024〕4号），2024年06月09日；

（23）《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35号），2014年04月17日；

（24）《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》（新政发〔2017〕25号，2017年03月01日；

（25）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》，2022年11月01日；

（26）《新疆生态功能区划》，2005年07月14日；

（27）《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017），2017年05月30日；

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

（29）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2024年11月28日新疆维吾尔自治区第十四届人民代表大会常务委员会第十六次会议修订），2025年1月1日；

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

（31）《塔城地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07月26日；

（32）《昌吉州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7月；

（33）《新疆油田公司“十四五”发展规划》，2022年08月；

（34）《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，2022年08月。

#### 1.3.4 技术规范

（1）《建设项目环境影响后评价技术导则》（DB65/T 4321-2020），2020年02月01日；

（2）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016），2017年01月

01 日;

(3) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018), 2018 年 12 月 01 日;

(4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021), 2022 年 07 月 01 日;

(5) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 2019 年 07 月 01 日;

(6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022), 2022 年 07 月 01 日;

(7) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018), 2019 年 03 月 01 日;

(8) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 2016 年 01 月 07 日;

(9) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018), 2019 年 03 月 01 日;

(10) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023), 2024 年 01 月 01 日;

(11) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017), 2017 年 06 月 01 日;

(12) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》(HJ1248-2022), 2022 年 07 月 01 日;

(13) 《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(公告 2021 年第 24 号), 2021 年 06 月 09 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 02 月;

(15) 《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》, 环办〔2015〕104 号, 2015 年 11 月 17 日;

(16) 《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018), 2019 年 01 月 01 日;

(17) 《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017), 2017 年 08 月 22 日;

(18) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018), 2018 年 10 月 01 日;

(19) 《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022), 2023 年 07 月 01

日；

（20）《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022），2022 年 10 月 01 日；

（21）关于印发《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》等七项危险废物环境管理指南的公告（公告 2021 年第 74 号），2021 年 12 月 22 日；

（22）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012），2013 年 03 月 01 日；

（23）《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）。

### 1.3.5 引用材料

（1）《石西油田作业区 2020 年~2024 年环境影响后评价委托书》，石西油田作业区，2024 年 8 月 20 日；

（2）《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区环境影响回顾性评价报告书》，中国石油大学（华东），2015 年 5 月；

（3）《关于中国石油新疆油田分公司石西油田作业区环境影响回顾性评价报告书的审查意见》（新环评价函〔2011〕1123 号），原新疆维吾尔自治区环境保护厅，2011 年 11 月 24 日；

（4）《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区清洁生产审核报告》，中勘冶金勘查设计研究院有限责任公司，2019 年 5 月；

（5）《关于〈中国石油新疆油田分公司开发公司石西油田作业区清洁生产审核报告〉的审查意见》（塔地环函字〔2019〕37 号），塔城地区生态环境局，2019 年 7 月 10 日；

（6）《石西油田作业区 2010~2019 年环境影响后评价报告书》，中勘冶金勘查设计研究院有限责任公司，2021 年 1 月；

（7）《关于石西油田作业区 2010~2019 年环境影响后评价报告书备案意见的函》（新环环评函〔2021〕240 号），新疆维吾尔自治区生态环境厅，2021 年 3 月 6 日；

(8) 《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区清洁生产审核验收报告》2022 年 7 月；

(9) 关于《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区清洁生产审核验收报告》的验收意见（塔地环函字〔2022〕84 号），塔城地区生态环境局，2022 年 9 月 12 日；

(10) 《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区第四轮清洁生产审核报告》，克拉玛依市首浪环保科技有限公司，2024 年 9 月；

(11) 关于对《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区第四轮清洁生产审核报告》的审查意见（塔地环综合函〔2024〕229 号），塔城地区生态环境局，2024 年 10 月 16 日；

(12) 石西油田作业区历年环境影响评价报告书、竣工验收报告及相关批复文件。

## 1.4 评价内容及评价重点

### 1.4.1 评价内容

(1) 通过现场实地踏勘和收集资料，对项目实际建设及运营情况进行深入调查，分析建设项目主体工程、环保设施及配套设施实际建设过程中的变更情况，对工程实施和运行情况进行回顾；

(2) 收集并分析建设项目环评、竣工环保验收调查、监督检查、污染源例行监测与监控以及环境管理等资料，对建设项目运行至今实际产生的环境影响、污染防治、生态保护和风险防范措施等环境保护工作的落实情况进行回顾；

(3) 收集并分析评价范围内的环境资料，对评价范围内的环境空气、地下水及声环境质量现状及变化趋势进行评价，说明环境保护目标变化情况；

(4) 分析论证实际发生的环境影响与环境影响评价文件预测结果作对照，验证评价方法的合理性和评价结论的正确性；

(5) 分析评价时段内石西油田作业区各个生产单元运行时产生的环境影响和环境保护措施有效性评价结果，以区域环境质量改善为目标，提出环境保护补救方案



和改进措施。

#### 1.4.2 评价工作重点

针对油田开发项目特点和区域环境特征，结合环境影响评价文件及管理要求，本次后评价的评价重点如下：

- （1）对石西油田 2020 年~2024 年间评价时段内所有建设项目环保手续进行梳理，判定建设项目实际建设情况与环评批复内容的相符性；
- （2）油气开采对作业区环境质量的影响及其变化趋势分析；
- （3）作业区采取的各项污染防治措施的有效性和各项污染物的达标排放情况；
- （4）针对现存环境问题，提出有效的环保措施与改进方案。

### 1.5 评价范围和评价时段

#### 1.5.1 评价时段

评价时段自上次后评价评价时段末起至 2024 年 12 月，即本次评价时段为：2020 年 1 月至 2024 年 12 月。

#### 1.5.2 评价范围

评价范围原则上与环境影响评价文件保持一致，具体结合生态敏感目标、环境保护要求及工程实际影响等情况调整。由于油田滚动开发的特点，评价范围难以与单个项目环评文件一一对应，因此本次后评价的范围确定为 2020 年 1 月之后，2024 年 12 月之前石西油田作业区已开发建设的区域。详见图 1.5- 1。

图 1.5- 1 石西油田作业区后评价范围示意图

1.6 评价标准

1.6.1 环境质量标准

(1) 环境空气

SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub>、CO、O<sub>3</sub> 六项基本污染物执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及其修改单中二级标准限值；非甲烷总烃环境质量标准参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m<sup>3</sup> 执行，硫化氢和氨参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。各标准取值见表 1.6- 1。

表 1.6- 1 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	标准值	单位	标准来源
1	二氧化硫 (SO <sub>2</sub> )	年平均	60	μg/m <sup>3</sup>	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)及其修改单(二 级)
		1 小时平均	500		
2	二氧化氮 (NO <sub>2</sub> )	年平均	40		
		1 小时平均	200		
3	可吸入颗粒 物 (PM <sub>10</sub> )	年平均	70		
		24 小时平均	150		
4	可吸入颗粒 物 (PM <sub>2.5</sub> )	年平均	35		
		24 小时平均	75		
5	一氧化碳 (CO)	24 小时平均	4	μg/m <sup>3</sup>	《〈大气污染物综合排放标准〉 详解》
6	臭氧 (O <sub>3</sub> )	日最大 8 小时平均	160	mg/m <sup>3</sup>	
7	非甲烷总烃 (NMHC)	一次浓度限值	2.0	mg/m <sup>3</sup>	《环境影响评价技术导则 大 气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值
8	硫化氢(H <sub>2</sub> S)	1 小时平均	10	μg/m <sup>3</sup>	
	氨 (NH <sub>3</sub> )	1 小时平均	200	μg/m <sup>3</sup>	

(2) 地下水

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14843-2017) III类水质标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准，具体标准值见表 1.6- 2。

表 1.6- 2 地下水水质评价标准一览表

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	14	六价铬	≤0.05

2	总硬度	≤450	15	汞	≤0.001
3	溶解性总固体	≤1000	16	铁	≤0.3
4	挥发性酚类	≤0.002	17	砷	≤0.01
5	氨氮	≤0.5	18	耗氧量	≤3
6	氰化物	≤0.05	19	铅	≤0.20
7	石油类	≤0.05	20	镉	≤0.005
8	氟化物	≤1.0	21	镍	≤0.02
9	氯化物	≤250	22	苯, μg/L	≤10.0
10	硫酸盐	≤250	23	K <sup>+</sup>	/
11	硝酸盐	≤20	24	Na <sup>+</sup>	≤200
12	亚硝酸盐	≤1	25	Ca <sup>2+</sup>	/
13	总大肠菌群, N/100mL	≤3.0	26	Mg <sup>2+</sup>	/

(3) 声环境

声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准限值,具体详见表 1.6- 3。

表 1.6- 3 声环境质量评价标准一览表

评价因子	标准值〔dB(A)〕		标准来源
	昼间	夜间	
等效连续 A 声级	60	50	GB3096-2008 2 类

(4) 土壤环境

土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值,标准值见表 1.6- 4。

表 1.6- 4 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	27	氯苯	270
9	氯仿	0.9	28	1，2-二氯苯	560
10	氯甲烷	37	29	1，4-二氯苯	20
11	1，1-二氯乙烷	9	30	乙苯	28
12	1，2-二氯乙烷	5	31	苯乙烯	1290
13	1，1-二氯乙烯	66	32	甲苯	1200

14	顺-1, 2-二氯乙烯	596	33	间二甲苯+对二甲苯	570
15	反-1, 2-二氯乙烯	54	34	邻二甲苯	640
16	二氯甲烷	616	35	硝基苯	76
17	1, 2-二氯丙烷	5	36	苯胺	260
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	37	2-氯酚	2256
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	38	苯并(a) 蒽	15
20	四氯乙烯	53	39	苯并(a) 芘	1.5
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840	40	苯并(b) 荧蒽	15
22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	41	苯并(k) 荧蒽	151
23	三氯乙烯	2.8	42	蒽	1293
24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5	43	二苯并(a, h) 蒽	1.5
25	氯乙烯	0.43	44	茚并(1, 2, 3-cd) 芘	15
26	苯	4	45	萘	70
其他项目(特征污染因子)					
46	石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	4500	/		

### 1.6.2 污染物排放标准

#### (1) 废气

##### ①有组织废气排放源

根据《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划(2018—2020年)》(新政发〔2018〕66号)中的规定,重点区域中“乌—昌—石”区域包括乌鲁木齐市七区一县、昌吉市、阜康市、石河子市、五家渠市、玛纳斯县、呼图壁县、沙湾市、新疆生产建设兵团第六师、第八师、第十二师。

石西油田作业区管辖石西、石南、莫北、陆南四个油田,各油田行政隶属不同行政区域,其中陆南油田隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市,石西油田和石南油田行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县,莫北油田中的莫北2井区、莫005井区、莫北9井区隶属于昌吉州玛纳斯县,莫北油田莫北10井区、莫109井区、莫北11井区、莫116井区隶属于昌吉州呼图壁县。

陆南油田和莫北油田属于重点区域,石西油田和石南油田属于一般区域。

根据《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)的相关规定,有组织排放废气源各污染物排放标准根据所处地区的不同而不同,现将重点地区和一般地区有组织排放源废气污染物执行的排放标准分述如下:

### 1) 重点地区有组织排放源废气排放标准

陆南油田隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市，莫北油田中的莫北 2 井区、莫 005 井区、莫北 9 井区隶属于昌吉州玛纳斯县，莫北油田莫北 10 井区、莫 109 井区、莫北 11 井区、莫 116 井区隶属于昌吉州呼图壁县，均为重点区域，上述区块的锅炉、加热炉燃烧烟气各污染物排放浓度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 3 新建锅炉大气污染物特别排放浓度限值，具体数值详见表 1.6-5。

### 2) 一般地区有组织排放源废气排放标准

石西油田和石南油田行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，均为一般地区，上述区块的锅炉、加热炉燃烧烟气各污染物排放浓度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值，具体数值详见表 1.6-5。

### ②无组织排放源废气排放标准

本次环境影响后评价范围内无组织排放源废气排放标准均相同，具体如下：

各场站无组织非甲烷总烃排放厂界非甲烷总烃执行《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  $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）； $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{NH}_3$  和臭气浓度执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新改扩建二级标准值。

目前国家尚未颁布燃气发电机燃烧烟气的污染物排放标准，根据原国家环境保护总局《关于柴油发电机排气执行标准的复函》（环函〔2005〕350 号）及部长信箱 2017 年 01 月 11 日《关于〈大气污染物综合排放标准〉（GB16297-1996）的适用范围的回复》，柴油发电机污染物排放浓度按照《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的最高允许排放浓度指标进行控制，对排气筒高度和排放速率暂不作要求。燃气发电机、汽油发电机与柴油发电机工作原理相同，因此也适用于此条解释。综上所述，燃气发电机、柴油发电机和汽油发电机中各污染物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的最高允许排放浓度指标进行控制。

上述各项标准详见表 1.6- 5。

表 1.6- 5 污染物排放标准一览表

污染源	污染物	最高允许排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	标准来源
燃气锅炉/加热炉 (重点地区)	二氧化硫	50	GB13271-2014 表 3 新建锅炉大气污染物特 别排放限值
	氮氧化物	150	
	颗粒物	20	
	烟气黑度	≤1	
油气无组织挥发	非甲烷总烃	4	GB39728-2020
	硫化氢	0.06	GB14554-93
	氨	1.5	
燃气锅炉/加热炉 (一般地区)	二氧化硫	50	GB13271-2014 表 2 新建锅炉大气污染物排 放浓度限值
	氮氧化物	200	
	颗粒物	20	
	烟气黑度	≤1	
燃气发电机燃烧烟 气	NO <sub>x</sub>	240	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)最高允许排 放浓度限值
	SO <sub>2</sub>	550	
	颗粒物	120	
应急状态下柴油发 电机、汽油发电机 烟气	NO <sub>x</sub>	240	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)最高允许排 放浓度限值
	SO <sub>2</sub>	550	
	颗粒物	120	
生活污水处理站	H <sub>2</sub> S	0.1	GB14544-93 表 1 现有工程二级浓度限值
	NH <sub>3</sub>	2.0	
	臭气浓度	30	
石西固废场	H <sub>2</sub> S	0.1	GB14544-93 表 1 现有工程二级浓度限值
	NH <sub>3</sub>	2.0	
	臭气浓度	30	

### ③事故状态下火炬系统管控要求

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728—2020)中相关规定,各场站的火炬系统应符合下列规定:

- 1) 采取措施回收排入火炬系统的液体;
- 2) VOCs 和天然气进入火炬应能及时点燃并充分燃烧;
- 3) 连续监测火炬及其引燃设施的工作状态(火炬气流量、火炬火焰温度、火种气流量、火种温度等),编制监测记录并至少保存 3 年。

### (2) 废水

#### ①生产废水

运营期生产过程中产生的废水主要为井下作业废水,各辖区井下作业废水送至

所属处理站采出水处理系统进行处理，处理后回注油藏。处理后出水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的III级指标要求后，回注地层，不外排，水质指标见表 1.6- 6。

表 1.6- 6 石西油田作业区注水水质推荐指标

储层空气渗透率（ $\mu\text{m}^2$ ）	（0.05，0.5）
水质标准分级	III级
悬浮固体含量（mg/L）	$\leq 20.0$
悬浮物颗粒直径中值（ $\mu\text{m}$ ）	$\leq 5.0$
含油量（mg/L）	$\leq 15.0$
平均腐蚀率（mm/a）	$\leq 0.076$

## ②生活污水

生活污水采用“接触氧化+斜板沉淀+二氧化氯消毒”的处理工艺，出水水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）的二级标准和《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2002）中城市绿化指标后用于荒漠绿化。

## （3）噪声

运营期各站场厂界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，见表 1.6-7。

表 1.6-7 环境噪声排放标准 [单位：dB（A）]

执行地点	昼间	夜间	标准来源
站场厂界	60	50	GB12348-2008 2 类

## 1.6.3 污染控制标准

含油污泥、废防渗膜、废机油桶、废润滑油桶、废铅蓄电池、废电路板、原油处理及水处理过程产生的废药剂及药剂包装及沾油包装物、废吸附剂等各类危险废物临时贮存收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物转移联单管理办法》和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》等相关要求；一般工业固体废物贮存、运输及处置须符合《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；生活垃圾处置执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2024）。

## 1.6.4 评价标准变化情况



对比评价时段内已完成环境影响评价工作的建设项目使用的评价标准与本次后评价所采用评价标准，环境质量标准无变化，污染物排放标准发生了一定的变化，具体见表 1.6- 9。

表 1.6- 9 评价标准与技术导则变化情况表

序号	标准	评价时段内部分环评报告采用的标准	本次后评价采用标准	变化情况
1	环境质量标准	六项基本污染物执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单中二级标准；非甲烷总烃参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值执行，NH <sub>3</sub> 和 H <sub>2</sub> S、臭气浓度执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值	六项基本污染物执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单中二级标准；非甲烷总烃参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值执行，NH <sub>3</sub> 和 H <sub>2</sub> S、臭气浓度执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值	无变化
2		《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类执行	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类执行	无变化
3		占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。站外执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准	占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。站外执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准	无变化
4		《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准	无变化
5		《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准	无变化

6	污 染 物 排 放 标 准	油田场站各类燃气锅炉烟气排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 排放浓度限值；单井拉油点及集中拉油点伴生气经放散管燃烧排放的废气、场站油气挥发废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放浓度限值；燃气压缩机排放废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 排放浓度限值；H <sub>2</sub> S、NH <sub>3</sub> 臭气浓度执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 现有工程厂界二级限值要求。	重点地区加热炉、锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 新建锅炉大气污染物特别排放限值；一般地区加热炉、锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值；厂界外执行《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；燃气发电机燃烧烟气、应急状态下柴油发电机、汽油发电机烟气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）最高允许排放浓度限值要求；H <sub>2</sub> S、NH <sub>3</sub> 臭气浓度执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 现有工程厂界二级限值要求。	变化，标准更新
7		《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）的二级标准和《城市污水再生利用 城市杂用水标准》（GB/T18920-2002）中的城市绿化指标	《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）的二级标准和《城市污水再生利用 城市杂用水标准》（GB/T18920-2002）中的城市绿化指标	无变化
8		《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准	采出水执行《碎屑岩油藏注水水质要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）	变化，标准更新
9		《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关规定；《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）	《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关规定；《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）	无变化
10		《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）	变化，标准更新

## 1.7 环境保护目标

现场踏勘结果表明，作业区所在区域为荒漠戈壁，主要为荒漠生态系统。评价区范围内没有自然保护区、风景名胜区、文物古迹等特殊敏感目标，无固定集中的人群活动区。与原环评及验收报告环境保护目标对照，并结合现行环保要求，确定本次后评价环境保护目标为水土流失重点预防区以及野生动植物，环境保护目标见

表 1.7- 1。

表 1.7- 1 作业区主要环境保护目标一览表

序号	环境要素	环境保护目标	环境功能区划	各要素保护级别	保护要求
1	环境空气	项目所在区域 大气环境	二类功能区	GB3095-2012 二级浓度限值	防止对大气环境造成污染
2	声环境	作业区声环境	2 类功能区	GB3096-2008    2 类	防止对声环境造成污染
3	水环境	项目所在区域 地下水	Ⅲ类功能区	GB/T14848-2017 Ⅲ类标准	不对地下水水质产生影响
4	土壤环境	项目所在区域 土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值	不对土壤环境造成污染
5	生态环境	水土流失重点预防区	/	做好植被恢复与水土保持工作，维持水土流失的程度不因项目建设而加剧	
		防止沙化程度加剧	/	防止沙丘活化，沙化程度不因项目实施而加剧	
		蛇麻黄	/	自治区Ⅰ级保护植物	生境不受破坏
		鸢、草原鹞、棕尾鵟、红隼	/	国家二级保护动物	
		鹅喉羚			
		雀    鹰			
		沙狐			

## 1.8 评价工作程序

本次环境影响后评价工作分为三个阶段，即前期准备阶段，调查分析与评价阶段，报告编制阶段。

### （1）前期准备阶段

中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司接受环评委托后，即组织技术人员进行了环境现状初步调查和资料收集，结合有关规划和当地环境特征，按国家和自治区环境保护法律法规、规范、标准的要求，开展本次环境影响后评价工作。

收集现行环境保护法律法规及政策标准、环评文件、竣工环保验收文件、相关工程设计等相关文件，对石西油田作业区日常运行过程中的环境监测、环境管理等相关资料，在充分研读的基础上，开展现场踏勘，对项目建设情况、环保设施建设及运行情况、周边环境变化情况进行实地调查和验证，确定评价时段、评价范围、评价标准和环境保护目标等。

### （2）调查分析与评价阶段

在第一阶段的基础上，做进一步的工程评价，进行充分的环境现状调查，对建设项目工程建设情况、环境质量现状及变化趋势进行评价，分析验证环境影响评价预测的正确性，对环保措施的有效性进行评价，识别项目运行过程中存在的环境问题，提出整改措施。

### （3）环境影响评价文件编制阶段

汇总、分析调查分析与评价阶段工作所得的各种资料、数据，根据工程的环境影响、法律法规和标准等要求，提出环境保护补救方案和改进措施。从环境保护的角度，针对项目特点与区域环境特征以及已产生的环境影响，给出后评价结论和提出进一步开展环境影响后评价工作的建议，并最终完成环境影响后评价报告书编制。环境影响后评价的工作程序见图 1.8-1。

图 1.8-1 建设项目环境影响后评价技术工作程序图

## 2 石西油田作业区建设概况

### 2.1 上一轮后评价回顾

作业区始建于 1997 年，于 2020 年进行了第二次后评价，委托中勘冶金勘察设计院有限责任公司编制了《石西油田作业区 2010~2019 年环境影响后评价报告书》，2021 年 3 月 6 日新疆维吾尔自治区生态环境厅以新环环评函〔2021〕240 号予以备案。此次后评价对 2010~2019 年间作业区生产建设情况及其对所在区域环境造成的环境影响进行了回顾和评价。通过回顾评价、区域环境变化评价分析及环境保护措施有效性评估和环境影响预测验证，在油田建设生产周期过程中，各项生态保护和污染防治措施落实有效，区域环境质量总体满足相应质量标准要求。

#### 2.1.1 生产设施建设概况

截至 2019 年 12 月，作业区累计探明石油地质储量  $16001.30 \times 10^4 \text{t}$ ，探明地质可采储量  $3109.77 \times 10^4 \text{t}$ ，动用地质储量  $14426.53 \times 10^4 \text{t}$ ，动用可采储量  $2739.28 \times 10^4 \text{t}$ ，采出程度 12.7%。目前，油水井总井数为 1345 口，其中采油井 1040 口，开井数 479 口；注水井 305 口，开井 142 口。作业区天然气资源类型以溶解气、气顶气和气层气为主，探明溶解气含气面积  $300.55 \text{km}^2$ ，动用溶解气含气面积  $261.07 \text{km}^2$ ，动用溶解气储量  $278.05 \times 10^8 \text{m}^3$ ，动用溶解气可采储量  $82.60 \times 10^8 \text{m}^3$ ，溶解气剩余可采储量  $24.75 \times 10^8 \text{m}^3$ 。辖区内动用的 7 个气藏和 1 个探区，7 个气藏分别为石 014 气顶  $J_2x$ 、石 006 气藏  $J_1s$ 、石南气藏  $J_1s$ 、莫北 2 气顶  $J_1s$ 、莫 8 气藏  $J_1s$ 、莫 11 气藏  $J_1s$ 、莫 005 气顶  $J_1s$ 。作业区下辖 3 个采油站和 4 座场站，以及综合服务站 1 座，共计 8 个基层生产单元。3 座采油站分别管辖石西油田、石南油田、莫北油田、陆南油田等 4 个油气田，共有 42 个开发单元，包括 31 个油藏、7 个气藏、2 探区、2 低效开发单元。建成油气转输及处理场站 4 座，生活公寓 1 座，配套建设了道路、生活垃圾填埋场等基础设施。各油田采用独立的集输系统，单井管线以计量配水站为中心呈树状分布，井口至各计量配水站采用单管密闭流程。作业区处理后的原油产品统一经彩-石-克输油管线输送至克拉玛依石化公司，处理后的成品气经彩-石-克输气管线输送至克拉玛依市，少部分天然气作业区自用。

截至 2019 年 12 月，作业区建设情况详见表 2.1- 1，上一轮后评价范围见图 2.1- 1。油气集输及处理流程见图 2.1- 2。

表 2.1- 1      上一轮后评价石西油田作业区地面工程建设情况一览表





图 2.1- 1 上一轮后评价范围示意图

图 2.1- 2 上一轮后评价石西油田作业区油气集输处理流程示意图

### 2.1.2 主要环境影响回顾

作业区开发建设过程中对环境的影响主要表现在生态、大气、地下水、土壤和声环境方面。本次评价引用《石西油田作业区 2010~2019 年环境影响后评价报告书》（以下简称“报告书”）及其审查意见的结论，具体内容如下：

#### （1）主要环境影响结论

##### ①生态环境

##### ※土地利用类型

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制项目区的土地利用类型示意图，项目区的土地利用类型主要是沙地，目前主要为油田已开发区域。项目区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。截至 2019 年 12 月，井场及进井道路占地面积 87541.7 亩，公路占地面积 1431.6 亩，各类厂站占地面积 687.3 亩，石西公寓及其他占地面积 468 亩，生活垃圾厂占地面积 40.7 亩，总占地面积 90169.3 亩。用地类型为工业用地。

##### ※土壤环境

根据现场调查结果及全疆土壤类型图分析，作业区油田开发区域内分布的土壤类型较为单一，主要为荒漠风沙土。

##### ※植被

按照建群种植物的生活型和群落生态外貌，油田区域植被类型为小半乔木荒漠，建群种为梭梭柴及白梭梭，主要群系类型为白梭梭-白皮沙拐枣-羽毛三芒草群系。白梭梭-白皮沙拐枣-羽毛三芒草群系：主要分布在评价区的沙化荒漠上。

白梭梭在群落中形成小半乔木层片，高度可达 1m~3m，在半固定沙丘上发育较好，形成盖度达 10%~20%的建群层片。伴生种为白皮沙拐枣、沙拐枣、羽状三芒草、地白蒿、沙蓬等典型的沙生植物。

##### ※野生动物

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。该区域大型哺乳动物种类相对较少，区

域内分布仅有鹅喉羚、狼、沙狐等种类。蒙古野驴在冬季降雪后，活动范围偶尔可涉及该区域。由于饮水、食物及人类活动影响的原因，准噶尔盆地荒漠中各种大型资源动物数量不多，因此作业区不是有蹄类动物的主要分布区，只是偶然在此活动，有些动物只在冬季降雪后才深入沙漠的腹地。

同时，由于作业区周边油田较多，人为活动频繁，项目现状调查和走访中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。

#### ※作业区生态景观格局调查与评价

2009~2019 年间，油田开发对项目区景观影响主要体现在道路景观和建设用地区景观数量增加，使得荒漠景观向着破碎化方向发展（斑块数增加）。但总体来讲，以上人为活动对整个景观的异性没有产生较大影响，即使荒漠有破碎化趋势，但道路均为开放式道路，不会对各景观功能发挥及景观类型之间能量流通产生较大影响，也不会改变该区域景观基底类型。

### （2）大气环境

根据报告书评价结论，评价时段内作业区各锅炉、水套炉、相变炉烟气均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 排放浓度限值。无组织废气监测期间 NMHC 监测结果满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放浓度限值，H<sub>2</sub>S 除项目区南侧的点位有一次监测略有超标，其余均满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）排放浓度限值。

### （3）水环境

#### ①地表水

作业区生产运营期产生的主要井下作业废水，各采油站生产水均进入相应处理站的采出水处理系统处理，处理后的净化水送至注水系统，用于油田注水开发。评价时段内石南联合站处理站采出水处理系统出口水质总油、悬浮物最大日均排放浓度分别为 1.13mg/L、11.0mg/L，莫北转油站采出水处理系统出口水质总油、悬浮物最大日均排放浓度分别为 8.46mg/L、3mg/L，达到了《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中的相关标准要求。石西公寓生活污水经一体化污水处理装置处理后，出水水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）的二级标准和《城市污水再生利用 城市杂用水水质》

(GB/T18920-2002) 中城市绿化指标后, 夏季用于生活区绿化, 冬季排入储水池暂存。

## ②地下水

评价时段内作业区地下水环境质量无显著变化, 作业区地下水不同区域水质差别明显, 特征污染物石油类呈下降趋势, 说明作业区油气开采活动未对区域地下水造成不良影响。

## (4) 声环境

油田在施工期和运营期均会有不同强度的噪声产生。施工期主要是场站建设时各类施工机械和设备产生的噪声, 例如钻井设备、泥浆泵、柴油机和运输车辆等。施工期噪声随施工结束, 为间歇、短时影响; 运营期噪声主要以站场的各类机泵、压缩机、运输车辆、加热炉等噪声为主, 对环境的影响周期较长, 贯穿于整个生产期。评价时段内各监测点噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008) 中声环境功能区 2 类区排放标准。

## (5) 固体废物

作业区含油固废主要为含油污泥, 属于 HW08 类危险废物, 交由克拉玛依博达生态环保科技有限公司进行处置, 含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中, 严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》, 并于每月底将转移数量报送当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案。为减少含油污泥的产生, 石西油田作业区各修井作业队均已配备了修井环保盒子, 并投入现场使用。

钻井井场均采用钻井液不落地设备对岩屑进行处理, 水基钻井岩屑暂存于井场外的岩屑堆放场地, 岩屑堆放场地四周设有 50cm 高的围堰, 围堰及岩屑堆放场地底部均铺设 HDPE 防渗膜, 经检测各污染物均满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017) 相关要求后, 可用于通井路修路、铺垫井场, 进行综合利用, 不得在井场遗留, 岩屑堆放场地进行平整, 防渗膜由钻井队回收利用。油基钻井岩屑交由有资质的单位进行处置, 处置协议由钻井公司与处置单位签订。各处理原油处理系统、污水处理系统和注水系统投加的各种药剂的工业包装, 还有过期和失效的药剂, 均由相应的供应商一并回收。

作业区于 2017 年建设了 1 座生活垃圾填埋场, 2019 年 4 月 29 日完成自主验收。

目前作业区生活垃圾实现规范化管理，日常生产办公产生的生活垃圾在各场站、采油站以及井区集中收集后，拉运至生活垃圾填埋场集中填埋处理。

### 2.1.3 存在的主要问题及整改方案

#### （1）主要存在的问题

##### ①部分拉油点伴生气未经燃烧直接排放

石 204 井区部分拉油点油气经计量分离后，采出液进拉油罐，而伴生气未经处理直接排放，不符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中“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”的环保要求。

##### ②石南联合站采出水临时处理系统不能稳定达标

2018 年，石西油田作业区在石南联合站东北角内建设了一套 3000m<sup>3</sup>/d 的临时采出水处理系统，但未办理相关环评手续。目前该装置出水水质不能稳定达标、且能耗高、排泥量大，采出水处理装置需要频繁进行检查检修。

##### ③危险废物暂存设施不满足现行环保要求

根据现场踏勘结果，作业区各站场危险废物暂存大部分均按规范建设和管理，但仍有部分场站的危险废物暂存设施未按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求建设，存在含油污泥露天堆放的现象，个别场站废机油桶散乱堆放，不符合规范要求。

##### ④建设项目环评提出的运营期监测计划未能逐一落实

根据本次评价调查结果，作业区在评价时段内实施了二十余项建设项目，每个建设项目都有针对性的提出了运营期的监测计划，但根据实际调查结果，各个建设项目环评提出的监测计划并未落实。

##### ⑤作业区尚未开展相关油气发展（开发）规划

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）相关要求，油气开采项目原则上应当以区块为单位开展环评，作业区目前尚未开展区块油气发展（开发）规划。《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》（新环环评发〔2020〕142 号）指出，各油气勘

探开发单位需加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展环境影响评价。

## （2）建议整改方案

①作业区应逐一排查辖区内拉油点，优先考虑对具备回收利用条件的伴生气进行回收，或纳入密闭集输管网，不具备回收条件的应建设放散管，伴生气需充分燃烧后方可排放。

②2020 年，石西油田作业区拟实施《石南联合站采出水处理系统改造完善工程》拟将天然气处理装置东侧的部分设施拆除，新建一套 3000m<sup>3</sup>/d 采出水处理装置，主要采用“生物接触氧化法+多介质过滤器过滤+电解盐杀菌装置”处理工艺，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中  $0.05 \mu\text{m}^2 < \text{平均空气渗透率} \leq 0.5 \mu\text{m}^2$  的水质控制指标后全部回注现役油藏，并对注水系统进行密闭改造。该项目目前正在进行环境影响评价，待该项目完成后，现有临时采出水处理装置将拆除。

③作业区应逐一排查辖区内各危险废物暂存设施的建设，杜绝危险废物暂存不规范的情形。各处理场站应建设规范化的危废暂存库，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求，设防风、防雨、防晒、防渗设施。

④受油田滚动开发特点影响，建设项目逐年增多，尤其是老区块加密开发，存在单个建设项目环评监测计划与在建或已建工程重复的现象。因此，本次后评价不单独提出环境监测计划，作业区需结合区块开发现状，总体考虑，兼顾完成单个建设项目环境监测计划的同时，避免重复测量。地下水、无组织废气和噪声监测需扩大监测范围，兼顾作业区整体开发范围、各个场站。

⑤石油油田作业区为中国石油新疆油田分公司下属二级单位，应积极与上级单位沟通，推进和协调作业区相关油气发展（开发）规划的编制及规划环评工作的开展。

### 2.1.4 整改措施落实情况

#### （1）部分拉油点伴生气未经燃烧直接排放

作业区已逐一排查辖区内拉油点，将拉油点均纳入密闭集输管网，作业区目前不存在拉油点伴生气未经燃烧直接排放的情况。

### （2）石南联合站采出水临时处理系统不能稳定达标

石西油田作业区于 2020 年 6 月开始实施《石南联合站采出水处理系统改造完善工程》，新建一套 3000m<sup>3</sup>/d 采出水处理装置，采用“生物接触氧化法+多介质过滤器过滤+电解盐杀菌装置”处理工艺，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中  $0.05 \mu\text{m}^2 < \text{平均空气渗透率} \leq 0.5 \mu\text{m}^2$  的水质控制指标后全部回注现役油藏，并对注水系统进行密闭改造。2021 年 10 月施工结束，开始调试运行。2022 年 5 月 12 日，该项目通过企业自主验收，水质达标排放，处理设施稳定运行。

### （3）危险废物暂存设施不满足现行环保要求

作业区已逐一排查辖区内各危险废物暂存设施，关闭各场站危险废物暂存设施，改为清运至石西油田作业区单独设置的危废贮存库，并对现有危废贮存库进行整改，杜绝危险废物暂存不规范的情形，整改后的危废贮存库如下图所示。该危废贮存库满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求。

## 石西油田作业区危废贮存库

### （4）建设项目环评提出的运营期监测计划未能逐一落实

作业区结合区块开发现状及单个建设项目环境监测计划，制定了自行监测方案，自行监测方案包括废水、废气、土壤、地下水、噪声及环境空气，废水、废气、土壤、噪声及环境空气监测方案涵盖了整个作业区，地下水监测方案仍需优化。该措施部分落实。

### （5）作业区尚未开展相关油气发展（开发）规划

2020 年 6 月，中国石油新疆油田分公司组织编制了《新疆油田公司“十四五”发展规划》，规划中规定：“‘十四五’期间，除措施产能 100 万吨以外，稀油老



区在西北缘新建产能 80.9 万吨、腹部新建产能 23.2 万吨、东部新建产能 209.8 万吨”，腹部主要包括石西油田作业区和中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区。

2022 年 8 月，中国石油新疆油田分公司开发公司委托南京国环科技股份有限公司编制了《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，于 2022 年 12 月 1 日通过了新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查，文号新环审〔2022〕252 号。

## 2.2 评价区块基本情况

### 2.2.1 勘探开发历程

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

2020 年~2024 年间，石西油田作业区有序推进滚动勘探，油气开发规模进一步扩大，管理运营水平进一步提高，生产结构组织更加完善，目前，石西油田作业区设 4 个办公室，6 个中心，共 10 个机构单位。4 个办公室分别为：综合管理办公室、经营管理办公室、党群维稳办公室、质量健康安全环保办公室。6 个中心分别为：生产指挥中心、工程技术中心、地质研究中心、采油运行维护中心、油气处理运行维护中心、油气集输运行维护中心。油气集输运行维护中心由石南联合站、石南 31 转油站莫北转油站和莫 109 转油站组成；油气处理运行维护中心由石西集中处理站、天然气处理站组成。作业区运营管理情况如表 2.2-1 所示。

表 2.2-1 石西油田作业区基层运营管理结构一览表

序号	评价单元	下辖油田/场站/井区/油气藏	
1	采油运行维护中心	石西油田	石西 1、石西 2、石 014、石 002、石 006、石西 7 井区
		莫北油田	莫北 2、莫 005、莫 8、莫 109、莫 116、莫北 10、莫北 11 井区
		陆南油田	陆南 1 井区

		石南油田	石南 31 井区、石南 4 井区、石 204 井区
2	油气处理运行维护中心	石西集中处理站	
		石西天然气处理站	
3	油气集输运行维护中心	石南联合站、石南 31 转油站	
		莫北转油站、莫 109 转油站	
4	综合服务站	石西公寓、石西生活污水处理站、石西生活垃圾填埋场和石西危废暂存库	

### 2.2.2 油气藏构造特征

#### (1) 石西油田

石西油田油气藏构造形态主要被一系列断裂切割，形成的三角形垒块、断块、断背斜和断鼻构造。油气藏构造特征如下：

石 014 井区侏罗系西山窑组油藏  $J_2x_1$  油气藏所在圈闭为一岩性圈闭，砂体呈西北—东南向展布，为不完整长轴背斜，构造高点在 SH2289—SH2502—石 014 井一带。

石西 2 井区侏罗系西山窑组油藏为一被断裂遮挡的长轴背斜，呈北西—南东向展布。有三个高点，分别位于 SH2084 井、SH2243 井和石 014 井附近。

石 002 井区三工河组油藏顶面构造形态为一向西倾斜的断鼻构造，南、北各有一个构造高点。 $J_1s_2^{1-1}$  南、北高点海拔分别为-2725m 及-2703m； $J_1s_2^2$  油藏南、北高点海拔分别为-2777m 及-2754m。油藏的西部和南部有较活跃的边底水。

石西 2 井区侏罗系三工河组油藏为向西倾斜的一断鼻构造，高点位于 SH2363—SH2263 井附近。东北向为 SH2262 井断裂遮挡。在油藏的西部、南部和北部有较活跃的边水。

石西 7 井区块侏罗系三工河组油藏顶面构造形态为被断裂遮挡的鼻状构造。

石 006 井区块侏罗系三工河组气藏为受构造、断裂和岩石物性控制的、具边水的构造岩性凝析气藏。

石西 1 井区块石炭系油藏为一被三条相向的逆断裂（即石西 2 井北断裂、石西 1 井南断裂和石 002 井西断裂）所夹持的不规则三角形垒块。石炭系构造为一古潜山，构造高点在东区 SH1025 井—石西 1 井一带和西区 SH1120 井—SH1059 井一带。纵观全区，由南向北，潜山顶面变化幅度逐渐减缓。

## (2) 石南油田

石南 31 井区白垩系清水河组油藏位于准噶尔盆地腹部三南凹陷，为一南倾的单斜构造，地层倾角  $2^{\circ} \sim 3^{\circ}$ 。主力油层位于  $K_1q_1^1$  地层，并且按照沉积特征可以进一步细分为  $K_1q_1^{1-2}$ 、 $K_1q_1^{1-3}$  两套砂层，其中  $K_1q_1^{1-2}$  平均孔隙度 11.2%，平均渗透率 67.5mD， $K_1q_1^{1-3}$  平均孔隙度 13.3%，平均渗透率 48.7mD，油藏类型为构造岩性油藏。

石南 4 井区头屯河组油藏构造位置位于准噶尔盆地陆梁隆起夏盐凸起基东鼻凸，地理位置位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地，距石南 21 井区西南方向约 12km，石南 31 井区在其南东方向约 20km。目前动用含油面积  $18.87\text{km}^2$ ，地质储量  $1097.05 \times 10^4\text{t}$ 。该油藏属低渗透、薄层、低丰度构造岩性油藏。储层具有中等盐敏性、中等水敏性、中等体积流量敏感性和弱速敏性。剖面上划分  $J_2t_1$ 、 $J_2t_2$ 、 $J_2t_3$  三段，主力油层为  $J_2t_2$ 。

石南油田石 204 井区构造位置位于准噶尔盆地陆梁隆起夏盐凸起基东鼻凸，地理位置位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地，与石南 7 井区相邻。

石 204 井区侏罗系头屯河组油藏自下而上划分为  $J_2t_1$ 、 $J_2t_2$  和  $J_2t_3$  三段，其中  $J_2t_1$ 、 $J_2t_3$  为大套泥岩。 $J_2t_2$  主要为一套砂岩，内部发育不稳定的钙质夹层，为头屯河组的含油层，头屯河组  $J_2t_2$  储层岩性为灰色中—细砂岩，砂体厚度 0.0~25.0m，平均 15.0m，连续性好，在西部、北部区域砂体分布稳定。油藏构造形态宏观上受砂体尖灭线控制，内部还受到了断裂、岩性的影响，为受断裂、构造、岩性多重因素控制的岩性构造油藏。

石 204 井区块侏罗系西山窑组油藏  $J_2x_1$ 、 $J_2x_4$  及头屯河组  $J_2t_2$  顶界构造继承性强，整体为一个向西南倾伏的鼻状构造。西山窑组在工区内发育稳定，连续性好，沉积厚度 165m~191m，自下而上划分为  $J_2x_1$ 、 $J_2x_{2+3}$  和  $J_2x_4$ ，含油层系为  $J_2x_1$  和  $J_2x_4$ ，头屯河组  $J_2t_2$  储层岩性为灰色中—细砂岩，砂体厚度 0.0~25.0m，平均 15.0m，连续性好，在西部、北部区域砂体分布稳定。油藏构造形态整体为一个向西南倾的鼻状构造，被北西—南东向断裂将鼻状构造切割形成多个断鼻圈闭。西山窑组油藏在平面上受断鼻控制，纵向上呈阶梯状展布，叠合含油面积  $9.95\text{km}^2$ 。

## (3) 莫北油田

莫北地区整体上为一向南西下倾、北东抬升的单斜构造，侏罗系断裂为燕山运动中期盆地腹部抬升产生的张应力作用的结果，侏罗系-白垩系发育张扭性质的正断裂。北部莫北 10—莫北 2 井区主要为近南北向展布的弧形断裂体系；南部莫 109 井区主要为西南发散，北东收敛的扫帚状断裂体系。除了贯穿侏罗系的断裂外，还发育一系列近东西走向的层间小断裂。受小断裂的分割，在莫 116 井区与莫北 2 井区形成一系列的断块、断鼻构造圈闭。

#### (4) 陆南油田

陆南 1 井区三工河组  $J_1s_2^{1-2}$  油藏的发现井为陆南 1 井，该井于 1993 年 4 月 28 日开钻，11 月 26 日完钻，1994 年 8 月 29 日进行试油，获日产 15.48t 工业油流，从而发现了陆南 1 井区三工河组  $J_1s_2^{1-2}$  油藏。1995 年 9 月上交控制储量  $171.00 \times 10^4$ t，含油面积  $7.00\text{km}^2$ 。1996 年共投产开发井 11 口。1998 年上报探明石油地质储量  $256.00 \times 10^4$ t，含油面积  $8.20\text{km}^2$ 。2005 年进行储量复算，复算后石油地质储量  $86.03 \times 10^4$ t，含油面积  $6.84\text{km}^2$ ，天然气地质储量  $7.98 \times 10^8\text{m}^3$ ，含气面积  $5.28\text{km}^2$ 。

地质特征：地层自下而上发育有石炭系、二叠系上乌尔禾组 ( $P_2w$ )，三叠系百口泉组 ( $T_1b$ )、克拉玛依组 ( $T_2k$ )、白碱滩组 ( $T_3b$ )，侏罗系八道湾组 ( $J_1b$ )、三工河组 ( $J_1s$ )、西山窑组 ( $J_2x$ )、白垩系吐谷鲁组 ( $K_1t$ ) 等层系。目的层侏罗系三工河组  $J_1s$  自下而上分为  $J_1s_1$ 、 $J_1s_2$ 、 $J_1s_3$  三段，其中  $J_1s_2$  细分为  $J_1s_2^1$ 、 $J_1s_2^2$  两套砂层组， $J_1s_2^1$  进一步细分为  $J_1s_2^{1-1}$  和  $J_1s_2^{1-2}$  两个小层。

构造特征：三工河组油藏整体为一背斜构造，平面上主要发育两组正断裂，一组呈北东-南西向、一组呈北西-南东向，两组断裂相互切割，形成了陆南 1、陆 002 井两个断鼻圈闭。陆南 1 井区主要发育 5 条正断裂，分别为陆南 1 井北 1 号断裂、陆南 1 井北 2 号断裂、陆南 6 井东断裂、陆南 6 井南断裂、陆 002 井西断裂，断开层位为侏罗系三工河组至白垩系清水河组。

### 2.2.3 油气资源概况

#### (1) 油藏概况

(2) 气藏概况

作业区油气藏开采及储量概况详见下表。

表 2.2- 2 石西油田作业区油气藏概况

分类	量化指标	
油气井	采油井	井数（口）
		开井数（口）
	注水井	井数（口）
		开井数（口）
	采气井	井数（口）
		开井数（口）
油藏开采现状	日产液（t）	
	日产油（t）	
	综合含水率（%）	
	日注水量（m <sup>3</sup> ）	
	日产伴生气（×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ）	
	累计采油量（×10 <sup>4</sup> t）	
	累计注水量（×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ）	
气藏开采现状	日产气（×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ）	
	年产气（×10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> ）	
	年产轻质油（×10 <sup>4</sup> t）	
	累计产气量（×10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> ）	
油藏概况	探明地质储量（×10 <sup>4</sup> t）	
	探明可采储量（×10 <sup>4</sup> t）	
	动用地质储量（×10 <sup>4</sup> t）	
	动用可采储量（×10 <sup>4</sup> t）	
	采出程度（%）	
气藏概况	探明含气面积（km <sup>2</sup> ）	

	动用含气面积 (km <sup>2</sup> )	
	动用储量 (×10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )	
	动用可采储量 (×10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )	
	剩余可采储量 (×10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )	
	采出程度 (%)	

## 2.3 工程运行现状

### 2.3.1 开发方式

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

#### (1) 油气开采工艺

##### ①采油工艺

采油井口出的油气经井口水套炉加热后经过单井集油管线进计量站，被计量油井油气经自动选井三通阀，进计量分离器进行油气分离和计量。计量油井的油气分别进入地下压力平衡罐，然后汇入集油干线中。压力平衡罐接在集油线上方，又与计量分离器连通，用以平衡计量分离器及集油管线的压力，使分离器内的原油靠位差自动流出。不被计量的油井，油气直接通过三通阀进入集油干线。集油管线的原油输送到联合站，其中部分计量站集输管线汇总进入混输泵站，再通过集油干线输送到联合站。部分单井产出的原油由单井原油储罐储存后，经车拉至联合站。采油站生产工艺流程如图 2.3-1。

图 2.3-1 采油工艺流程图

## ②采气工艺

天然气开采井，主要采用自喷及机械开采方式开采。采气井中的天然气由采气井口自喷采出，流经生产闸门、节流阀、紧急切断阀、流量计控制闸门后进入集气管线，天然气沿集气管线进入联合站，天然气除油器除油后进入增压站经压缩机增压外输；伴生气井中的天然气采用机械开采方式，油、气混合物经采出后进入集气管线，经联合站油气分离器分离后，天然气进入天然气处理站经压缩机增压外输。采气工艺流程图见图 2.3-2。

图 2.3-2 采气工艺流程图

## ③注水工艺

稀油开采采用的是注水开发方式。利用注水井把水注入油层，以补充和保持油层压力的措施称为注水。油田投入开发后，随着开采时间的增长，油层本身能量将不断地被消耗，致使油层压力不断地下降，地下原油大量脱气，粘度增加，油井产量大大减少，甚至会停喷停产，造成地下残留大量死油采不出来。为了弥补原油采出后所造成的地下亏空，保持或提高油层压力，实现油田高产稳产，并获得较高的采收率，必须对油田进行注水。注水泵站增压通过（注水干线）管线输送到配水间进行分水计量后，通过单井管线输送到井口（油层）。从注水泵站增压通过（注水干线）管线输送，到单井管线输送到井口（油层）。注水工艺流程图见图 2.3-3。

图 2.3-3 注水工艺流程图

作业区 31 个油藏开发单元中，需注水开发的有 19 个，依靠天然能量开采 12 个。注水水源以处理后的净化水为主，补足时有清水补足。作业区注水系统基本情况及注水现状见下表。

表 2.3-1 石西油田作业区注水站基本情况表

序号	注水泵站名称	注水泵数量 (台)	注水站设计能力		日注水量 (m <sup>3</sup> /d)	出站压力 (MPa)	富余 (m <sup>3</sup> /d)
			设计 能力 (m <sup>3</sup> /d)	设计 压力 (MPa)			
1	石南联合站						
2	莫北转油站						
3	莫 109 转输处理站						
4	石西集中处理站						
5	石南 31 转油站						
合计							

2.3.2 集输工艺

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

(1) 密闭集输系统

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

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

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



处理系统)。

※陆南油田：原油采用三级布站工艺，即单井—→计量站—→石西集中处理站。

### (2) 拉油输送

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

油气集输及处理流程见图 2.3-4。

## 2.3.3 油气集输及处理系统运行现状

### (1) 石西集中处理站

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，处理站大门朝西，与天然气处理站相邻。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图见图 2.3-5。石西集中处理站至今已经过多次升级改造，评价时段内改造环保手续履行情况见表 2.3-2。

图 2.3- 4 石西油田作业区油气集输处理流程示意图

图 2.2- 2 石西集中处理站平面布置图

图 2.2-3 石西集中处理站及天然气处理站航拍图

表 2.3-2 石西集中处理站评价时段内环保手续一览表

序号	环评文件	环评批复文号	验收情况	建设内容
1	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	2023 年 5 月 17 日，通过企业自主验收	对石西集中处理站原油处理系统进行密闭改造，新增 1 套原油稳定装置，并对原油外输系统进行改造，改造后原油处理规模为 $70 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油稳定处理规模为 $180 \times 10^4 \text{t/a}$

## ①原油处理系统

原油处理系统采用热化学沉降脱水和电化学脱水组合处理工艺，该工艺可缩短液体停留时间，实现原油密闭处理，更加高效、清洁。主要工艺流程如下：

油区来液（ $20 \sim 25^\circ\text{C}$ 、 $0.25 \sim 0.30 \text{MPa}$ ，含水 $\leq 90\%$ ）与莫北、石南、石南 31 转油站来液（含水 $\leq 30\%$ ）混合至游离水脱除器，分离出来的低含水原油（含水 $\leq 30\%$ ）经新建提升泵升压至  $0.65 \sim 0.75 \text{MPa}$ ，经与石西含水原油—原稳塔顶气换热器换热后至相变加热炉加热（ $55 \sim 60^\circ\text{C}$ 、 $0.45 \sim 0.50 \text{MPa}$ ），加热后含水原油至多功能处理器进行高效脱水，多功能处理器内部设热化学沉降腔、缓冲腔和电脱腔，为保证电脱段的脱水效果，原油先进行热化学沉降后再进入电脱腔脱水，处理合格的净化油（ $55 \sim 60^\circ\text{C}$ 、 $\sim 0.25 \text{MPa}$ ，含水 $\leq 0.5\%$ ）自压进入原油稳定塔。游离水脱除器脱出的含油污水进采出水处理站处理；多功能处理器脱出的含油污水回掺游离水脱除器前端；分离出的伴生气经除油器脱出液体后，输送到天然气处理站。

## ②原油稳定系统

原油稳定是把净化油中的各类轻烃组分分离出来并加以回收利用，减少了轻烃挥发造成的损耗，使之稳定，原油稳定具有良好的经济效益，可以回收大量轻烃作为化工原料，同时，可使原油安全储运，并减少了对环境的污染。

2023 年新建的  $80 \times 10^4 \text{t/a}$  原油稳定装置与已建  $100 \times 10^4 \text{t/a}$  原油稳定装置并联运行，采用负压闪蒸稳定法，主要工艺流程如下：

陆梁、石南 21、石西集中处理站净化油经缓冲、自压进入原油稳定系统，混合的净化油经过流量控制阀组将净化油分成两股，分别进入两列装置。

净化油从原油稳定塔上部进入塔内，在塔内进行闪蒸，闪蒸温度为  $55 \sim 60^\circ\text{C}$ 。进料口设置在原油稳定塔中上部，进口下方设置有 4 块筛孔塔板，气相出口设置破沫

网，保证气液分离效果。塔釜部分设置双液位计，并与原油稳定塔塔底泵连锁，维持塔底的液位稳定。稳定油经原油稳定塔塔底泵增压输送至稳定油罐（已建净化油罐）中储存，经检验合格后进入外输系统中外输。

稳定塔顶部连接负压压缩机抽真空，闪蒸出的塔顶气经负压压缩机增压并经冷却器降温至 45℃，进入压缩机出口分液罐分离出混合轻烃、含油污水和不凝气。分离出的混合轻烃及不凝气输送到天然气处理站处理，含油污水输送到污水处理系统集中处理。

原油处理及原油稳定工艺流程见图 2.3-6。

图 2.3-6 石西集中处理站原油处理及稳定工艺流程示意图

### ③采出水处理系统

原油处理站高效聚结游离水脱除器脱出的含油污水进入沉降罐与分离器来液一起进行重力沉降，初步除去污水中的乳化油；出水进入调储罐，经反应提升泵打入反应罐内，同时投加水质净化剂，离子调整剂、净化凝聚剂等药剂，经过沉降分离，破乳后的污油与凝聚后的固体微粒与水分离，进入污泥浓缩罐，通过污泥泵进入废液池。经反应器处理净化后的出水进缓冲罐进行二次沉降。沉降后的水经过滤提升泵进入过滤缓冲罐，然后进入外输罐，一部分注入水井，一部分转水至石南 31 井区

油藏注水开发。

图 2. 3-7 石西集中处理站注水系统工艺流程示意图

④注水系统

石西集中处理站注水系统设计注水规模为 1920m<sup>3</sup>/d，设计注水压力 16Mpa。

石西集中处理站站内主要设备见下表。

表 2. 3-3 石西集中处理站主要装置工艺设备及参数表

[illegible]

## (2) 天然气处理站

石西天然气处理站建于 1998 年，站区占地面积 25000m<sup>2</sup>，建筑面积 5000m<sup>2</sup>。天然气处理站大门朝西，与石西集中处理站相邻。靠近大门西侧为值班室、收控室和机油泵房，东侧为办公室；站内西侧为天然气处理区，分为 1#厂区和 2#厂区；东侧为稳定轻烃储存区、液化气储存和装运区，设有稳定轻烃球罐 2×1000m<sup>3</sup>，液化气球罐 2×1000m<sup>3</sup>，以及液化气装车泵房等。天然气处理站平面布置见图 2.3-8。

### ①天然气处理工艺

石西天然气处理站是新疆油田公司最大的伴生气深冷处理装置，设计处理能力为  $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，由两套独立的  $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  处理装置组成，处理后的产品有干气、液化气和稳定轻烃，干气通过彩一石一克输气管线外输，液化气及稳定轻烃作为化工原料，分别采用罐车、槽车拉运至独山子石化。

原料气通过原料气压缩机进行增压至，随后进行油水冷却分离后，分离出的天



然气进入分子筛脱水塔脱水处理。脱水后干气分为三部分，一部分作为脱乙烷塔塔侧换热器和塔底重沸器的热源，与脱乙烷塔内介质换热后，再进入干气二级换热器与低温干气换热，随后进入一级丙烷蒸发器冷却，再进入低温分离器进行气液分离，分离出的气相进入气体分馏塔。

另一部分通过回流气压缩机增压，进入回流气换热器，冷却进入二级丙烷蒸发器冷却，再进入干气三级换热器，通过 J-T 阀节流冷凝后作为气体精馏塔的回流进入气体分离塔。最后一部分干气增压后经盐浴炉加热后进入分子筛再生塔，分子筛再生塔出口的气体经过冷却、分离后，与原来压缩机二级出口气体汇合后，进入分子筛脱水塔。气体分馏塔的液相与低温分离器的液相汇合一起进入脱乙烷塔底部气体分馏塔塔顶干气经过干气换热器换热后进入彩石-克管线外输。脱乙烷塔塔顶气相经过换热后汇入原料气总管内，脱乙烷塔底部的液烃进入脱乙烷塔底重沸器利用脱水后工艺气的热量将轻烃组分脱离，然后由塔底泵增压经过丙烷换热器、回流器换热器升温后进入脱丁烷塔分馏脱丁烷塔顶的气相进入空冷器冷却降温后回到液化气回流罐，小部分作为脱丁烷塔的回流，其余部分经过脱丁烷塔底泵增压，经过干气三级换热器换热后进入液化气储罐。脱丁烷塔底液相进入重沸器脱离出轻烃组分后进入空冷器冷却，然后进入稳定轻烃储罐。天然气处理工艺流程见下图。

图 2.3-9 天然气处理工艺流程简图

图 2.3-8 天然气处理站平面布置图

### ②充装工艺

稳定轻烃由 1000m<sup>3</sup>球罐进入 1~3#装车泵，经过装车泵增压后，进入稳定轻烃装车台，通过鹤管装入稳定轻烃槽车；液化气由 1000m<sup>3</sup>球罐进入 4~6#装车泵，经过装车泵增压后，进入液化气装车台，通过密封鹤管装入液化气罐车。

天然气处理站站内主要设备见下表。

表 2.3-4 天然气处理站主要装置工艺设备及参数表

[illegible]

石南联合站建于 2000 年，占地面积  $76800\text{m}^2$ ，联合站正门与南面的油田公路相连，西面设门，方便拉油。消防泵房及综合办公室等非防爆场所布在东面，原油储罐设在西北面，以利于油区来油，原油、天然气处理装置设在西面，装、卸油区设在围墙以外。站区平面布置详见图 2.3-10。联合站至今进行过两次改造，环保手续履行情况见表 2.3-5。

序号	工程名称	环评批复机关、文号及时间	验收批复机关、文号及时间	建设内容
1	石南 4 井区注水系统节能技术改造工程	原和布克赛尔蒙古自治县环境保护局和环评函字〔2018〕68 号 2018 年 12 月 21 日	正在开展主验收	石南联合站注水系统进行升压改造，新建 1 座增压点并对石南 4 井区注水管网进行调整改造，新建单井注水管线 4.2km，注水干线 4km
2	石南联合站采出水处理系统改造完善工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅新环审〔2020〕83 号 2020 年 5 月 8 日	2022 年 5 月 12 日通过企业自主验收	石南联合站天然气处理装置区东侧新建一套 3000m <sup>3</sup> /d 采出水处理装置及配套设施，并对注水系统进行密闭改造。采出水采用“生物接触氧化法+多介质过滤器过滤+电解盐杀菌装置”处理工艺，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》

				(SY/T5329-2012) 中 $0.05 \mu\text{m}^2$ < 平均空气渗透率 $\leq 0.5 \mu\text{m}^2$ 的水质控制指标后全部回注现役油藏, 主要处理石南联合站原油处理系统分离出的采出水。
--	--	--	--	---

图 2.3-10 石南联合站平面布置示意图

石南联合站航拍图



### ①原油处理系统

原油处理系统设计处理能力为  $40 \times 10^4 \text{t/a}$ ，集油区来采出液（ $25^\circ\text{C}$ ，含水 80~90%，0.30MPa）通过集油管汇汇合后进入三相分离器（改为两相分离器）进行分离，分离出的天然气进入天然气处理装置，分离出的采出液至一段沉降罐；一段沉降罐分离出的含水原油升压后经换热器加热到  $55^\circ\text{C}$ ，自流进  $2000\text{m}^3$  净化油罐，在净化油罐内进行静置沉降，脱除底水，30%低含水净化油经外输泵提升外输至石西集中处理站。分离出的采出水去采出水处理装置，处理合格后回注油藏。原油处理工艺流程见图 2.3-11。

图 2.3-11 石南联合站原油处理工艺流程简图

### ②天然气处理系统

天然气系统包括伴生气和气田气处理装置。

气田气处理装置：采用 J-T 阀节流制冷脱水脱烃工艺，采用一套注乙二醇脱水、J-T 阀节流分离工艺，生产稳定轻烃和干气，处理后气田气与石南联合站伴生气一起输送至石西天然气处理站。设计处理能力为  $30 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，工艺流程实际处理能力为  $6 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

伴生气处理装置：伴生气来气压力约为 0.2MPa，经伴生气压缩机增压至 1.0MPa，后经空冷、气液分离后，与气田气混合，输往石西集中处理站。其设计处理能力为  $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，实际处理能力为  $8.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

### ③采出水处理系统

石南联合站原油处理系统来水（含油  $\leq 200\text{mg/L}$ ，悬浮物  $\leq 300\text{mg/L}$ ）经换热器换热后进入站区新建 2 座  $300\text{m}^3$  调储罐进行除油，上层浮油由污油回收泵回收至已建污油回收系统，除油后采出水进入已建两座  $300\text{m}^3$  调节水罐，对水质水量进行调节，调节水罐出水（含油  $\leq 100\text{mg/L}$ ，悬浮物  $\leq 150\text{mg/L}$ ）进入生物处理单元（分为接触氧化段和固液分离段），调节水罐出水首先计入接触氧化段，在接触氧化段投加高效降解菌降解水中污染物，降解后进入固液分离段，分离出的固相经污泥浓缩池脱水后用于高效降解菌的培养，分离后采出水（含油  $\leq 20\text{mg/L}$ ，悬浮物  $\leq 20\text{mg/L}$ ）进多介质过滤器过滤，在过滤器进出口设置电解盐杀菌装置（有效氯投加量为



60mg/L），过滤器出水（含油≤15mg/L，悬浮物≤5mg/L）达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ类水的水质标准后，由管线管输至注水系统回注至现役油藏。

图 2.3-12 石南联合站采出水处理系统工艺流程

④清水处理系统及注水系统

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

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

石南联合站站内主要设备见下表。

表 2.3-6 石南联合站主要装置工艺设备及参数表

[illegible]

#### (4) 石南 31 转油站

石南 31 转油站建于 2006 年，占地面积 19697.9m<sup>2</sup>，正门朝南，正对油田外接公路侧门朝西，共设 2 个出入口。整个联合站以正门入口主干道为中心线，利用站内生产及消防道路将各生产区及辅助设施分开，同类设备布置相对集中，主干道西侧为原油处理、天然气增压脱水区、原油罐区，原油自南侧进站；注水区布置在主干道东侧；综合办公楼布置在正门东侧；处理站员工及外来人员从综合办公室大厅进入站区，可实现人车分流。石南 31 转油站平面布置见图 2.3-13。

图 2.3-13 石南 31 转油站平面布置示意图

石南 31 转油站航拍图

### ①原油转输系统

石南 31 转油站原油转输能力为  $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，井区来油气水混合物进入三相分离器进行油气水分离，分离出的伴生天然气去天然气脱水增压装置；分出的含水原油进分体相变加热炉加热后进缓冲脱水罐缓冲，然后利用转输泵外输至石西集中处理站处理；分离出的污水进入污水罐，经重力沉降后，原油回收，污水经污水泵增压后外输至石南 4 联合站。原油处理工艺流程见图 2.3-14。

图 2.3-14 石南 31 转油站原油转输工艺流程简图

### ②伴生气增压工艺

石南 31 天然气处理系统设计处理能力为  $45 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，伴生气来气（0.25MPa、25℃）首先进入天然气分离器进行气液分离，分离出的天然气进压缩机增压到 2.5~3MPa，压缩机增压后的天然气进入天然气高效分离器再次进行气液分离，分离后的天然气进三甘醇脱水装置脱水（目前三甘醇脱水装置故障停用）后外输至天然气处理站。处理工艺流程见下图。

图 2.3-15 石南 31 天然气处理系统流程图

### ③注水系统

注水系统设计注水能力为  $3800 \text{m}^3/\text{d}$ ，注水水源为石西处理站处理后的净化水，不足时由清水补足。石南 4 联合站转来的清水和石西联合站处理后的污水分别进入 1#、2 清水罐，清水罐出来的水中在加入电解盐杀菌产生的次氯酸钠溶液后，经注水泵增压注入石南 31 井区。工艺流程图见下图。



莫北转油站建于 2003 年，于 2016 年进行了一次油水处理工艺完善改造，承担着莫北油田原油转输、天然气处理和转输的任务。转油站占地面积 3309.5m<sup>2</sup>，设两个出入口，正门面向北，侧门向西开，利用站内生产及消防道路将生产装置区及辅助设施分开，分为综合办公室、原油转输、伴生气处理、气田气处理、清水处理、注水及原油加热等区域，其中综合办公室、清水处理、注水为非防爆区，原油



转输、伴生气处理、天然气处理、原油加热为防爆区。装、卸油设施布置在转油站围墙外，整个转油站用铁栅栏做成围墙。转油站平面布置见图 2.2-13。

### ①原油预脱水系统

设计采出液预脱水能力为  $60 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，油区来液经两相分离器进行气液分离，分离出的液相（ $T=25^\circ\text{C}$ ， $P=0.3\text{Mpa}$ ， $Q=2000\text{m}^3/\text{d}$ ）进加热装置加热升温至  $60^\circ\text{C}$  后，进新建采出液预脱水器实现油、汽、水三相分离，分离出的低含水原油进缓冲分离器，经外输泵增压后输往莫北转油站进一步处理；分出的伴生气进转油联合站的天然气处理系统；分离出的采出污水（ $T=60^\circ\text{C}$ ， $P=0.15\text{Mpa}$ ， $Q=1333\text{m}^3/\text{d}$ ）进入新建 2 座  $500\text{m}^3$  调储罐，调储罐内污水通过提升泵提升至采出液中的采出水处理系统，底部污泥通过污泥沉降池沉降后脱水处理，上部污油通过污油罐收集后提升至油气分离器前段回收系统。

对采用汽车拉油的边远区块采出液（ $T=20^\circ\text{C}$ ， $Q=60\text{m}^3/\text{d}$ ），由卸油泵将原油转到事故罐中，再由提升泵将事故罐中的原油均匀提升至油气分离器，与集油区密闭集输来油气混合进脱水装置处理。原油预脱水工艺流程如图 2.3-17 所示。

图 2.3-17 莫北转油站平面布置图

莫北转油站航拍图

图 2.3-18 莫北转油站原油预脱水处理工艺

## ②采出水处理工艺

采出水处理采用 SGOT 工艺，原油预脱水系统来水进入 SGOT 双旋流除油器进行物理除油，除油器可去除大部分水体中的油。出水进入缓冲水罐，经泵提升后进入 SGOT 速沉器，在速沉器中投加絮凝剂、助凝剂，药剂与污水反应后出水进入 SGOT 过滤器，经过滤后出水进注水系统进行回注。采出液中的采出水处理工艺流程见图 2.3-19。

图 2.3-19 莫北转油站采出水处理工艺流程

## ③伴生气处理工艺

伴生气设计处理能力为  $60 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，油田来的伴生气进入高效分离器进一步分离液体，经过压缩机增压后，进入空冷器降温，然后进入压缩机出口高效旋流分离

器，最后进入三甘醇吸收塔进行脱水。从三甘醇吸收塔流出的气体与进入吸收塔的贫三甘油换热后被加热，然后成为干气输送到石西天然气处理站。凝下来的冷凝液排入油罐。分离器分离出的轻质油及水混合排入 2 座  $10\text{m}^3$  的轻烃罐。

图 2.3-20 莫北转油站原油处理及伴生气处理工艺流程示意图

#### ④气田气处理工艺

气田气设计处理能力为  $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，单井天然气进入生产分离器除液，注入乙二醇后进入气-气换热器管程预冷，再注入乙二醇后进入浅冷分离器，然后经过节流阀降压降温，节流后的天然气进入低温分离器除液脱油，随后进入气-气换热器壳程预热，最后经计量后调压输出。

生产分离器出液经节流后进入液烃分离器，通过分离器隔板及油水界面控制达到油气分离，天然气经管汇进入分离器，油经降压后与低温分离器来油进入凝析油稳定塔，再经过重沸器脱水后进入空冷器降温，最后进入凝析油储罐，油品不合格或塔不工作则改进事故罐。



[illegible][illegible][illegible]

莫 109 转油站目前包括莫 109 转油站和莫 7-莫 11 天然气处理站两部分。莫 109 转油站建于 2007 年，于 2008 年 7 月自石西油田作业区移交给作业区管辖；莫 7-莫 11 处理站建于 2006 年，于 2013 年 11 月自石西油田作业区交由作业区管辖。全站承担着莫 109 井区和莫 116 井区的原油转输、天然气增压、气田气处理外输、清水处理和注水等任务。

莫 109 转油站大门朝北，原油处理设在东面，伴生气增压装置设在南面，水处理设在中部，气田气装置区位于进站主大门朝东一侧，由站内主干道将站区划分为工艺装置区、稳定油储罐区、辅助生产区和非生产区。站区平面布置见图 2.2-20。

油区来的油气(0.25MPa, 25℃)经管汇间汇合后, 经过掺水后进入油气分离器, 经分离后的天然气进入天然气除油器除液, 再经计量调压去天然气处理系统。分离出来的原油经过相变炉提温后(45℃)进入事故罐, 随后通过原油外输泵外输至莫



北转油站。

图 2.3-23 莫 109 转输处理站工艺流程示意图

※莫 109 伴生气处理系统

2013 年新增一台压缩机投入使用后，处理能力为  $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，其工艺流程：除油器→入口分离器→压缩机→空冷器→换热器→分离器→外输至莫 7-莫 11 天然气处理站。

图 2.3-24 莫 109 转输处理站平面布置示意图

莫 109 转油站及莫 7-莫 11 天然气处理站航拍图



## ②莫 7-莫 11 天然气处理站

莫 7-莫 11 天然气处理站于 2006 年建成，站区平面布置见图 2.2-21。该处理站负责将 7 口气井（已关井）的气田气和莫 109 转油站增压后的伴生气脱水脱烃，处理后输送至彩石克环网，该站采用一套注乙二醇脱水、J-T 阀节流分离工艺，生产稳定轻烃和干气，设计处理量  $22 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

图 2.3-25 莫 7-莫 11 井区天然气处理站平面布置示意图

莫 109 站压缩机来气（60MPa、22-23℃）经计量分离器分离计量后气液合流进入生产分离器进行气液分离，分出的原料气经过一级注醇后进入气-气换热器壳程与低温天然气换热预冷到 10℃左右，再经过二级注醇及经“J-T”阀节流（3.6MPa、-2℃左右）后进入低温分离器分离出凝液，分离后的干天然气进气-气换热器管程与原料气换热，之后进入稳定油-外输气换热器管程与凝析油空冷器来的稳定凝析油换热，换热后的天然气去外输计量区稳压、计量后外输；分离出的凝液去凝析油-导热油换热器壳程。

生产分离器分离出的液相进入毛油-稳定油换热器壳程与稳定油换热后进入油水分离器脱水后进入凝析油稳定塔中部；低温分离器分出的液相进入凝析油-导热油换热器壳程，与导热油换热后进入液烃分离器分离，分出的凝析油进入凝析油稳定

塔上部，液烃分离器底部排出的乙二醇水溶液进入乙二醇回收系统。

凝析油稳定塔底排出的稳定凝析油先进入塔底重沸器壳程与导热油换热后进入毛油-稳定油换热器管程与生产分离器来的毛油换热，再进入空冷器冷却，然后进入稳定油-外输气换热器壳程与外输气换热后去稳定油储罐，通过装车泵提升后装车外运。

从三相液烃分离器分出的乙二醇富液进入常压乙二醇富液储罐，然后由乙二醇再生泵打入乙二醇再生塔再生，再生后的乙二醇进入常压乙二醇贫液罐，过程中损失的乙二醇由埋地乙二醇储罐，注醇泵从常压乙二醇贫液罐中将乙二醇贫液注入注醇口。工艺流程见下图。

图 2.3-26 莫 7-莫 11 天然气处理站工艺流程示意图

莫 109 站站内主要设备见下表。

表 2.3-9 莫 109 站主要装置工艺设备及参数表

[illegible]

#### 2.3.4 公用工程现状

### (1) 供水工程

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

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

### (2) 排水工程

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

## 生活污水处理站

### (3) 供电工程

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

石南联合站利用石西 110kV 变电所到石南油田的 1 条 110kV (降压 35kV 运行) 线路，将电再送至石南 35/10kV 变电所，其 10kV 出线为石南联合站供电。石南 31 转油站有 1 座 35/10kV 无人职守变电所，变电所容量 2 台  $\times$  5.0MVA，其工作电源引自石南 21 变电所 35kV 出线柜，备用电源 T 接于石西-石南 35kV 线路。莫北油田用电引自石西 110kV 变电所，在莫北油田设莫北 35kV/10kV 变电所，所内有 10kV 配电室 1 间和 0.4kV 变配电室 1 间，转油站各配电室电源均引自该所。莫 109 转输处理站用电引自石西 110kV 变电所，在站内设 10kV 变压器两座，配电室 2 座，给全站用电设

备配电。

石西作业区用电均主要由国家电网供给，部分为自备发电机组供给，燃料为油田自产天然气，主要供电设施如表 2.3-14 所示。

表 2.3-14 石西油田作业区供电工程量一览表

单位	石西油田、陆南油田、莫北油田	石南油田（石南 31 井区）	石南油田（石南 4 井区、石 204 井区）	合计
电力来源	克拉玛依 110kV 枢纽变电所	国家电网	国家电网、天然气发电机组	
发电机组数量（台）	/	/	2	17
变电所数量（座）	1	1	1	3
输电线路长度（km）	458.33	62.68	35.4	556.41

#### （4）道路系统

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

#### （5）生活设施

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

石西油田作业区综合服务站航拍图



(6) 采暖设施

各处理站及作业区公寓均设有燃气采暖设备，燃料为自产天然气。

(7) 生活垃圾填埋及危险废物暂存设施

作业区已建 1 座生活垃圾填埋场及危废临时贮存库，生活垃圾卫生填埋场设计库容为 25000m<sup>3</sup>，处理规模为 1320t/a；危险废物临时贮存库主要用于临时储存油井作业过程中产生的含油污泥及含油手套、大布、防渗膜等，设计最大暂存容量为 400m<sup>3</sup>，年暂存量为 700m<sup>3</sup>/a。

石西固废场危险废物临时贮存点                      石西固废场生活垃圾填埋场

作业区地面工程建设现状见表 2.3-15。

表 2.3-15      石西油田作业区地面工程建设现状一览表



### 2.3.5 非正常工况

石西油田作业区 2020 年 1 月至 2024 年 12 月运行期间未出现非正常工况。

## 2.4 建设项目实施情况

本次后评价对评价时段内石西油田作业区开展的各项建设项目的环评设计建设内容与实际实施情况进行了统计与分析，统计资料以收集到的环评文件和验收文件为主，经现场踏勘和与建设单位确认，评价范围内实施的各项工程均按规定开展了环境影响评价。通过对比分析环评批复内容和验收实际建设内容变动情况对建设实施情况进行分析评价，分析结果表明环评拟建内容与实际建设内容不尽相同，不符之处主要表现在产能、采油井口数、钻井井口数以及各类管线及道路长度等的实际建设较环评设计内容基本上呈减少趋势，但不存在不属于原环评及批复文件中的建设内容。统计分析结果详见表 2.4-1。

由表 2.4-1 可知，评价时段内各区块共计实施各类建设项目 82 个，总体而言，场站类建设工程（新建、改扩建）环评批复内容与实际建设内容基本相符；而地面工程、钻井工程建设时环评拟建内容与实际建设内容不尽相同，不符之处主要表现在产能、采油井口数、钻井井口数以及各类管线及道路长度等的实际建设较环评设计内容基本上呈减少趋势。究其原因，一方面受油气田滚动开发原则限制，实际建设内容往往较拟建的少，产能、生产井数及集输管线方面尤其明显；另一方面，根据实际情况，通过关停井调整各井区生产情况，以协调各个生产单元，此举亦会造成实际建设和拟建内容的不相符。

对照《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 号第十七条中：“陆地油气开采区块项目环评批复后，产能总规模、新钻井总数量增加 30%及以上，回注井增加，占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加，开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加，与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置

或处置方式变化导致不利环境影响加重，主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形，依法应当重新报批环评文件”的规定，石西油田作业区 2020~2024 年实施的项目均不属于重大变动，未发生重新报批环评文件的情况。

表 2.4- 1 建设项目环评设计内容与实际实施情况对比分析一览表

工程类别	序号	涉及站场	项目名称			工程变动情况
钻井工程	1	/	莫北油田前哨 2 井区三工河组油气藏油环开发项目			/
	2	/	石西油田石西 104 区块石炭系油藏评价井工程			/
	3	/	石南油田石南 58 井北侏罗系西山窑组油藏评价井工程			石 154 井暂未实施
	4	/	石西油田石西 6 井区侏罗系西山窑组气藏评价井工程			3 口井暂未实施
	5	/	石南油田石 148 井区北侏罗系西山窑组、白垩系清水河组油藏评价井工程			钻井进尺减少 66m
	6	/	石西油田作业区 MB9016 井更新补钻井工程			管线长度及电缆长度较设计阶段增加 0.18km
	7	/	石南油田盐 238 井区侏罗系三工河组油藏评价井钻试工程			4 口井（Y2005、Y2008、Y2010、YHW2003）暂未实施。
	8	/	石南油田石 204 井区西山窑组油藏开发建设钻井工程			1 口注水井和 10 口采油井暂未实施。
	9	/	石南 21 井区头屯河组 J <sub>2</sub> t <sub>2</sub> 油藏扩边方案工程			总钻井进尺减少 300m，单井出油管线减少 0.74km。

10	/	石西凸起石 014 井区侏罗系头屯河组、西山窑组油藏评价井工程			/
11	/	石南油田石 107-石南 24 区块白垩系呼图壁河组、清水河组油藏评价井项目			1 口井（石 156 井）暂未实施
12	/	和丰 9 井、和丰 10 井、和探 101 井、和探 102 井勘探钻探项目			/
13	/	石西油田石西 104 区块石炭系油藏评价井工程			/
14	/	达巴松凸起玛中 13 井侏罗系三工河组恢复试油项目工程			/
15	/	莫北油田盆 6 井区莫 25 井侏罗系三工河组恢复试油项目			/
16	/	夏盐-达巴松凸起盐探 1 井区达探 1、达 16、达 10 井侏罗系八道湾组恢复试油项目			/
17	/	石南 21 井区头屯河组油藏补钻更新井工程			/
18	/	莫北油田莫 116 井区三工河组油藏 MB6014A 更新补钻井工程			/
19	/	石南油田石 204 井区侏罗系油藏开发井工程			/
20	/	莫北油田莫北 2 井区 MBHW204、MBHW210 钻试工程建设项目			/
21	/	石南 4 井区基 003 井断块侏罗系三工河组气藏 SNHW403 等 4 口水平井工程			3 口井暂未实施
22	/	石南油田石南 4 井区头屯河组油藏扩边水平井项目			/

	23	/	石西油田石西 6-石 014 井区侏罗系西山窑组、三工河组油藏评价井工程			石 304 井钻井进尺增加 39m
	24	/	石南 4 井区基 003 井北断块侏罗系三工河组气藏评价井工程			/
	25	/	石南油田石南 14 井区石 201 井侏罗系三工河组恢复试油工程			/
	26	/	莫北凸起莫 11 井区侏罗系三工河组油藏评价井工程			1 口井暂未实施
	27	/	石南油田石 607 井区侏罗系三工河组油藏钻试工程			1 口井暂未实施
	28	/	石南油田石 204 井区石 207 断块头屯河组油藏钻石工程			/
	29	/	石 204 井区侏罗系西山窑组油藏补钻注水井工程			一致
	30	/	石南 31 井区白垩系清水河组油藏钻井试油工程			钻井进尺减少 23m
	31	/	石西油田作业区达 10 井区盐探 1 井百口泉组试油项目			/
	32	/	石南 60 井北侏罗系西山窑组、白垩系清水河组油藏评价井工程			石 150 井深多钻 933m，石 151、石 152 暂未实施
	33	/	盆 1 井西凹陷东北环带莫 126-莫 019 井区侏罗系三工河组油气藏评价工程环境影响报告表			莫 020 井深多钻 20m
	34	/	石南油田石南 204 井区石 207 断块头屯河组油藏钻试工程			/
	35	/	石西油田石西 16 井区石炭系油藏评价井项目			一致
	36	/	石西油田石西 1-陆南 1 井区石炭系油藏评价井项目			3 口井未实施，井号为 SH1321、SH1357、SH1368
	37	/	石南油田石南 31 井区石 308 井西白垩系清水河组油藏评价井工程			石 326 暂未实施
	39	/	石南油田石 204 井区西山窑组油藏扩边开发勘探工程建设项目			井号变更
地面工程	1	/	石西油田作业区玛湖探区 2024 年地面工程环境影响报告书			/

2	/	石西油田莫 017、莫 019 及莫 28H 井地面系统配套工程（变更）				/
3	/	石西油田石南 31 注水 A 线优化工程				/
4	/	石西油田作业区玛湖探区 2023 年地面工程环境影响报告书				/
5	/	莫北油田莫 11 井区侏罗系三工河组油藏地面工程环境影响报告书				/
6	/	石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏注水井 SN1921 补钻地面工程环境影响报告表				实际建设注水管线与环评相比减少了 0.32km。
7	/	石南油田石南 4-石南 21 西井区头屯河组油藏注水井 SND2814、SN6029 补钻地面工程环境影响报告表				新建注水管线减少 0.9km
8	/	石西油田石西 10 井区清水河组油藏水平井开发部署地面工程环境影响报告表				2 口拉油生产井（石 034、石 024）集输管线暂未实施。
9	/	石南油田石 204 井区侏罗系头屯河				管线减少 233m



			组油藏注水井 SN1639、SN1640 补钻 地面工程环境影响报告表			
10	/		石西油田作业区 2020 年更新补钻工 程环境影响报告表			钻井进尺增加 63m，管线长 度减少 0.9km
11	/		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			项目为滚动开发，进行分批 建设分批验收，SHD2102 井 实际井位距原设计井位东 北方向 1180m。
12	/		莫 126 井区三工河组油藏开发地面 工程环境影响报告书			/
13	/		石西油田陆南 1 井区侏罗系三工河 组油藏水平井开发建设工程环境影 响报告书			项目为滚动开发，进行分批 建设分批验收
14	/		石西油田石 014 井区头屯河组油藏			/

			开发地面工程环境影响报告书			
15	/		石西油田石 014 井区西山窑组油气藏石 014 井断块油藏开发地面工程环境影响报告书			/
16	/		石西油田集输管网腐蚀隐患治理工程（石西区块、石南区块）			/
17	/		石西油田作业区石南 4 原油转输管线安全隐患治理工程			实际管线长度与环评相比减少 0.31km
18	/		石南油田注水管网优化工程			/
19	/		石南 4 井区单井支线腐蚀隐患治理工程			/
20	/		石西 16 井区石炭系气藏地面工程			/
21	/		石 204 混输泵站输油管线新建工程			管线长度减少 3683m
22	/		莫北油田莫北 2 井区三工河组 J <sub>1</sub> S <sub>2</sub> <sup>1</sup> 油气藏扩边区 2018 年水平井试验工程			其余工程内容暂未实施

23	/	石 204 井区石 220 断块侏罗系头屯河组油藏扩边开发地面工程				18 口采油井未实施； 6 口注水井未实施，第二批新建两口注水井井号变更
24	/	石西油田石炭系油藏滚动开发工程				单井出油管线总长度增加 0.237km，建设方根据生产需求调整，管线走向未变
25	/	石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏 2019 年地面工程				11 口井地面工程暂未实施
26	/	石西油田石西 1-陆南 1 井区石炭系油藏评价井 2022 年地面工程（石西 101 井区）				单井采油管线长度减少 0.24km，电力线长度减少 0.492km，施工便道长度减少 0.534km。
27	/	石南 10 井区西山窑组油藏调整布井地面工程				管线工程量总体减少 0.88km，管线走向未变，相应的环境影响也变小。
28	/	石南油田石 204 井区西山窑组油藏扩边开发建设工程				12 口采油井、5 口注水井钻井工程，23 座采油井口、6 座注水井口装置，1 座计量站新建及 2 座计量站扩建，5 口采油井转注水井，及配套的地面工程暂未实施。滚动开发。

29	/	石南油田盐 238 井区侏罗系三工河组油藏地面工程			其他工程暂未实施
30	/	石 204 井区石 220 井断块侏罗系头屯河组油藏开发地面建设工程			实际建设规模除管线总长度减少 0.48km 外，其它建设 17 内容及规模与环评一致
31	/	石南 21 井区侏罗系头屯河组油藏补钻更新井工程			钻井进尺减少 73m
32	/	石南油田石南 4 井区头屯河组油藏扩边水平井开发试验地面工程			管线长度减少 0.1km
33	/	石西油田作业区盐 231 井和石 607 井地面集气工艺完善改造工程			/
34	/	石西油田莫 017、莫 019 及莫 28H 井地面系统配套工程（莫 019 井）			莫 017 井及莫 28H 井地面工程尚未实施
35	/	莫北油田莫 109 井区三工河组油藏开发建设工程			/
36	/	石南油田石南 4 井区头屯油藏扩边水平井开发试验地面工程			/
37	/	石西油田作业区石西 2 井区侏罗系三工河组油藏、石南油田作业区石南 4 井区侏罗系头屯河组油藏补钻更新井开发工程			一致
38	/	石南油田石 607 井区侏罗系三工河组油藏开发建设工程			其余工程暂未实施

站场工程	1	石西集中处理站	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）			/
	2	石西集中处理站、石南联合站	新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程-石南联合站密闭改造			/
	3	石南 31 转油站	石南 31 转油站污水回注系统工艺完善工程			纤维束滤料更换为石英砂滤料
	4	石南联合站	石南联合站采出水处理系统改造完善工程			/
公用工程	1	/	石西油田作业区生活污水处理系统改造工程环境影响报告表			/

## 2.5 环境保护工作回顾

### 2.5.1 环保手续履行情况

1998 年，中国石油天然气总公司实施了《新疆石油管理局石西油田开发建设环境影响报告书》，该项目于 1998 年 8 月 3 日取得原国家环境保护总局出具的批复（环发〔1998〕201 号），并于 2005 年 1 月 13 日通过建设项目竣工环境保护验收。2011 年，中国新疆油田公司对石西油田作业区进行了环境影响后评价，编制了《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区环境影响后评价报告书》，并于 2011 年 11 月 24 日取得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅出具的批复（新环评价函〔2011〕1123 号）。2020 年，石西油田作业区进行了第二次后评价，编制了《石西油田作业区 2010~2019 年环境影响后评价报告书》，2021 年 3 月 6 日新疆维吾尔自治区生态环境厅以新环环评函〔2021〕240 号予以备案。2020 年~2024 年，石西作业区进行了多次产能扩建及场站、附属设施技术改造，共计实施各类建设项目 82 个，详见表 2.5-1，根据调查结果，评价时段内石西油田作业区基本落实了“三同时”制度和竣工环境保护验收工作。

评价时段内各项目环评批复及环保竣工验收文件见附件 3。

表 2.5-1 石西油田作业区各作业区评价时段内环保手续履行情况

工程类别	序号	涉及站场	项目名称	环评批复时间及文号	环保验收时间及文号
钻井工程	1	/	莫北油田前哨 2 井区三工河组油气藏油环开发项目环境影响报告表	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2023〕210 号 2023 年 10 月 30 日	/
	2	/	石西油田石西 104 区块石炭系油藏评价井工程环境影响报告表	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2024〕200 号 2024 年 7 月 31 日	/
	3	/	石南油田石南 58 井北侏罗系西山窑组油藏评价井工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局 和环评函字〔2020〕17 号 2020 年 4 月 14 日	2021 年 10 月 30 日通过企业自主验收；开环验〔2021〕87 号
	4	/	石西油田石西 6 井区侏罗系西山窑组气藏评价井工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局 和环评函字〔2020〕18 号 2020 年 4 月 14 日	2021 年 10 月 30 日通过企业自主验收；开环验〔2021〕86 号
	5	/	石南油田石 148 井区北侏罗系西山窑组、白垩系清水河组油藏评价井工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局 和环评函字〔2020〕61 号 2020 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 9 日通过企业自主验收
	6	/	石西油田作业区 MB9016 井更新补钻井工程环境影响报告表	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2020〕92 号 2020 年 8 月 23 日	2021 年 10 月 26 日通过企业自主验收；开环验〔2021〕56 号
	7	/	石南油田盐 238 井区侏罗系三工河组油藏评价井钻试工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2021〕50 号 2021 年 4 月 16 日	2022 年 12 月 9 日第一批通过企业自主验收
	8	/	石南油田石 204 井区西山窑组油藏开发建设钻井工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2021〕42 号 2021 年 4 月 9 日	2023 年 7 月 27 日通过企业自主验收
	9	/	石南 21 井区头屯河组 J <sub>2</sub> t <sub>2</sub> 油藏扩边方案工程环境	塔城地区生态环境局	2023 年 1 月 11 日通过

		影响报告表	塔地环字〔2021〕43 号 2021 年 4 月 9 日	企业自主验收
10	/	石西凸起石 014 井区侏罗系头屯河组、西山窑组 油藏评价井工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2023〕74 号 2023 年 4 月 24 日	/
11	/	石南油田石 107-石南 24 区块白垩系呼图壁河组、 清水河组油藏评价井项目环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环审〔2024〕40 号 2024 年 3 月 24 日	2024 年 12 月 10 日通 过企业自主验收
12	/	和丰 9 井、和丰 10 井、和探 101 井、和探 102 井 勘探钻探项目环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环审〔2024〕104 号 2024 年 7 月 10 日	/
13	/	石西油田石西 104 区块石炭系油藏评价井工程环 境影响报告表	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2024〕200 号 2024 年 7 月 31 日	/
14	/	达巴松凸起玛中 13 井侏罗系三工河组恢复试油项 目工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2022〕172 号 2021 年 5 月 27 日	2024 年 1 月 21 日通过 企业自主验收
15	/	莫北油田盆 6 井区莫 25 井侏罗系三工河组恢复试 油项目环境影响报告表	第八师生态环境局 八师环审〔2022〕33 号 2021 年 5 月 27 日	2024 年 3 月 10 日通过 企业自主验收
16	/	夏盐-达巴松凸起盐探 1 井区达探 1、达 16、达 10 井侏罗系八道湾组恢复试油项目环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2022〕237 号 2022 年 8 月 18 日	/
17	/	石南 21 井区头屯河组油藏补钻更新井工程环境影 响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局 和生环评函字〔2019〕18 号 2019 年 5 月 25 日	2021 年 2 月 2 日通过 企业自主验收
18	/	莫北油田莫 116 井区三工河组油藏 MB6014A 更新 补钻井工程环境影响报告表	原玛纳斯县环保局 玛环审〔2017〕11 号	暂未组织验收



			2017 年 4 月 26 日	
19	/	石南油田石 204 井区侏罗系油藏开发井工程环境影响报告表	原呼图壁县环保局 呼环评字（2017）114 号 2017 年 7 月 4 日	暂未组织验收
20	/	莫北油田莫北 2 井区 MBHW204、MBHW210 钻试工程建设项目环境影响报告表	原呼图壁县环保局 呼环评字（2017）74 号 2017 年 12 月 19 日	暂未组织验收
21	/	石南 4 井区基 003 井断块侏罗系三工河组气藏 SNHW403 等 4 口水平井工程环境影响报告表	原和布克赛尔蒙古自治县环保局 和环评函字（2018）69 号 2018 年 11 月 29 日	2021 年 6 月 25 日通过企业自主验收
22	/	石南油田石南 4 井区头屯河组油藏扩边水平井项目环境影响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局 和生环评字（2019）13 号 2019 年 1 月 28 日	2021 年 6 月 25 日通过企业自主验收
23	/	石西油田石西 6-石 014 井区侏罗系西环境影响报告表山窑组、三工河组油藏评价井工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局 和生环评字（2019）21 号 2019 年 5 月 15 日	2021 年 9 月通过企业自主验收
24	/	石南 4 井区基 003 井北断块侏罗系三工河组气藏评价井工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局 和生环评字（2019）36 号 2019 年 10 月 1 日	2021 年 4 月 17 日通过企业自主验收；开环验（2021）32 号
25	/	石南油田石南 14 井区石 201 井侏罗系三工河组恢复试油工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局布克赛尔蒙古自治县分局 和环评函字（2019）38 号 2019 年 10 月 10 日	2020 年 11 月 4 日通过企业自主验收
26	/	莫北凸起莫 11 井区侏罗系三工河组油藏评价井工程环境影响报告表	昌吉州生态环境局 昌州环评（2019）14 号 2019 年 3 月 28 日	2021 年 4 月 18 日第一批通过企业自主验收
27	/	石南油田石 607 井区侏罗系三工河组油藏钻试工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局布克赛尔蒙古自治县分局 和环评函字（2019）10 号 2019 年 4 月 23 日	2021 年 1 月 30 日通过企业自主验收

28	/	石南油田石 204 井区石 207 断块头屯河组油藏钻井工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局布克赛尔蒙古自治县分局和环评函字（2019）12 号 2019 年 4 月 23 日	暂未组织验收
29	/	石 204 井区侏罗系西山窑组油藏补钻注水井工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局布克赛尔蒙古自治县分局和环评函字（2019）30 号 2019 年 9 月 1 日	2022 年 4 月通过企业自主验收
30	/	石南 31 井区白垩系清水河组油藏钻井试油工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局布克赛尔蒙古自治县分局和环评函字（2019）31 号 2019 年 9 月 1 日	2022 年 4 月通过企业自主验收
31	/	石西油田作业区达 10 井区盐探 1 井百口泉组试油项目环境影响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局和环评函字（2019）39 号 2019 年 10 月 10 日	2022 年 5 月 12 日通过企业自主验收
32	/	石南 60 井北侏罗系西山窑组、白垩系清水河组油藏评价井工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局和环评函字（2019）4 号 2019 年 4 月 10 日	2021 年 4 月第一批通过企业自主验收； 2022 年 11 月第二批通过企业自主验收； 2024 年 10 月 24 日第三批通过企业自主验收
33	/	盆 1 井西凹陷东北环带莫 126-莫 019 井区侏罗系三工河组油气藏评价工程环境影响报告表	昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局呼环评字（2022）3 号 2022 年 1 月 28 日	2023 年 11 月第一批通过企业自主验收； 2024 年 10 月 24 日第二批通过企业自主验收
34	/	石南油田石南 204 井区石 207 断块头屯河组油藏钻井工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局和环评函字（2019）12 号 2019 年 4 月 23 日	2021 年 1 月第一批通过企业自主验收； 2023 年 11 月 27 日第二批通过企业自主验收

					收
	35	/	石西油田石西 16 井区石炭系油藏评价井项目环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2021〕224 号 2021 年 10 月 20 日	2023 年 11 月 27 日通过企业自主验收
	36	/	石西油田石西 1-陆南 1 井区石炭系油藏评价井项目环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2021〕190 号 2021 年 9 月 7 日	2021 年 12 月第一批通过企业自主验收； 2023 年 12 月 1 日第二批通过企业自主验收
	37	/	石南油田石南 31 井区石 308 井西白垩系清水河组油藏评价井工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2021〕101 号 2021 年 6 月 16 日	2022 年 12 月 9 日第一批通过企业自主验收
	38	/	石南油田石 204 井区西山窑组油藏扩边开发勘探工程建设项目环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2021〕66 号 2021 年 4 月 29 日	2022 年 12 月 9 日通过企业自主验收
	39	/	石西油田作业区达巴松凸起玛中 13 井侏罗系三工河组恢复试油项目环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2022〕172 号 2022 年 5 月 27 日	2024 年 1 月 21 日通过企业自主验收
地面工程	1	/	石西油田作业区玛湖探区 2024 年地面工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审〔2024〕220 号 2024 年 10 月 15 日	/
	2	/	石西油田莫 017、莫 019 及莫 28H 井地面系统配套工程（变更）环境影响报告表	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2024〕203 号 2024 年 8 月 6 日	2024 年 1 月 25 日通过企业自主验收
	3	/	石西油田石南 31 注水 A 线优化工程环境影响报告书	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2023〕245 号 2023 年 12 月 1 日	2024 年 10 月 18 日通过企业自主验收
	4	/	石西油田作业区玛湖探区 2023 年地面工程环境影响报告书	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2023〕285 号	/

				2023 年 12 月 1 日	
5	/	莫北油田莫 11 井区侏罗系三工河组油藏地面工程环境影响报告书		昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2024〕66 号 2024 年 4 月 8 日	/
6	/	石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏注水井 SN1921 补钻地面工程环境影响报告表		塔城地区生态环境局 塔地环字〔2020〕16 号 2020 年 1 月 21 日	2021 年 11 月 4 日通过企业自主验收；开环验〔2021〕119 号
7	/	石南油田石南 4-石南 21 西井区头屯河组油藏注水井 SND2814、SN6029 补钻地面工程环境影响报告表		塔城地区生态环境局 塔地环字〔2020〕15 号 2020 年 1 月 21 日	2021 年 11 月 4 日通过企业自主验收
8	/	石西油田石西 10 井区清水河组油藏水平井开发部署地面工程环境影响报告表		塔城地区生态环境局 塔地环字〔2020〕64 号 2020 年 4 月 30 日	2023 年 3 月 7 日第一批通过企业自主验收；2023 年 11 月 20 日第二批通过企业自主验收
9	/	石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏注水井 SN1639、SN1640 补钻地面工程环境影响报告表		塔城地区生态环境局 塔地环字〔2020〕52 号 2020 年 4 月 17 日	2021 年 10 月 25 日通过企业自主验收；开环验〔2021〕58 号
10	/	石西油田作业区 2020 年更新补钻工程环境影响报告表		塔城地区生态环境局 塔地环字〔2020〕107 号 2020 年 8 月 19 日	2023 年 12 月 1 日通过企业自主验收
11	/	石西油田石西 2 井区西山窑组油藏开发部署地面工程环境影响报告书		新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审〔2020〕112 号 2020 年 6 月 11 日	2021 年 10 月 25 日第一批通过企业自主验收；2023 年 5 月 25 日第二批通过企业自主验收
12	/	莫 126 井区三工河组油藏开发地面工程环境影响报告书		新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审〔2023〕151 号	/

				2023 年 7 月 17 日	
13	/	石西油田陆南 1 井区侏罗系三工河组油藏水平井 开发建设工程环境影响报告书		新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审〔2023〕112 号 2023 年 6 月 14 日	2024 年 11 月 25 日第 一批通过企业自主验 收
14	/	石西油田石 014 井区头屯河组油藏开发地面工程 环境影响报告书		塔城地区生态环境局 塔地环字〔2024〕38 号 2024 年 3 月 18 日	/
15	/	石西油田石 014 井区西山窑组油气藏石 014 井断 块油藏开发地面工程环境影响报告书		塔城地区生态环境局 塔地环字〔2024〕39 号 2024 年 3 月 18 日	/
16	/	石西油田集输管网腐蚀隐患治理工程（石西区块、 石南区块）环境影响报告书		塔城地区生态环境局 塔地环字〔2022〕340 号 2022 年 11 月 11 日	/
17	/	石南 4 原油转输管线安全隐患治理工程环境影响 报告书		塔城地区生态环境局 塔地环字〔2022〕277 号 2022 年 8 月 18 日	2024 年 1 月 25 日通过 企业自主验收
18	/	石南油田注水管网优化工程环境影响报告书		塔城地区生态环境局 塔地环字〔2022〕275 号 2022 年 8 月 18 日	2024 年 10 月 18 日通 过企业自主验收
19	/	石南 4 井区单井支线腐蚀隐患治理工程环境影响 报告书		塔城地区生态环境局 塔地环字〔2022〕339 号 2022 年 11 月 11 日	/
20	/	石西 16 井区石炭系气藏地面工程环境影响报告书		新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审〔2022〕33 号 2022 年 3 月 3 日	/
21	/	石 204 混输泵站输油管线新建工程环境影响报告 表		塔城地区生态环境局 塔地环字〔2020〕41 号 2020 年 4 月 17 日	2020 年 11 月 4 日通过 企业自主验收

22	/	莫北油田莫北 2 井区三工河组 $J_1S_2^1$ 油气藏扩边区 2018 年水平井试验工程环境影响报告表	昌吉州生态环境局 昌州环评〔2018〕15 号 2018 年 3 月 12 日	2020 年 12 月 26 日第 一批通过企业自主验 收
23	/	石 204 井区石 220 断块侏罗系头屯河组油藏扩边 开发地面工程环境影响报告书	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2020〕170 号 2020 年 12 月 12 日	2023 年 3 月 5 日第一 批通过企业自主验 收；2024 年 10 月 25 日第二批通过企业自 主验收
24	/	石西油田石炭系油藏滚动开发工程环境影响报告 书	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2022〕166 号 2022 年 5 月 20 日	2023 年 12 月第一批通 过企业自主验收； 2024 年 11 月 15 日第 二批通过企业自主验 收
25	/	石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏 2019 年 地面工程环境影响报告书	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2019〕122 号 2022 年 5 月 20 日	2020 年 12 月第一批通 过企业自主验收； 2023 年 11 月 27 日第 二批通过企业自主验 收
26	/	石西油田石西 1-陆南 1 井区石炭系油藏评价井 2022 年地面工程（石西 101 井区）环境影响报告 书	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2022〕290 号 2022 年 9 月 2 日	2023 年 12 月 1 日通过 企业自主验收
27	/	石南 10 井区西山窑组油藏调整布井地面工程环境 影响报告书	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2021〕211 号 2021 年 9 月 29 日	2023 年 12 月 1 日通过 企业自主验收
28	/	石南油田石 204 井区西山窑组油藏扩边开发建设 工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审〔2021〕193 号 2021 年 11 月 24 日	2023 年 7 月 28 日第一 批通过企业自主验收
29	/	石南油田盐 238 井区侏罗系三工河组油藏地面工	新疆维吾尔自治区生态环境厅	2022 年 12 月 9 日第一

		程石南油田盐 238 井区侏罗系三工河组油藏地面工程	新环审〔2021〕161 号 2021 年 9 月 30 日	批通过企业自主验收
30	/	石 204 井区石 220 井断块侏罗系头屯河组油藏开发地面建设工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2019〕111 号 2019 年 7 月 10 日	2021 年 11 月 4 日通过企业自主验收
31	/	石南 21 井区侏罗系头屯河组油藏补钻更新井工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2019〕54 号 2019 年 4 月 25 日	2021 年 6 月 25 日通过企业自主验收
32	/	石南油田石南 4 井区头屯河组油藏扩边水平井开发试验地面工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局 和生环评函字〔2019〕14 号 2019 年 3 月 21 日	2021 年 6 月 25 日通过企业自主验收
33	/	石西油田作业区盐 231 井和石 607 井地面集气工艺完善改造工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环字〔2018〕236 号 2018 年 10 月 26 日	2020 年 4 月 16 日通过企业自主验收
34	/	石西油田莫 017、莫 019 及莫 28H 井地面系统配套工程（莫 019 井）环境影响报告表	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2023〕20 号 2023 年 3 月 10 日	2024 年 1 月 25 日通过企业自主验收
35	/	莫北油田莫 109 井区三工河组油藏开发建设工程环境影响报告表	昌吉州生态环境局 昌州环评〔2018〕32 号 2018 年 7 月 17 日	暂未组织验收
36	/	石南油田石南 4 井区头屯油藏扩边水平井开发试验地面工程环境影响报告表	原和布克赛尔蒙古自治县环保局 和环评函字〔2019〕14 号 2019 年 3 月 21 日	暂未组织验收
37	/	石西油田石西 2 井区侏罗系三工河组油藏、石南油田作业区石南 4 井区侏罗系头屯河组油藏补钻更新井开发工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环函字〔2019〕99 号 2019 年 6 月 19 日	2022 年 4 月 11 日通过企业自主验收
38	/	石南油田石 607 井区侏罗系三工河组油藏开发建设工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审〔2019〕113 号	2021 年 11 月 4 日第一批通过企业自主验收

				2019 年 9 月 24 日	
站场工程	1	石西集中处理站	新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程（石西部分）环境影响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局和生环评函字（2019）27 号 2019 年 7 月 12 日	2023 年 5 月 17 日通过企业自主验收
	2	石西集中处理站、石南联合站	新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程-石南联合站密闭改造环境影响报告表	塔城地区生态环境局 塔地环字（2019）176 号 2019 年 11 月 7 日	2023 年 5 月 17 日通过企业自主验收
	3	石南 31 转油站	石南 31 转油站污水回注系统工艺完善工程环境影响报告表	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局和生环评函字（2018）47 号 2018 年 10 月 11 日	2020 年 4 月 16 日通过企业自主验收
	4	石南联合站	石南联合站采出水处理系统改造完善工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审（2020）83 号 2020 年 5 月 8 日	2022 年 5 月 12 日通过企业自主验收
公用工程	1	/	石西油田作业区生活污水处理系统改造工程环境影响报告表	原和布克赛尔蒙古自治县环保局和环评函字（2018）50 号 2018 年 11 月 15 日	自主验收 2020 年 1 月 10 日



### 2.5.2 清洁生产审核情况

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

### 2.5.3 环境管理

#### （1）环境管理体系建设情况

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

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

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

### （2）排污口的规范化管理

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

危险废物贮存场所、废气排放口、噪声排放口标识标牌设置如下图所示。

石西集中处理站锅炉废气、噪声排放标识

危废贮存场所标识

含油污泥暂存池标识

石西集中处理站导热油炉废气排放标识

### （3）绿色矿山建设情况

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

#### 2.5.4 环境监测计划执行情况

## （1）环境监测

### ①现行环境监测计划

受油气田滚动开发特点影响，建设项目逐年增多，尤其是老区块加密开发，存在单个建设项目环评监测计划与在建或已建工程重复的现象。因此，为避免重复监测，同时兼顾单个建设项目监测需求，石西油田作业区统筹安排全厂运营期监测计划，并且每年更新，本次评价收集了《新疆油田公司石西油田作业区 2024 年自行监测方案》，建设单位严格按照自行监测方案执行对废气（有组织废气、无组织废气）、废水、噪声进行监测。同时建立有例行监测台账，对现有污染源和各污染物排放量、达标情况等进行了统计汇总。

《新疆油田公司石西油田作业区 2024 年自行监测方案》（2024 年 5 月 30 日），主要包括锅炉废气、无组织废气、废水、噪声、地下水环境质量、土壤环境质量、环境空气质量的监测。

#### 1) 废气

石西油田作业区固定源废气主要是锅炉、加热炉运行过程中产生的废气，包括 6 台生活锅炉、110 台加热炉。燃烧产生的废气通过烟囱直接排入大气环境，排放方式属于直排，属于主要排放口，排污口信息见 2.5-2。陆南油田隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市，莫北油田中的莫北 2 井区、莫 005 井区、莫北 9 井区隶属于昌吉州玛纳斯县，莫北油田莫 109 井区隶属于昌吉州呼图壁县，均为重点区域，上述区块的锅炉、加热炉燃烧烟气各污染物排放浓度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 3 新建锅炉大气污染物特别排放浓度限值。石西油田和石南油田行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，均为一般地区，上述区块的锅炉、加热炉燃烧烟气各污染物排放浓度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值。


















石西油田作业区废气无组织排放监测主要包括 5 个油气集中处理站、1 个涉及凝析油的天然气处理站、1 个修井废液池。无组织废气源主要为原油、凝析油、液化气储罐及生产过程等，在储罐储存和各生产工序生产过程中产生的无组织挥发性有机物，主要为非甲烷总烃。无组织废气监测计划见表 2.5-3。

表 2.5-3 石西油田作业区无组织废气监测计划

序号	污染源名称	监测点位	监测指标	监测频次
1	无组织废气	油气处理运行维护中心厂界 (石西集中处理站、天然气处理站)	非甲烷总烃	每季度一次
2	无组织废气	石南 31 转油站厂界	非甲烷总烃	每季度一次
3	无组织废气	石南 4 联合站厂界	非甲烷总烃	每季度一次
4	无组织废气	莫北转油站厂界	非甲烷总烃	每季度一次
5	无组织废气	莫 109 转油站厂界	非甲烷总烃	每季度一次
6	无组织废气	修井废液池周边	非甲烷总烃	一年一次

评价范围内有组织废气及无组织废气监测计划汇总见表 2.5-4。

表 2.5-4 石西油田作业区有组织及无组织废气监测计划

序号	污染源类型	污染源名称	燃料类型	锅炉或燃气轮机规模	监测指标	监测频次	样品个数	测试要求
1	固定源废气	工业锅炉 (见表 2.5-2)	天然气	14MW 或 20t/h 及以下	氮氧化物	每月一次	每次非连续采样至少 3 个	同步记录运行工况、生产负荷、燃料消耗量、烟气流速、烟气温度、烟气压力、烟气含湿量等
					二氧化硫、颗粒物、林格曼黑度	每年一次		
2		加热炉 (见表 2.5-2)	天然气	/	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、林格曼黑度	每年一次		
3	无组织废气	修井废液池周边	/	/	非甲烷总烃	每季度一次	依据 HJ55 进行采样布点，每个监测点位每小时内采集 3-4 个(即每个厂界共采集 12-16 个)	同步记录风速、风向、气温、气压等
4		油气集输站库周边	/	/	非甲烷总烃	每季度一次		

## 2) 废水

石西油田作业区废水主要是工业废水和生活污水。工业废水经处理达标后回注油藏不外排。生活污水处理后排入蒸发塘，冬储夏灌。废水污染源、废水排污口数量、监测点位、监测指标及监测频次见表 2.5-5。



[illegible]

3) 噪声

噪声污染源主要来自各类机泵及压缩机运行，通过设置隔音墙、吸声屏障来控制。厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 3 类标准限值要求。噪声监测计划见表 2.5-6。

表 2.5- 6 评价范围内噪声监测计划

点位布设	监测项目	监测频次	监测方法及依据	检出限	仪器设备名称和型号	备注（排放限值）
生活垃圾填埋场厂界（东南西北）	Leq	每季度一次（昼、夜各一次）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 GB12348-2008	35dB（A）	AWA5688 多功能声级计	昼 65dB 夜 55dB（A）
生活污水处理装置厂界（东南西北）	Leq	每季度一次（昼、夜各一次）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 GB12348-2008	35dB（A）	AWA5688 多功能声级计	昼 65dB 夜 55dB（A）
油气处理运行维护中心、石南 4 联合站、莫北转油站等场站	Leq	每季度一次（昼、夜各一次）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 GB12348-2008	35dB（A）	AWA5688 多功能声级计	昼 65dB 夜 55dB（A）

4) 地下水

地下水监测计划见表 2.5-7。地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准。

表 2.5- 7 地下水污染物监测内容及监测计划一览表

序号	监测点位	监测指标	监测频次	测试要求
1	生活垃圾填埋场 1#监测井	《生活垃圾填埋场污染物控制标准》 (GB16889-2008)	本底井 每月 1 次、污染扩散井和污染监视井每 2 周 1 次	同步记录水位、井深、水温、pH 值、电导率、浑浊度、氧化还原电位、色、嗅、味、肉眼可见物等
2	生活垃圾填埋场 2#监测井			
3	生活垃圾填埋场 3#监测井			
4	生活垃圾填埋场 4#监测井			
5	生活垃圾填埋场 5#监测井			
6	石西集中处理站 1#监测井	GB/T 14848-2017《地下水质量标准》表 1 常规指标、HJ 164-2020《地下水环境监测技术规范》附录 F 中石油和天然气开采业潜在特征项目（备	每半年一次	同步记录水位、井深、水温、pH 值、电导率、浑浊度、氧化还原电位、色、
7	石西集中处理站 2#监测井			

8	石西集中处理站 3#监测井	注：首次测全项，后期监测特征污染物)		嗅、味、肉眼可见物等
9	修井废液池 1#监测井			
10	修井废液池 2#监测井			
11	修井废液池 3#监测井			

5) 土壤

石西油田作业区土壤监测主要为各处理站厂界外、处理站内及井区土壤，各监测因子执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 中筛选值二类用地限制要求，石油烃执行表 2 中筛选值二类用地限制要求。土壤环境敏感点监测点位、监测指标及监测频次、监测计划见表 2.5-8。

表 2.5- 8 评价范围内土壤监测点位、监测指标及监测频次

序号	监测点位	监测指标	监测频次
1	石西集中处理站卸油台旁、3#罐旁、11#罐旁	GB 36600 -2018《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》表 1 基本项目、及表 2 中石油烃	每年一次
2	石南 4 联合站罐区等重点单元旁及场站外对照点		每年一次
3	各转油站等场站内重点单元及场站外对照点		每年一次
6	危险废物临时贮存场后方		每年一次
7	修井废液池中间		每年一次

6) 环境空气

周边环境空气监测内容及监测计划见表 2.5-9。

表 2.5- 9 评价范围内环境空气质量监测点位、监测指标及监测频次

序号	监测类别	监测点位	监测项目	监测频次	备注
1	环境空气	生活污水处理装置上风向及下风向	氨、硫化氢、甲硫醇、甲硫醚、苯乙烯、三甲胺、二硫化碳、二甲二硫、臭气浓度、非甲烷总烃、甲烷	每季度一次	
		生活垃圾填埋场上下风向			

序号	监测类别	监测点位	监测项目	监测频次	备注
2	环境空气	填埋场区和填埋场气体排放口	甲烷	每天一次	由作业区工作人员用便携式甲烷测定器完成

(2) 监测计划执行情况

石西油田作业区 2024 年 12 月在运行废气排放源 116 个，其中工业锅炉 7 台，加热炉 109 台；生活污水排口 1 个；设置环境质量监测点位共 31 处，其中厂界噪声监测 12 个点位，土壤监测 5 个点位，地下水监测 11 个点位，环境空气 3 个点位。所有监测按照本单位自行监测方案，均按期开展监测，按方案频次、项目进行监测。

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

2.5.5 排污许可执行情况

作业区排污许可均为登记管理，共计取得 7 个排污登记回执，具体如下：

表 2.5- 10 2022 年~2024 年石西油田作业区排污登记完成情况一览表


固定污染源排污登记回执见图 2.5- 1。

图 2.5- 1 排污登记管理回执（第二三采油站）

第一采油站

图 2.5- 1

莫北转油站  
排污登记管理回执

石南联合站

石西集中处理站

石西天然气处理站

综合服务站

图 2.5- 1 排污登记管理回执



### 2.5.6 环境风险管理情况

#### 应急预案

石西油田作业区编制有《新疆油田分公司石西油田作业区突发环境事件应急预案》，该应急预案已于 2023 年 3 月 6 日在塔城地区生态环境局进行了备案，备案号 654200-2023-012-MT，已于 2023 年 3 月 9 日在昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局进行了备案，备案号 652323-2023-008-MT。目前，已将修订后的应急预案报送至属地生态环境主管部门，正在进行备案签发流程。

### 2.5.7 污染物排放及总量指标要求落实情况

评价区块内产生的各类生产废水自行处理后回注或者依托处理后全部回注，石西公寓外建有 1 套 600m<sup>3</sup>/d 生活污水处理装置，各处理站设化粪池和生活污水池各 1 座，生活污水定期拉运至作业区生活污水处理装置进行处理，处理达标的废水夏季用于沙漠植被绿化；废气排放主要为锅炉烟气，涉及总量的污染物为二氧化硫和氮氧化物。评价区块各类锅炉以天然气为燃料，属于不含硫天然气，燃烧后产污较小，因此仅氮氧化物设总量指标。2020 年之前，许可排放量由新疆油田公司统一划拨，2021 年起按证排污，评价区块排污许可管理为简化管理或登记管理，不设许可排放量。

### 2.5.8 污染防治设施实际建设及运行情况

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

各污染防治设施建设及运行情况见下表。

表 2.5- 9 已建污染防治设施建设及运行情况

污染防治设施	建设情况	设计处理 能力	实际运行 情况	是否存在问题
石西集中处理站采出水处理系统	改造完成后投产于 2014 年 2 月	设计处理规模 5000m <sup>3</sup> /d，原油处理站高效聚结游离水脱除器脱出的含油污水进入沉降罐与分离器来液一起进行重力沉降，初步除去污水中的乳化油；出水进入调储罐，经反应提升泵打入反应罐内，同时投加水质净化剂，离子调整剂、净化凝聚剂等药剂，经过沉降分离，破乳后的油污与凝聚后的固体微粒与水分离，进入污泥浓缩罐，通过污泥泵进入废液池。经反应器处理净化后的出水进缓冲罐进行二次沉降。沉降后的水经过滤提升泵进入过滤缓冲罐，然后进入外输罐，一部分注入水井，一部分转水至石南 31 井区油藏注水开发。	石西集中处理站采出水处理系统采用“原油重核-催化强化絮凝净水”处理工艺及“两级过滤+电解盐杀菌”消毒工艺，目前实际处理规模 2100m <sup>3</sup> /d，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求（悬浮物≤15mg/L，含油≤10mg/L）后回注油藏，不外排。	正常运转
石南联合站站内的采出水处理系统	改造完成后投产于 2022 年 5 月 21 日	建设一套 3000m <sup>3</sup> /d 采出水处理装置及配套设施，采出水采用“生物接触氧化法+多介质过滤器过滤+电解盐杀菌装置”处理工艺，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中 $0.05\mu\text{m}^2$ < 平均空气渗透率 ≤ $0.5\mu\text{m}^2$ 的水质控制指标后全部回注现役油藏，主要处理石南联合站原油处理系统分离出的采出水。	建设一套 3000m <sup>3</sup> /d 采出水处理装置及配套设施，采出水采用“生物接触氧化法+多介质过滤器过滤+电解盐杀菌装置”处理工艺，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的水质控制指标后全部回注现役油藏，主要处理石南联合站原油处理系统分离出的采出水。	正常运转

莫北转油站站内的采出水处理系统	改造完成后投产于 2016 年	设计处理能力为：1500m <sup>3</sup> /d，采出水处理采用 SGOT 工艺，原油预脱水系统来水进入 SGOT 双旋流除油器进行物理除油，除油器可去除大部分水体中的油。出水进入缓冲水罐，经泵提升后进入 SGOT 速沉器，在速沉器中投加絮凝剂、助凝剂，药剂与污水反应后出水进入 SGOT 过滤器，经过滤后出水进注水系统进行回注。	现状处理量：500m <sup>3</sup> /d，采出水处理采用 SGOT 工艺，原油预脱水系统来水进入 SGOT 双旋流除油器进行物理除油，除油器可去除大部分水体中的油。出水进入缓冲水罐，经泵提升后进入 SGOT 速沉器，在速沉器中投加絮凝剂、助凝剂，药剂与污水反应后出水进入 SGOT 过滤器，经过滤后出水进注水系统进行回注。出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求（悬浮物≤15mg/L，含油≤10mg/L）。	正常运转
生活污水处理设施	建成投产于 2022 年 6 月 1 日	采用“接触氧化+斜板沉淀+二氧化氯消毒”的处理工艺，处理能力 600m <sup>3</sup> /d，出水水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）的二级标准和《城市污水再利用城市杂用水标准》（GB/T18920-2002）中城市绿化指标后，夏季用于周围沙漠植被的绿化。石西集中处理站、石南联合站、石南 31 转油站和莫北转油站各新建 1 座 6.5m <sup>3</sup> 化粪池和 1 座 50m <sup>3</sup> 的生活污水池，各站生活污水定期拉运至石西公寓生活污水处理系统集中处理。	建设 1 座接触氧化池、1 座斜管沉淀池、1 座污水泵房、1 座污泥池、5 座化粪池和 5 座生活污水池，采用“接触氧化+斜板沉淀+二氧化氯消毒”的处理工艺，处理能力 600m <sup>3</sup> /d，出水水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）的二级标准和《城市污水再利用城市杂用水标准》（GB/T18920-2002）中城市绿化指标。	正常运转

石西油田作业区生活垃圾填埋场及危险废物临时储存场新建工程	建成投产于 2019 年 4 月 29 日	危废贮存库为半封闭式结构，地面与裙脚采取防渗、防腐措施，储存间裙脚高度为 200mm，防渗层采用 2mmHDPE 防渗膜+防渗混凝土防渗（50~100mm）+20mm 的水泥砂浆，修建排水沟（0.2m×0.2m×0.2m），设置 1 座收集池（5m×1.5m×1.5m），排水沟与收集池连接。废机油储存在容器中，含油污泥铺设防尘网。	设置标识牌、警示牌、张贴管理制度，按照要求分区暂存沾油废物和含油污泥，作业区建立了危险废物管理台账，并按照要求填写了危险废物转移记录和危险废物贮存记录等，沾油废物和含油污泥最终交由具有相应危废处置资质的单位进行了处置。	正常运转
石西油田作业区生活垃圾填埋场	建成投产于 2019 年 4 月 29 日	生活垃圾填埋场池体防渗采用 HDPE 防渗膜，设石笼导气井，渗滤液收集池，并在填埋场附近布设有地下水监测井。	设置标识牌、警示牌、张贴管理制度，作业区建立了生活垃圾管理台账，并按照要求填写了填埋记录。	已停用

### 2.5.9 环境保护工作回顾小结

综上所述，石西油田作业区基本落实了“三同时”制度，评价时段内实施的各个项目均按法律法规要求履行了环保手续，企业环境管理制度较为健全，各项污染防治设施和措施基本落实，但仍存在以下问题：

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

### 3 环境质量现状调查与评价

#### 3.1 自然环境现状调查与评价

##### 3.1.1 地理位置

石西油田作业区位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地，距克拉玛依市正东方向约 195km。石西油田作业区各油田行政隶属不同行政区域，其中陆南油田隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市，石西油田和石南油田行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，莫北油田中的莫北 2 井区、莫 005 井区、莫北 9 井区行政隶属于玛纳斯县，莫北油田莫北 10 井区、莫 109 井区、莫北 11 井区、莫 116 井区行政隶属于呼图壁县。作业区东西最长 210km，南北最宽 207km，辖区总面积  $1.4258 \times 10^4 \text{km}^2$ ；

。地理位置见图 3.1-1。

##### 3.1.2 地形地貌

石西油田作业区所在区域为浅度的沙漠地貌，即半固定沙丘和沙梁。地表植被稀少，地貌类型单一，地形起伏较大，地面海拔一般为 402.7~440.9m，平均 422.4m。沙丘呈长垄状，以南北走向为主，地势呈北高南低，沙梁高度一般为 150~30m，沙梁宽度一般 20~100m 不等。作业区所在区域内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，没有固定集中的人群活动区。

图 3.1- 1 作业区地理位置示意图

### 3.1.3 工程地质条件

石西油田作业区位于准噶尔盆地腹地。准噶尔盆地在地质构造上是一个古老的陆台，其边缘界线与古代褶皱山脉和断裂线的方向一致，基本是一个被海西、加里东褶皱山系所围绕的盆地。海西运动以后、天山、阿尔泰山地槽体系几乎全部褶皱隆起成山变为陆地，盆地在此时初步形成，并成为一个单独的构造单元。后来盆地发生了隆起，海水退出，气候变得干燥，仅在盆地南缘山前拗陷带保存了三叠纪的湖区，继续进行着沉积作用，其它地区则为剧烈的侵蚀和剥蚀区，大量的砾岩、砂岩与泥岩堆积在山前凹地中。

喜马拉雅造山运动，尤其是晚第三纪末的垂直上升运动，使盆地周围在中生代还是隆起平原或丘陵的地区再度上升，形成现代天山和阿尔泰山山系，山前拗陷带中的中新世地带随之褶皱隆起，形成与山系大致平行的背向斜构造。

### 3.1.4 水文及水文地质条件

#### （1）地表水

石西油田作业区内无地表水资源。

#### （2）地下水

##### ①区域地下水的补给、径流、排泄条件

石西油田作业区位于准噶尔盆地腹地，地下水补给源为盆地边缘发育的多条河流，南部有呼图壁河、塔西河、玛纳斯河；北部有乌伦古河、和布克河和白杨河。这些河流均由盆地外围水资源形成的山区河流经盆地边缘汇流至盆地中心。实际上，由于各流域灌区的大量引水灌溉，加上沿程河道渗漏和蒸发，盆地中心现已无地表水流，基本上是以地下径流的方式汇集至盆地最低点——玛纳斯湖。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地下水赋存类型



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  $500\text{m}^3/\text{d}$ ~ $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，渗透系数  $5\text{m}/\text{d}$ ~ $10\text{m}/\text{d}$ 。根据水井抽水实验资料，水埋深 2.8m，降深 1.05m，涌水量  $131.230\text{m}^3/\text{d}$ ，换算单井涌水量  $606.380\text{m}^3/\text{d}$ ，渗透系数  $6.680\text{m}/\text{d}$ 。

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 向南部逐渐变浅至小于 25m，换算单井涌水量  $500\text{m}^3/\text{d}$ ~ $10000\text{m}^3/\text{d}$ ，渗透系数  $1\text{m}/\text{d}$ ~ $5\text{m}/\text{d}$ ，根据水井抽水实验资料，水位埋深 57.01m，降深 6.08m，涌水量  $87.090\text{m}^3/\text{d}$ ，换算单井涌水量  $426.060\text{m}^3/\text{d}$ ，渗透系数  $0.94\text{m}/\text{d}$ 。

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，换算单井涌水量  $500\text{m}^3/\text{d}$ ~ $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，渗透系数为  $1\text{m}/\text{d}$ ~ $5\text{m}/\text{d}$ 。

### ③水化学类型

区域石炭系到三叠系水化学剖面为正向型。这是由于陆西二叠系、三叠系地层不整合接触，深部高矿化度地层水沿不整合面向上部运移，受浅层地层水以及大气淡水影响，矿化度降低，形成正向水化学剖面。三叠纪到侏罗纪，整个石西地区水化学剖面皆为反向型侏罗系主要发育  $\text{NaHCO}_3$  水型，反映了侏罗系是地层水的强烈交替地带，燕山运动使三叠系与侏罗系之间形成不整合面，长期遭受雨水冲刷淋滤，形成一个地层水的自由运动面，在上覆地层沉积后，低矿化度的  $\text{NaHCO}_3$  型水向上渗入，致使矿化度自下而上，呈逐步升高的趋势。所以，燕山运动不仅为流体运移提供了动力，而且，其产生的大量张性断层成为深部高矿化度地层水向上运移的通道，使矿化度逐步增大。

### 3.1.5 气候气象

油田开发区域位于准噶尔盆地西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，具有典型的荒漠大陆性气候特征，即冬季寒冷，夏季炎热，干旱少雨，日照充足，春秋季气温变化快，日较差和年较差可达-35℃~35℃，蒸发量大，风沙日多。区域内气候具有以下几个明显特征：

(1) 降水稀少

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

(2) 温度变化大、冬季漫长而寒冷

区域年平均气温为 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 100~160 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。

各项常规气象数据详见表 3.1- 1。

表 3.1- 1 作业区常规气象数据统计一览表

名 称		单 位	数 值
气温	最冷月平均	℃	-20.8
	最热月平均	℃	27.7
	极端最高	℃	42.3
	极端最低	℃	-34.5
	年平均	℃	7.6
相对湿度	冬季	%	79
相对湿度	夏季	%	35
	年平均	%	53
平均风速	冬季	m/s	1.4
	夏季	m/s	3.0

	年平均	m/s	2.6
主导风 及频率	冬季	%	NE/15
	夏季	%	NE/10
	年平均	%	NE/13
极大风速 及风向	风速	m/s	27
	风向	\	NW
最大积雪厚度 厚度		mm	140
最大冻土深度 平均值 / 极值		cm	114/167
年蒸发量		mm	2590.7
大气压力	冬季	102pa	982.9
	夏季	102pa	867.0
降水量	一日最大值	mm	14.3
	历年 平均值/极大值	mm	26.2/96.1
	年降水天数 平均值/极大值	d/a	43/53

### 3.2 自然环境变化

评价时段内石西油田作业区实施的项目大多数为老区块加密开发，油气田开发作业施工期会对生态环境造成一定影响，但随着施工结束，其影响随时间推移逐步恢复至自然状态，对区域自然环境基本无影响，多年来区域自然环境变化甚微。

### 3.3 环境保护目标变化

#### 3.3.1 环境保护目标变化情况

本次环境影响后评价范围内不涉及保护区，评价范围内涉及的环境保护目标主要为鹅喉羚、鸢、草原鹞、棕尾鵟、红隼、雀鹰、沙狐、蛇麻黄等受保护的野生动植物、地下水 and 水土流失重点预防区，由于 2024 年 1 月 18 日《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》正式发布实施，原本属于自治区 I 级保护野生植物的梭梭和白梭梭从保护植物名录里移除，不再是保护植物。

与环评阶段相比保护植物中少了梭梭和白梭梭。

#### 3.3.2 与更新的生态环境分区管控动态更新成果/“三线一单”的符合性分析

由于本次环境影响后评价范围为石西、石南、莫北、陆南四个油田，各油田行政隶属不同行政区域，其中陆南油田隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市，石西油田和石南油田行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治

县，莫北油田中的莫北 2 井区、莫 005 井区、莫北 9 井区隶属于昌吉州玛纳斯县，莫北油田莫北 10 井区、莫 109 井区、莫北 11 井区、莫 116 井区隶属于昌吉州呼图壁县。

2024 年 11 月 15 日，《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）发布；2025 年 01 月 10 日《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果》发布；2021 年 06 月 26 日，《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》（塔行发〔2021〕48 号，2023 版还未发布）。

本次后评价通过对比分析评价范围内已有建设项目与上述新发布的生态环境分区管控动态更新成果/“三线一单”的符合性，具体如下：

#### （1）陆南油田

本次后评价范围内的项目位于昌吉回族自治州昌吉市，位于昌吉市一般管控单元（单元编码为 ZH65230130001）。

表 3.3-1 陆南油田本次后评价范围内项目与《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

环境管控单元名称及编码		“三线一单”要求	拟采取的相关措施	符合性分析
昌吉市一般管控单元 (ZH65230130001)	空间布局约束	执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4A7.1）：限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。	产品主要为原油和伴生气，不属于“高污染、高环境风险产品”；项目位于古尔班通古特沙漠腹地，不涉及耕地、畜禽养殖	符合
	污染物排放管控	执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4A7.2）：落实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。加强农业面源污染治理，严格控制化肥农药施加量，逐步削减农业面源污染物排放量。	项目无有组织氮氧化物、VOCs 排放，故本次不设总量控制指标；不涉及农业	符合
	环境风险防控	执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4A7.3）：加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以	项目周围无生态公益林、农用地，报告中提出了有关防止水土流失	符合

		及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。	的措施	
	资源利用要求	执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4A7.4）：实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。	项目消耗水量较少，且不涉及农业。	符合

（2）石西油田和石南油田

石西油田和石南油田行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，根据《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》和《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）可知，石西油田和石南油田本次后评价范围位于和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65422630001），不涉及生态保护红线。

表 3.3- 2 与石西油田和石南油田本次后评价范围内项目《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求		本项目采取的相关措施	符合性分析
一般管控单元（ZH65422630001）	空间布局约束	1. 建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 2. 永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让外，其他任何建设不得占用。	1. 本项目为陆地石油开采项目，项目区位于古尔班通古特沙漠西北缘，不涉及居住商业区、耕地及畜禽养殖。 2. 周围无耕地，项目占地类型为其他草地。	符合
	污染物排放管控	1. 排污企业一般管控要求：满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。 2. 农业面源和生活污染源一般管控要求：因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	1. 施工期废气随着施工期的结束而消失，运营期废气主要为无组织废气，采取相应措施后井场厂界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。噪声源井场边界昼夜噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准要求，废水和固体废物均可得到妥善处置。 2. 不涉及农业面源，施工期生活	符合

		污水由施工单位负责清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理，生活垃圾由施工单位负责清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。	
环境 风险 防控	<p>1. 额敏河、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流，按照“一河一策一图”环境应急响应方案实施应急演练，视情加强闸坝、应急池、物资库等工程建设。</p> <p>2. 塔城地区行政公署和各县市人民政府有关部门应当制定水污染事故、饮用水安全突发事件、城乡供水突发事件等相关应急预案，并定期进行演练，加强应急物资储备，依法做好突发事件的应急准备、应急处置和事后恢复等工作。饮用水水源发生水污染事故，或者发生其他可能影响饮用水安全的突发性事件的，饮用水供水单位应当及时采取应急处理措施，向塔城地区行政公署、所在地县（市、区）人民政府报告，并向社会公开。有关人民政府应当采取启用备用水源等措施，保障供水安全。</p> <p>3. 实施农用地土壤镉等重金属污染源头防治行动。依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。严格落实粮食收购和销售出库质量安全检验制度和追溯制度。</p> <p>4. 健全地区医疗废弃物分类收集转运体系，实施现有医疗废物集中处置设施扩能提质改造，加快推进县（市）级医疗废物集中收集和处置设施体系建设以及城市医疗废物集中处置设施应急备用能力建设，推动医疗废物集中处置设施收集范围覆盖城、乡，实现城市、乡（镇）、农村地区医疗废物安全收集处置全覆盖。针对不具备集中处置条件的医疗卫生机构，应配套自建符合要求的医疗废物处置设施。鼓励发展移动式医疗废物处置设施，为偏远乡（镇）、牧业村（队）提供就地处置服务。根据自治区统一部署，建立兵地医疗废物协同应急处置机制，保障突发疫情、处置设施检修等期间医疗废物应急处置能力。坚持医疗废物收集处置调度制度，持续强化医疗废物收集转运处置环境监</p>	<p>1. 项目不涉及额敏河及饮用水水源地。</p> <p>2. 项目不涉及饮用水水源地。</p> <p>3. 项目不涉及农用地。</p> <p>4. 不涉及医疗废物。</p>	符合

		管，确保医疗废物得到及时有效收集，转运和处置。完善地区医疗废物集中处置应急预案，满足突发情况下医疗废物应急处置需要。		
	资源开发效率	1. 至2025年塔城地区超采区地下水位年均下降速率控制在0.67m/a左右，至2030年超采区全部实现地下水采补平衡，地下水位下降速率控制在0.2m/a，至2035年，塔城地区超采区全域保持地下水采补平衡或补大于采，地下水水位逐渐恢复，水位恢复速率在0.1m/a以上。 2. 结合高标准农田建设，加大田间节水设施建设力度，提高农业用水效率。塔城地区2025年、2030年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为0.64、0.68，塔城地区2025年、2030年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为0.66、0.69。	1. 不涉及地下水开采。 2. 不涉及农业用水。	符合

(3) 莫北油田——莫北 2 井区、莫 005 井区、莫北 9 井区

莫北油田中的莫北 2 井区、莫 005 井区、莫北 9 井区隶属于昌吉州玛纳斯县，根据《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果》可知，本次后评价范围位于玛纳斯县一般管控单元（ZH65232430001），不涉及生态保护红线。

表 3.3- 3 与莫北 2 井区、莫 005 井区、莫北 9 井区本次后评价范围内项目《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

管控单元名称及编码	“三线一单”要求		拟采取的相关措施	符合性分析
一般管控单元 (ZH65232430001)	空间布局约束	1. 应符合国土空间规划要求。 2. 应符合《产业结构调整指导目录》（2024 年本）《市场准入负面清单》（2022 年版）。	本次后评价所涉及的项目为石油、天然气开采项目，产品为原油、天然气和凝析油，不属于自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目；不属于《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项，不属于“高污染、高环境风险产品”的工业项目。所涉及项目均属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的鼓励类，建设符合自治区主体功能区规划、生态环境功能区划、生态环境保护规划等。	符合
	污染物排放管	1. 污染物排放执行国家和地方相关标准中普适性要求。 2. “乌-昌-石”区域内，已实施超	本次后评价所涉及的项目无有组织氮氧化物和非甲烷总烃排放，废水处理达标后回注地层；故不申请总量控制指	符合

	控	低排放的涉气排污单位，其实施超低排放改造的污染因子执行超低排放限值，其他污染因子执行特别排放限值和特别控制要求。 3. 加强农业面源污染治理，科学合理使用化肥农药，逐步削减农业面源污染物排放量。 4. 施工工地全面落实“六个百分之百”（施工工地周边围挡、物料堆放覆盖、出入车辆冲洗、施工现场地面硬化、拆迁工地湿法作业、渣土车辆密闭运输）。	标。本次后评价所涉及的项目周围无农用地，不涉及农业、农药化肥使用。	
	环境 风险 防控	1. 执行区域生态环境保护的基本要求。 2. 执行昌吉州总体准入清单中的要求。	本次后评价所涉及建设项目为石油天然气开采项目，各类废水均得到了妥善处置，不会向土壤排放有毒有害物质及含量超标的污水、污泥；石西油田作业区管辖具备完善的应急管理体系，石西油田作业区正在对其应急预案进行修编，已将后评价范围评价时段内的所有项目均纳入其应急预案。	符合
	资源 利用 效率	1. 执行区域资源能源利用的基本要求。 2. 执行昌吉州总体准入清单中的要求。	本次后评价所涉及建设项目不开采地下水。	符合

(4) 莫北油田——莫北 10 井区、莫 109 井区、莫北 11 井区、莫 116 井区

莫北油田莫北 10 井区、莫 109 井区、莫北 11 井区、莫 116 井区隶属于昌吉州呼图壁县，根据《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果》可知，本次后评价范围位于呼图壁县一般管控单元（ZH65232430001），不涉及生态保护红线。

表 3.3- 3 莫北 10 井区、莫 109 井区、莫北 11 井区、莫 116 井区本次后评价范围内项目与《昌

吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析一览表

单元	类别	要求	项目情况	符合性
呼图壁县一般管控单元（ZH65232330001）	空间布局约束	1、建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。	本次后评价所涉及的项目为石油、天然气开采项目，产品为原油、天然气和凝析油，不属于畜禽养殖禁养类项目，项目占地类型为天然牧草地、林地、其他草地，不占用耕地，施工结束后对施工占地范围进行清理、平整，土壤环境质量不会明显下降。	符合



污染物排放管控	<p>1、加强农业面源污染治理，科学合理使用化肥农药，逐步削减农业面源污染物排放量。</p> <p>2、到 2025 年，主要污染物排放总量持续下降，单位地区生产总值二氧化碳排放完成国家下达指标。</p> <p>3、城镇生活污水处理率达到 97%以上、城镇生活垃圾无害化处理率保持在 98%以上，农村生活污水治理率达到 30%左右，土壤污染风险得到有效管控，固体废物和新污染物治理能力明显增强。</p> <p>4、除国家规定新增原料用能不纳入能源消费总量控制的项目和列入国家规划的项目外，“乌—昌—石”等重点区域不再新建、扩建使用煤炭项目。</p> <p>5、“乌—昌—石”区域内，已实施超低排放的涉气排污单位，其实施超低排放改造的污染因子执行超低排放限值，其他污染因子执行特别排放限值和特别控制要求。</p> <p>6、施工工地全面落实“六个百分之百”（施工工地周边围挡、物料堆放覆盖、出入车辆冲洗、施工现场地面硬化、拆迁工地湿法作业、渣土车辆密闭运输）。</p>	<p>本次后评价所涉及的项目为石油、天然气开采项目，不属于重点行业，不属于农业项目，生活污水均妥善有效处置，后评价阶段建设的项目均不涉及煤炭。本次后评价所涉及的项目无有组织氮氧化物和非甲烷总烃排放，废水处理达标后回注地层；故不申请总量控制指标。本次后评价所涉及的项目周围无农用地，不涉及农业、农药化肥使用。施工期严格落实“六个百分之百”。</p>	符合
环境风险防控	<p>1、加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。</p> <p>2、统筹农村河湖管控与生态治理保护，深入开展河湖监督检查，强化河长湖长履职尽责，严厉打击河道乱占、乱采、乱堆、乱建等违法违规行为。建立健全促进水质改善的长效运行维护机制。</p>	<p>本次后评价所涉及的项目不占用公益林，不占用农用地。施工期和运营期产生的废水及固废均妥善处置。项目实施过程中的环境管理执行中国石油新疆油田分公司已建立的健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系）；项目施工时和运营期均采取了有效的风险防范措施。</p>	符合
资源利用效率	<p>1、实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。</p> <p>2、实施节水行动，强化农业节水增效、工业节水减排、城镇节水降损。推进污水资源化利用，到 2025 年全区城镇生活污水再生利用率力争达到 60%。</p> <p>3、壮大清洁能源产业，加快非化石能源发展，实施绿电替代，优化用能结构，到 2025 年非化石能源消费比重提高到 18%左右。推进大型清洁能源基地建设，积极开发分布式太阳能发电和分散式风电。积极推动储能产</p>	<p>本次后评价所涉及建设项目不开采地下水。资源消耗量总体相对区域资源利用总量较少。项目均不涉及农用地。</p>	符合

	<p>业进步，推进抽水蓄能电站建设，加快新型储能技术和模式示范推广应用。持续完善 750 千伏骨干电网及农村电网建设，积极发展可再生能源微电网、局域网，提高可再生能源的推广和消纳能力。</p> <p>4、严格保护优先保护类农用地，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降。加强耕地污染源源头控制，推进耕地周边涉镉等重金属行业企业排查整治。鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。动态调整耕地土壤环境质量类别。</p>	
--	--	--

### 3.3.3 项目运行对环境保护目标的影响

根据本次后评价调查结论，各项目在开工建设之前均依法依规办理了征地手续，并缴纳了生态补偿费，调查期间未见毁坏受保护的野生植物事件，未见伤害野生动物情况，但油气田的正常生产对野生动物的生境造成了一定的干扰。

### 3.4 污染源或其他影响源变化

根据现场调查、资料收集等方法，了解作业区运营期间污染源或其他环境影响源变化情况。与上一轮后评价相比，本次后评价采油井和采气井的数量均有减少。据前节建设项目实施情况分析结论，与原环评设计建设内容相比，项目实际建设的产能、生产井口数、钻井井口数以及各类管线及道路长度等工程基本上呈减少趋势，因工程实施而带来的环境影响也是同步减少的。评价时段内作业区废气源、废水源、噪声源及固体废物与环评阶段分析结论相比是减少的。

### 3.5 区域环境质量现状及变化分析

#### 3.5.1 数据来源及有效性分析

本次后评价采用资料收集法来说明区域环境质量现状及变化情况，收集并分析了区域评价时段内的历史监测资料及其变化情况。监测数据主要来源为石西油田作业区日常监测、竣工环保验收监测及评价范围内新近审批的环评项目。

各区块环境质量现状评价数据监测时间为 2020 年至 2024 年之间，能够反映评价区块的环境质量，符合《建设项目环境影响后评价技术导则》（DB65/T 4321-2020）




表 3.5- 2 基本污染物环境质量现状及评价结果（昌吉回族自治州）


由表 3.5- 1 可知，塔城地区 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub> 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。昌吉回族自治州环境空气中基本污染物中 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub> 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于环境空气质量不达标区。

分析近五年变化趋势，O<sub>3</sub> 有增加趋势，其他污染物变化趋势不太明显，详见图 3.5- 1、图 3.5- 2。

图 3.5- 1 塔城地区环境空气基本污染物变化趋势图



图 3.5-2 昌吉回族自治州环境空气基本污染物变化趋势图

(2) 特征污染物环境质量现状评价

①数据来源

根据评价区块生产特点，判定特征污染物主要为非甲烷总烃和硫化氢，本次采用资料收集的方法对区域环境空气质量现状进行评价。数据来源及监测点位等见表 3.5-3，监测点位见图 3.5-1。





图 3.5-1 特征污染物环境质量现状监测点位示意图




2) 石南油田

本次引用石南油田已有的监测数据，该区块共布设了 6 个大气监测点，点位分布详见图 3.5-6。NMHC 和 H<sub>2</sub>S 监测及评价结果见表 3.5-5。由表 3.5-5 可知，NMHC 满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值的要求，H<sub>2</sub>S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10 μg/m<sup>3</sup>。

表 3.5-5 大气环境质量现状监测及评价结果一览表（石南油田）


3) 莫北油田

本次引用莫北油田已开发区域已有的监测数据，该区块共布设了 4 个大气监测点，点位分布详见图 3.5-6。NMHC 和 H<sub>2</sub>S 监测及评价结果见表 3.5-6。由表 3.5-6 可知，NMHC 满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值的要求，H<sub>2</sub>S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10 μg/m<sup>3</sup>。

表 3.5-6 大气环境质量现状监测及评价结果一览表（莫北油田）



由表 3.5-6 可知，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<sup>3</sup> 要求，H<sub>2</sub>S 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。

4) 陆南油田

本次引用陆南油田已有的监测数据，该区块共布设了 2 个大气监测点，点位分布详见图 3.5-7。监测及评价结果见表 3.5-7。

表 3.5-7 大气环境质量现状监测及评价结果一览表（陆南油田）


由表 3.5-7 可知，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<sup>3</sup> 要求，H<sub>2</sub>S 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) 特征污染物变化分析

对比分析评价范围内不同时期特征因子的监测结果，评价范围内 NMHC 浓度整体呈逐年下降趋势，详见表 3.5-8。分析其背后原因，一是日益严格的环保要求，促使企业环保意识不断提高，运营期各项环境管理措施落到了实处，有效地降低了运营期 NMHC 的排放；二是随着油气开采及处理技术的不断提高，尤其是新疆油田公司整体原油密闭处理技术的应用，大大减少了油气的无组织挥发；三是近年来各市县加大了 VOCs 综合整治力度，取得了显著效果。区域的大气仍有较大的环境容量。

表 3.5-8 评价范围内不同时段大气特征因子监测数据一览表

--	--	--	--	--	--	--


石西油田 2021 年—2024 年 NMHC 变化趋势分析图

石南油田 2021 年—2024 年 NMHC 变化趋势分析图

### 莫北油田 2021 年—2024 年 NMHC 变化趋势分析图

图 3.5- 10 评价时段内 NMHC 变化趋势图

#### 3.5.3 地下水环境质量现状调查与评价

##### (1) 地下水环境质量现状

##### ①数据来源

本次收集了区域已有监测数据对地下水环境质量现状进行评价。引用数据基本情况见表 3.5-9，点位分布见图 3.5- 2。

表 3. 5-9 地下水监测井基本信息

图 3.5-2 地下水监测井点位示意图



## ②监测因子

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、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、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、总大肠菌群、细菌总数、色、浑浊度、肉眼可见物、钠、硫化物，水位、水温。

## ③评价标准

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

## ④评价方法

采用单因子标准指数法，模式如下：

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

式中：

$S_{ij}$ —单因子标准指数；

$C_i$ —i 类监测物现状监测浓度，mg/L；

$C_{oi}$ —i 类监测物浓度标准，mg/L。

pH 的标准指数为：

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

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

式中：

$S_{pH,j}$ —pH 值的标准指数；

$pH_j$ —pH 的实测值；

$pH_{sd}$ —评价标准中 pH 的下限值；

$pH_{su}$ —评价标准中 pH 的上限值。

## ⑤评价结果

评价区地下水质量评价结果见下表。

(单位: mg/L, pH 无量纲)

[illegible]

(单位: mg/L, pH 无量纲)

[illegible]



(单位: mg/L, pH 无量纲)

[illegible]


注：低于检出限的用“L/ND”表示

作业区地下监测结果表明，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、氯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，经处理后可作为油田生产生活用水。石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。







品进行浸溶实验，包气带质量现状监测结果见表 3.5-15。根据监测结果，参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，各项因子均达标，表明项目区包气带未受到现有工程油气开采活动的污染。

表 3.5-15 包气带质量现状监测结果一览表


3.5.4 声环境质量现状调查与评价

（1）声环境质量现状

①数据来源

本次声环境质量现状收集了建设单位例行监测数据，以及验收监测文件中的监测数据对评价范围的声环境质量现状进行评价，引用数据基本信息见下表。

表 3.5-16 本项目声环境质量现状监引用数据基本信息一览表

数据来源	监测地点
石西油田作业区 2021 年例行监测数据	生活垃圾填埋场、污水处理厂
石西油田作业区 2022 年例行监测数据	生活垃圾填埋场、污水处理厂、油气处理运行维护中心
石西油田作业区 2023 年例行监测数据	生活垃圾填埋场、污水处理厂、油气处理运行维护中心、莫 109 转油站、莫北转油站、石南 4 联合站、石南 31 转油站
石西油田作业区 2024 年例行监测数据	生活垃圾填埋场、污水处理厂、油气处理运行维护中心、莫 109 转油站、莫北转油站、石南 4 联合站、石南 31 转油站

※评价标准



[illegible]

本次收集了评价时段内不同时期石西油田作业区代表性站场的监测数据，监测结果见表 3.5-21。根据监测结果，评价时段内各点监测噪声值变化不大且均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。



3.5.5 土壤环境质量现状评价

(1) 土壤环境质量现状

①数据来源

本次评价收集了评价范围内新近审批的环评报告以及石西油田作业区例行监测计划中的监测数据，详见表 3.5-22。

表 3.5-22 土壤环境质量现状监测方案一览表


②石西油田

※监测点位

共布设 14 个监测点，（占地范围内 3 个柱状样，5 个表层样，占地范围外 6 个表层样），监测点坐标见表 3.5-23。

表 3.5-23 土壤监测点位



※监测因子

S1~S3 均为柱状样，采样深度为 0m~0.5m，0.5m~1.5m，1.5~3m 各取一个样，分别取样，不混合。

S4~S14 均为表层样，采样深度为表层 0~20cm。

S4 监测点监测因子为：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺-1，2-二氯乙烯、反-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1-三氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1，2-二氯苯、1，4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒽、二苯并（a，h）蒽、茚并（1，2，3-cd）芘、萘、石油烃、土壤含盐量，共计 48 项。

S1、S2、S3 柱状样监测点监测因子为：pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃、土壤盐分含量，共计 10 项。

S5、S6、S7、S8 监测点监测因子为：pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃、土壤盐分含量，共计 10 项。

S9、S10、S11、S12、S13、S14 占地范围外监测点监测因子为：pH、镉、镍、铬、铜、铅、汞、砷、锌、石油烃、土壤含盐量，共计 11 项。

图 3.5-3 土壤环境质量现状监测布点示意图（石西油田）













由上表可知：项目区占地范围内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）（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。占地范围外的土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，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）第二类用地风险筛选值要求。项目区土壤含盐量最大值为 3.9g/kg，属于重度盐化。

③石南油田

1) 监测点位

共布设 6 个监测点，土壤监测点位布设见表 3.5-27，图 3.5-4。

表 3.5-27 土壤监测点位坐标

图 3.5-4 土壤环境质量现状监测布点示意图（石南油田）

## 2) 评价方法及标准

区域土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，对污染物的评价，采用单因子标准指数法。

计算公式为：

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

式中： $S_{i,j}$ —单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数；  
 $C_{i,j}$ —土壤参数 i 在 j 点的监测浓度，mg/L；  
 $C_{si}$ —土壤参数 i 的土壤环境质量标准，mg/L。

## 3) 评价结果

监测及评价结果见下表。从评价结果可以看出，项目区土壤各监测点位监测因

[illegible]





[illegible]

[illegible]


④莫北油田

1) 监测点位

本次监测点位布设兼顾生态影响型一级评价及污染影响型二级评价现状监测布点类型及数量要求。

在项目占地范围内布设3个柱状样点（MBHW1104井场内、MBHW1101井场内、M1143已建井场内），2个表层样点（MBHW1103已建井场内、莫11已建井场内）；在占地范围外，布设6个表层样点（M1102井场西侧外200m、莫11井场东侧外200m、M1143井场北侧外1.5km、MBHW1101井场南侧外2.5km、MBHW1103井场东侧外2.5km、MBHW1104井场西南侧2.5km）。

2) 监测时间

土壤监测采样日期为2024年1月，监测单位为新疆正天华能环境工程技术有限公司。

3) 监测因子

基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的45项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘、pH值及土壤盐分含量。

特征因子：石油烃。

4) 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》（HJ25.1-2019）、《建设用地土壤污染风险管控和修复监

测技术导则》（HJ25.2-2019）要求进行。分析方法参照《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中有关要求进行。

5) 评价标准

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

6) 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。

7) 监测及评价结果

具体监测及评价结果，见下表。

表3.5-31 土壤监测结果一览表（占地范围内柱状样）单位：mg/kg



表3.5-32 占地范围内表层样土壤环境质量评价（MBHW1103已建井场内）




表3. 5-33 土壤监测结果一览表（莫11已建井场内、占地范围外表层样）单位：mg/kg


由上表可知：项目区占地范围内、外土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准。

⑤陆南油田

1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求，本次共布设 8 个监测点，监测点坐标见表 3. 5-34 和图 3. 5-11。

表 3. 5-34 实测土壤监测点位



图 3.5-5 土壤监测布点示意图

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、pH，共计 47 项；  
其余监测因子为 pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍和石油烃。

③监测单位及监测时间

采样时间：2023 年 2 月 21 日。  
监测单位：新疆钧仪衡环境技术有限公司。

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下表。

表 3.5-32 T4 监测点监测结果及评价结果一览表







表 3. 5-33 特征因子石油烃监测结果及评价结果一览表


表 3. 5-34 重金属检测因子监测结果及评价结果一览表






表 3.5-35 其他点位 pH 监测结果及评价结果一览表


由上表可知：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。

⑥石西油田作业区例行检测数据

1) 数据来源

本次引用了 2024 年石西油田作业区石西集中处理站、石南 31 转油站、石南 4 联合站、莫北转油站、莫 109 转油站、废液池的土壤环境质量的监测数据。

2) 监测点位

2024 年石西油田作业区土壤监测点位：石西集中处理站卸油台旁、石西集中处理站 3#罐区旁、石西集中处理站 11#罐区旁、共计 3 个点位；石南 31 转油站 1 号油罐旁、石南 31 转油站 2 号油罐旁、石南 31 转油站西侧厂界外 10m，共计 3 个点位；石南 4 联合站 1#罐区旁、石南 4 联合站 3#罐区旁、石南 4 联合站北侧厂界外 10m，共计 3 个点位；莫北转油站 1 号罐区旁、莫北转油站 2 号罐区旁，共计 2 个点位；莫 109 转油站 500m³ 油罐旁、莫 109 转油站 1000m³ 油罐旁，共计 2 个点位；石西油田作业区废液池东侧、石西油田作业区废液池西侧，共计 2 个点位。

3) 监测项目

建设用地土壤污染风险管控标准表 1 筛选值 45 项+石油烃（C10~C40）。

4) 监测时间

2024 年 12 月 4 日。

5) 检测结果

监测结果见下表。



表3.5-37 石南31转油站2024年12月土壤监测情况一览表

[illegible]



[illegible]

[illegible]




--	--	--

[illegible]

[illegible]

## (2) 土壤环境质量变化趋势

 中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

统计及分析结果见表 3.5-42。评价结果表明，通过变化趋势分析可知，基本污染物监测数据均低于检出限，评价时段内各站场已开发区域与建设项目环评阶段拟开发区域的特征因子石油烃检测值相差不大，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）中筛选值第二类标准限值，说明油气田开发对土壤环境质量影响极小，土壤环境质量没有受到油气田开发的影响。

表 3.5-42 历年评价范围内石油烃监测数据一览表

### 3.6 生态环境现状与变化分析

#### 3.6.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划简表》，项目所在区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 3.6-1。

表 3.6-1 评价区块所属生态功能区划一览表

石西油田、石南油田（石南 31 井区）、莫北油田、陆南油田生态单元划分		
所属生态功能区	生态区	Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	Ⅱ <sub>3</sub> 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区
	生态功能区	23. 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区
主要生态环境问题		人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感
主要生态服务功能		沙漠化控制、生物多样性维护
主要保护目标		保护沙漠植被、防止沙丘活化
适宜发展方向		维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延
主要保护措施		对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林（草），禁止樵采和放牧，禁止开荒
石南油田（石南 4 井区、石 204 井区）生态功能区划		
所属生态功能区	生态区	Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	Ⅱ <sub>1</sub> 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区
	生态功能区	15. 夏子街输水工程沿线人工生态建设生态功能区
主要生态服务功能		荒漠化控制、农畜产品生产
主要生态环境问题		地下水开采过度、荒漠植被衰败、土地荒漠化、野生动物过渠受阻
主要生态敏感因子、敏感程度		土地沙漠化轻度敏感，土壤侵蚀极度敏感、土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护天然荒漠植被、防止土壤次生盐渍化
适宜发展方向		合理利用调水资源，发展农区畜牧业，建设人工新绿洲，恢复绿洲外围自然植被
主要保护措施		建设渠道沿线绿化带和野生动物过渠通道、加强防护林建设、农灌区逐步开发

#### 3.6.2 生态系统类型与特征

评价区域生态系统以荒漠生态系统为主。

环境水分稀少是荒漠生态系统的最基本环境特征。在气候上，该区域处于干旱和极干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。受自然



条件的制约，评价区植被总体表现为低矮而稀疏，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流(风沙)，威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产潜在的灾害性影响。

荒漠生态系统的植被稀少，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后很难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

本次后评价建议石西油田作业区根据《环境影响评价技术导则 生态环境》（HJ19-2022）的相关要求施工期重点监测施工活动干扰下生态保护目标的受影响状况，如植物群落变化、重要物种的活动、分布变化、生境质量变化等，运行期重点监测对生态保护目标的实际影响、生态保护对策措施的有效性以及生态修复效果等（如恢复前后的物种多样性、植被覆盖率、生物量、盖度等）。

3.7 项目区土地利用现状与变化情况评价

占地能够直接改变地表覆盖状况，导致土地利用类型的变化。还会进一步影响到生物多样性、区域的水分循环特征，改变生态系统的结构以及组成，从而对生态系统的功能产生影响，进而影响生态环境质量。

评价区域已开发区大部分位于荒漠区域，部分开发密集区已转为工矿用地。根据现场踏勘及相关资料，各场站地面都已永久硬化，转为工矿用地，油气田等生产区部分区域敷设了集输管线，以及伴行公路、电力线等设施。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，对比 2021 年和 2023 年两个年份间隔的地理信息遥感影像进行土地利用类型图的绘制。两个不同年份的遥感影像具有一定的年度间隔，可用于分析该区域的后评价时段土地利用变化情况，土地利用类型划分参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）要求。

根据实地调查和遥感卫星影像，将该区域土地利用情况划分为 5 类，区块土地利用结构变化见表 3.7- 1。评价范围 2021 年和 2023 年土地利用类型图分别见图 3.7- 10。

表 3.7- 1 后评价区土地利用类型变化表


由该区域土地利用变化情况可以看出，区域的土地利用类型在油气田开发前后有一定的变化。但由于油气田开发增加的工矿用地并未有明显的增加，评价时段内区域土地利用类型未因油气田开发而发生较大变化。总体上以荒漠生态景观为主；评价时段其他草地、盐碱地、裸土地占比呈逐年减少趋势，这种变化与油气田开发作业活动关系甚微。总体而言，区域的土地利用类型受油气田开发活动的影响较小。

图 3.7- 1 土地利用类型图（2021 年）

图 3.7- 2 土地利用类型图（2023 年）

### 3.8 土壤分布特征及类型

#### 3.8.1 土壤分布特征

根据现场踏勘及评价范围内的土壤类型分布特征，评价区域内分布的土壤为风沙土。

#### 3.8.2 土壤类型

石西油田已开区域土壤类型为风沙土，风沙土是在风成性母质上发育起来的，低矮干旱及大风是风沙土形成的主要条件。风沙土质地较粗，物理性粘粒很少，成土过程微弱，因风蚀风积交替作用，使土壤发育处于不断的复幼状况下，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，通常在剖面中看不见成熟土壤的发生层次，一般仅有不明显的结皮和稍紧实的表土层，有机质含量上层明显高于下层，土壤理化状况无明显差异，剖面层次分化不明显。土壤 pH 值 7.5—9.0，属碱性土壤，土壤有机质含量在 0.1%~0.5%之间，土壤肥力属极低水平。项目所在区域风沙土可分为半固定风沙土和固定风沙土。

##### ①半固定风沙土

半固定风沙土的有机质、盐分含量较低，其中有机质含量 0.3%~0.5%，土壤颗粒以极细沙为主，细沙次之，但较流动风沙土质地稍细。植被主要有梭梭、白梭梭、沙拐枣、麻黄等，覆盖度 10%~20%。由于有植被保护，抗风蚀能力较强，地表有薄的枯落物并出现微弱的腐殖质染色，形成 0.5cm~10cm 的松脆结皮，地面表层变得紧实。

##### ②固定风沙土

由于该土壤水分条件较好，当风沙流遇到梭梭灌丛的阻挡时，风速降低，挟带沙物质沉降在植株周围，每年都有一层枯落物堆积在表面，次年在枯落物上又形成一层积沙，年复一年，使固定风沙土剖面形成沙层与枯落物交互成层的明显特征。由于项目区气候干旱，微生物活动受到抑制，使枯落物分解很慢，所在剖面中的枯落物虽多，但大部分未分解，因而土壤有机质含量比半固定和流动风沙土稍高，全剖面出现轻微的腐殖质染色。颗粒组成以极细沙为主，细沙次之。

图 3.8- 1 石西油田土壤侵蚀度图（2021 年）

图 3.8- 2 石西油田土壤侵蚀度图（2023 年）

3.8.3 土壤理化性质

针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为莫 11 井已建井场内表层样。监测工作由新疆正天华能环境工程技术有限公司完成。分析结果，见表 3.8-1。

表 3.8-1 土壤理化特性调查表




### 3.9 植被现状调查与变化情况评价

#### 3.9.1 植被现状调查

根据现场调查及查阅相关资料,项目区植被类型属于新疆荒漠区—北疆荒漠亚区—准噶尔荒漠省—准噶尔荒漠亚省—古尔班通古特洲,主要以梭梭壤漠和红皮沙拐枣荒漠为主,建群种为沙拐枣、梭梭和白梭梭,伴生猪毛菜、白刺。植被类型见图 3.9-1,主要植物见表 3.9-1。

梭梭壤漠:属于沙丘间低地常见乔灌木,分布于评价区北部风沙土地带,地势较平坦且开阔,常同红柳混生,群落中梭梭植株一般高约 0.5m~1m,最高可达 1.5m~2m,群落覆盖度一般 10%~20%,局部地段达 25%。其中梭梭、白梭梭不属于濒危植物、极小种群野生植物,为新疆维吾尔自治区 I 级保护植物,且为典型的荒漠植物及优良固沙植物。

主要植物种类及分布见表 3.9-1。

表 3.9-1 主要植物种类及分布

中文名	学名	分 布	
		沙丘	丘间地
一、麻黄科	<i>Ephedraceae</i>		
1. 蛇麻黄	<i>Ephedra distachy</i>	+	+
2. 中麻黄	<i>Ephedra intermedia</i>	+	+
二、禾本科	<i>Gramineae</i>		
3. 东方旱麦草	<i>Eremopyrum orienetale</i>	++	-
4. 羽毛三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++	+
5. 施母草	<i>Schismus arabicus</i>	++	
6. 针茅	<i>Stipa capillata Linn</i>	++	
7. 沙生针茅	<i>Stipa plareosa P. smirn</i>	++	
8. 沙生蝇子草	<i>Silene olgiana</i>	+	
三、莎草科	<i>Cyperaceae</i>		
9. 囊果苔草	<i>Carex physodes</i>	++	
四、蓼科	<i>Polygonaceae</i>		
10. 白皮沙拐枣	<i>Calligonum leucocladum</i>	++	+
11. 红皮沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>	++	+
五、藜科	<i>Chenopodiaecea</i>		
12. 沙米	<i>Agriophyllum arenrium</i>	++	+
13. 犁苞滨藜	<i>Atriplex patens dimorphostegria</i>	++	+
14. 倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	++	-
15. 角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>	++	+

16. 对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++	
17. 白梭梭	<i>Haloxylon persicum</i>	+++	+
18. 梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	-	++
19. 驼绒藜	<i>Ceratocarpus arborescens</i>	+	
20. 优若藜	<i>Eurotiaceratoides Mey.</i>	-	
21. 钠猪毛菜	<i>Salsola nitraria</i>	++	-
22. 浆果猪毛菜	<i>Salsola foliosa</i>	-	+
23. 碱蓬	<i>Suaeda spp.</i>	+	+
24. 叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+	
六、十字花科	<i>Cruciferae</i>		
25. 荒漠庭荠	<i>Alyssum desertorum</i>	++	+
26. 四齿芥	<i>Tetracme quadricornis</i>	++	+
27. 长齿四齿芥	<i>Tetracme recurvata</i>	++	+
28. 灰白糖芥	<i>Ergsimum cheiranthides</i>	++	+
29. 螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>	++	+
30. 扭果芥	<i>Torularia torulosa</i>	++	+
31. 卷果涩芥	<i>Malcolmia scorpioides</i>	++	+
七、柽柳科	<i>Tamaricaceae</i>		
32. 琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>		+
33. 多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>		+
八、菊科	<i>Compositae</i>		
34. 苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	++	-
35. 地白蒿	<i>Artemisia terrae-ablae</i>	++	-
36. 沙蒿	<i>Artemisia desteriorum</i>	++	
37. 散枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>	++	+
38. 珀菊	<i>Amberba turanica</i>	+	++
39. 沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>	++	++
40. 糊涂粉苞菊	<i>Chondrilla ambigua</i>	+	+
41. 蝎尾菊	<i>Koelpinia</i>	+	-
42. 琉苞菊	<i>Hyalea pulella</i>	+	-
九、百合科	<i>Liliace</i>		
43. 独尾草	<i>Eremvrus anisooteris</i>	++	
十、伞形科	<i>Umbelliferae</i>		
44. 簇花芹	<i>Soranthus meyeri</i>	++	
十一、大戟科	<i>Euphorbiaceae</i>		
45. 沙生大戟	<i>Euphorbia turczaninowii</i>	++	
十二、蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>		
46. 白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		+
47. 骆驼蹄板	<i>Zygophyllun fabago</i>		+
48. 翼果霸王	<i>Zygophyllum pterocarpum</i>		+
十三、豆科			
49. 混黄芪	<i>Astragalus commixtus</i>	+	

注：++ 常见种，+ 少见种，- 偶见种

### 3.9.2 植被变化情况

#### (1) 植被类型

通过历史遥感影像解译，对评价区域 2021 年和 2023 年植被类型进行对比，评价区内植被类型变化均较小，说明油气田开发建设对区域内的自然植被类型造成的影响很小。

图 3.9- 1 石西油田植被类型示意图（2021 年）

图 3.9- 2 石西油田植被类型示意图（2023 年）

(2) 生态指标变化

进入正常运营过程后，由于地表永久性构筑物（场站、道路、井场等）全部建设完成，使其永久性占地范围内的植被全部消失。工程建设过程中临时性占地范围内的植被，在施工过程中虽然会受到不同程度的影响，施工结束后，则会逐渐恢复。自然条件较好的地段会在较短的时期内逐渐恢复，在自然条件恶劣的地段，植被的自然恢复则需要较长的时间。在油气田开发建设过程中，表现为植被覆盖度的变化。

植被覆盖度是生态环境质量评价的重要指标之一。归一化植被指数（NDVI）可以反映植被生长情况并准确识别多种植被，因此常用于对遥感影像进行植被研究。通过对 2021 年、2023 年生长季（7 月—8 月）遥感影像解译，得到评价区块内的植被覆盖度变化数据，结果见表 3.9- 5，评价时段内的植被覆盖度图见图 3.9- 19~图 3.9-20。

表 3.9- 5 评价时段内植被覆盖度变化情况



根据评价时段内植被覆盖度变化情况统计结果，盖度在 5%~10%的区间明显有减少；0%~5%区间显著增加，其余各区间植被盖度变化较小。评价区域生长季植被盖度变化情况与当年草本植被的生长状况有关，而草本植被的生长状况则与全年降水有关，如春季融雪对短命植物和一年生草本植被的萌发具有决定性作用，而草本植被的生长状况则与春夏两季降水量息息相关。

植被覆盖度（平均值）、生物多样性指数和植被净初级生产力对比数据见表 3.9- 6。由于后评价区内荒漠面积较大，总体上植被盖度较低，2023 年生长季植被平均覆盖度较 2021 年均有所降低，评价范围内——尤其是油气田开发区域内——总体上植被盖度基本无变化；综上所述，生长季植被盖度变化主要受当年降水情况影响，与区域气候整体变化情况有关，而与油气田开发活动关系较小。

图 3.9- 11 评价时段内植被覆盖度图（2021 年）

图 3.9- 12 评价时段内植被覆盖度图（2023 年）



3.10 野生动物现状

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。根据《国家重点保护野生动物名录》（2021）及《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021），项目区域内未发现国家重点保护野生动物及其生境。野生动物种类详见表 3.10-1。

表 3.10- 1 评价范围内主要脊椎动物的种类及分布

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	<i>Phrynocephalus versicolor</i>		+		
2、东疆沙蜥	<i>P. grumgrizimaloi</i>	+			
3、快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	+			
4、东方沙蜥	<i>Eryx tataricus</i>			+	
5、黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>			+	
鸟 类					
6、鸢	<i>Milvus korschun</i>		+		
7、雀 鹰	<i>Accipiter nisus</i>		+		国家二级保护野生动物
8、草原鹞	<i>Circus macrourus</i>		+		国家二级保护野生动物
9、棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>		+		国家二级保护野生动物
10、红 隼	<i>Falco tinnunculus</i>		+		国家二级保护野生动物
11、毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>		+		
12、黑腹沙鸡	<i>Pterocles orientalis</i>		+		
13、短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>		+		
14、小沙百灵	<i>C. rufescens</i>		+		
15、凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>		+		

16、云 雀	<i>Alauda arvensi</i>			+	
17、沙鸻	<i>Oenanthe isabellina</i>		+		
18、红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>		+		
19、黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>			+	
哺 乳 类					
20、鹅喉羚	<i>Gozella subgutturosa</i>		+		国家二级保护野生动物
21、狼	<i>Canis lupus</i>			+	国家二级保护野生动物
22、沙 狐	<i>Vulpes corsac</i>			+	国家二级保护野生动物
23、虎 鼬	<i>Vormela peregusna</i>			+	
24、草 兔	<i>Lepus capensis</i>		+		
25、小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>		+		
26、西伯利亚五趾跳鼠	<i>A. sibirica</i>		+		
27、小地兔	<i>Alactagulus pygmaeus</i>		+		
28、毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+			
29、大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	+			
30、子午沙鼠	<i>Meriones meridixnus</i>	+			

注：++多见，+少见，-偶见

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。

### 3.11 区域沙化土地现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》（2021 年），新疆维吾尔自治区沙化土地面积为  $7468.21 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，其中：轻度沙化土地  $466.44 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 6.25%；中度沙化土地  $1029.83 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 13.79%；重度沙化土地  $1509.95 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 20.21%；极重度沙化土地  $4461.99 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 59.75%。项目位于古尔班通古特沙漠腹地，属于半固定沙地和固定沙地，具体位置见图 3.11-1。

古尔班通古特沙漠面积  $57473 \text{km}^2$ ，占全疆沙漠的 13.04%；是我国第二大沙漠，也是

我国最大的固定、半固定沙漠。主要由五片沙漠组成，奇台以东为霍景涅里辛沙漠，中部为德佐索腾艾里松沙漠，分布在三个泉干谷以南，西部是索布古尔布格莱沙漠，北部是阔布什和阿克库姆沙漠。

沙漠中的沙化土地面积  $521.58 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，其中：流动沙地  $11.53 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，半固定沙地  $107.34 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，固定沙地  $396.65 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，沙化耕地  $6.06 \times 10^4 \text{hm}^2$ 。古尔班通古特主体沙漠分布地区包括和布克赛尔蒙古自治县，主体沙漠面积  $48695 \text{km}^2$ ，占全疆沙漠的 11.05%；沙漠中的沙化土地面积  $449.44 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，其中：流动沙地  $3.57 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，半固定沙地  $96.92 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，固定沙地  $344.54 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，沙化耕地  $4.41 \times 10^4 \text{hm}^2$ 。该沙漠地貌特征是高山与盆地相间，沙漠四周为高山环抱，地形十分闭塞。该区属温带大陆性气候，气候干旱，降雨少，生态环境比较脆弱。该沙漠北部主要是南北走向的树枝状沙垅，南部为蜂窝状复合沙垄，新月型沙丘及丛草沙丘，东部分布着复合型沙垄，格状沙丘和线状沙垄等。沙丘高度一般在 50m 以下，有的可高达 100m。沙漠年降水量 100~120mm（沙漠中年蒸发量 1400~2000mm），四季均匀，植被发育较好，春雨型短命植物较多，在固定沙丘上植被覆盖度可达 40%~50%，在半固定沙丘上也有 15%，主要生长梭梭、怪柳和一些草本植物。土地沙化形成的自然因素主要为气候干旱、降水稀少是土地沙化的主要自然因素，多风的动力条件是沙化土地发生发展的主要自然营力，丰富的沙物质是发生土地沙化的物质基础。人口快速增长，盲目开垦土地，过度放牧，过度樵采和不合理的水资源利用等是土地沙化的人为因素。石西油田作业区所在区域的土地沙化形成的主要原因多为自然因素。沙化土地分布示意图见图 3.11-1。

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

区域防沙治沙现状：准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠是新疆主要的沙化策源地和国家重点防沙治沙区域之一，也是新疆整体生态环境建设的重要组成部分。石西油田位于古尔班通古特沙漠腹地，已形成稳定的荒漠生态系统。据调查，评价范围内除油田已开发建设的地面工程外，无其他工业项目。已建防沙治沙措施主要为油气集输干线和输电线杆基部的草方格。

图 3.11-1 沙化土地分布示意图

### 3.12 水土流失

#### (1) 石西油田、石南油田

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，项目所在地属于北方风沙区（新甘蒙高原盆地Ⅱ）-北疆山地盆地区（Ⅱ-3）-准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区（Ⅱ-3-1hw）

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》对水土保持区划的划分，石西油田、石南油田属于 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区。具体见表 3.12-1 及图 3.12-1。

表 3.12-1 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 <sup>2</sup> )	周长 (km)	比例 (%)
北方风沙区 (新甘蒙高原盆地) 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—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，在准噶尔盆地北缘荒漠区实施生态修复工程，将荒漠林管护及生态体系建设结合起来，结合土地荒漠化治理，采取防风固沙林营造、飞播造林和封育等措施，增加节水型沙区碳汇植被。鼓励在适宜条件

下结合荒漠植被建设进行大芸种植，鼓励个人和集体发展防风林、经济林建设，遏制土地沙漠化的扩展。加强土地开发监管，严禁随意开荒。

图 3.12-1 水土流失防治分区图

### （2）陆南油田

根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021~2030 年）》规定，陆南油田位于昌吉市区域不属于水土流失重点预防区和水土流失重点治理区，水土流失类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度主要以轻度为主。

### （3）莫北油田

项目区位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，处于玛纳斯河流域下游的东部，属典型的风积沙漠地貌，整个地势由东北向西南倾斜，海拔高程 360~440m。受构造作用及风力等外力作用，形成风积地形，地形复杂。其地貌成因类型为风积平原区，表现为

沙漠、土质和沙质平原。沙漠广为分布在开发区域大部分地区，由第四系风积物组成，沙丘高 10~30m，宽数十米。

根据《2019 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，呼图壁县水土流失主要为风力侵蚀、水力侵蚀和冻融侵蚀，风力轻度侵蚀比例占 93.65%，主要侵蚀土地利用类型为林地、沙地和草地。

根据《昌吉回族自治州水土保持规划(2021-2030 年)》，本项目所在评价区域涉及水土流失预防区。重点保护林草植被和治理成果，强化生产建设活动和项目水土保持管理，实施封育保护，促进自然修复，全面预防水土流失。本项目与昌吉回族自治州两区划分位置关系见图 3.12-2。

图 3.12-2 莫北油田与昌吉回族自治州两区划分位置关系图



①区域水土流失概况

项目区位于呼图壁县境内北部的古尔班通古特沙漠内。

1) 风力侵蚀现状

根据气象统计资料显示，项目所在区域属于温带大陆性干燥气候，属于干旱地区，冬季寒冷、夏季酷热，干旱少雨，光照充足，热量丰富，蒸发旺盛，风沙活动频繁。项目区年平均降水量 100mm 左右，年降水量集中在 4-8 月份，不能形成地表径流。历年平均风速 1.5-3m/s，春、夏和秋三季最大。由于地表组成物质松散，极易被风运移，形成沙尘暴。起沙风速的是造成风蚀的动力因素，下垫面裸露的地表土壤又是产生风蚀不可缺少的物质条件。据研究，当下垫面为植被稀疏的干燥沙土时，低强度起沙风约为 3-4 级 (6.0-7.0m/s)，中等强度起沙风约为 4-5 级 (8.0-11.7m/s)，风速越大沙尘发生的概率和强度也就越大；结合当地现有水文、气象资料，项目区内植被覆盖度较低，平均风蚀厚度 25-50mm/a。按水利部颁布的《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）（见表 3.12-2）中有关侵蚀分级指标，项目区属强度侵蚀区。

表 3.12-2 土壤侵蚀强度分级标准表


2) 项目区水土流失特点

区内气候干燥，植被覆盖度较低，地貌形态多表现为起伏的固定、半固定沙丘、沙地。区内盛行西南风，全年大风日数在 6 天以上。本项目所在区域水土流失发生时间取决于大风活动状况。通过对风力特征的分析，在春季(3-5 月)存在风蚀，风蚀时间较长，植被稀疏、风力强劲的戈壁及沙漠附近地带，风蚀、风埋现象严重。

②水土流失的成因

## 1) 自然因素

### ※土壤干旱

土壤水分是土壤形成的重要因素之一。土壤水分含量除影响植物生长外，还影响土壤粘结性和黏着性。土壤水分含量高时，据有关资料表明，河漫滩和河心洲土壤含水率高，植物生长良好，无沙化；盐土则位于相对低洼的地方，土壤含水率高，也无沙化发生，高阶地土壤水分含量降低，植物生长变差，部分地段已有积沙。

### ※植被衰败

植被防止土壤沙化是通过改变地面粗糙度，消减风力而起作用，植被类型和覆盖度的不同，其地面粗糙程度和防风作用也不同。据新疆林业科学院资料，荒漠光板地（龟裂土）在 20cm 高度的粗糙度为 0.0914cm，柽柳灌丛为 9.6819cm。在高 2m 高处荒漠光斑地上 8 天平均风速为 2.84m/s，在柽柳灌丛林地为 1.24m/s，降低 56.7%。

※土壤组成物质质地轻评价区土壤剖面以流动风沙土为主，质地偏轻，土壤机械组成以 0.25~0.1mm 沙粒为主，一般可达 700g/kg 以上。由于风沙土质地偏轻，干燥时粘结性和黏着性极差，易破碎分散，成为风蚀源对象。

※大风和频繁的起风沙风是空气流动产生的一种自然动力，可吹蚀地表并对沙物质起运移和堆积作用，

风对地表的吹蚀作用与风力大小成正相关，风速越大，对地表吹蚀越强。该地区气象资料可以看出，年瞬间最大风速 22.4m/s。此外，受风力作用，沙暴日数 0.3d。由此可见，大风和频繁的起风沙使土壤沙化的动力条件。

## 2) 人为因素

人口增加，加重了当地压力，从而对环境土壤表面的扰动频率增加。尤其是油田大面积的滚动开发活动所造成的生态环境影响也是不容忽视的。

## 4 生态环境影响后评价

### 4.1 生态环境影响回顾

油气田开发建设项目总体开发过程中，对生态的影响主要为占地对生态环境造成的影响，主要生态影响包括：对生态景观格局的影响、对植被的影响以及对野生动物的影响，按照影响时段可分为施工期、运营期和退役期的生态影响。

#### 4.1.1 施工期生态影响回顾

##### （1）生态影响因素

施工期生态影响主要表现为占地影响，包括钻井工程、集输工程、公用工程和站场工程等各类工程的临时占地和永久占地。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大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

##### ①对植物影响分析

油气田开发对植被的影响主要表现在井场、管线、道路、电力线、站场等施工过程中对植被的破坏及人类活动对植被的破坏，其次污染物的排放也将对天然植被产生一定的不利影响。石西油田作业区经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，石西油田作业区的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有围墙或护栏围护。井场及道路永久占地范围内的植被完全清除，站场内有零星植被分

布。

临时占地主要是修建道路、敷设管线、架设电力线、井场施工时占用的土地，施工结束后对占地进行了平整。临时性占地（或破坏）区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

油气田进入正式生产运营期后，未对区域内的自然植被产生新的和破坏性的影响，通过在场站、公寓种植人工植被，增加了局部生态环境中的植被覆盖度，有效地改善了局部的生态环境。

### ②对动物影响分析

油田开发过程对野生动物的影响主要体现在栖息环境的变化和人类活动的干扰两方面。

#### ※破坏栖息环境

油田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

#### ※人类活动对野生动物生存的干扰

在油田工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的物种逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感（两栖类、爬行类）的种类，又重新返回油田区影响较弱的地带生存，同时增加一些适应人类影响的种类（如某些鼠类和鸟类）。

根据油田开发对野生动物的影响特征，此次现场调查中着重注意了爬行类及啮齿动物的分布情况。结果表明：井场、站场附近少有动物活动的迹象。主要原因：在油田投入运行后，适应人类影响的物种进入生态系统中，此类动物主要在人类的影响范围内活动较为频繁；井场附近为原生生态环境，动物种类和数量较少，活动频次较少。

### ③景观生态影响

油气田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，就评价区域而言，它是由荒漠生态系统和道路等景观相间组成。对景观生态格局的影响主要表现

在油气田道路、管线及各类场站的建设，对生态景观的切割，增大了区域景观生态格局的破碎化程度。

各项工程的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，能量流动中断，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。

#### ④土壤沙化的影响

采油井场、注水井场、采气井场、集中处理站、天然气处理站、联合站、转油站、计量站、道路、单井采油/采气注水管线、集输管线和输电线路等地面工程施工过程中将会破坏占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。油气田开发区域具有多风、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。

但是由于各区块开发占地范围相对较小，施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。集油/集气/注水支线和干线、部分电杆底部采用草方格进行防风固沙，采取以上措施后，油气田开发对区域土地沙化影响不大。

#### ⑤水土流失的影响

油气田开发活动对水土流失影响的方式包括地表扰动、植被损坏、管沟开挖及破坏原地貌、地表土壤结构。施工时场地平整、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

井场、道路等永久占地范围内进行砾石铺垫或地面硬化处理，部分电杆底基、集油/集气/注水干线和支线沿线铺设草方格，不会加剧区域水土流失。

单井采油/采气/注水管线和输电线路施工时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，降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流

失现象。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。管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。

## （2）环境影响回顾

施工期对生态造成的影响随施工作业结束而停止，并随着时间的推移可逐步自然恢复。油气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。但评价区域生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此，油气田开发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。根据本次现场踏勘调查结果，评价区域内除了正在建设的工程区域外，已实施工程临时占地均已平整，恢复程度因施工完成时间不同而有所差异。

### 4.1.2 运营期生态影响回顾

#### （1）环境影响因素

运营期不新增占地，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，油气田生产运营期正常的巡检、各类运输车辆等活动会对野生动物的生存及栖息造成影响。

#### （2）环境影响回顾

随着石西油田作业区对运营期生产工作的规范化管理，以及环境保护工作宣传力度的加大，评价范围内的野生动植物未因油气田的开发作业活动而受到不利影响。员工遇到受伤的野生动物时，都能提供及时的救助。

### 4.1.3 退役期生态影响回顾

#### （1）环境影响因素

受油气田滚动开发特点的影响，不断有枯竭油气藏关停井，对于进入退役期的生产设施，应及时进行清退。退役期的清理工作包括地面设施拆除、井口地下截去至少 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。

## （2）退役期环境影响回顾

根据现场踏勘结果，石西油田作业区对退役井口均进行了封井，对停用的地面设施进行拆除并释放了永久占地。但部分井区部分有废弃物遗留，已经停止使用的生产设施未拆除相关设施。

## 4.2 生态治理措施及其有效性评价

### 4.2.1 施工期及运营期生态保护措施有效性评价

#### （1）环评及批复生态保护措施落实情况

油气田开发对生态的影响主要为占地对生态的影响和对植被的破坏。现场踏勘期间未见施工垃圾遗留，施工迹地均已平整，永久占地范围均采取了地面硬化措施，或砾石铺垫，或水泥硬化，详见下表。

表 4.2-1 生态保护措施落实情况

序号	环评要求	实施情况及有效性
1	严格落实各项生态环境保护措施和生态恢复方案，严格控制临时占地面积，不得随意扩大地表扰动范围，表土要集中堆存。完井后用于施工迹地恢复时用作表层覆土。施工期要提高工效，缩短工期，严格划定车辆行驶路线及探临道路开拓路线，严禁擅自开辟其他行驶便道。必须做到各	基本落实，施工期间未发生乱碾乱压的情况，采取了有效的水土保持和防沙治沙措施，保护措施有效。

	类油品不落地，不得对土壤、植被和地下水造成污染。严禁捕猎野生动物、破坏野生动物巢穴。施工结束后须做好扰动区域的地表恢复，及时清理平整场地，复垦植被，防止土地沙化造成水土流失和生态破坏。	
2	建设期严格控制占地范围，管沟分层开挖，分层堆放，分层回填	基本落实，有效减少表层土壤肥力的流失
3	加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物	施工过程没有发生猎杀野生动物现象，由于人类活动较多，井区野生动物数量很少，为常见的鸟类、鼠类和蜥蜴等，未见野生保护动物，保护措施有效。 从区域上宏观上看，油气田开发基本呈点、线状分布，运营过程中占地面积较小，未造成野生动物栖息生境的造成严重破坏，已建工程未阻隔野生动物种质交流和迁徙，油气田开发未对野生动物的种类、分布、种群数量及种群结构造成明显影响
4	施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏	钻井施工队和管线开挖施工作业过程均划定了施工作业范围，并严格控制施工车辆的运行线路。控制施工占地，减少了对植被、土壤的扰动范围，保护措施有效
5	施工结束后，应进行地貌恢复	施工结束后对施工迹地进行了平整、清理，可见部分占地的植被正在自然恢复过程，保护措施有效
6	对油气田区域内的永久性占地（井场、站场等）合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少的区域布点	选择了合理的线路走向和站场布置，在植被覆盖度较低区域进行布点，减少了对植被的破坏和野生动物的影响，保护措施有效
7	对油气田区域内的临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域	
8	对于地面工程建设扰动的地表要进行地面硬化处理，以减少风蚀量	站场硬化及砾石覆盖，可有效减少风力扬尘，并起到保水作用，利于植被的恢复，现场可见砾石硬化后场地的植被正在恢复，且硬化砾石很好地起到了防止风蚀的作用，保护措施有效
9	严格按照有关规定办理建设用地审批手续	按规定缴纳了征地费用及植被补偿费用，对生态进行了经济补偿。征地费用和植被补偿费用的交纳可利于相关部门组织植被恢复及水土保持工作的开展，保护措施有效
10	加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。严禁在施工现场外砍伐植被，在施工现场设置宣传牌，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	井区设置了生态环保宣传牌。并对工作人员进行安全环保方面的教育。通过加强宣传教育可减少人为造成的生态破坏，保护措施有效

## （2）防沙治沙措施落实情况

石西油田作业区采取的防沙治沙措施主要为对站场进行地面硬化和砾石铺垫、草方格固沙、临时开挖土石方及时回填、施工结束后及时进行清理、平整，有条件的站场空地进行了绿化。采取上述措施后减少了风沙侵蚀，采取的防沙治沙措施有效。



### （3）水土保持措施落实情况

各区块地面工程建设项目按照环评及批复的要求编制了相应的水土保持方案，并取得了属地水利行政主管部门的批复。建设单位按照批复的方案全面落实了各项水土保持措施。水土保持措施具体如下：

钻井施工前，沿井场施工平台边界、道路工程区边界、道路工程区边界、站场工程区边界布设彩条旗进行限界，对井场工程区进行土地平整、表土回填措施，施工过程中对施工扰动区域进行了防尘网苫盖和洒水措施。易于沙化的区域设置了草方格固沙。

### 4.2.2 退役期生态保护措施有效性评价

进入退役期的生产设施，将按规定进行拆除。首先由地质技术部门出具封井意见，工艺技术部门出具封井设计、地面拆除方案，经批准后方可实施拆除，拆除设备按照《石西油田作业区固定资产管理办法》进行管理。

## 4.3 生态环境影响验证

根据评价时段内各项环评文件评价的总体结论，“油气田建设工程对生态环境的影响主要集中在施工期，随着施工期的结束，生态影响即停止，随后逐步自然恢复，在落实各项生态保护措施的前提下，对生态的影响是可接受的。”

根据现场踏勘及分析相关验收资料，评价范围内除新增部分场站，改变了局部的用地类型之外，总体而言，在评价时段内的生态环境基本无变化。油气田建设项目对生态环境的影响，从空间上分析主要在各项建设工程的临时占地范围，从时间上分析主要集中在施工期至项目建成后 3 至 5 年。

对比分析项目区评价时段内土地利用类型的变化情况，油气田开发区域内用地类型仍以荒漠为主，新增场站多为计量站等小型站场，占地面积小，对区域景观格局改变不大。根据现场踏勘结论，各项生态保护措施均得以落实。因此，从评价时段内土地利用类型和生态保护措施落实情况上分析，项目环评阶段生态环境影响结论总体可信。

#### 4.4 现存环境问题

根据现场踏勘结果，石西油田作业区管辖区内存在少量车辆乱碾乱轧现象。

## 5 大气环境影响后评价

### 5.1 大气环境影响回顾

#### 5.1.1 施工期大气环境影响回顾

根据油气田开发建设内容，施工期产生的废气主要是钻井作业柴油机废气、施工扬尘以及车辆尾气、试油/气期采出液储罐及装车过程产生的废气、钻井岩屑暂存扬尘、储层改造废气及测试放喷废气、管线焊接废气等。

##### （1）钻井作业柴油机烟气

钻井作业柴油机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且排放量不大，加之大气环境影响评价范围内地域辽阔，扩散条件较好，钻井作业柴油机烟气排放对周围环境的影响较小。

##### （2）试油/气期采出液储罐及装车过程产生的废气

类比其他相似钻井井场，试油/气期采出液储存及装车过程产生的无组织非甲烷总烃符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准限值要求，硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级新改扩建浓度要求，不会对区域环境产生较大影响。

##### （3）施工扬尘

施工期内，在站场、井场、管线和道路等地面工程建设过程中产生的扬尘，如细小建筑物料（如水泥、沙土等）的飞扬，及其土壤被扰动后导致的尘土，施工运输车辆排放的少量尾气和运输中产生的扬尘等，对环境空气会造成一定的影响。但由于施工期间定期洒水抑尘，其影响将限制在较小的范围内，而且要加强管理，可将影响降至较低水平。开发期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

##### （4）车辆尾气

车辆行驶过程，对该区域产生间断性、不连续排放，并且汽车油料为国家合格产品，其尾气排放的污染物均符合国家标准，对周围环境不产生不利影响。

##### （5）储层改造废气

储层改造过程废气主要来源于压裂液、酸化压裂液现场暂存过程、压裂液、酸

化压裂液注入过程以及压裂返排液、酸化返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为非甲烷总烃、HCl 等，采取压裂液、酸化压裂液和压裂返排液、酸化返排液密闭罐存放措施，有效降低无组织废气排放。

#### （6）管线焊接废气

无缝钢管管道组对连接过程中将产生一定量的焊接烟尘，对周围大气环境产生一定的影响。但由于施工期短暂，区域大气环境扩散条件好，管线焊接废气对环境质量影响不大。

#### （7）测试放喷废气

钻井至目的层后，对油气应进行油气测试。测试放喷前安装井口放喷专用管线、计量设备、油气两相分离设备、原油罐等。测试放喷期间，产出液经两相分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，充分燃烧后排放。测试放喷时间依据具体情况确定。

测试放喷废气为天然气燃烧废气，主要污染物包括烟尘、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>等。一般情况下，测试放喷时间较短，污染物排放为短暂性排放。

#### （8）钻井岩屑暂存扬尘

钻井岩屑暂存于岩屑专用方罐，暂存过程中会产生少量的扬尘，不落地系统分离出的钻井岩屑含水率较高且及时清运，钻井岩屑临时暂存产生的扬尘量很少，不会对周围大气环境产生不利影响。

### 5.1.2 运营期大气环境影响回顾

目前，石西油田作业区管辖的区块均不在所在行政区的大气重点排污单位名录中。

各作业区运营期间的大气污染源主要为加热炉、锅炉等有组织排放源以及油气集输处理过程中烃类的无组织挥发，生活污水处理设施无组织排放的氨、硫化氢和臭气浓度。

#### （1）有组织排放废气

运营期废气主要为加热炉、锅炉、相变炉、导热油炉等采用天然气作为燃料，通过排气筒排放烟气，烟气中主要污染物为二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、烟气黑

度。

## （2）无组织废气

①油气集输会有挥发性有机气体产生。目前，评价区块油气集输方式为密闭集输工艺和单井拉油工艺。烃类损失主要为原油、液化天然气装卸车、采油井场、采气井场以及计量站、转油站、天然气处理站、集中处理站、联合站等站场的泵、压缩机、连接件、法兰、阀门等动静密封点无组织挥发排放的非甲烷总烃。

②站场内原油储罐、液化石油气储罐、轻烃储罐、含油废水储罐、采出水处理系统和污水储罐等储罐装卸和储存过程中“大、小呼吸”无组织排放的非甲烷总烃。

③事故状态下火炬燃烧烟气，主要污染物为二氧化硫、氮氧化物和总烃。

④生活污水处理设施无组织排放的氨、硫化氢和臭气浓度。

## 5.2 已采取的大气污染防治措施有效性评价

### 5.2.1 已采取的污染防治措施

#### （1）有组织废气

选用高效节能的加热炉和锅炉设备，采用低氮燃烧技术，配备燃烧控制系统，实时监测燃烧过程，调整燃烧参数，确保燃烧充分、高效。建立废气排放报告制度，定期向上级部门报送废气排放情况。加强对锅炉操作人员的培训和管理，确保锅炉运行正常。定期对锅炉进行检查和维护，确保设备的安全运行和排放的稳定性，同时确保其处于最佳运行状态，减少因设备故障或操作不当导致的废气排放。

有组织废气主要为锅炉、加热炉燃烧烟气，污染物主要为二氧化硫、氮氧化物及颗粒物，锅炉所用燃料采用清洁燃料天然气，各类锅炉和加热炉废气排放均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 排放限值要求。

#### （2）无组织废气

无组织废气主要为井场、计量站、处理站及油气集输过程中产生的无组织挥发性有机物，采取的大气污染防治措施如下：

①油气集输以密闭集输工艺为主，可有效减少无组织挥发性有机物的排放。

②井口设切断阀，集输过程、场站进口处设置紧急切断阀，集输干支线分段设

置紧急切断阀，一旦发生事故，可紧急切断油源，最大限度地减少油气集输过程中的无组织挥发性有机物的排放。

③对各站场的设备、管线、阀门等定期检查、检修，减少了跑、冒、滴、漏的发生，同时定期对油气集输管线进行巡检。

④在站场设置了可燃气体检测仪，可随时发现天然气泄漏并及时处理。

⑤生产运行期加热炉、热媒炉采用清洁能源天然气为原料。

⑥加强了轻烃罐、油罐的保温和绝热措施，有效控制了罐内温度，减少了油罐呼吸量。

⑦挥发性有机物（VOCs）

石西油田作业区定期对区块处理站实施 VOCs 物料识别工作，并系统排查动静密封点数量。莫北油田所在的玛纳斯县和呼图壁县、陆南油田所在的昌吉市为重点区域，对于密封点数量达到或超过 2000 个的站场，应严格按照挥发性有机物泄漏检测与修复工作的规定执行。对动密封点实施一年两次的检测，而对静密封点则执行一年一次的检测工作。在检测过程中，一旦发现泄漏点浓度超过规定的泄漏修复标准，将立即启动泄漏点的修复工作，随之进行泄漏点复测，通过上述严格规范的 VOCs 防治举措，可以实现周围环境空气中的 VOC 浓度含量显著降低，能够及时排除生产现场的安全隐患，也能有效减轻对环境的污染。

石西油田作业区主要站场开展了 2 次/年的泄漏检测与修复，建立了石西油田作业区 LDAR 的合规密封点管理档案，通过开展 LDAR 项目，贯彻落实了《新疆维吾尔自治区工业企业挥发性有机物泄漏检测与修复（LDAR）技术要求（试行）》，遵循了关于 LDAR 实施的技术要求，通过对目标装置的每个密封点的泄漏值进行定量，明确了装置内泄漏点的数量及位置。通过对泄漏点的修复完成，可实现：①提前发现安全隐患，提高工艺安全性和可靠性；②提前发现设备泄漏，降低维修成本；③降低人群暴露在有害化学品中的风险；④减少空气污染，削减 VOCs 无组织排放；⑤降低原料损耗，提高产品收率，获得更多的经济效益。

在实际生产运行过程中，出现以下情况，则认定发生了泄漏：1）有机气体和挥发性有机液体流经的设备与管线组件，采用氢火焰离子化检测仪（以甲烷或丙烷为校正气体），泄漏检测值大于等于 500ppm。2）其他挥发性有机物流经的设备与管线

组件，采用氢火焰离子化检测仪（以甲烷或丙烷为校正气体），泄漏检测值大于等于 500ppm。检测或检查过程中发现泄漏点，应及时悬挂泄漏牌。泄漏牌至少记录密封点编码，检测值，检查时间等。对于结构复杂或尺寸较大泄漏点，利用防爆相机拍照记录泄漏具体位置。

根据《新疆维吾尔自治区工业企业挥发性有机物泄漏检测与修复（LDAR）技术要求（试行）》（新环发〔2015〕600 号）的要求，泄漏修复的规定如下：

（1）泄漏修复管理

①修复时限。不同等级的泄漏应在以下时限内进行修复：

1) 严重泄漏源须于发现之时起，48 小时内进行修复。

2) 较大泄漏源应于发现之日起 5 日内以紧固、密封、填胶或其他方式进行修复。无法以紧固或密封等方式修复的，应于发现之日起 15 日内以更换零件等方式修复。超过 15 日仍无法修复的，企业应立即向当地环保部门填报延期修复备案。延期修复应具备以下条件：

※除了停车检修外，泄漏源的维修在技术上存在困难；

※该泄漏源在修复前可采取措施与生产系统进行隔离，不进行使用和操作；

※如采取修复措施可能会导致更严重的泄漏；

※修复组件采购时间超过修复时限要求；

※其他可以证明延期修复必要性的。

3) 一般泄漏源可于发现之日起 15 日内进行修复，如有必要，也可向当地生态环境主管部门填报延期修复申请。

依据《石化企业泄漏检测与修复工作指南》10.4 修复质量控制：泄漏密封点首次维修或实质性维修后，应在 5 日内完成验证检测（复测）。停工检修期间维修的延迟修复泄漏点，应在装置开工稳定后 15 日内复测。

现场检测过程中，发现有密封点检测值超过泄漏定义值时，新疆油田公司石西油田作业区安排人员进行了及时维修，同时进行复测，泄漏点复测值均低于泄漏定义值，并已摘除泄漏标识牌。





### (2) 无组织废气污染防治措施有效性分析

### ①监测因子

## ②监测结果

表 5.2-3 无组织废气排放监测结果 单位:  $\text{mg}/\text{m}^3$

[illegible]




由统计结果可知，石西集中处理站、石南联合站、石南 31 转油站、莫北转油站、莫 109 转油站厂界四周无组织废气非甲烷总烃最高浓度均满足《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（厂界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m<sup>3</sup>）。

表 5.2- 4      生活污水处理装置及生活垃圾填埋场无组织废气排放监测结果      单位：mg/m<sup>3</sup>



由统计结果可知，生活污水处理装置及生活垃圾填埋场厂界无组织废气均满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 中恶臭污染物厂界标准值。

①作业区大部分采用管线密集集输工艺，从源头减少了挥发性有机物的产生；井口设切断阀，集输过程、场站进口处设置紧急切断阀，输气、输油干线分段设置紧急切断系统，一旦发生事故，紧急切断油、气源，最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

②对各站场的设备、管线、阀门等定期进行了检查、检修，减少了跑、冒、滴、漏的发生；同时定期对油气集输管线进行巡检。

③加强了油罐的保温和绝热措施，有效控制了罐内温度，减少了油罐呼吸量。

④各站场储罐采用固定顶罐，罐体保持完好，无有孔洞和裂隙；定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。

⑤罐车装卸时采用底部装载或顶部浸没式装载方式。

根据石西油田作业区日常监测数据及各项目竣工环境保护验收数据可知：2020 年-2021 年 1 月前建设的各井场、站场非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中周界外浓度最高点排放限值要求，2021 年 1 月后建设的《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；硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准要求。

综上所述，评价区块各有组织废气源及场站边界无组织废气均可实现达标排放，

已采取的各项大气污染防治措施有效。

根据现场调查，新疆油田分公司石西油田作业区各作业区内现有的各井场采出物集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气组分稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，后评价阶段监测的结果显示，站场锅炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）“边界非甲烷总烃浓度不应超过  $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ”的排放限值和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 27822-2019）小时浓度值  $10\text{mg}/\text{m}^3$  的限值要求。

石西油田作业区采取的大气污染防治措施基本可行、有效，大气污染物排放满足现行标准要求，结合区域环境空气质量变化情况来看，新疆油田分公司石西油田作业区采取的大气污染防治措施在一定程度上取得了较好的效果。

建议在后续工作中进一步规范排污口；加强对火炬排放控制的要求。连续监测火炬及其引燃设施的工作状态（火炬气流量、火炬火焰温度、火种气流量、火种温度等），编制监测记录并至少保存 3 年。

（3）已采取措施与《空气质量持续改善行动计划》《自治区大气污染防治行动计划实施方案》相关要求的符合性分析

作业区已采取措施与《空气质量持续改善行动计划》《自治区大气污染防治行动计划实施方案》中的相关要求的相符性分析，具体分析见表 5.2-4。

表 5.2-4 作业区已采取措施与《空气质量持续改善行动计划》《自治区大气污染防治行动计划实施方案》的相符性分析

计划相关要求		已采取措施情况	符合性
《自治区大气污染防治行动计划实施方案》			
推进挥发性有机物污染治理	在煤化工、石化、有机化工、表面涂装、包装印刷等重点行业开展挥发性有机物综合治理，在煤化工、石化行	评价时段内作业区采出物通过管线密闭集输至相应的处理站进行处理，运营期加强巡检、设	符合

	计划相关要求	已采取措施情况	符合性
	业开展“泄漏检测与修复”技术改造。	备阀门等巡检,根据石西油田作业区例行监测数据、各项目竣工环保验收监测数据可知,井场和各站场厂界非甲烷总烃均可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020),站内 VOCs 无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)附录 A 表 A.1 排放限值;H <sub>2</sub> S、NH <sub>3</sub> 和臭气浓度均可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新改扩建二级标准值。	
加大城市扬尘综合整治力度	加强施工扬尘监管,积极推进绿色施工。各类建筑施工、道路施工、市政工程等工地和构筑物拆除场地周边应全封闭设置围挡墙、湿法作业。严禁敞开式作业。	本次后评价的项目为陆地石油天然气开采项目,不属于城市大型煤炭、矿石等干散货码头物料堆场项目。通过调查各项目竣工环保验收文件,本次后评价时段评价范围内的项目施工期采取了相应的防治扬尘的措施。	符合
全面推行清洁生产	对钢铁、水泥、化工、石化、有色金属冶炼等重点行业进行清洁生产审核,针对节能减排关键领域和薄弱环节,采用先进适用的技术、工艺和装备,实施清洁生产技术改造,提高清洁生产水平。	本次后评价涉及的行业类型为陆地石油天然气开采,本次后评价时段内,石西油田作业区开展了第四轮清洁生产审核及验收工作。	符合
加快清洁能源替代利用	加大天然气勘探开发力度。积极开发利用风能、太阳能、生物质能。加快煤层气开发步伐,科学有序发展水电。提高清洁能源、可再生能源在能源结构中的比例。新增天然气应优先保障居民生活或用于替代燃煤。在终端用能环节实施电能替代,提高电气化水平。	井口采用电加热和燃气加热炉,不使用煤炭、石油等能源;处理站及处理设施处理后的天然气,一部分用于各站内燃气设施燃料、站场及生活基地供暖等。	符合
调整产业布局	按照主体功能区规划要求,合理确定重点产业发展布局、结构和规模。所有新、改、扩建项目,必须全部进行环境影响评价;未通过环境影响评价审批的,一律不准开工建设;违规建设的,要依法进行处罚。加强产业政策在产业转移过程中的引导和约束作用,严禁在生态环境敏感地区建设“两高”行业项目。加强对各类产业发展	评价时段内作业区新建、改扩建及技改项目建设符合国家产业政策及属地生态环境分区管控更新成果(2023 版)等的相关要求,评价时段内所有新、改、扩建项目,全部进行了环境影响评价;未发生未批先建等违法情况。	符合

计划相关要求		已采取措施情况	符合性
	规划的环境影响评价。		
《空气质量持续改善行动计划》			
优化产业结构，促进产业产品绿色升级	新改扩建项目严格落实国家产业规划、产业政策、生态环境分区管控方案、规划环评、项目环评、节能审查、产能置换、重点污染物总量控制、污染物排放区域削减、碳排放达峰目标等相关要求，原则上采用清洁运输方式。	评价时段内作业区新建、改扩建及技改项目建设符合国家产业政策及属地生态环境分区管控更新成果（2023 版）等的相关要求	符合
	优化含 VOCs 原辅材料和产品结构。严格控制生产和使用高 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等建设项目，提高低（无）VOCs 含量产品比重。实施源头替代工程，加大工业涂装、包装印刷和电子行业低（无）VOCs 含量原辅材料替代力度。室外构筑物防护和城市道路交通标志推广使用低（无）VOCs 含量涂料。在生产、销售、进口、使用等环节严格执行 VOCs 含量限值标准。	评价时段内作业区采出物通过管线密闭集输至相应的处理站进行处理，运营期加强巡检、设备阀门等巡检，根据石西油田作业区例行监测数据、各项目竣工环保验收监测数据可知，采气井场和各站场厂界非甲烷总烃均可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），站内 VOCs 无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 表 A.1 排放限值；H <sub>2</sub> S、NH <sub>3</sub> 和臭气浓度均可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新改扩建二级标准值。	符合
优化能源结构，加速能源清洁低碳高效发展	大力发展新能源和清洁能源。到 2025 年，非化石能源消费比重达 20%左右，电能占终端能源消费比重达 30%左右。持续增加天然气生产供应，新增天然气优先保障居民生活和清洁取暖需求。	井口采用电加热和燃气加热炉，不使用煤炭、石油等能源作业区天然气处理站及处理设施处理后的天然气，一部分用于各站内燃气设施燃料、站场及生活基地供暖等。	符合
强化面源污染治理，提升精细化管理水平	鼓励经济发达地区 5000 平方米及以上建筑工地安装视频监控并接入当地监管平台；重点区域道路、水务等长距离线性工程实行分段施工。将防治扬尘污染费用纳入工程造价。到 2025 年，装配式建筑占新建建筑面积比例达 30%；地级及以上城市建成区道路机械化清扫率达 80%左右，县城达 70%左右。对城市公共裸地进行排查建档并采取防尘措施。城市大型煤炭、矿石等干散货码头物料堆场基本完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改	本次后评价的项目为陆地石油天然气开采项目，不属于城市大型煤炭、矿石等干散货码头物料堆场项目。通过调查各项目竣工环保验收文件，本次后评价时段评价范围内的项目施工期采取了相应的防治扬尘的措施。	符合

计划相关要求		已采取措施情况	符合性
	造。		
	新建矿山原则上要同步建设铁路专用线或采用其他清洁运输方式。到 2025 年，京津冀及周边地区原则上不再新建露天矿山（省级矿产资源规划确定的重点开采区或经安全论证不宜采用地下开采方式的除外）。对限期整改仍不达标的矿山，根据安全生产、水土保持、生态环境等要求依法关闭。	井口采出物通过管线密闭集输至相应的处理站进行处理，评价时段内各项目均采取了环评文件及环评批复文件中提出的生态环境保护、水土保持等措施。	符合
强化多污染物减排，切实降低排放强度	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	井口采出物通过管线密闭集输至相应的处理站进行处理进行，液化天然气采用压力球罐储存，无废气产生，装载接驳设置有气相平衡系统，可有效回收装载产生的无组织废气。各处理站均定期开展了泄漏检测与修复，以减少无组织逸散的非甲烷总烃。开停工、检维修期间，石西油田作业区及时收集处理产生的 VOCs 废气，通过火炬燃烧装置充分燃烧后放空。	符合

### 5.3 大气环境影响预测验证

环评文件对有组织排放废气污染源的排放浓度及排放量进行了预测，针对无组织废气给出了厂界可达标排放的结论。本次后评价选取有代表性的场站，将有组织废气检测结果以及厂界污染物检测结果与环评文件中的预测结果进行预测验证。

根据验证结果，锅炉有组织烟气中各污染物的检测结果小于环评预测结果，NMHC 实际检测结果均实现了达标排放，与环评预测结论相符。



## 6 水环境影响后评价

### 6.1 水环境影响回顾

#### 6.1.1 施工期水环境影响回顾

施工期废水主要为钻井过程中产生的钻井废水及生活污水，地面工程产生的管道试压废水、混凝土养护废水，储层改造产生的压裂返排液、酸化返排液。

##### (1) 钻井废水

随着钻井液不落地系统的普及，本次后评价阶段钻井时钻井液及钻井岩屑均采用不落地系统进行处理，分离出的液相继续回用于钻井液复配，无钻井废水外排。

##### (2) 生活污水

油气田开发建设期间生活污水主要来自钻井期井场生活营地，其产生特点为产生量小且分散。生活营地设有生活污水防渗池用于收集生活污水，采用 HDPE 防渗膜防渗，本轮后评价期间，石西油田作业区实施的钻井生活污水排入生活污水池暂存，定期就近由施工单位用罐车拉运至附近的生活水处理厂处理，不外排。

##### (3) 管道试压废水、混凝土养护废水

管道采用清水试压，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。混凝土养护废水自然蒸发。

##### (4) 压裂返排液、酸化返排液

压裂期间产生压裂返排液，主要污染物为石油类、悬浮物等。产生的废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至石西集中处理站采出水处理系统处理。

#### 6.1.2 运营期水环境影响回顾

石西油田作业区正常生产过程中产生的废水主要为生产废水和生活污水。

##### (1) 生产废水

作业区生产运营期产生的主要井下作业废水，各采油站生产水均进入相应处理站的采出水处理系统处理，处理后的净化水送至注水系统，用于油田注水开发。本

次评价以石南联合站和莫北转油站采出水系统为例，对作业区生产废水防治措施有效性进行评价。

(1) 石西集中处理站采出水处理系统

石西集中处理站污水处理排口进行了监测，监测数据见表 6.1-2，验收时出水水质标准执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求（悬浮物≤15mg/L，含油≤10mg/L）。

表 6.2- 1 石西集中处理站采出水处理系统进出口水质监测数据



由上表监测结果可知，监测期间，石西集中处理站采出水处理系统出口水质总油、悬浮物最大日均排放浓度分别为 0mg/L、13.0mg/L，达到了《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）中的相关标准要求。

(2) 石南联合站采出水处理系统

石南联合站污水处理排口进行了监测，监测数据见表 6.1-2，验收时出水水质标准执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求

（悬浮物≤15mg/L，含油≤10mg/L）。

表 6.2- 1 石南联合站采出水处理系统进出口水质监测数据



由上表监测结果可知，监测期间，石南联合站处理站采出水处理系统出口水质总油、悬浮物最大日均排放浓度分别为 2.8mg/L、14.0mg/L，达到了《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）中的相关标准要求。

（2）莫北转油站采出水处理系统

莫北转油站污水处理排口进行了监测，监测数据见表 6.2- 2，验收时出水水质标准执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求（悬浮物≤15mg/L，含油≤10mg/L）。

表 6.2- 2 莫北转油站采出水处理系统进出口水质监测数据


由上表监测结果可知，监测期间，莫北转油站采出水处理系统出口水质总油、悬浮物最大日均排放浓度分别为 0mg/L、15mg/L，达到了《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）中的相关标准要求。



[illegible]

表 6.2-4 石西公寓生活污水处理系统总排口水质监测数据

[illegible]


由监测结果可知，验收监测期间排放的废水中各项检测因子满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）的二级标准和《城市污水再生利用 城市杂用水标准》（GB/T18920-2002）中的城市绿化指标。

6.2 已采取的废水处理措施有效性评价

6.2.1 已采取的水污染防治措施

（1）施工期已采取的水污染防治措施

①钻井废水处理措施

钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，分离出的液相回用，无废水产生排放。

②生活污水

根据调查，钻井时生活营地设防渗池，生活污水排入防渗池暂存，完井后清运至属地污水处理厂处理。

后评价期间未发现井场周围污水乱流污染环境情形，采取的生活污水污染防治措施有效。

（2）运营期水污染防治措施

①采出水

原油处理系统分离出的采出水进站内采出水处理系统，处理达标后回注油藏，不外排。井下作业废水集中收集至专用收集罐中，由罐车拉运至石西集中处理站处

理。

## ②生活污水

各场站建有化粪池及生活污水收集池，生活污水集中拉运至作业区生活污水处理站处置，污水达标后用于周围沙漠植被的绿化。

### 6.2.2 已采取的水污染防治设施有效性评价

本次评价通过分析论证采出水处理系统处理后的净化水水质达标情况对废水处理措施有效性进行评价。

#### (1) 采出水处理系统处理后的净化水水质

本次评价收集了 2024 年 8 月石西油田作业区对注水水质例行监测数据，监测时间为 2024 年 12 月。由监测结果可知，检测指标符合《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求后回注指标要求，处理设施有效。

#### (2) 石西公寓生活污水处置

本次评价收集了新疆正天华能环境工程技术有限公司对石西公寓进行生活污水（处理后）水质检测，监测时间为 2023 年 6 月。监测项目包括：pH、化学需氧量、动植物油、氨氮、阴离子表面活性剂、生化需氧量悬浮物、粪大肠菌群、硫化物、蛔虫卵个数、总磷和总氮等。检测结果显示，石西公寓生活污水经污水处理装置处理后水质符合《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）的二级标准和《城市污水再利用城市杂用水标准》（GB/T18920-2002）中城市绿化指标，水质达标。

### 6.3 水环境影响预测验证

根据环评文件的预测结论，建设单位在严格落实环评文件提出的各项地下水保护措施的情况下，不会对地下水环境产生不利影响。据调查，评价时段内评价区块未发生过污染地下水的事故，根据地下水环境质量现状调查结果，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求，说明油气田开发作业未对地下水造成污染影响，与预测结果一致。



## 6.4 现存环境问题

梳理石西油田作业区 2021 年—2024 年的例行监测数据可知，例行监测仅对生活垃圾填埋场附近的地下水井进行了例行监测，缺少场站所在区域的地下水例行监测数据。

## 7 声环境影响后评价

### 7.1 声环境影响回顾

#### 7.1.1 施工期声环境影响回顾

施工期噪声源主要为钻井设备、施工机械及施工车辆，施工期噪声对环境的影响是暂时的，影响时间短，并随着施工期的结束而消失。

#### 7.1.2 运营期声环境影响回顾

运营期主要以站场、井场的各类机泵运行时产生的机械噪声，如处理站污水泵、噪声源主要为导热油炉、热水锅炉、燃气发电机组及压缩机及机泵等噪声，井下作业噪声、巡检车辆噪声。

### 7.2 已采取的声污染防治措施有效性评价

#### 7.2.1 已采取的声污染防治措施

正常运行情况下石西油田作业区在生产运行期间主要的噪声源是压缩机、泵机组等设备，其他还有高压气体通过汇气管变径和转弯处产生的噪声以及气体分离除尘产生的噪声。

根据对站场内各类噪声源的调查结果知：在室外 1m 处噪声强度为 45~65dB(A)，已建成的井场噪声值在 37~48dB(A)，运营期噪声对周围声环境影响较小，生产运行过程中不会导致声环境质量超出相应功能区的要求。采取的污染防治措施主要为：

(1) 选用低噪声设备。

(2) 对各类产噪设备采取基础减振措施，并置于厂房内，厂房内墙采用吸声好的隔声材料。

(3) 合理布置产噪设施在厂区内的位置，通过距离衰减减少对厂界声环境的影响。

(4) 放空火炬设计时，限制火炬头的出口气体流动最大马赫数，降低气体放空时的噪声。

(5) 对节流阀、放空阀、放空管道等控制节流比和气体流速，尽量减低噪音。

7.2.2 噪声污染防治有效性分析

本次评价收集本次声环境质量现状收集的建设单位例行监测数据，以及验收监测文件中的监测数据来说运营期采取的噪声污染防治措施的有效性。

(1) 监测位置

石西油田作业区对生活垃圾填埋场、污水处理厂、油气处理运行维护中心、莫109 转油站、莫北转油站、石南 4 联合站、石南 31 转油站等代表性站场厂界噪声进行检测。

(2) 监测因子

等效连续 A 声级。

(3) 监测结果

本次评价收集的监测数据见表 7.2- 1。

表 7.2- 1 监测结果一览表

### 7.3 声环境影响预测验证

根据环评文件预测结论，建设单位在严格落实相关噪声防治措施的前提下，厂界噪声可实现达标排放。据前节声环境评价时段内不同时期评价区块内代表性站场的监测数据，各点监测值均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，与环评文件预测结果相符。

## 7.4 土壤环境影响后评价

2019 年 7 月 1 日《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》正式实施，本次后评价时间段内审批的环评项目均设置了土壤环境要素环境影响评价章节。

### 7.4.1 施工期土壤环境影响回顾

施工期对土壤环境的影响主要为因施工带来的人为扰动和水土流失影响。

#### （1）人为扰动对土壤的影响

油气田开发过程中，不可避免地会对土壤环境造成影响，主要是钻井工程、站场建设、管道敷设、电力线敷设和道路建设过程中，施工场地平整、构筑物基础建设、管沟建设对土壤的开挖，以及车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏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。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植被的生长。

#### （2）水土流失影响分析

油气田开发建设过程中，施工作业区域呈点线状分布，施工期人为扰动和土石方作业均会对施工区域造成水土流失影响，其程度因所在区域自然环境的不同而有所差异。油气田开发主要进行钻井工程、站场修建、管线敷设、电力线敷设、道路施工等作业。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，会对所经过地段的植被和地表结构带来不同程度的破坏，最直接的表现是地表保护层变得松散，风蚀量增加，管线敷设时的土石方作业时这种影响尤其明显。这种影响在短时间内不会完全恢复，施工扰动结束后，地表恢复至原有稳定水平需要一定的时间，但在地面构筑物建设中，场站硬化措施可有效防止风蚀造成的水土流失影响。

### 7.4.2 运营期土壤环境影响回顾

正常工况下，油气田开发作业过程中产生的废水和固体废物均得以妥善处置，不会造成土壤环境污染。但在事故状态下，如发生井喷、管线及储罐泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生污染影响。油类物质进入土壤后，覆盖于地表会使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，进而导致土壤质地、结构发生改变，直接影响地表植被的生长。

## 7.5 已采取的土壤污染措施有效性评价

### 7.5.1 施工期土壤污染防治措施

(1) 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按既定的道路行驶，有效减少了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。

### 7.5.2 运营期土壤污染防治措施

(1) 运营期各类运输车辆严格按照拉运路线行驶，不得因乱碾乱，破坏土壤结构。

(2) 加强井场、计量站、站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(3) 井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

### 7.5.3 土壤污染措施有效性评价

### （1）特征因子监测结果

据前节土壤环境质量现状调查分析结论，评价范围内各监测点石油烃均能满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地筛选值。说明评价范围内土壤环境质量未因油气田开发作业而下降。

### （2）现场踏勘调查结果

本次现场踏勘期间，钻井井场未见钻井岩屑等固废遗留，井口、管线连接处、阀门法兰、罐区等区域未见落地油泥；井场、各处理站等场站地面基本采取了硬化措施，油气水处理装置区以及储罐罐区均采取了防渗措施，且防渗措施完整有效，未见破碎。

综上所述，运营期已采取的土壤污染防治措施有效可行。

## 7.6 土壤环境影响预测验证

根据环评文件预测结论，建设单位在严格落实相关土壤防治措施的前提下，不会对土壤造成污染影响。据前节土壤环境质量现状及评价时段内石油烃变化情况评价结果，各点监测值石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值，说明评价区土壤环境中石油烃未受油气田开发影响，与环评文件预测结果相符。

## 8 固体废物环境影响后评价

### 8.1 固体废物环境影响回顾

油气田开发建设项目总体开发过程中，施工期主要固废为钻井岩屑、建筑垃圾、焊接及吹扫废渣、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和钻井施工营地产生的生活垃圾。石西油田作业区严格执行《关于进一步加强和规范油气田勘探废弃物污染防治工作的通知》（新环发〔2016〕360 号）的相关要求，钻井井场岩屑及钻井液全部采用钻井液不落地设备在井场就地处理，分离出的液相可回用于钻井工程，固相严格按照新环发〔2016〕360 号相关要求处理。

运营期产生的固体废物主要为含油污泥、废防渗膜、废机油、废机油桶、废润滑油、废润滑油桶、落地油、废变压器油、废液压油、废铅蓄电池、废电路板、原油处理及水处理过程产生的废药剂及药剂包装及沾油包装物、废吸附剂、废导热油、化验分析产生的溶剂油和生活垃圾。含油污泥、废防渗膜、废机油、废机油桶、废润滑油、废润滑油桶、落地油、废变压器油、废液压油、废铅蓄电池、原油处理及水处理过程产生的废药剂及药剂包装及沾油包装物、废吸附剂、废导热油、化验分析产生的溶剂油均属于《国家危险废物名录（2025 年版）》危险废物。废机油、废润滑油、落地油、废变压器油、废液压油、化验分析产生的溶剂油、废导热油均进石西集中处理站原油处理系统处理，含油污泥、废防渗膜、废机油桶、废润滑油桶、废铅蓄电池、废电路板、原油处理及水处理过程产生的废药剂及药剂包装及沾油包装物、废吸附剂交由具有相应资质的单位进行回收、处置；运营期间石西油田作业区工作人员在各处理站和生活基地会产生生活垃圾，生活垃圾定期清运至石西油田作业区生活垃圾填埋场。

### 8.2 已采取的固体废物处置措施有效性评价

#### 8.2.1 已采取的固废污染防治措施

##### （1）钻井井场固废处置

钻井液是钻井必备材料，主要起到携带、悬浮钻屑，稳定井壁，平衡地层压力，



冷却、润滑钻头钻具的作用。如不加处理直接排放，会对土壤、地下水造成一定影响，进而影响动植物生长和生存。钻井岩屑主要成分为岩石，岩石本身无污染物，因沾染了钻井液，因此需要严格管理。

①水基钻井岩屑

钻井井场设钻井液不落地设备，分离出的液相回用于钻井，分离出的岩屑在井场暂存，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，用于油气田通井路、井场的铺筑，检测不合格的交由岩屑处置公司处置。

本次评价收集了评价区块内已验收的钻井工程中的钻井岩屑的监测报告（MB9016 井，详见附件 7），根据监测数据可知，水基钻井岩屑可以满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关要求，具体监测数据详见表 8.2- 1。

表 8.2- 1 MB9016 钻井岩屑实测数据一览表


②油基岩屑

部分井钻井过程中采用油基钻井液体系，产生的油基钻井岩屑属于 HW08 类危险废物。在井场经井口振动筛、清洁器、离心机等设备进行初步分离后，液相回用于钻井液配置，固体先由甩干机进行第一次固液分离，再由离心机对甩干机排出的液体进行第二次固液分离，实现深度分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分离出的固相属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08），采用专用的方罐进行收集，并交由具有相应危废处置资质的单位进行转运、处置。

(2) 生活垃圾

生活垃圾主要是各站场值班室及场站内工作人员日常办公产生的生活垃圾，各值班室及场站均设有垃圾箱，收集后清运至石西油田作业区生活垃圾填埋场。

(3) 危险废物

①危险废物处置

危险废物主要为含油污泥、废防渗膜、废机油、废机油桶、废润滑油、废润滑油桶、落地油、废变压器油、废液压油、废铅蓄电池、原油处理及水处理过程产生的废药剂及药剂包装及沾油包装物、废吸附剂、废导热油、化验分析产生的溶剂油、废含油抹布及劳保用品。废机油、废润滑油、落地油、废变压器油、废液压油、化验分析产生的溶剂油、废导热油均进石西集中处理站原油处理系统处理，含油污泥、废防渗膜、废机油桶、废润滑油桶、废铅蓄电池、废电路板、原油处理及水处理过程产生的废药剂及药剂包装及沾油包装物、废吸附剂交由具有相应资质的单位进行回收、处置（危废处置协议、转移联单见附件 7）。

石西油田作业区所有固体废物均不外排，固体废物产生与处理处置情况见下表。

石西油田作业区按照生产环节全过程梳理，全面识别了运营过程中可能产生的危险废物，形成危险废物识别管控清单，并按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259）的管理要求制定台账，进行管理；2024 年石西油田作业区危险废物识别管控清单具体如下：

表 8.2- 2 石西油田作业区 2024 年危险废物识别管控清单



通过石西油田作业区 2024 年危险废物识别管控清单和石西油田作业区危险废物产生与处理处置情况对比可知，2024 年石西油田作业区在制定危险废物管理计划的过程中，充分考虑了生产过程中可能产生的危险废物的种类，实行了危险废物“管理计划的零申报”，在危险废物识别管控清单中识别的危险废物种类齐全，多于实际产生的危险废物种类，实际产生的危险废物均由具有危险废物道路运输资质的单位进行运输，最终交由具有相应危险废物处置资质的单位进行了处置，实现了危险

废物的无害化处置。

### ②危险废物管理

石西油田作业区建立了较为完备的危险废物管理制度，制定了《新疆油田石西油田作业区固体废物管理规定》以及《危险废物管理计划》，并按年度更新，对危险废物的产生、贮存及转运全过程提出了完备的管理措施，提出了建立危险废物管理台账、危险废物转移记录、危险废物转移计划申请和危险废物贮存记录等档案的要求。

### ③危险废物临时贮存库

石西油田作业区危险废物临时储存场所位于西北侧，危废贮存库为半封闭式结构，地面与裙脚采取防渗、防腐措施，储存间裙脚高度为 200mm，防渗层采用 2mmHDPE 防渗膜+防渗混凝土防渗（50~100mm）+20mm 的水泥砂浆，修建排水沟（0.2m×0.2m×0.2m），设置 1 座收集池（5m×1.5m×1.5m），排水沟与收集池连接。废机油储存在容器中，含油污泥铺设有防尘网。

《石西油田作业区生活垃圾填埋场及危险废物临时储存场新建工程环境影响报告书》，于 2017 年 4 月 27 日取得原新疆维吾尔自治区环保厅的批复，批复文号：新环函〔2017〕616 号，2019 年 4 月 29 日通过新疆维吾尔自治区生态环境厅竣工环境保护验收（新环环评函〔2019〕516 号）。

已建危险废物临时贮存库具有固体的区域边界，可以与其他区域隔离开，贮存点设置在彩钢板房内，满足防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散的要求，危险废物地坪防渗做法采用了 2mm 厚高密度聚乙烯防渗膜，满足防渗、防漏等污染防治措施。危险废物分区放置，危险废物进行了及时清运，实时贮存量未超过 3t，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求。本次环境影响后评价现场踏勘过程中，危险废物贮存库无危险废物暂存。

## 8.2.2 固废污染防治措施有效性评价

### （1）生活垃圾

施工期：井场和生活营地设置生活垃圾收集箱，箱底铺设防渗膜，上部遮盖篷布。生活垃圾集中收集后由施工单位负责清运至属地生活垃圾填埋场填埋。

运营期：作业区于 2017 年建设了 1 座生活垃圾填埋场，2019 年 4 月 29 日完成自主验收。目前作业区生活垃圾实现规范化管理，日常生产办公产生的生活垃圾在各场站、采油站以及井区集中收集后，拉运至生活垃圾填埋场集中填埋处理，生活垃圾处置措施有效可行。

## （2）钻井井场固废处置

钻井井场固废处置措施总体有效可行。

## （3）危险废物

危险废物均分类收集，并委托有相应资质的单位处置，处置措施有效可行。

## （4）与更新后的标准相关要求的符合性分析

由于《危险废物污染控制标准》更新，目前正式实施的标准是《危险废物污染控制标准》（GB18597-2023），上述标准中对危险废物贮存点的要求具体如下：

### ①一般规定

1) 贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。

2) 贮存设施应根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等要求设置必要的贮存分区，避免不相容的危险废物接触、混合。

3) 贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙角、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。

4) 贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于  $10^{-7}$  cm/s），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于  $10^{-10}$  cm/s），或其他防渗性能等效的材料。

5) 同一贮存设施宜采用相同的防渗、防腐工艺（包括防渗、防腐结构或材料），防渗、防腐材料应覆盖所有可能与废物及其渗滤液、泄漏液等接触的构筑物表面；采用不同防渗、防腐工艺应分别建设贮存分区。

6) 贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入。

## ②危险废物暂存库环境管理要求

1) 贮存库应具有固定的区域边界，并应采取与其他区域进行隔离的措施。2) 贮存库应采取防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散等措施。3) 贮存库贮存危险废物应置于容器或包装物中，不应直接散堆。4) 贮存库应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式等，采取防渗、防漏等污染防治措施或采用具有相应功能的装置。5) 贮存库应及时清运贮存危险废物，实时贮存量不应超过 3 吨。

## ③石西油田作业区已建危废暂存场所与新标准的符合性分析

石西油田作业区已建危废暂存场所均有固定的边界，可与其他区域隔离开，储存场所设有顶棚和围墙，具有防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散的措施，暂存区进行了基础防渗，地面铺有防渗膜，防渗膜完好无损，防渗系数满足《危险废物污染控制标准》（GB18597-2023）的防渗要求，配套建有集液池，采取了防渗、防漏等措施。实时贮存量均未超过 3 吨。

石西油田作业区已建危废暂存场所库房设置双人双锁，采用防爆电器，设置了火焰探测器、火灾自动监测报警系统，预防并及时控制火灾。

已建的危废暂存场所建设现状与《危险废物污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求对比可知，已建的危废暂存场所符合《危险废物污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求。

## ⑥危险废物排放口标识

作业区危废暂存库设置了识别标志，并按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）进行了更新，设置了二维码。

### （5）一般工业固体废物处置措施落实情况

石西油田作业区按照作业环节全过程梳理，对一般工业固体废物进行了全面识别，实现一般工业固体废物全过程管控。

作业区产生的一般工业固体废物主要为检修作业/保温修复过程中产生的保温材料（硅酸盐版）（废物代码：sw17）和改造工程产生的铁皮、废旧管线（废物代码：sw17），均由施工单位委外处置。

### 8.3 固体废物环境影响预测验证

项目产生的固体废物落实了分类管理，最终得以妥善处置，采取的污染防治措施有效可行；总体而言，项目固体废物对环境影响较小，与原环评预测结论一致。

9 环境风险后评价

9.1 风险识别

(1) 物质危险性识别

作业区各生产单元风险物质主要为原油、天然气（包括伴生气）、稳定轻烃、液化石油气、乙二醇、硫化氢、丙烷、破乳剂、水处理剂、次氯酸钠等各类化学助剂。产生的危险废物主要为含油污泥。

①原油

原油主要存在于处理站的卸油台、油罐区、管汇间、油气（计量）分离器间、换热区和油泵房以及采油井、集输计量设施等区域。另外，含油污水处理区也存在有少量的原油（污油），其理化性质及危险特性见表 9.1- 1。

表 9.1- 1 原油的理化性质及危险特性

标识	中文名：石油原油				危险货物编号：32003	
	分子式：	/	分子量：	/	CAS 号：8002-05-9	
理化性质	外观与性状	暗黄、棕色或绿黑色液体				
	熔点（℃）	/	相对密度	0.78~0.97	相对密度（空气=1）	/
	溶解性	不溶于水				
毒性及健康危害	毒性及健康危害	吸入、食入				
	健康危害	热分解释出有毒烟雾。吸入大量蒸气可引起神经症状				
	急救方法	皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少15分钟。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅，如呼吸困难，给输氧。食入：误服者用水漱口，就医				
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃		燃烧分解物	一氧化碳、二氧化碳	
	闪点（℃）	7~32		爆炸上限（v%）	8.7	
	引燃温度（℃）	/		爆炸下限（v%）	1.1	
	危险特性	遇明火、高热能引起燃烧爆炸；能与氧化剂反应				
	建筑火险分级	乙	稳定性	稳定	聚合危害	不聚合
	禁忌物	还原剂、碱类、醇类、碱金属、铜、胺类。				
燃烧爆炸危险性	储运条件与泄漏处理	储存于阴凉、通风房间内。远离火种、热源。防止阳光直射。与氧化剂分开存放。泄漏处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。用砂土吸收，倒至空旷地方掩埋；对污染地面用水冲洗，清肥皂或洗涤剂刷洗，经稀释的污水放入废水系统				
	灭火方法	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。小面积可用雾状水扑救				



## ②天然气

天然气主要分布于井场、管线管汇间、分离器间和油气（计量）分离器间等处，伴生天然气的主要成分是甲烷，理化性质及危险特性见表 9.1-2。

表 9.1-2 天然气的理化性质及危险特性

标识	中文名：天然气	英文名：Natural gas	CAS 号：74-82-8	危险货物编号：21007
理化性质	外观与性状：	无色、无臭气体		沸点：-160
	主要用途：	是重要的有机化工原料，可用作制造炭黑、合成氨、甲醇以及其他有机化合物，亦是优良的燃料		
	溶解性：溶于水	相对密度（水=1）：约 0.45（液化）		
燃烧爆炸危险性	燃烧性：	易燃。最大爆炸压力：（100kPa）：6.8		
	建筑火险分级：	甲		
	自燃温度（℃）：	引燃温度（℃）：482～632		
	爆炸限（V%）：	5～14		
	危险特性：	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。其蒸汽遇明火会引着回燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险		
	燃烧（分解）产物：	一氧化碳、二氧化碳		
	稳定性：	稳定		
	聚合危害：	不能出现		
	禁忌物：	强氧化剂、卤素		
	灭火方法：	切断气源。不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，将容器从火场移至空旷处。雾状水、泡沫、二氧化碳		
毒性危害	侵入途径：	吸入		
	健康危害：	急性中毒时，可有头昏、头痛、呕吐、乏力甚至昏迷。病程中尚可出现精神症状，步态不稳，昏迷过程久者，醒后可有运动性失语及偏瘫。长期接触天然气者，可出现神经衰弱综合征。		
急救	吸入：	脱离有毒环境，至空气新鲜处，给氧，对症治疗。注意防治脑水肿		
防护措施	工程控制：	密闭操作。提供良好的自然通风条件		
	呼吸系统防护：	高浓度环境中，佩戴供气式呼吸器		
	眼睛防护：	一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜		
	防护服：	穿防静电工作服		
	手防护：	必要时戴防护手套		
	其他：	工作现场严禁吸烟。避免高浓度吸入		
泄漏处置	切断火源。戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间，以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体			

## ③液化气（石油气）

液化石油气主要由丙烷、丙烯、丁烷、丁烯等烃类介质组成，还含有少量 H<sub>2</sub>S、

CO、CO<sub>2</sub>等杂质。

液化石油气的危险、有害特性详见表 9.1-3。

表 9.1- 3 液化气危险、有害特性表

标识	中文名：石油气；液化石油气	英文名：Liquefied petroleum gas	别名：
	危险货物编号：21053	UN 编号：1075	CAS 号： 68476-5-7
	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体	火灾危险类别：甲类	
理化特性	主要组成：丙烷、丙烯、丁烷、丁烯等烃类介质组成	外观：无色气体或黄棕色油状液体，有特殊臭味。	
	分子量：	稳定性：稳定	
	相对密度（空气=1）：1.5~2.0	溶解性：微溶于水	
燃爆特性	沸点/℃：-0.5~-42	闪点/℃：-74	
	引燃温度/℃：426~537	火焰表面温度/℃：2200~2400	
	易燃易爆性：易燃	最大爆炸压力/MPa：	
	最小点火能/mJ：3.84~6.62	爆炸极限[%（V/V）]：5~33	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。液化石油气与皮肤接触会造成严重灼伤。		
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。用雾状水、泡沫、二氧化碳灭火。		
健康危害	本品有麻醉作用。中毒症状有头晕、头痛、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、脉缓等症状，严重时会有麻醉状态及意识丧失。长期接触低浓度者，可出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲劳、情绪不稳、自主神经功能障碍等。		
物料特性	毒性：属微毒类。有麻醉作用。 危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。禁忌物强化剂、卤素。		
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。		
防护措施	工程控制：密闭操作，提供良好的自然通风条件。 呼吸系统防护：高浓度环境中，佩戴供气式呼吸器。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜。 防护服：穿防静电工作服。 手防护：必要时戴防护手套。 其他：工作现场严禁吸烟。避免高浓度吸入。进入罐或其他高浓度区作业，须有人监护。		
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。		

④丙烷

丙烷理化性质、危险危害特性及防护措施见表 9.1-4。

表 9.1-4 丙烷危险、有害特性表

理化性质	CAS 号	74-98-6		
	中文名称	丙烷		
	英文名称	propane		
	别名	——		
	分子式	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	外观与性状	无色气体, 纯品无臭。
	分子量	44	蒸气压	53. 32(-55. 6℃)
	沸点	-42. 2℃	闪点	-104℃
	熔点	-187. 6℃	溶解性	微溶于水, 溶于乙醇、乙醚
	密度	相对密度(水=1)0. 58(-44. 5℃)	稳定性	稳定
	爆炸极限	空气中 2. 1~9. 5% (体积)	引燃温度	450℃
	主要用途	用于有机合成。		
危险性	危险性类别：第 2. 1 类易燃气体 易燃气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触猛烈反应。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。			
健康危害	侵入途径：吸入、皮肤接触 健康危害：本品有单纯性窒息及麻醉作用。人短暂接触 1% 丙烷，不引起症状；10% 以下的浓度，只引起轻度头晕；接触高浓度时可出现麻醉状态、意识丧失；极高浓度时可致窒息。皮肤接触液化本品，可致冻伤。			
毒理学资料	急性毒性 LD <sub>50</sub> ：无资料；LC <sub>50</sub> ：无资料			
环境标准	职业接触限值：MAC（mg/m <sup>3</sup> ）：— TWA（mg/m <sup>3</sup> ）：— STEL（mg/m <sup>3</sup> ）：—			
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入，切断火源，建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服，尽可能切断泄漏源，用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入，合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解，构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水，如有可能将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉，漏气容器要妥善处理，修复，检验后再用。			
防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
急救措施	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。			
灭火方法	切断气源，若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、二氧化碳、泡沫、干粉。			

⑤乙二醇

乙二醇危险、有害特性表详见表 9.1-5。

表 9.1-5 乙二醇危险、有害特性表

标识	中文名：乙二醇	英文名：ethyleneglycol	别名：甘醇
	危险货物编号：	UN 编号：	CAS 号：107-21-1
理化特性	危险性类别：第 3.2 类 中闪点易燃液体	火灾危险类别：甲类	
	外观：无色、无臭、有甜味、黏稠液体。	溶解性：与水混溶，可混溶于乙醇、醚等。	
燃爆特性	相对密度（水=1）：1.11	危险类别：乙	
	沸点/℃：197.5℃	闪点/℃：	
	引燃温度/℃：380	自燃点/℃：	
	易燃易爆性：易燃	稳定性：稳定	
	燃烧热/kJ/mol：	爆炸极限[%（V/V）]：3.2～15.3	
	危险特性：遇明火、高热可燃。与氧化剂可发生反应。若遇高热，容器内压增大，开裂和爆炸的危险。 禁忌物：酸类、酸酐、强氧化剂、碱金属。 有害燃烧产物：一氧化碳。		
健康危害	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。用水灭火无效。		
	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 对中枢神经系统有麻痹作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒。		
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗水稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸汽灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。		
防护措施	呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴橡胶耐油手套。防护服：穿防静电工作服。		
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮足量温水，催吐，用清水或 1%硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。		

## ⑥ 稳定轻烃

轻烃危险、有害特性表详见表 9.1-6。

表 9.1-6 轻烃危险、有害特性表

标识	中文名称：轻烃		英文名称：Lighth ydrocarbon Solvent oil	
	危险性类别		第3.1类 低闪点液体	
物化	沸点（℃）	20~180	比重（水=1）	0.63~0.68

特性	饱和蒸汽压 (kPa)	无资料		熔点（℃）	无资料		
	蒸气密度 (空气=1)	无资料		溶解性	不溶于水，溶于多数有机溶剂		
	外观与气味	无色或浅黄色液体，有特殊气味					
火灾爆炸危险数据	闪点（℃）	<-50	爆炸极限	爆炸上限%（V/V）：5.0；爆炸下限%（V/V）：1.1			
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土					
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。					
	危险特性	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触猛烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。					
反应活性数据	稳定性	不稳定		避免条件			
		稳定	√				
	聚合危险性	可能存在		避免条件			
		不存在	√				
	禁忌物	强氧化剂	燃烧（分解）产物		无资料		
健康危害数据	侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口	√
	急性毒性	LD50	无资料	LC50	大鼠吸入	16000mg/m <sup>3</sup> ，4小时	
急救措施	吸入：如果吸入本品蒸气或其燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗15分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。						
急性中毒	对中枢神经系统有麻醉作用。 经度中毒症状有头晕、头痛、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。 高浓度吸入出现中毒性脑病。 极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼吸停止。可伴有中毒性周围神经病及化脓性肺炎。部分患者出现中毒性精神病。 液体吸入呼吸道可引起吸入性肺炎。溅入眼内可致角膜溃疡、穿孔，甚至失明。皮肤接触致急性接触性皮炎，甚至灼伤。 吞咽引起急性胃肠炎，重者出现类似急性吸入中毒症状，并可引起肝、肾损害。 慢性影响：神经衰弱综合征、自主神经功能紊乱、周围神经病。严重中毒出现中毒性脑病，症状类似精神分裂症。皮肤损害。						

泄漏 紧急 处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。 禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。 防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。 小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。 大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。			
储运 注意 事项	用储罐储存。远离火种、热源。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。			
防护 措施	车间卫生标准	未制定		
	工程控制	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。		
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴橡胶耐油手套	眼防护	戴安全防护眼镜
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。		

⑦硫化氢

硫化氢危险、有害特性表详见表 9.1-7。

表 9.1- 7 硫化氢危险、有害特性表

标识	中文名称：硫化氢		英文名称：Hydrogen sulfide	
	危险性类别		易燃、有毒气体	
物化 特性	沸点（℃）	-61.8	比重（水=1）	
	饱和蒸汽压（kPa）	无资料	熔点（℃）	-82.9
	蒸气密度（空气=1）	无资料	溶解性	易溶于水，易溶于醇类、石油溶剂和原油中
	外观与气味	无色气体。具有臭蛋气味		
火灾 爆炸 危险 数据	闪点（℃）	/	爆炸极限	爆炸上限%（V/V）：46.0；爆炸下限%（V/V）：4.0
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水		
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。		
	危险特性	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸接触发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。		
反应 活性	稳定性	不稳定		避免条件
		稳定	√	

数据	聚合危险性	可能存在		避免条件			
		不存在	√				
	禁忌物	强氧化剂	燃烧（分解）产物		无资料		
健康危害数据	侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口	√
	急性毒性	10	无资料	LC50	大鼠吸入	16000mg/m <sup>3</sup> ，4小时	
急救措施	吸入：如果吸入本品蒸气或其燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗15分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。						
急性中毒	职业接触：由于硫化氢可溶于水及油中，有时可随水或油流至远离发生源处，而引起意外中毒事故。硫化氢经黏膜吸收快，皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。 中毒后的临床表现：硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。减毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和黏膜接触部位。 硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时黏膜刺激作用明显。人吸入70～150mg/m <sup>3</sup> /1～2小时，出现呼吸道及眼刺激征状，吸2～5分钟后嗅觉疲劳，不再闻到臭气。吸入300mg/m <sup>3</sup> /1小时，6～8分钟出现眼急性刺激征状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入760mg/m <sup>3</sup> /15～60分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎，头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入1000mg/m <sup>3</sup> 数秒钟，很快出现急性中毒，呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。						
泄漏紧急处理	撤离并进行隔离。根据扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。 禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。 防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。 小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。 大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。						
防护措施	工程控制	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。					
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）			身体防护	穿防静电工作服	
	手防护	戴橡胶耐油手套			眼防护	戴安全防护眼镜	
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。					

## （2）风险物质统计

作业区各单位涉及的主要环境风险物质具体情况见表 9.1-8，危险废物情况见



原油和天然气在集输、处理过程中具有温度高、压力大、操作条件要求苛刻等特点，在外界因素的破坏下，生产和输送设施具有发生物料泄漏、火灾、爆炸等突发性风险事故的可能性。发生泄漏的油气可通过地表土壤下渗，随着扩散程度存在污染地下水的的可能性；如泄漏物质遇到明火，造成火灾或爆炸，产生的次生污染（CO、烟尘）存在污染局部环境空气质量的可能性。



根据评价区块的建设现状，结合油气田项目的风险经验分析，运营期可能发生的危险事故类型主要有以下几种：

### ①井场

井场主要发生的风险事故为井漏、井喷事故风险，由于生产井固井质量不好，井下作业时可能引发油水窜层，污染地下水；地层由于压力过大，地层发生裂缝，导致凝析油和采出水外溢，污染地下水、土壤，天然气外溢污染大气。

### ②计量设备及管汇的破裂

主要设备有管汇和机泵等，介质为原油和天然气，可能发生的最大危险事故是设备及管汇的破裂，由此造成原油和天然气泄漏，进而引起火灾、爆炸。

### ③天然气处理站/集中处理站/联合站/转油站

站内的储罐因储罐本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，原油、轻烃和液化天然气发生泄漏，并可能引发火灾、爆炸事故。

原油、轻烃和液化天然气储罐：由于原油、轻烃和液化天然气储罐储存的原油、轻烃和液化天然气为易燃介质，因此在储存过程中危险因素较多，储罐区主要危险有火灾爆炸、物理爆炸等。各装置储罐的储存量一般很大，一旦发生火灾、爆炸事故，危害特别大，造成火灾爆炸的原因可能有：

※检修时储罐内的介质未完全置换或清理不干净。

※储罐用于监测温度、压力、液位等安全附件或相应控制系统发生故障，造成控制失灵，引发安全事故。特别是液位报警系统失灵时，引发泄漏。

※使用过程中，罐体的腐蚀造成罐体厚度减薄、罐强度下降，介质泄漏后不能及时发现。液态烃储罐焊缝或管线法兰、阀门泄漏，液态烃在常温常压下会立即气化成气体，与空气形成爆炸性气体，遇明火发生爆炸，燃起大火。

※罐体材质、制造、安装存在缺陷导致罐破裂或撕裂后泄漏。

※操作失误导致罐压力升高，超压引起罐体爆裂。

※防火堤如发生坍塌、存在孔洞和裂缝，都会对安全构成威胁，在事故状态下，不能有效地收集泄漏的易燃易爆物料，造成事故的扩大。

※储罐支撑立柱严重下沉，尤其是不均匀下沉，将直接危及罐体的稳定，造成罐体焊缝开裂，导致储存的易燃、易爆物料泄漏，遇火源有发生火灾、爆炸的危险。

罐体腐蚀减薄甚至穿孔等因素都是安全生产的重大隐患。

※防雷接地需要经常检查的设施主要是引下线和接地装置，如发生断裂松脱，影响雷电通路，或土壤电阻增大，影响雷电流散，则可能在雷雨季节，遭受雷击，引起着火爆炸事故。

※储罐还可能存在检修清罐作业时的人员中毒与窒息，罐上介质大量泄漏时的冻伤，罐上维修、调试以及日常巡检的高处坠落危害。

④集输管线

集输管线输送的介质是原油、天然气等具有一定环境污染性质的介质，其在输送过程中存在一定的压力，正常情况下是在密闭的管线中及密闭性良好的设备间加热输送，一旦发生泄漏等异常现象，带压、高温的原油、天然气泄漏后，遇火源会发生火灾事故，同时，由于原油、天然气具有挥发性，如果其挥发在空气中形成爆炸性气体且达到爆炸极限，遇火源会形成爆炸事故。

集输管线因管线本身的设计、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。

发生的事故主要为集输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、天然气等易燃物质遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

集输管线除管线自身老化或运行操作不当等因素或其他工程施工等，还有可能因自然灾害冲击因素导致管线泄漏，从而发生火灾、爆炸等事故，污染大气和土壤、地下水。

⑤运输车辆

车祸（撞车、翻车等）造成油罐破裂溢油；静电释放不畅造成火灾溢油。

作业区各装置风险见表 9.1-10。

表 9.1-10 危险识别结果


### (3) 环境风险类型

#### (4) 危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

管线、储罐发生破损造成原油泄漏，原油泄漏后污染土壤，污染物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。

(5) 环境敏感目标识别

评价范围内的环境敏感目标具体见 1.7 主要环境保护目标章节。

## 9.2 环境风险防范措施调查

### 9.2.1 井喷防范措施

(1) 在生产中采取了有效预防措施,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) 井控装置严格进行试压检查,验收合格后方能开钻。在运行过程中定期检查,保证井控装置的可靠性。

(3) 在井下作业过程中认真进行地层压力监测,密切观察油气显示情况,在钻达目的层位前,对防喷设施和泥浆加重材料进行专门验收检查,井场备有足够的压井材料、重泥浆等防喷器材。

(4) 每一次井下作业施工前,必须对高压汇管进行试压,试压压力大于施工压力 5MPa,施工后必须探伤,更换不符合要求的汇管。

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

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

(7) 按消防规定配备干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

(8) 各井队配备一名专职井控工程师,加强对井控设备的日常维护管理,负责钻井各阶段的井控工作。

(9) 若井喷失控,则立即成立有领导干部参加的现场抢险组,迅速制定抢险方案,集中统一领导,由一人负责现场指挥。各岗位工人在井喷信号发出后 2 分钟内完成钻井作业中关井程序,控制好井口。

### 9.2.2 油气集输事故风险预防措施

(1) 严格按照输油气管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管道

敷设前，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、转角柱、交叉标志和警示牌等。

(3) 为减轻管线的内外腐蚀，外部采用防腐涂层，涂层为沥青布结构；内验可在井场和处理站定期注入防腐缓蚀剂。

(4) 制订了供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

(5) 制定了应急操作规程，在规定中说明了发生管道事故时应采取的操作步骤。

(6) 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

(7) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(8) 在集输系统运行期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声检查，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。

(9) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

### 9.2.3 站场事故风险防范措施

(1) 站场平面布置严格遵循国家颁布的设计防火规范《原油和天然气工程设计防火规范》以及《建筑设计防火规范》。

(2) 严格按防火规范进行平面布置，站场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。

(3) 油、气厂房均采用非燃烧建筑结构，耐火等级达到规范要求，电气设备选型符合防爆规范，厂房泄爆泄压面积符合有关规范。

(4) 站场内各工艺单元采取防雷、防静电措施，油气管道及设备容器均作防静电

电接地保护。

(5) 站内均设有可燃气体浓度检测器远传到中心控制室进行声光报警。

(6) 油气田上岗人员进行安全教育和消防方法的训练，同时加强油气田职工安全防火意识。

(7) 明确了各要害部位、重点岗位的管理责任，建立了一整套的安全生产管理、安全生产操作规程和各种设备的运行操作规范，定期进行安全生产检查，并对查出的问题认真整改，通过加强安全管理来消除事故隐患。

(8) 重视员工的专业技能培训，培训内容包括安全环保新增规定宣传、环保统计系统培训、锅炉压力容器管理系统培训、HSE 体系内审员培训、安全评价培训和安全生产法宣传等。

#### 9.2.4 同类油气田事故风险案例分析及应急防范措施的相关要求

根据查阅资料，同类油气田的环境风险事故主要为设备故障或者人员误操作引发的原油、天然气泄漏及爆炸事故、钻井过程中井喷失控、管线泄漏事故及井下作业导致的井漏等风险事故。事故直接原因设备老化、维护不及时，导致关键部件失效。事故间接原因管理制度缺失，安全管理不到位，安全培训不足，员工安全意识淡薄。技术原因主要是技术缺陷、设计缺陷、技术更新不及时等，事故造成多人受伤，设备损坏严重，直接经济损失巨大，同时对周围的生态环境尤其是大气环境造成污染。

针对上述事故，在发生事故后，油气田所属单位采取了紧急处置措施，包括疏散人员、封锁现场、启动应急预案。

目前，石西油田作业区编制有应急预案并进行了备案，应急预案在有效期内，目前新版突发环境事件应急预案正在备案。结合同类油气田的环境风险事故，为进一步加强石西油田作业区的环境风险事故的防范措施的有效性，将风险事故的发生概率降至最低，本次环境影响后评价要求：

(1) 石西油田作业区认真梳理管辖范围内各建设项目尤其是新增风险源、危险单元的项目，针对新增风险源、危险单元的建设项目如新增产能项目或者相关标准规范更新后应及时修订和更新环境风险应急预案并备案，定期开展应急演练、配备

应急物资，对应急物资的有效性进行检查，并加强与当地政府的联动。确保管辖单位的所有区块范围新增风险源、危险单元等全部纳入应急预案体系及应急预案的有效性。

(2) 建立完善的监督管理机制，作业区实施全过程严格的安全监管，确保各项安全环保措施得到有效执行。

(3) 加强设备检查维修与保养维护，提高员工安全意识，加强技能培训，并定期对油气田井口、设备、阀门、管道等进行隐患排查，并针对排查出的隐患进行限期整改。

### 9.3 环境风险防范措施的有效性评价

由于评价时段内石西油田作业区未启动过环境风险应急预案，可以证明作业区所采取的各项风险防范措施是有效的。

### 9.4 突发环境事件应急预案

#### 9.4.1 应急预案基本情况

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

#### 9.4.2 风险事故统计

##### (1) 井喷事故调查

石西油田作业区开发历史较长，对区块内油气藏性质及地层特征已基本掌握，伴随着钻井工艺的发展，钻井工艺日益精进，加之各项先进完备的井控措施，基本上可以对井喷事故做到事前防范。据统计，评价时段内，石西油田作业区各评价区块内未发生过井喷事故。

##### (2) 泄漏、火灾及爆炸事故调查

运营期可能发生风险事故主要是由于管线、阀门等设施可能出现老化、腐蚀，

导致管线刺漏、穿孔等小型风险事故。管线刺漏事故发生后，石西油田作业区可以及时组织抢修，并对污染场地进行治理，污染影响范围均控制在泄漏点周边，未造成外部大范围环境污染。根据石西油田作业区工作人员询问结果及收集到的资料统计分析，结果表明评价时段内石西油田作业区未发生过因油气泄漏而引发的火灾及爆炸事故。

#### 9.4.3 应急演练执行情况

根据应急预案要求，每年要开展环境应急演练预案培训、环境突发事件应急演练。根据本次评价调查结论，石西油田作业区基本落实了应急演练计划。

#### 9.4.4 应急物资配置情况

##### （1）应急物资数量、位置

石西油田作业区按照在属地生态环境局备案的应急预案的要求，设置应急物资库房，应急物资存放在应急库房内。

应急救援物资装备主要有：消防栓、消防水桶、防爆工具、紧急切断阀、灭火器、应急照明灯等。主要防护用品包括：防护服、安全帽、防静电工作服、手套、安全带、防毒面罩等。

消防器材包括：灭火器、灭火剂以及固定消防设施等。

急救设备与器材包括：急救药箱等。

抢险与抢修设备与器材包括：封堵设备及堵漏配件、工程车辆、

营救设备、登高设备、维修工具、标志明显的服装、袖标、旗帜、应急照明灯等。

交通运输车辆包括：救援物资运输车辆、疏散人员运输车辆等。

企业应配备应急设施（备）物资表和消防器材配置情况如下表。



[illegible]





## (2) 应急物资定期检查更新（每年检查更新一次）

应急设备与资源的准备是应急救援工作的重要保障，应根据潜在事故的性质和后果分析，合理组建专业救援力量，配备应急救援所需的消防手段、各种救援机械和设备、堵漏和清消材料、交通工具、个体防护设备、医疗设备和药品、生活保障物资等，并定期检查、维护和补充，以免由于资源缺乏延误应急行动。此外，如果设备选择不当，可能导致对应急人员或附近公众的严重伤害。所以，在应急预案中应明确应急物资和装备的类型、数量、存放位置、管理责任人及其联系

方式等。通常现场必需的应急设备与工具如下：

①灭火设备：便携式灭火器、消火栓等。

②危险物质泄漏控制设备：泄漏控制工具、封堵设备、解除封堵设备等。

③个人防护设备：防护服、手套、靴子、呼吸保护装置等。

④通信联络设备：移动电话、传真机、电报等。

⑤医疗支持设备：消防车（干粉、沫灭）、担架、急救箱等。

⑥相关资料：计算机及有关数据库、工艺文件、行动计划、材料清单、事故分析和报告、地图图纸等。

## 9.5 环境风险影响预测验证

根据环评文件预测结论，在严格落实各项风险防范措施的前提下，环境风险是可防可控的。

石西油田作业区开发已久，对辖区内的油气藏性质及地层特征已基本掌握，伴随着钻井工艺的发展，钻井工艺日益精进，加之各项先进完备的井控措施，钻井时井场发生井喷事故的可能性较低。本次评价对评价区块的生产情况进行了调查，评价时段内，作业区未发生过井喷事故。

运营期可能发生的风险事故主要是由于管线、阀门等设施可能出现老化、腐蚀，导致管线刺漏、穿孔等小型风险事故。管线刺漏等事故发生后，作业区可及时组织抢修，并对污染场地进行了治理，污染影响范围均控制在泄漏点周边，未造成外部大范围环境污染。根据向工作人员询问结果和本次环境影响后评价收集到的资料可

知评价时段内未发生过因油气泄漏而引发的火灾或爆炸事故。

综上所述，评价时段内未发生过环境风险事故，说明所采取的各项风险防范措施有效，与环评文件预测结论一致。

## 10 环境管理

### 10.1 环境管理措施落实情况回顾

#### （1）环境管理要求落实情况

石西油田作业区是中石油新疆油田分公司下属的二级单位，主要从事石油、天然气开发生产，目前所辖生产现场分布于疆内的 1 市 3 县（昌吉市、和布克赛尔蒙古自治县、玛纳斯县、呼图壁县），厂机关位于克拉玛依市。石西油田作业区依法取得采矿许可、排污许可，依法依规开展环境影响评价、竣工环保验收及环境影响后评价，开发建设严格遵守《中华人民共和国矿产资源法》《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国大气污染防治法》《中华人民共和国水污染防治法》《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《中华人民共和国噪声污染防治法》等法律法规，《新疆维吾尔自治区环境保护条例》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件》（2024 年）等地方性法规及规章以及《国家危险废物名录》《排污许可管理办法（试行）》等规章。

石西油田作业区自开发以来开展了四轮清洁生产审核，四轮均已通过清洁生产审核验收，其中第四轮于 2024 年 10 月 16 日已取得塔城地区生态环境局出具的关于对《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区第四轮清洁生产审核报告》的审查意见，根据《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区第四轮清洁生产审核报告》清洁生产水平分析结论和审查意见结论可知，石西油田作业区清洁生产审核工作取得预期效益，属于清洁生产先进企业。2009 年以来石西油田作业区依据 ISO 14000 系列国际标准、《环境管理体系 要求及使用指南》（GB/T 24001）和《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276）等建立并持续推行 HSE 体系管理。

#### （2）土壤污染隐患排查落实情况

《中华人民共和国土壤污染防治法》第四条规定：任何组织和个人都有保护土壤、防止土壤污染的义务。《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令第 3 号，2018）第十一条规定：重点单位应当建立土壤和地下水污染隐患排查治理制度，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查。发现污染隐患的，应当制定改

进方案，及时采取技术、管理措施消除隐患。隐患排查、治理情况应当如实记录并建立档案。

依据《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》（生态环境部公告 2021 年第 1 号），重点监管单位原则上应在本指南发布后一年内，以厂区为单位开展一次全面、系统的土壤污染隐患排查。之后原则上针对生产经营活动中涉及有毒有害物质的场所、设施设备，每 2~3 年开展一次排查。重点监管单位可结合行业特点和生产实际，优化调整排查频次和排查范围。对于新、改、扩建项目，应在投产后一年内开展补充排查。

石西油田作业区对作业区日常管理、生产、环保设施运行和维护情况、污染物产排情况及环境安全隐患等情况开展土壤污染隐患排查工作，并根据排查结果制定整改方案，在此基础上完成了《新疆油田公司石西油田作业区土壤污染隐患排查报告》。已提交塔城地区生态环境局审核。

## 10.2 各级生态环境主管部门提出的环保要求落实情况

经与石西油田作业区核实，2020 年 1 月 1 日至 2024 年 12 月 31 日，作业区未受到各级生态环境主管部门的行政处罚。

## 10.3 存在问题

（1）对施工单位等第三方承包商的环境保护机制、体制监管不到位。

（2）《石南油田石 204 井区侏罗系油藏开发井工程》《莫北油田莫北 2 井区 MBHW204、MBHW210 钻试工程建设项目》于 2017 年取得批复；《莫北油田莫 109 井区三工河组油藏开发建设工程》于 2018 年取得批复；《石南油田石 204 井区石 207 断块头屯河组油藏钻试工程》《石南油田石南 4 井区头屯油藏扩边水平井开发试验地面工程》于 2019 年取得批复；目前仍未组织开展竣工环境保护验收工作，需与中国石油新疆油田分公司开发公司对接项目环保手续履行情况。

## 11 公众参与信息公开

### 11.1 公众参与与信息公开开展情况回顾

#### 11.1.1 上一轮后评价公众参与开展形式与调查结果

上一轮后评价公众参与在上报前，于新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会公开了环境影响评价文件（<http://www.xjhbcy.cn/articles/show/6399>），接受社会的监督，在网络公示期间均未收到公众反馈意见。公示截图见图 11.1-1。



图 11.1-1 上一轮后评价公众参与公示截图



11.1.2 评价时段内代表性建设项目公众参与信息公开

本次评价对评价时段内有代表性的建设项目公众参与工作开展情况进行了统计与分析，调查结果显示，建设项目在环评及验收阶段均得到了公众的支持，详见下表。

表 11.1-1 评价时段内代表性建设项目公众参与开展情况回顾一览表

序号	项目名称	开展时段	开展方式	是否有反馈意见或建议	公众反馈意见或建议处理情况
1	石南油田石 607 井区侏罗系三工河组油藏开发建设工程环境影响报告书	环评阶段	张贴公告和网络公示	无	/
		验收阶段	验收完成后，在网站上公示相关信息	无	/
2	石南油田盐 238 井区侏罗系三工河组油藏地面工程石南油田盐 238 井区侏罗系三工河组油藏地面工程环境影响报告书	环评阶段	张贴公告和网络公示	无	/
		验收阶段	验收完成后，在网站公示相关信息	无	/
3	石西 16 井区石炭系气藏地面工程环境影响报告书	环评阶段	问卷调查和网络公示	无	/

11.2 环保投诉及处理情况回顾

截至目前，未收到任何有关环境污染的投诉，也未发生污染事故。公众未提出其他意见和建议。

11.3 后评价公众参与与信息公开情况

11.3.1 后评价公众参与

本次后评价在新疆维吾尔自治区生态环保产业协会发布了本次后评价的相关情况，提出了公众比较关心的相关环保问题，并预留了公众意见收集表及反馈渠道。在公示中预留的各种信息收集渠道均没有收到公众反馈的相关信息。

11.3.2 信息公开情况

本项目后评价环境影响报告书在完成技术审查后，由建设单位按照《建设项目

环境影响后评价管理办法（试行）》要求，在新疆维吾尔自治区生态环境厅网站上公开环境影响评价文件，接受社会监督。

## 12 环境保护措施补救方案和改进措施

### 12.1 生态补救方案

石西油田作业区规定本厂车辆严格按照已有道路行驶，严禁乱碾乱轧，同时应督促第三方服务机构车辆按照已有道路行驶，严禁乱碾乱轧。

### 12.2 地下水环境质量监测补救方案

针对油气田内污染隐患相对较大的区域和设施观测井设置数量不足的问题，补救方案：

参考《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）和《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）中跟踪监测点的设置要求，制定地下水跟踪监测计划，石西油田作业区应根据各油气田所在区域的地下水环境水文地质条件和区块内已投产运行的建设项目特点设置地下水跟踪监测点，给出点位、坐标、井深、井结构、监测层位、监测因子及监测频率等相关参数。

建议至少石西油田作业区在各油气田内污染隐患相对最大的区域和设施（处理站、天然气处理站、转油站、退役的采油/采气井场等区域）的地下水流向的上游设置 1 口背景值对照井，地下水下游及两侧设置至少 3 口污染扩散井，下游及侧向监测点均不得少于 1 个；石西油田作业区可充分利用各油气田及周边现有的地下水井，在不满足要求的情况下，可通过新钻地下水钻孔的方式进行补充完善，并将设置的地下水监测井纳入石西油田作业区例行监测计划中，开展相应的监测工作，以进一步消除地下水污染隐患，提高油气田内地下水污染防控水平。

后续可根据区内土壤隐患排查工作成果及地下水监测其他要求等，继续增设地下水监测井。

## 12.3 环境管理改进措施

### (1) 完善环境保护管理制度

石西油田作业区需进一步细化或补充制定环保档案管理制度、排污许可相关管理制度、污染设施运行管理制度（水、土壤、气、固废、噪声污染防治及生态环境保护）等。此外，国家近年来进一步加强了风险管控、土壤防治、自行监测与信息公开等的管理，出台了相关法律法规，石西油田作业区相关制度中这部分内容需及时补充或更新，同时按照国家环保政策要求，及时更新其他环境保护管理体系及制度。具体见表 12.7-1。

表 12.7-1 需补充完善的环境管理制度

序号	政策法规相关要求	主要内容	需要完善的内容
1	污染设施运行管理制度	包括：自行监测、环保设施运行管理（含收集、输送、处置）、环境信息统计、达标排放管理、台账记录、排污口规范化等	补充对承包商的环保监管，进一步加强土壤和地下水自行监测
2	环保档案管理制度	主要包括：档案工作人员及其职责、文件形式归档、利用等	补充完善
3	信息公开制度	主要包括：公开主要污染物的名称、排放方式、排放浓度和总量、超标排放情况，以及防治污染设施的建设和运行情况	补充完善
4	环境监理	环境监理单位在施工现场对污染防治和生态保护的情况进行检查，督促各项环保措施落到实处。	依据环境影响评价文件、环境保护行政主管部门批复实施。

(2) 加大基层环保队伍建设，加强针对性培训，进一步提升环境保护管理及污染防治设施运营管理能力建设，降低环境风险。石西油田作业区应当从人员配备、专业技术、管理水平等方面加强基层环保队伍建设，加强环保业务培训，进一步提升环境法律法规掌握能力、排污许可申领、“三同时”管理、污染设施运行管理、环境保护管理及污染防治设施运营管理能力建设，降低环境风险。加强环保信息公开。同时，还应对承包商环境保护机制、体制管理制定评估办法，及时掌握其环境保护管理情况。

(3) 本次后评价的周期为 2020 年 1 月—2024 年 12 月，本轮后评价结束后 3~5 年，根据国家新的环保规范，再次开展后评价，与时俱进，对污染防治措施和环境管理提出新的要求。

(4) 石西油田作业区应及时对其管辖的油气田新增产能井、关停井、封井情况进行梳理，及时更新各油气田处理站、天然气处理站、转油站、各处理站采出水处理系统及相应配套的注水系统等依托工程的实际处理量，若新增项目后，各依托处理站处理系统实际处理量超过设计处理规模，出现超负荷运行的情况，作业区应根据实际的产能计划情况，实施低产井关停或者进行对相应的处理系统的改扩建，增加其处理规模，以保证新增产能井采出水、原油、天然气处理均能满足生产需求。

#### 12.4 环境监测存在的问题及改进措施

石西油田作业区应依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》（HJ 1248-2022）及《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）制定了自行监测方案，并委托有资质的第三方检测单位对下辖各油气田实施监测。

环境监测由石西油田作业区质量健康安全环保办公室（监督中心）进行日常工作的管理，应明确机构，有专人负责协调。在管理程序上应定期制订监测计划，委托有资质的环境监测单位进行监测，并将监测结果报上一级环境管理部门（新疆油田公司安全环保处）。若监测结果出现异常或超标现象，应及时分析原因并制订治理方案；同时做好各类废弃物的处理、场地的清理等例行环保工作。

## 13 环境影响后评价结论

### 13.1 环境影响分析结论

#### 13.1.1 生态环境影响

油气田开发建设项目总体开发过程中，对生态的影响主要为占地对生态环境造成的影响，主要生态影响包括，对生态景观格局的影响、对植被的影响以及对野生动物的影响，按照影响时段可分为施工期、运营期和退役期的生态影响。

施工期生态影响主要表现为占地影响，包括钻井工程、集输工程和处理工程等各类工程的临时占地和永久占地。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。

运营期不新增占地，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，油气田生产运营期正常的巡检、各类运输车辆等活动会对野生动物的生存及栖息造成影响。

受油气田滚动开发特点的影响，不断有枯竭油藏关停井，对于进入退役期的生产设施，应及时进行清退。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。管线清洗废水、固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

#### 13.1.2 环境空气影响

##### （1）施工期

施工期废气主要来自钻井、管线、井场入场道路及井场建设、场站建设、供电线架设等施工活动中产生的扬尘、柴油储罐无组织挥发废气、管线焊接废气、储层改造废气、测试放喷废气（采气井施工期）、柴油机及发电机组燃烧烟气、施工机械及施工车辆尾气等。

## （2）运营期

石西油田作业区开发过程中产生的废气污染源主要包括各类锅炉、水套炉、加热炉、相变炉、柴油发电机、泵、压缩机、火炬、阀门和法兰等动静密封点产生的废气，以及油气开采、集输和处理过程中产生的油气无组织挥发废气，危险废物贮存库、生活污水处理设施运行过程中产生的无组织废气。

### 13.1.3 地下水环境影响

#### （1）施工期

评价区块内施工过程中产生的废水主要为洗井废水、废压裂液、管道试压废水、混凝土养护废水和生活污水。

管线施工采用清水试压，试压完毕后产生少量的试压废水，用于施工区域内的洒水降尘。混凝土养护废水自然蒸发。钻井期生活污水暂存在生活营地内设置的临时储集池内，施工结束后由施工单位组织吸污车吸走，清运至项目属地生活污水处理厂处理。洗井废水、废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至石西集中处理站采出水处理系统处理。

#### （2）运营期

评价区块内正常生产过程中产生的废水主要为采出水和生活污水。

采出水属于含油污水，采出水油管线集输或由罐车拉运至就近联合处理站采出水处理系统处理，出水水质均需满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的Ⅱ级指标要求后，回注地层，不外排。

石西生活公寓生活污水经处理满足出水水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）的二级标准和《城市污水再利用城市杂用水标准》（GB/T18920-2002）中城市绿化指标后夏季用于周围沙漠植被的绿化。其余各处理站设化粪池和生活污水池各 1 座，生活污水定期拉运至作业区生活污水处理装置进行处理。

正常工况下不会对区域地下水造成不利影响。

### 13.1.4 声环境影响

### （1）施工期

施工期噪声源主要为钻井设备、施工机械及施工车辆，施工期噪声对环境的影响是暂时的，影响时间短，并随着施工期的结束而消失。

### （2）运营期

运营期主要为站场的各类机泵和压缩机运行时产生的机械噪声、井下作业噪声和巡检车辆噪声等，由于各开发区块周围均无声环境保护目标，生产运行过程不会对周围声环境产生明显影响。

## 13.1.5 土壤环境影响

### （1）施工期

施工期对土壤环境的影响主要为因施工带来的人为扰动和水土流失影响。各项施工作业活动不可避免地会对土壤环境造成影响，主要产生于钻井工程、站场建设、管道敷设、供电线架设和道路建设过程中，具体表现为施工场地平整、构筑物基础建设、管沟建设对土壤的开挖，以及车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。油气田工程施工作业区域呈点线状分布，施工期人为扰动和土石方作业均会对施工区域造成水土流失影响，其程度因所在区域自然环境的不同而有所差异。

### （2）运营期

运营期正常工况下，运营期产生的废水和固体废物均得以妥善处置，不会造成土壤环境污染。但在事故状态下，如发生井喷、管线及储罐泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生污染影响。油类物质进入土壤后，覆盖于地表会使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，进而导致土壤质地、结构发生改变，直接影响地表植被的生长。

## 13.1.6 固体废物环境影响

油气田开发建设项目总体开发过程中，施工期主要固废为钻井岩屑、建筑垃圾、焊接及吹扫废渣、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和钻井施工营地产生的生活垃圾。运营期产生的固体废物主要为含油污泥、废防渗膜、废机油、废机油桶、废润滑油、废润滑油桶、落地油、废变压器油、废液压油、废铅蓄电池、废电路板、



原油处理及水处理过程产生的废药剂及药剂包装及沾油包装物、废吸附剂、废导热油、化验分析产生的溶剂油和生活垃圾。

### 13.1.7 环境风险

根据《新疆油田分公司石西油田作业区突发环境事件应急预案（2023 年）》及《新疆油田分公司石西油田作业区突发环境事件应急预案（2025 年）》（正在备案），石西油田作业区开发过程中涉及的危险物质主要为原油、天然气（包括伴生气）、稳定轻烃、液化石油气、乙二醇、硫化氢、丙烷、破乳剂、水处理剂、次氯酸钠等各类化学助剂。产生的危险废物主要为含油污泥。

可能发生的风险事故为：计量/生产设备及管汇的破裂导致原油及伴生气泄漏，天然气处理站液化石油气、稳定轻烃、丙烷和液化天然气储罐泄漏，导热油炉破裂导致导热油泄漏，压缩机、加热炉天然气管道破裂导致天然气泄漏，采出水拉运罐车泄漏，油气集输管线泄漏，井喷、井漏等事故引发的火灾，原油装卸过程操作不当引发火灾及爆炸，放空管线或火炬故障引发火灾及爆炸，变配电系统短路、故障引发火灾及爆炸等。

## 13.2 环保措施的有效性

根据验收文件及本次现场调查结论，石西油田作业区基本落实了各个建设项目环评及其批复的生态保护措施，加之运营期合理运营管理，已采取的生态保护措施有效；根据监测数据，各站厂界无组织废气非甲烷总烃最高浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值  $4.0\text{mg}/\text{m}^3$  的要求；锅炉有组织废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）相应排放限值要求；各站厂界、井区噪声满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中声环境功能区 2 类标准限值要求；采出水均送至处理站站内采出水处理系统进行处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准要求后回注油藏。日常生产办公产生的生活垃圾在各场站、采油站以及井区集中收集后，拉运至生活垃圾填埋场集中填埋处理。产生的危险废物均交由有资质的单位处置。综上所述，运营期已采取的各项环保措施有

效可行。

### 13.3 总体评价结论

本次后评价通过对评价时段内石西油田作业区各工程实施及运行情况、区域环境质量现状及变化分析，各要素及专题的环境影响回顾及环境保护措施有效性评价，结合现行环境保护法律法规及政策标准，对石西油田作业区现存环境问题进行全面梳理对标和评价分析。评价时段内各项工程建设过程基本规范，采取的环保措施基本有效，对油气田区域内的原有植被类型未造成影响，各类植被的占地面积基本无变化；废气、废水、固体废物及噪声可做到达标排放。综上所述，运营期已采取的各项环保措施有效可行，因开发建设而造成的各类环境影响，均在环境可承受的范围内。

### 13.4 建议

（1）加强环保设施的日常管理和维护，确保环保设施运行正常、稳定，各项污染物长期稳定达标排放。

（2）认真落实本次后评价提出的各项环境保护措施补救方案和改进措施。

（3）继续落实环境影响后评价制度，后续每 3 至 5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。