



陕 17 储气库建设工程重大变动
(长庆榆林LLW储气库)

环境影响报告书

建设单位：长庆油田分公司第一采气厂

评价单位：陕西博厚建设环保工程有限公司

2024 年 12 月

目 录

1 概述	1
1.1 建设项目由来	1
1.2 建设项目特点	5
1.3 环境影响评价工作过程	5
1.4 相关情况的分析判定	6
1.4.1 产业政策符合性分析	6
1.4.2 相关法规、规章、政策相符性分析	6
1.4.3 相关规划符合性分析	18
1.4.4 项目与榆林市“多规合一”符合性分析	20
1.4.5 项目与“三线一单”的符合性分析	22
1.4.6 选址选线布局合理性分析	26
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	30
1.6 主要结论	31
2 总则	32
2.1 编制依据	32
2.1.1 评价委托文件	32
2.1.2 法律依据	32
2.1.3 法规依据	32
2.1.4 部门规章依据	33
2.1.5 地方性法规	34
2.1.6 相关规划	35
2.1.7 评价技术规范	36
2.1.8 与项目有关的其他文件	37
2.2 评价目的	37
2.3 环境功能区划及评价标准	37
2.3.1 环境功能区划	37
2.3.2 评价标准	38
2.4 环境影响识别与评价因子筛选	44

2.4.1 环境影响要素识别	44
2.4.2 环境影响因子识别	46
2.4.3 评价因子筛选	47
2.5 评价工作等级及评价范围	48
2.5.1 生态环境	48
2.5.2 大气环境	49
2.5.3 地表水	50
2.5.4 地下水	50
2.5.5 声环境	52
2.5.6 土壤环境	53
2.5.7 环境风险	54
2.6 评价时段与评价重点	55
2.6.1 评价时段	55
2.6.2 评价重点	55
2.7 主要环境保护目标	56
3 建设项目概况	59
3.1 原审批项目工程概况	59
3.1.1 原审批项目主要建设内容	59
3.1.2 原审批项目的环境保护措施	68
3.1.3 原审批项目批复落实情况	70
3.1.4 原审批项目污染物排放情况汇总	72
3.2 工程内容变动情况	74
3.3 变更后项目工程概况	86
3.3.1 项目基本情况	86
3.3.2 建设单位概况	86
3.3.3 地理位置与交通	87
3.3.4 储气库基本情况	87
3.3.5 气源及天然气组分	87
3.3.6 储气库地质条件	89
3.3.7 气藏密闭性	92

3.3.8 储气库总工艺流程	93
3.3.9 工程内容及项目组成	94
3.3.10 钻井工程	97
3.3.11 封井工程	109
3.3.12 场站工程	110
3.3.13 管线工程	115
3.3.14 道路工程	119
3.3.15 公辅工程	120
3.3.16 环保工程	121
3.3.17 施工方案及施工组织	122
3.4 依托工程	123
3.4.1 依托工程概况	123
3.4.2 第一净化厂采出水处理站概况	123
3.4.3 第二净化厂采出水处理站概况	124
3.5 工程占地及土石方	125
3.5.1 工程占地	125
3.5.2 土石方平衡	127
3.6 劳动定员制度	128
3.7 投资估算	128
4 工程分析	129
4.1 原辅材料、能源消耗	129
4.1.1 原辅材料	129
4.1.2 能源消耗	132
4.2 污染影响因素分析	132
4.2.1 施工期工艺过程及产污环节	132
4.2.2 运行期工艺过程及产污环节	141
4.2.3 退役期工艺	145
4.3 生态影响因素分析	145
4.3.1 施工期	145
4.3.2 运行期	146

4.3.3 退役期	146
4.4 污染源分析及源强核算	146
4.4.1 施工期污染源分析	146
4.4.2 运行期污染源分析	153
4.4.3 退役期污染源分析	163
4.5 污染物排放及总量核定	163
4.5.1 项目污染物排放情况汇总	163
4.5.2 污染物排放量汇总	165
4.6 温室气体排放评价	165
4.6.1 温室气体排放源分析	165
4.6.2 温室气体排放量核算	165
4.6.3 温室气体排放水平评价和减排降污措施建议	166
4.6.4 温室气体排放评价结论及建议	167
5 区域概况及环境现状调查	168
5.1 自然环境现状调查	168
5.1.1 地理位置	168
5.1.2 地形地貌	168
5.1.3 地质构造	168
5.1.4 地层与构造	169
5.1.5 地震	173
5.1.6 气候、气象	173
5.1.7 地表水	174
5.1.8 地下水	175
5.1.9 土壤	182
5.1.10 动植物	182
5.1.11 环境敏感区	183
5.2 环境质量现状调查与评价	186
5.2.1 环境空气现状监测与评价	186
5.2.2 地下水环境现状监测与评价	189
5.2.3 地表水环境现状监测	194

5.2.4 声环现状监测与评价	197
5.2.5 土壤环境现状调查与评价	198
5.3 区域工业污染源	209
6 环境影响预测与评价	211
6.1 施工期环境影响分析	211
6.1.1 施工期大气环境影响分析	211
6.1.2 施工期地表水环境影响分析	212
6.1.3 施工期噪声环境影响分析	213
6.1.4 施工期固废影响	215
6.1.5 施工期地下水环境影响预测与分析	216
6.1.6 施工期土壤环境影响分析	223
6.1.7 管道穿越影响分析	224
6.2 运营期环境影响预测与评价	225
6.2.1 大气环境影响预测与评价	225
6.2.2 地表水环境影响预测与评价	227
6.2.3 声环境影响预测与评价	228
6.2.4 固体废物环境影响分析	233
6.2.5 地下水环境影响预测与分析	234
6.2.6 土壤环境影响预测与分析	239
6.3 退役期环境影响评价	244
7 生态环境影响评价	245
7.1 生态环境调查与评价	245
7.1.1 生态环境现状调查方法	245
7.1.2 生态环境功能区划及生态系统现状	249
7.1.3 土地利用现状调查	250
7.1.4 陆生植物资源现状调查	251
7.1.5 陆生动物资源现状调查	275
7.1.6 荒漠化现状调查	277
7.1.7 土壤侵蚀现状调查	277
7.1.10 评价区主要生态环境问题及变化趋势	278

7.1.11 生态环境敏感目标	278
7.2 生态环境影响评价	278
7.2.1 施工期生态环境影响分析	278
7.2.2 运行期生态环境影响分析	289
7.2.3 闭井期生态环境影响分析	290
7.3 生态环境保护与恢复措施	290
7.3.1 施工期生态环境保护措施	290
7.3.2 运行期生态环境保护措施	301
7.3.3 闭井期生态环境保护与恢复措施	302
7.3.4 生态恢复目标和指标	303
7.3.5 生态保护、恢复与补偿实施计划和费用	303
7.4 生态环境监测计划	304
7.5 结论	304
8 环境风险评价	306
8.1 依托工程环境风险防范措施回顾	306
8.2 拟建工程风险调查	307
8.2.1 建设项目风险源调查	307
8.2.2 环境敏感目标调查	311
8.3 拟建工程环境风险潜势初判	312
8.3.1 危险物质及工艺系统危险性 P 的分级确定	312
8.3.2 环境敏感程度分级 E 的分级确定	313
8.3.3 环境风险潜势划分	316
8.3.4 评价工作等级和评价范围	316
8.4 拟建工程环境风险识别	317
8.4.1 资料收集和准备	317
8.4.2 物质危险性识别	322
8.4.3 生产设施风险识别	327
8.4.4 危险物质向环境转移途径识别	328
8.4.5 风险识别结果	329
8.5 拟建工程风险事故情形分析及源项分析	330

8.5.1 大气风险事故情形分析及源项分析	330
8.5.2 地下水风险事故情形分析	334
8.5.3 地表水风险事故情形分析	334
8.5.4 风险事故发生的概率和危害程度分析	335
8.5.5 最大可信事故	337
8.6 拟建工程风险事故影响分析	337
8.6.1 大气环境风险影响分析	337
8.6.2 地表水环境风险分析	337
8.6.3 地下水环境风险分析	339
8.6.4 闭井期环境风险分析	339
8.7 拟建工程环境风险防范措施	339
8.7.1 风险管理措施	339
8.7.2 技术防范措施	340
8.7.3 应急预案	347
8.8 评价结论与建议	350
8.8.1 项目危险因素	350
8.8.2 环境敏感性及事故环境影响	350
8.8.3 环境风险防范措施和应急预案	351
8.8.4 环境风险评价结论与建议	351
9 环境保护措施及可行性分析	352
9.1 施工期污染防治措施及可行性分析	352
9.1.1 废气污染防治措施	352
9.1.2 废水污染防治措施	354
9.1.3 噪声控制措施	356
9.1.4 固体废物污染防治措施	357
9.1.5 管道穿跨越的环保措施	358
9.1.6 地下水环境保护措施	359
9.1.7 土壤污染控制措施	360
9.2 运行期环境保护措施及可行性分析	362
9.2.1 环境空气污染防治措施	362

9.2.2 水污染防治措施	363
9.2.3 噪声控制措施	369
9.2.4 固体废物储存和处置措施	369
9.2.5 地下水污染防治措施	373
9.2.6 土壤污染防治措施	376
9.3 闭井期环境污染防治措施	378
9.4 环保投资估算	379
10 环境经济损益分析	381
10.1 经济效益分析	381
10.2 社会效益分析	381
10.3 环境经济损益分析	381
10.3.1 环境代价分析	381
10.3.2 环境成本分析	382
10.3.3 环境收益分析	383
10.3.4 环境经济效益分析	384
11 环境管理与监测计划	386
11.1 环境管理体系	386
11.1.1 环境管理现状	386
11.1.2 管理机构设置、人员配备及职责	386
11.1.3 环境管理规章制度	389
11.1.4 环境管理内容	390
11.3 污染物排放清单	392
11.3.1 污染物排放管理	392
11.3.2 排污口管理	393
11.3.3 信息公开	395
11.3.4 排污许可要求	396
11.4 环境监测计划	396
11.5 环境保护建议及要求	397
12 评价结论	400
12.1 建设项目概况	400

12.2 产业政策及规划相符性	400
12.3 环境质量现状	400
12.3.1 环境敏感目标	400
12.3.2 环境质量现状	401
12.4 环境影响分析	402
12.4.1 大气环境的影响	402
12.4.2 地表水环境的影响	402
12.4.3 地下水环境的影响	403
12.5.4 声环境的影响	404
12.5.5 固体废物环境影响	405
12.5.6 土壤环境影响	405
12.5.7 生态环境的影响	405
12.5.8 环境风险	406
12.6 环境影响经济效益	406
12.7 环境管理与监测计划	406
12.8 公众参与情况说明	407
12.9 总结论	407
12.11 要求与建议	407

附表：

附表 1 建设项目大气环境影响评价自查表

附表 2 土壤环境影响评价自查表

附表 3 环境风险评价自查表

附表 4 地表水环境影响评价自查

附表 5 声环境影响评价自查表

附表 6 生态影响评价自查表

附件：

附件 1 委托书

附件 2 建设项目投资计划

附件 3 关于陕 17 储气库建设工程环境影响报告书的批复

附件 4 榆林市多规合一检测结果

附件 5 “三线一单”比对分析报告

附件 6 排污许可登记回执

附件 7 突发环境事件应急预案备案表

附件 8 钻井废液处置合同

附件 9 钻井废弃物处置合同

附件 10 危废处置合同

附件 11 现状监测报告

1 概述

1.1 建设项目由来

2018 年 2 月，习近平总书记作出关于加快天然气产供储销体系建设的重要指示批示。为深入贯彻落实习近平总书记关于“加快天然气产供储销体系建设”重要指示批示精神，近年来中国石油天然气集团公司全力推进储气库建设工作。

2019 年 3 月 15 日，陕 17 储气库工程取得国家能源局项目备案确认单，项目代码为 2019-000291-07-03-000285。2020 年 7 月 20 日，长庆油田分公司储气库建设项目部委托陕西博厚建设环保工程有限公司编制了《陕 17 储气库建设工程环境影响报告书》。2021 年 2 月 3 日，陕西省生态环境厅以《陕西省生态环境厅关于陕 17 储气库建设工程环境影响报告书的批复》（陕环评批复【2021】3 号）对环评文件进行了批复。2021 年 4 月，陕 17 储气库项目建设单位调整为长庆油田分公司第一采气厂。

因陕 17 储气库集注试验站站址涉及樟子松造林基地，为尽可能减少项目建设对樟子松造林基地及地表植被的损毁，将站址向西北方向移动 1200m，避开了樟子松造林基地。2021 年 12 月，长庆油田分公司第一采气厂产能建设项目组委托陕西博厚建设环保工程有限公司编制了《陕 17 储气库建设工程变动环境影响分析报告》。

陕 17 储气库总体规划分为先导注采试验阶段和陕 17 储气库建设阶段两个阶段。通过开展陕 17 储气库注采试验建设，研究陕 17 储气库在注采过程中组份变化规律及气质特征、气井注采能力、井口压力、温度变化规律、已购电驱压缩机的适应性等，为后期陕 17 储气库总体建设提供依据。

陕 17 储气库先导注采试验阶段工程于 2021 年 2 月开工建设，2024 年 9 月，先导注采试验阶段工程建设完成，设计平均日注气量 300 万方，年注气能力 3.7 亿方，冬季采气期日调峰气量 60 万方。

2022 年 8 月，依据中石油集团公司关于《储气库命名规范（2022）》要求，将陕 17 储气库更名为“LLW 储气库”。2024 年 5 月，长庆油田分公司第一采气厂重新编制了《长庆榆林 LLW 储气库可行性研究报告》，其中的建设内容、工艺、井口数、注采气管线及相关配套工程等发生了变化。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》、

《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办【2015】52号）、《关于印发污染影响类建设项目重大变动清单（试行）的通知》（环办环评函【2020】688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），建设项目的环评文件经批准后，建设项目的性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施五个因素中的一项或一项以上发生重大变动，且可能导致环境影响显著变化（特别是不利环境影响加重）的，界定为重大变动。

本工程与“环办【2015】52号”中油气管道建设项目重大变动清单对照情况见表 1.1-1、与“环办环评函【2020】688号”重大变动清单对照情况见表 1.1-2、与关于《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）对照情况见表 1.1-3。

表 1.1-1 本工程情况与“环办【2015】52号”重大变动清单对照表

项目		环办【2015】52号规定的重大变动	变更内容分析	是否属于重大变动
规模	管线长度	线路或伴行道路增加长度达到原线路总长度的 30%及以上。	管线总长度由原环评 62.28km 减少到 42.64km。	否
	管径	输油或输气管道设计输量或设计管径增大。	双输管线管径由 DN660 变为 DN711，管径增大	属于重大变动
地点	管道	管道穿越新的环境敏感区；	LK2 至集注站注、采气管线有 2.47km 穿越王圪堵饮用水源保护区准保护区	属于重大变动
		环境敏感区内新增除里程桩、转角桩、阴极保护测试桩和警示牌外的永久占地；	本项目处于沙化封禁保护区内，但除里程桩、转角桩、阴极保护测试桩和警示牌外未新增永久占地。	否
		在现有环境敏感区内路由发生变动；	本项目处于沙化封禁保护区内，路由未发生变化	否
		管道敷设方式或穿跨越环境敏感目标施工方案发生变化。	穿越沙化封禁保护区穿越方式由大开挖变更为定向钻穿越，临时占地面积减少，对植被破坏减少。	否
	场站	具有油品储存功能的站场或压气站的建设地点或数量发生变化。	集注站站场位置未发生变化	否
生产工艺		输送物料的种类由输送其他种类介质变为输送原有或成品油；	输送物料的种类为天然气，未发生变化	否
		输送物料的物理化学性质发生变化。	物理化学性质未发生变化	否
环境保护措施		主要环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低。	主要环境保护措施未发生变化，穿越沙化封禁保护区	否

		穿越方式由大开挖变更为定向钻穿越，临时占地面积减少，对植被破坏减少，属于措施优化。	

表 2.3-2 本工程情况与“环办环评函【2020】688 号”变动情况对照表

类别	内容	变更内容分析	判定是否属于重大变动
性质	1、建设项目开发、使用功能发生变化的	建设项目开发、使用功能未发生变化	否
规模	2、生产、处置或储存能力增大 30%及以上的	注气规模增加 25%，采气规模增加 13.4%，工作气量增加 5%。	否
	3、生产、处置或储存能力增大，导致废水第一类污染物排放量增加的	本项目不涉及废水第一类污染物	否
	4、位于环境质量不达标区的建设项目生产、处置或储存能力增大，导致相应污染物排放量增加的；位于达标区的建设项目生产、处置或储存能力增大，导致污染物排放量增加 10%及以上的。	项目位于达标区，注气规模增加 25%，采气规模增加 13.4%，工作气量增加 5%。项目工艺变更，取消了燃气加热炉、三甘醇重沸炉等有组织排放源。加热方式改为电加热。大气污染物排放量减少。	否
地点	5、重新选址；在原厂址附近调整（包括总平面布置变化）导致环境防护距离范围变化且新增敏感点的	集注站及井场位置未发生变化。	否
生产工艺	6、新增产品品种或生产工艺（含主要生产装置、设备及配套设施）、主要原辅材料、燃料变化，导致以下情形之一： （1）新增排放污染物种类的（毒性、挥发性降低的除外）； （2）位于环境质量不达标区的建设项目相应污染物排放量增加的； （3）废水第一类污染物排放量增加的； （4）其他污染物排放量增加 10%及以上的。	生产工艺发生变化，增加脱硫工段，导致新增废脱硫剂。三甘醇重沸器采用电加热导热油间接加热，导致新增危险废物废导热油。	属于重大变动
	7、物料运输、装卸、贮存方式变化，导致大气污染物无组织排放量增加 10%及以上的。	物料运输、装卸、贮存方式未发生变化	否
环境保护措施	8、废气、废水污染防治措施变化，导致第 6 条中所列情形之一（废气无组织排放改为有组织排放、污染防治措施强化或改进的除外）或大气污染物无组织排放量增加 10%及以上的。	废气、废水污染防治措施未弱化	否
	9、新增废水直接排放口；废水由间接排放改为直接排放；废水直接排放口位置变化，导致不利环境影响加重的。	废水处理方式未发生变化	否
	10、新增废气主要排放口（废气无组织排放改为有组织排放的除外）；主要排放口排气筒高度降低 10%及以上的。	废气排放口减少	否

	11、噪声、土壤或地下水污染防治措施变化，导致不利环境影响加重的。	噪声、土壤或地下水污染防治措施未发生不利变化	否
	12、固体废物利用处置方式由委托外单位利用处置改为自行利用处置的（自行利用处置设施单独开展环境影响评价的除外）；固体废物自行处置方式变化，导致不利环境影响加重的。	固体废物利用处置方式未发生不利变化	否
	13、事故废水暂存能力或拦截设施变化，导致环境风险防范能力弱化或降低的。	事故废水暂存能力或拦截设施未发生变化	否

表 1.1-3 本项目与“环办环评函〔2019〕910 号”变动情况对照表

序号	环办环评函[2019]910号中重大变动情形	原环评内容	本次评价内容及变化情况	判定结果
1	产能总规模、新钻井总数增加 30%及以上	采气规模 998~1764×10 ⁴ m ³ /d，平均注气规模 800×10 ⁴ m ³ /d。总有效工作气量为 16 亿方	设计注气规模 1000 万方/天，采气规模 2000 万方/天，工作气量 16.8 亿方	规模增加未超过 30%，不属于重大变动
		建设注采井 26 口，其中水平井 14 口，注采直井 12 口	新建注采井 34 口，其中水平井 22 口，注采直/定向井 12 口。增加注采水平井 8 口，增加 3 口监测井。	新钻井总数增加超过 30%，属于重大变动
2	回注井增加	/	/	/
3	占地面积范围内新增环境敏感区	/	LK2 井场及 LKJ1 监测井涉及王圪堵水库饮用水源保护区准保护区	新增环境敏感区，属于重大变动
4	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	/		
5	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	生产工艺：采出气经采气分离器分离后，利用注气压缩机增压至 6.1MPa 后，进入三甘醇脱水装置进行脱水处理，气质达标后计量、外输	井口采出天然气一级节流后经注采气管道进入到集注站，在站内经二级节流、汇集、预分离、脱硫、脱水和增压后的天然气经计量外输。采出气处理增加脱硫工艺。三甘醇重沸器采用电加热导热油间接加热，导致新增危险废物废导热油。	新增废脱硫剂，新增危险废物废导热油。属于重大变动
6	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	/	与原环评相比，新增危险废物废导热油，危险废物废三甘醇溶液产生量增多	属于重大变动
7	主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低	/	主要生态环境保护措施、风险防范措施基本无变化	不属于重大变动
综合判定				属于重大变动

根据以上判定可知，本项目变动属于重大变动，因此，需重新报批环境影响评价文件。

1.2 建设项目特点

（1）本项目建设性质属新建。项目分为先导性试验和整体建设两个阶段，两个阶段分期建设。目前先导试验阶段已建设完成，建设内容、建设规模与《陕17储气库建设工程环境影响报告书》及批复内容一致。本次重点针对储气库建设阶段进行评价。

（2）项目建设内容包括井场、站场、管线、道路等新建工程；工艺流程方面，项目涉及钻井、井下作业、注采气、天然气处理等多个环节，工艺流程复杂。

（3）本工程属典型的生态影响与污染影响并重型建设项目。生态环境影响主要体现在施工期占地、压占植被、土壤扰动、加剧水土流失等方面；污染影响体现在从施工期到退役期整个运行过程中废气、废水、噪声、固体废物等对各环境要素的不利影响以及环境风险等。

（4）注采井、集注站的分散性导致污染源和环境敏感目标较分散。从局部看，作为点源的井、集注站工程对环境影响并不显著，但从整体看，数量较多的单体工程等所构成的面源对环境影响则比较显著。

1.3 环境影响评价工作过程

2024年9月12日，长庆油田分公司第一采气厂委托陕西博厚建设环保工程有限公司（以下简称“评价单位”）承担“陕17储气库建设工程重大变动（长庆榆林LLW储气库）”项目的环境影响评价工作。

接受委托后，评价单位根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021版）等相关法律、法规的要求判定，本项目属于分类管理名录中“五十三、装卸搬运和仓储业149危险品仓储594（不含加油站的油库；不含加气站的气库）中的地下气库”及“五、石油和天然气开采业07陆地天然气开采0721”，应当编制环境影响报告书。以便对项目建设的环境影响做出全面分析和评价，论证该项目实施的环境可行性，并提出有效的污染防治和生态保护措施以及风险预防措施等。

评价单位组织技术人员在评价区域开展了全面的现场调查和资料收集工作，

对项目所在区域自然环境和周边环境状况等进行了详细调查和研究，并对项目所在区域的环境空气、地表水环境、地下水环境、声环境和土壤环境进行现状监测；同时对本项目可能产生的环境影响进行分析、预测及评价；在进行前述工作的基础上，按照环境影响评价相关导则以及评价区域功能区划、环境规划、相关法规等要求，编制完成了《陕 17 储气库建设工程重大变动（长庆榆林 LLW 储气库）环境影响报告书》。

1.4 相关情况的分析判定

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类中“七、石油天然气——1、石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采；2、油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与利用”，符合国家产业政策。

1.4.2 相关法规、规章、政策相符性分析

1、与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性分析见表 1.4.2-1。

表 1.4.2-1 与《通知》的相符性分析

序号	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	本项目情况	符合性
1	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目采出水依托现有第一、第二净化厂采出水处理系统处理达标后回注，不外排。	符合
2	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推介指标及分析方法》（SY/T5329 等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	本工程产生的采出水依托第一、第二净化厂采出水处理系统，处理后回注水达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）要求后回注地层；回注层位为延长组及石千峰组石盒子组，不属于有利用价值的含水层，注入层与上下地层均为整合接触，上覆层和下覆层均具有良好的隔水层，且完整性良好，在垂向上具有较好的封闭性。依托的采出水处理系统均已通过竣工环保验收。	符合
3	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物	本工程钻井产生的钻井废弃物分类收集，其中钻井废水配置泥浆循环利用，作业废弃物做到不	符合

	的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	落地收集。钻井岩屑委托有资质的单位拉运处理，处理率达到100%。	
4	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本项目为储气库项目，生产设备采用密闭注采工艺减少无组织天然气的逸散；集注站采暖采用空气源热泵，脱水装置采用电加热器，压缩机为电驱压缩机，因此本项目无有组织废气产生。本项目注气阶段为净化后的天然气，不含硫化氢，采气阶段采出气硫化氢含量较高，本项目采用氧化铁脱硫技术。	符合
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目井场采用丛式井方式部署，从设计上减少了工程占地。项目管线涉及穿越沙化封禁保护区，采取水平定向钻方式穿越，并采取了防沙治沙措施，减少对保护区的影响；施工结束后通过实施植被和生态恢复措施，可降低对生态环境的影响。钻井设备选用高标准清洁燃油，具备外电条件的井场，采用电代油方式实施，减少污染物排放。工程选址选线远离居民集中区，施工过程中采用低噪设备，可有效减少噪声影响。	符合
6	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	项目不涉及油气长输管道。项目集输管线选线尽量避让了环境敏感区，集输管线因无法避让穿越沙化封禁保护区，采用水平定向钻工艺穿越，对沙化封禁保护区影响较小。	符合
7	油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效	本项目集注站内均设置泄漏检测装置。项目制定了运行期地下水跟踪监测计划，已编制突发环	符合

	措施做好环境风险防范与环境应急管理。	境事件应急预案并已备案。	
8	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。	建设单位已编制突发环境事件应急预案，并备案。后期拟根据本项目风险源进行修编。	符合

2、与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析见表 1.4.2-2。

表 1.4.2-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

石油天然气开采业污染防治技术政策		技术政策符合情况分析	相符性
一、总则			
1	①到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；②要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。	①本项目施工期生产废水的综合回用率≥90%，施工期和运行期的固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；②建设单位已经建立了完整的环境管理体系，评价也提出了严格、可行的污染防治措施，在严格执行的情况下可以避免重大事故的发生。	符合
2	①石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。②大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	本项目开发区域总体布局基本合理，本次评价中在施工期和运行期提出了严格、可行的污染防治和生态保护措施，建设单位确保严格执行；本项目多方面发展了“减量化、再使用、再循环”的循环经济，拟采取污染防治和生态保护措施成熟有效。	符合
3	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	评价对本项目所在地环境敏感性进行了充分的论证，建设单位承诺严格执行环评文件提出的要求。	符合
二、清洁生产			
4	油气田建设应符合总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	建设单位对储气库建设进行了总体规划，制定了合理的注采方案，布局采取优化设计，尽量减少了占地和天然气无组织逸散，实现天然气和废物的集中收集、处理处置。	符合
5	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目在钻井过程中使用的化学试剂均属于无毒化学试剂。	符合
6	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本工程全井段采用常规水基钻井液体系，钻井泥浆基本为无毒性泥浆，目前钻井液循环率达到 95%以上，钻井过程产生的废水回用，不外排	符合
7	酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。	本项目完井过程中只进行酸化，不压裂，无压裂液产生。酸化液采取集中配制，残液进行无害化处置，处置率 100%。	符合

8	在开发过程中, 适宜注水开采的油气田, 应将采出水处理满足标准后回注。	本项目采出水经处理达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016) 和《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016) 要求后回注地层。	符合
9	在油气集输过程中, 应采用密闭流程, 减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%。	本项目天然气集输均采用密闭集输, 最大限度的减少了烃类气体的排放。总体天然气损耗率为 0.1%。	符合
三、生态保护			
10	油气田建设宜布置丛式井组, 采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术, 以减少废物产生和占地。	本工程布井采用水平井组、直井/定向井组的大丛式井组, 不但最大限度减少废物排放, 而且减少了井场占地, 从而减轻了钻井施工占地对土壤及植被的影响。	符合
11	①在油气开发过程中, 应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复; ②井场周围应设置围堤或井界沟; ③应设立地下水水质监测井, 加强对油气田地下水水质的监控, 防止回注过程对地下水造成污染。	建设项目拟采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复; 本工程采用标准化井场设计, 有较好的污染防治作用。在钻井时, 井口安装井控装置, 最大限度的避免井喷事故的发生。制定了地下水监测计划。	符合
四、污染治理			
12	在钻井和井下作业过程中, 鼓励油污、污水进入生产流程循环利用, 未进入生产流程的油污、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中, 未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式。	本工程钻井泥浆不落地, 钻井废水排入泥浆罐中用于配置泥浆, 循环使用, 待钻井完毕后, 剩余钻井泥浆及岩屑送至专业单位处置, 不外排; 采出水、生产废水、消防废水、初期雨水依托第一、第二天然气净化厂废水处理系统处理满足回注水标准后回注地层。	符合
13	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施; 试油(气)后应立即封闭废弃钻井液贮池。	钻井产生的钻井废弃物分类收集, 其中钻井废水配置泥浆循环利用。钻井岩屑委托有资质的单位拉运处理, 处理率达到 100%。	符合
五、鼓励研发的新技术			
14	废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术, 石油污染物的快速降解技术, 受污染土壤、地下水的修复技术。	钻井产生的钻井废弃物分类收集, 其中钻井废水配置泥浆循环利用, 作业废弃物做到不落地收集。钻井岩屑委托有资质的单位拉运处理, 处理率达到 100%。	符合
六、运行管理与风险防范			
15	油气田企业应制定环境保护管理规定, 建立并运行健康、安全与环境管理体系。	建设单位已建立完善的环境管理体系。	符合
16	在开发过程中, 企业应加强油气井套管的检测和维护, 防止油气泄漏污染地下水。	建设单位拟加强注采井套管的检测和维护, 进一步防止天然气泄漏污染地下水。	符合
17	油气田企业应建立环境保护人员培训制度, 环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建设单位已建立了完善的环境保护人员培训制度, 所有人员均培训合格后上岗。	符合
18	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别, 制定突发环境事件应急	建设单位已建立了完善的突发环境事件应急预案, 并定期演练。环评	符合

	预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	中提出了运营期跟踪监测计划，建设单位按要求开展特征污染物的跟踪监测	

3、与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》（SY/T 7298-2016）相符性分析见表 1.4.2-3。

表 1.4.2-3 与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》相符性分析

陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求		技术政策符合情况分析	相符性
一、一般要求			
1	钻井废物的收集、贮存、运输、利用、处置，以及钻井废物处置工程的选址、设计、施工、验收和运行应符合国家和地方相关固体废物污染防治法律法规与标准的要求。	本项目采取泥浆不落地工艺，泥浆存于循环罐内，岩屑暂存在钢制收集槽内，泥浆和岩屑优先资源化利用，无法利用的泥浆和岩屑由有处理能力的第三方集中处置。	符合
2	钻井废物处置过程宜使用环境友好的原材料与添加剂。	钻井采用水基泥浆，钻井泥浆采用泥浆不落地工艺处理，分离的上清液用于配置泥浆循环利用，岩屑由有处理能力的第三方集中处置；沾染油污的废弃包装袋和废弃防渗布交有资质单位处置；	符合
3	对水基钻井液体系钻井废物宜实施固液分离处置，对液相尽可能进行回收再利用。	本项目使用水基泥浆，钻井泥浆通过振动筛除去岩屑后重复利用于钻井作业，泥浆的重复利用率可达 95%。	符合
4	钻井废物处置过程中应采取必要措施，保护处置场地周边地表水、地下水、土壤、空气、植被以及野生动植物栖息环境，避免造成环境污染和生态破坏。	钻井过程中，井场作业区域地面全部铺设防渗布进行地面防渗，设置钢制泥浆罐，泥浆存于循环罐内，岩屑暂存在钢制收集槽内，储罐和收集槽底部均铺设防渗布。	符合
5	钻井废物处置过程排放的废水和废气污染物、环境噪声应符合国家和地方相关排放标准的要求，产生固体废物的处理处置应符合国家和地方相关固体废物污染控制标准要求。	本项目施工期噪声、扬尘采取相应措施后对周围环境影响较小；废弃钻井废水、泥浆循环利用，施工结束后，废水拉运至送至专业单位处置，不外排，无法利用的泥浆和岩屑由有处理能力的第三方集中处置。	符合
二、收集和贮存及运输			
1	对钻井废物宜采取现场不落地收集措施。	本项目采取了泥浆不落地工艺。	符合
2	I 类和II类一般钻井废物的贮存应分别符合 GB18599 中对 I 类和II类一般工业固体废物的污染控制规定。	本项目采取泥浆不落地工艺，不存在贮存环节，可以利用的部分循环利用，无法利用的泥浆压滤液拉运至专业单位处置，不外排，岩屑交由有处理能力的单位处置。	符合
3	危险钻井废物的贮存应符合 GB18597 和 HJ2025 的要求，回收废矿物油还应符合 HJ607 的规定。	钻井过程中产生的沾染油污的废弃包装袋和废弃防渗布属于危险废物，定期交有资质单位处置。	符合
4	危险钻井废物的运输应符合 HJ2025	集中后的危险废物由危废处置单位使用	符合

	的规定。	专用车辆进行运输，符合 HJ 2025-2012 技术规范的要求	
5	钻井废物在实施最终处置前的临时贮存时间不应超过 12 个月。	废弃钻井泥浆和岩屑无长期贮存过程；沾染油污的废弃包装袋和废弃防渗布产生后及时交有资质单位处置，一般周期不超过 6 个月。	符合

4、与《陕西省生态环境厅办公室关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目影响评价文件审批要点（试行）的通知》（陕环办发[2020]34 号）文件符合性分析见表 1.4.2-4。

表 1.4.2-4 与“陕环办发[2020]34 号”通知符合性分析

通知要求（摘录）		本项目情况	符合性
1	项目应符合生态环境保护相关法律法规和政策，符合“三线一单”要求，并与环境功能区划、生态环境保护规划等规划相协调	根据榆林市多规合一检测结果及“三线一单”符合性分析，本项目不涉及生态保护红线，符合“三线一单”要求，符合相关规划、法律法规及政策要求	符合
2	项目选址应符合区域油气开采总体规划、规划环评及其审查意见等相关要求。禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行石油、天然气开发	项目建设符合相关规划要求，拟建井场、站场等选址不涉及居民区、国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等区域，仅有 1 座气井和 1 个监测井涉及饮用水水源保护区准保护区，但以上工程均不属于对水体污染严重的建设项目，符合准保护区管理要求	符合
3	涉及废水回注的油气开采项目，应当论证回注的环境可行性，不得回注与油气开采无关的废水	本项目开采过程中产生的采出水经现有的采出水处理系统处理达标后回注，报告中对回注可行性进行了分析。	符合
4	油气开采企业应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测	建设单位制定了常规监测方案，设置了长期跟踪监测井，本次评价针对项目排污情况，提出了相应的运行期自行监测计划	符合
5	选用低噪声工艺和设备，采取隔声、消声、减振和优化总平面布置等措施有效控制噪声污染	本项目选用设备均为井、站场常用设备，技术成熟，同时采取隔声、消声、减振和优化总平面布置等降噪措施	符合
6	提出合理的环境风险应急预案编制要求和有效的环境风险防范及应急措施	建设单位编制有突发环境事件应急预案，本项目纳入第一采气厂应急预案体系，并按照预案进行培训并定期演练，第一采气厂应及时修编预案。评价提出了相应的风险防范措施	符合
7	开展了信息公开和公众参与，公众参与内容、	项目建设单位按照《环境影响	符合

	格式、程序满足《环境影响评价公众参与办法》要求	评价公众参与办法》要求开展了信息公开及公众参与	

5、与储气库建设相关文件符合性分析见表 1.4.2-5。

表 1.4.2-5 与储气库建设相关文件符合性分析

序号	名称	通知要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	2024 年能源工作指导意见	强化化石能源安全兜底保障。深入研究实施油气中长期增储上产发展战略。加大油气勘探开发力度，推进老油田稳产，加快新区建产，强化“两深一非一稳”重点领域油气产能建设。有序推动炼油项目改造升级。加快储气设施建设，推进地下储气库、沿海液化天然气接收站储罐工程。加强油气管道保护。有序释放煤炭先进产能，推动已核准项目尽快开工建设，在建煤矿项目尽早投产达产，核准一批安全、智能、绿色的大型现代化煤矿，保障煤炭产能接续平稳，在安全生产基础上，推动产量保持较高水平。	本项目为地下储气库工程，符合指导意见。	符合
2	关于加快推进天然气储备能力建设的实施意见	（一）加强统筹规划布局。根据石油天然气有关规划和国务院明确的各环节各类主体储气能力建设要求，制定发布全国年度储气设施建设重大工程项目清单；各省（区、市）编制发布省级储气设施建设专项规划，提出本地区储气设施建设项目清单。城镇燃气企业储气任务纳入省级专项规划，集中建设供应城市的储气设施。引导峰谷差大、需求增长快的地区适当提高建设目标，并预留足够发展空间，分期分批有序建设。调整并停止储气任务层层分解的操作办法，避免储气设施建设小型化、分散化，从源头上消除安全隐患。	本项目已取得国家能源局项目备案确认单，项目代码为 2019-000291-07-03-000285。本项目的建设将有力支持京津冀地区清洁能源发展，保障冬季高峰安全稳定供气。	符合
		（二）明确重点建设任务。支持峰谷差超过 4:1、6:1、8:1、10:1 的地区，梯次提高建设目标。突出规模效应，优先建设地下储气库、北方沿海液化天然气（LNG）接收站和重点地区规模化 LNG 储罐。	本项目为地下储气库工程。	符合

6、项目与防沙治沙、基本农田保护相关文件的符合性分析见表 1.4.2-6。

表 1.4.2-6 项目与相关文件的相容性分析

序号	名称	相关法律法规概要（摘录）	本项目情况	符合性
1	《中华人民共和国防沙治沙法》	第十七条 禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。	项目位于横山区，属于榆林市沙区范围，评价要求施工中严格控制施工作业范围，禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物，并采取生态保护与修复措施，恢复植被，减少水土流失。	符合

		第二十二條 在沙化土地封禁保护区范围内，禁止一切破坏植被的活动。未经国务院或者国务院指定的部门同意，不得在沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动。	本项目位于横山区 LLW 镇，项目占用陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区。建设单位已取得《国家林业和草原局办公室关于陕西长庆 LLW 储气库占用国家沙化土地封禁保护区有关意见的函》（办函沙字〔2024〕200 号），且编制了《LLW 储气库工程占用陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区防沙治沙方案》，本项目穿越沙化土地封禁保护区段管线均采用定向钻施工工艺，减少了对地表植被的破坏。	符合
2	陕西省实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法	第十三条 禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。	本项目主要进行天然气注采，评价要求工程建设不得在沙化土地上砍挖灌木及其他固沙植物等	符合
		第十七条在沙化土地范围内从事开发建设活动的，应当依法提交环境影响报告；生态环境行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。 经批准在沙化土地范围内从事勘探、采矿、兴建地下工程及其他活动的，应当采取保护性措施，防止造成地下水水位下降、地表塌陷和植被枯死。	本项目主要进行天然气的注采，建设单位已取得用地手续并已征得自然资源、林业等行政主管部门同意。项目实施过程中采取保护性措施，防止造成地下水水位下降、地表塌陷和植被枯死	符合
3	《基本农田保护条例》	第十五条 永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。	项目永久占地不涉及占用基本农田，只有部分管线临时占地涉及基本农田，属于临时占用，建设单位按要求依法办理相关用地手续，编制土地复垦方案，在施工结束后，及时进行生态恢复及复垦，对基本农田的影响较小	符合
		第十七条 禁止任何单位和个人在永久基本农田内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。		
4	《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制	项目永久占地不涉及占用基本农田，只有部分管线临时占地涉及基本农田，属于临时占用，建设单位按要求依法办理相关用地手续，编制土地复垦方案，在施工结束后，及时进行生态恢复及	符合

	2号)	梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	复垦，对基本农田的影响较小。	
5	《陕西省人民政府关于进一步加强防沙治沙工作的意见》	加强沙区开发建设项目的监管。沙区开发建设项目，必须进行环境影响评价、水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失和生态环境严重破坏的开发建设项目，不得批准立项。批准实施的开发建设项目，必须严格按照环境影响评价和水资源论证规定的内容，同步实施生态保护建设，搞好水资源保护及节约用水工作。有关部门，要加强监督检查，对检查验收不合格的开发建设项目，不得进行竣工验收。因防治措施不力造成土地沙化或水土流失的，有关部门要责令项目建设单位限期进行治理，对情节严重的要依法追究责任。	本项目的建设已委托编制环境影响评价报告。项目不新建水源井，项目建设严格按照环境影响评价提出的相关环保措施进行生态恢复。	符合
		严格控制沙区征占用林地审批。要按照“总量控制、占补平衡、严加监管”的原则，从严审批沙区征占用林地。建设项目确须征收、征用、占用沙区林地的，要严格按照有关规定报经省级以上林业行政主管部门审核同意后，依照土地管理的有关法律法规和政策规定，办理征占用手续。	本项目处于陕西省横山区属于沙化区域，各井场及站场应在开工前办理土地占用手续。	符合
6	榆林市防止二次沙化及国土绿化5年行动方案（2021-2025年）	开展矿区生态复绿。按照“谁污染、谁治理，谁破坏、谁修复”原则，动员各类资源开采企业履行社会责任，对矿区及其周边、生产生活区进行绿化，提高矿区林草植被盖度，建设绿色矿区。	建设单位编制了《LLW 储气库工程占用陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区防沙治沙方案》项目建设完成后将对临时占地及场站周围进行植树种草绿化恢复，加强库区的林草植被覆盖度。	符合
7	国家级公益林管理办法	严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续。	本项目双输管线临时占用国家二级公益林 3.37hm ² ，建设单位按相关要求办理使用林地手续及林木采伐手续。并在项目建设过程中严格控制施工作业范围，按照“占补平衡”的原则对临时占用的二级公益林地进	相符
		二级国家级公益林在不影响整体森		相符

		林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。	行补偿和生态恢复，采取水土保持措施，降低对公益林的影响。	

7、其他技术政策

本项目涉及行业和区域的石油开发相关政策，具体分析见表 1.4.2-7。

表 1.4.2-7 项目与相关文件的相容性分析

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
1	陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例（2019 年修订）	开发单位应当建立健全企业生态环境保护责任制，采用先进技术、工艺和设备，防止、减少环境污染和生态破坏，对所造成的生态环境损害，依法承担治理修复和生态环境损害赔偿责任。	建设单位建立了环境保护责任制度，项目采用国内先进技术、工艺和设备。	符合
		煤炭、石油、天然气开发单位应当实行清洁生产，通过采用先进技术、工艺和设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免污染物的产生和排放。	项目采用国内先进技术、工艺和设备，集输过程实现密闭集输，减少了污染物排放。	符合
		石油、天然气开发单位应当对开采过程中产生的钻井废水、压裂返排液、采出水按照国家有关规定进行无害化处理，经处理达到标准的，按照经批准的环境影响评价文件要求排放或者回注。石油采出水应当同层回注，不得外排。	项目产生的钻井废水循环利用，剩余钻井废水排入废水收集罐中。在钻井结束后，钻井废水及钻井岩屑由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至专业单位处置，不外排；采出水经现有的采出水处理设施处理达标后回注。	符合
		回注采出水应当按照地下水环境监测技术规范要求设立地下水水质观测监测井，对地下水质的变化情况实施监测。	本项目制定了地下水水质跟踪监测计划，建设单位运营期予以落实。	符合
		煤炭、石油、天然气开发单位收集、贮存、运输、利用和处置危险废物，应当严格执行国家和本省有关规定，不得将危险废物交由不具备资质的单位处置。禁止在废弃矿坑、渗坑、裂隙、沟渠内储存或者排放含油的废水、泥浆和其他有毒有害物质。	本项目产生的危废交由第三方有资质处理单位进行处置。	符合
		石油、天然气开发单位对开采过程中产生的废弃泥浆、岩屑等工业固体废物应当集中收集、处置；鼓励石油、天然气开发单位对同类企业产生的工业固体废物协同处置。	钻井泥浆和岩屑优先资源化利用，无法利用的泥浆和岩屑由有处理能力的第三方集中处置；沾染油污的废弃包装袋和废弃防渗布交有资质单位	符合

			处置。	
2	陕西省环保厅关于进一步加强石油天然气开采行业污油泥利用处置环境管理的通知	石油天然气开采单位自行利用处置污油泥的,其利用处置的设施、技术工艺应当符合包括《陕西省危险废物处置利用设施建设规划》(陕环办发〔2018〕22号)、环评、环保验收、达标排放、危险废物贮存、转移等环境保护要求;委托第三方利用处置的,污油泥产生单位应当对第三方利用处置污油泥的设施设备、技术工艺进行核实确认,不得将污油泥等危险废物交由不具备污油泥利用处置资质或者能力的单位利用处置。对于违反规定,造成环境污染的,污油泥产生单位和第三方共同承担环境污染治理责任。	本项目施工期产生的沾染油污的废弃包装袋和废弃防渗布以及运行期产生的油泥及含油废弃物等危废由有资质的第三方进行处置。	符合
		按照国家有关规定制定危险废物管理的各项制度计划,依规向当地环保部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料,建设合格规范的污油泥贮存设施,完善危险废物日常管理台账等,达到国家危险废物规范化管理各项要求。	本项目危废产生和储存应建立台账,危险废物的转运建有转运联单,危险废物转移过程应按严格《危险废物转移联单管理办法》执行	符合
		污油泥产生单位和利用处置单位拉运污油泥等危险废物的运输车辆须具备危险货物道路运输经营许可证,加装GPS定位系统,并与省固体废物信息系统联网,随时打印转移联单。污油泥利用处置企业应在各厂区人车通道、贮存设施、经营设施和污染物排放口等重点部位,安装视频监控、智能地磅、电子液位计等设备,其中视频监控须连续记录,24小时内不得中断,视频资料保存不得少于3年。集成视频、称重、贮存、工况和排放等数据实时传输至陕西省固体废物信息管理平台,实行污油泥产生、运输、贮存、处置全过程监控。	本项目危险废物的拉运采用专用车辆,加装GPS定位系统。	符合
3	陕西省加强陕北地区环境保护的若干意见	城市规划区、生态防护区、试验区、自然保护区内不得开采煤、气、油、盐 城市饮用水水源一、二级保护区、革命圣地遗址、风景名胜区等具有特殊保护价值的地区,不得新建各类有污染的项目	项目建设内容不在城市规划区、生态防护区、试验区、自然保护区、一二级水源保护区内。	符合
4	陕西省大气污染防治专项行动方案(2023-2027年)	车辆优化工程。2025年底前淘汰国三及以下排放标准柴油货车,推进淘汰国一及以下排放标准非道路移动工程机械。	施工中不允许使用国一及以下排放标准的非道路移动工程机械。	符合
		面源综合治理行动。强力推进城乡增绿扩容。以减尘、滞尘、固碳为目标,强化规划引领,加强设计导则制定,加强构建区域生态大气廊道,在大气污染敏	本项目位于陕北长城沿线,施工过程将严格按照环评提出的扬尘治理措施施工,施工结束后立即	符合

		感脆弱和污染物易集聚区构建包围式或隔离防护林带,发挥好城市周边河流湿地和湖泊湿地通风降温作用,增强通风潜力和大气扩散能力。重点开展秦岭北麓、关中北山、黄河西岸、陕北长城沿线等典型区域生态修复综合技术集成与示范,推动全省生态空间由“浅绿色”向“深绿色”转变。2023 年完成营造林 500 万亩以上。到 2025 年,全省森林覆盖率达到 46.5%。	对临时占地进行生态恢复。 本项目全部采用密闭管道集输,有效减少了烃类无组织排放,确保达到相关要求。	
		强化挥发性有机物无组织排放整治,确保达到相关标准要求。		符合
5	《榆林市大气污染防治专项行动方案 2023-2027》	强化扬尘污染防治。落实《榆林市扬尘污染防治条例》,强化建筑工地、裸露土地、城市道路、涉煤企业、运煤专线等扬尘污染管控。	本项目施工过程中严格落实《榆林市扬尘污染防治条例》防治措施等要求,对施工场地、运输车辆等采取防尘、抑尘措施	符合
6	关于印发《榆林市车辆优化工程专项行动方案》的通知	加快国三及以下排放标准柴油货车淘汰...2025 年底前,基本淘汰国三及以下排放标准柴油货车。	施工中不允许使用国三及以下排放标准的柴油货车。	符合
		严格柴油货车尾气排放检测和监管	加强施工车辆运行管理与维护保养,使用清洁环保型柴油,最大限度的减少施工机械及车辆废气对大气环境的影响,确保车辆尾气检验合格	符合
		加强非道路移动机械污染防治...重点检查辖区非道路移动机械污染控制装置、编码登记等...推进淘汰国一及以下排放标准非道路移动工程机械...	施工过程中使用的非道路移动机械必须是经有资质的第三方检验机构对烟气进行检测并符合《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》及其修改单中相关标准限值,并按照横山区环保相关要求申请编码登记挂牌的非道路移动机械	符合
7	榆林市工业固体废物综合利用三年行动方案(2023-2025 年)	由各县市区、园区负责,督促油气开发行业严格落实废弃泥浆岩屑“统一收集、统一运输、统一处置”要求,开展压裂返排液处理集中处置工作,鼓励自建压裂返排液处理处置设施,处置后中水回用于油气生产或工业园区。	钻井泥浆岩屑进行不落地收集,钻井作业完成后交有处置能力单位进行集中处置;本项目采用可回收酸化液体系,酸化废水返排液井场处理后重复利用,剩余措施返排液,统一收集后进入废液收集罐,在井下作业完成后,由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有能力单位处置。	符合
		由各县市区、园区负责,督促工业固体	建设单位严格落实环评	符合

		废物产生企业严格落实环评“三同时”制度，将工业固体废物利用处置费用纳入企业生产成本，2023 年 12 月底前全部纳入榆林市工业固体废物信息管理平台，建立工业固体废物管理台账，严格工业固体废物去向管理，与具有实际利用处置能力的第三方企业签订委托处置利用合同，规范工业固体废物跨省转移行政审批，做好日常延伸监督管理。	“三同时”制度，将钻井岩屑等工业固体废物利用处置费用纳入项目总投资，建立工业固体废物管理台账，签订委托处置利用合同，按要求上传相关信息至榆林市工业固体废物信息管理平台	

1.4.3 相关规划符合性分析

1、项目与经济发展及矿产资源相关规划符合性分析

项目与国家和省地相关经济发展及矿产资源相关规划符合性见表 1.4.3-1。通过对比，本项目的实施符合相关规划要求。

表 1.4.3-1 项目建设与相关规划的符合性

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	“统筹推进基础设施建设.....推进能源革命，完善能源产供储销体系，加强国内油气勘探开发，加快油气储备设施建设，加快全国干线油气管道建设，建设智慧能源系统，优化电力生产和输送通道布局，提升新能源消纳和存储能力，提升向边远地区输配电能力。”	本项目为天然气储气库工程，符合规划中加快油气储备设施建设内容	符合
2	黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要	加强黄河流域油气战略储备，因地制宜建设地下储气库。	本项目为天然气储气库工程，符合规划内容	符合
3	《陕西省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	“第二十章：储气库。加大天然气储备调峰能力建设，建成陕 224 储气库、陕 17 储气库、榆林 37 储气库、延安富县储气库以及西安、渭南、咸阳 3 个液化天然气（LNG）储气调峰设施。推进延安液化天然气储气项目建设。到 2025 年，全省储气库工作气量达到 20.62 亿立方米，有效保障全省天然气稳定供给。”	本项目为 LLW 储气库（原陕 17 储气库）工程，符合规划内容	符合
4	《榆林市经济社会发展总体规划（2016-2030 年）》	“.....按照多元开发、企地共赢的发展模式，加快重点产区建设，推进油气勘探开发.....逐步提高天然气消费比重，坚持增加供应与提高能效相结合，加强供气设施建设，有序拓展燃气应用.....”	本项目为天然气储气库工程，符合规划内容	符合
5	甲烷排放控制行动方案	（二）推进能源领域甲烷排放控制 强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。 推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统	本项目无燃料燃烧设备，均采用电加热设备；现有工程设置有放空火炬，紧急状态下天然气燃烧放空处理。	符合

		天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放。		

2、与生态环境规划的符合性分析

表 1.4.3-2 规划与生态环境保护规划的符合性

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本规划情况	符合性
1	《陕西省“十四五”生态环境保护规划》	加强水资源保护区规范化建设，实施秦岭北麓渭河南岸支流以及泾河、无定河、北洛河等重点支流河源区生态修复工程。推动高耗水产业结构转型，严格控制高耗水行业发展，推动沿黄一定范围内高耗水、高污染企业迁入合规园区，严禁在黄河干流及主要支流临岸一定范围内新建高耗水、高污染项目及相关产业园区。	本项目属于天然气储气库项目，运营过程中无生产工艺用水，不属于高耗水项目。项目产生的采出水依托第一、第二净化厂采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。	符合
		严格建设项目土壤环境影响评价制度，对新（改、扩）建项目涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的，严格选址条件，严控选址范围，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目进行了土壤环境影响评价，项目井、站场不涉及生态保护红线和基本农田，环评提出了土壤和地下水污染防治要求。	符合
2	榆林市“十四五”生态环境保护规划	强化土壤和地下水源头防控。……新建、改建、扩建可能造成土壤污染的建设项目，应当依法进行环境影响评价，明确对土壤以及地下水可能造成的不良影响和相应的预防措施	本次评价提出了项目对土壤以及地下水可能造成的不良影响和相应的预防措施	符合
		加强固体废物源头减量和资源化利用，推广固体废物资源化、无害化处理处置新技术，创新大宗固体废物协同利用机制，最大限度减少填埋量。	本项目钻井过程采用“泥浆不落地工艺”，以可拆卸储液池代替传统泥浆池，避免了在施工场地的固化填埋，钻井岩屑交有处置能力的单位进行集中处置，钻井液循环利用，实现了减量化、资源化处理	符合

3、与《陕西省防沙治沙规划（2021-2030）年》的符合性分析

表 1.4.3-3 本项目与陕西省防沙治沙规划的符合性

序号	要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	（一）长城沿线毛乌素沙地治理区 本区包括榆阳、横山、神木、府谷和靖边 5 县(市、区)的 63 个乡镇，国土总面积 1673223.74 公顷，占规划区面积的 45.50%，其中沙化土地面积 931947.79 公顷。榆阳与横山交界一带、神木与榆	根据该规划附表 5 陕西省防沙治沙规划分区范围表，本项目涉及的横山区 LLW 镇，属于长城沿线毛乌素沙地治理区，本报告已提出保持水土、防沙治沙的防治措	符合

	阳交界周围是全省流动沙地和半固定沙地主要分布区域。本区属典型风沙区，地势平缓，干旱少雨，是石油、煤炭资源大规模开发中心地带，生态环境十分脆弱。 主要问题：沙化土地生态基础脆弱，早期营造的防护林老化、林网林带残缺不全，防护功能衰退。经济社会发展与治理的矛盾突出，人为活动频繁，地下资源开采导致的地表塌陷、水位下降、植被枯死等生态环境问题突出。	施，详见 7.3.1 章节。	
	主攻方向：全面防风固沙，提升沙区植被盖度和质量，重点建设长城沿线、陕蒙边界、道路沿线、河流沿线防护林带，环城镇、矿区、村庄景观防护林圈，加强矿区修复与治理，强化土地资源管控、水资源管理、林草资源保护，流动沙地和半固定沙地基本固定。		符合

1.4.4 项目与榆林市“多规合一”符合性分析

根据项目站场及管线的《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》文件，项目与榆林市“多规合一”工作管理要求符合性见表 1.4.4-1。

表 1.4.4-1 本项目与榆林市“多规合一”符合性分析

	控制线名称	本项目情况	采取措施
长庆榆林 LLW 储气库工程（站场） 编号：2024【4202】号	榆阳机场电磁环境保护区分析	不涉及	/
	榆阳机场净空区域分析	不涉及	/
	矿业权现状 2023 分析	占用陕西能源赵石畔煤电有限公司 15.6726 公顷、占用陕西能源赵石畔煤电有限公司(缓冲)340.6412 公顷	本项目在赵石畔井田矿井范围内，建设单位已与赵石畔矿业运营有限责任公司进行协商安全避让
	林地规划分析	占用林地 13.9817 公顷	林地手续正在办理
	长城文物保护线分析	不涉及	/
	生态保护红线分析	不涉及	/
	永久基本农田分析	不涉及	/
	土地利用现状 2021（三调）	其中占用交通运输用地 0.0793 公顷、占用工矿用地 1.066 公顷、占用林地 14.0834 公顷、占用草地 0.7589 公顷。	本项目集注站用地手续已在注采试验阶段办理；井场用地手续正在办理
长庆榆林 LLW 储气库工程	榆阳机场电磁环境保护区分析	不涉及	/
	榆阳机场净空区域分析	不涉及	/

(管线) 编号: 2024 【3999】 号	矿业权现状 2022 分析	其中占用陕西能源赵石畔煤电有限公司 19.3676 公顷、占用陕西能源赵石畔煤电有限公司(缓冲)664.2597 公顷	本项目在赵石畔井田矿井范围内，建设单位已与赵石畔矿业运营有限责任公司进行协商安全避让
	林地规划分析	其中占用林地 21.6141 公顷、占用非林地 1.4884 公顷	林地手续正在办理
	文物保护线分析	不涉及	/
	生态保护红线分析	不涉及	/
	永久基本农田分析	有 3 条管线压盖面积共 0.9368 公顷	属于管线临时用地，施工结束后进行复垦
	土地利用现状 2021（三调）	其中占用交通运输用地 0.2602 公顷、占用林地 20.4883 公顷、占用水域及水利设施用地 0.0281 公顷、占用工矿用地 0.0331 公顷、占用耕地 1.0757 公顷、占用草地 1.2171 公顷	临时用地手续正在办理

根据“多规合一”查询结果（数据来源：三区三线下发数据），本项目有 3 条管线涉及永久基本农田，总面积 0.9368hm²，均为施工期临时用地，选线难以避让永久基本农田。根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）规定：临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。临时用地申请人应当编制临时用地土地复垦方案报告表，由有关自然资源主管部门负责审核。严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。

本次评价要求建设单位禁止在永久基本农田内建设永久性建（构）筑物，管线施工临时占用的基本农田应经复垦能够恢复原种植条件，同时通过采取耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，此外，建设单位应按法定程序向自然资源主管部门申请临时占用基本农田手续，在管线施工结束后

及时复垦恢复原种植条件，并履行验收手续。

根据上述分析，在项目施工前完成用地手续办理、采用合规的管线敷设和穿越方式、采取适宜的水土保持和生态恢复等措施的前提下，项目建设符合榆林市投资项目选址要求。

1.4.5 项目与“三线一单”的符合性分析

1、与《榆林市“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

根据《陕西省生态环境厅办公室关于印发〈陕西省“三线一单”生态环境分区管控应用技术指南：环境影响评价（试行）〉的通知》（陕环办发[2022]76号）中环评文件规范化要求中的规定：环评文件涉及“三线一单”生态环境分区管控符合性分析采取“一图一表一说明”的表达方式，对照分析结果，并论证建设项目的符合性。

（1）“一图”：指的是规划或建设项目与环境管控单元对照分析示意图。

本项目与榆林市“三线一单”管控单元对照分析示意图见图 1.4.5.1。

（2）“一表”：指的是项目或规划范围涉及的生态环境管控单元准入清单。

根据项目与榆林市“三线一单”管控单元比对成果（见附件），汇总本项目与生态环境管控单元比对结果见表 1.4.5-1。项目与榆林市生态环境准入清单的符合性分析见表 1.4.5-2。

表 1.4.5-1 本项目“三线一单”查询结果汇总表

项目名称	管控单元分类	管控单元编码	管控单元名称	要素细类	分项面积 (m²)	总面积 (m²)	占比 (%)
LLW 储气库范围	优先保护单元	ZH61080310010	陕西省榆林市横山区优先保护单元 4	水环境优先保护区	7689.69	167497.73	4.59
	重点管控单元单元	不涉及	/	/	0.00		0
	一般管控单元	ZH61080330001	陕西省榆林市横山区一般管控单元 1	/	159808.04		95.41
项目名称	管控单元分类	管控单元编码	管控单元名称	要素细类	分项长度 (m)	总长度 (m)	占比 (%)
LLW 储气库-管线范围	优先保护单元	ZH61080310005	陕西省榆林市横山区二级国家级公益	二级国家级公益林	1532.06	17156.18	8.93
	重点管控单元单元	不涉及	/	/	0.00		0
	一般管控单元	ZH61080330001	陕西省榆林市横山区一般管控单元 1	/	15624.12		91.08

表 1.4.5-2 项目与榆林市生态环境准入清单的符合性分析

市区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控要求分类	管控要求	本项目情况	符合性
榆林市横山区	总体要求	/	空间布局约束	围绕构建能化主导、多产融合、集聚发展、高端低碳的现代化产业体系，建设“三带（长城沿线能源化工产业发展带、无定河特色产业发展带、黄河黄土文化风情带）、四区（中部能源科技产业区、北部煤电化工产业区、西部油气风光产业区、南部特色林果产业区）”的产业空间布局，引导新要素、新产业和新业态向重点发展区域集聚。	本项目位于榆林市横山区，属于天然气储气库项目，符合要求。	符合
		/	污染物排放管控	工业源污染治理：持续推进工业污染源减排，完成全市化工、建材等行业超低排放改造。以“两高”行业为主导产业的园区规划环评应增加碳排放情况与减排潜力分析，推动	本项目为储气库项目，不属于“两高”行业，经采取相应的污染防治措施后，各类污染物可达标排放，符合要求	符合

				园区绿色低碳发展。新建“两高”项目应依据区域环境质量改善目标，制定配套区域污染物削减方案，采取有效的区域污染物削减措施，腾出足够的环境容量		
		/	环境风险防控	坚持预防为主原则，将环境风险纳入常态化管理。各级人民政府及其有关部门和企事业单位，应当依照《中华人民共和国突发事件应对法》等相关规定，做好突发环境事件的风险控制、应急准备、应急处置和事后恢复等工作	建设单位已编制《突发环境事件应急预案》，并按规定报生态环境主管部门进行了备案，各生产单位结合各自特点定期开展应急演练。符合要求。	符合
	陕西省榆林市横山区优先保护单元 4	水环境优先保护区	空间布局约束	1.强化江河源头和饮用水水源地保护。加强主要江河源头、重要水源涵养地的水环境保护，划定禁止开发范围。依法划定和保护饮用水水源保护区，加强水土流失和面源污染防治，严格管控入河排污口，严格河道采砂管理，维系江河湖库健康生命。	根据比对，本项目仅有 LK2 井场及配套的部分注、采气管线以及 LKJ1-监测井位于王圪堵水库饮用水源保护区准保护区内，不涉及一级、二级水源保护区，气井、天然气管线、监测井均不属于对水体污染严重的建设项目，也不设排污口。在采取相应的污染防治措施及生态、水土保持措施后，对水环境优先保护区的影响较小。符合管控要求	符合
	陕西省榆林市横山区二级国家级公益林	一般生态空间-二级国家级公益林	空间布局约束	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。 一般生态空间-国家二级公益林：按照《国家级公益林管理办法》相关规定进行管控。 1.二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。 2.国家级公益林的调出，以不影响整体生态功能、保持集中连片为原则，一经调出，不得再次申请补进。	本项目属于储气库项目，根据生态环境影响评价，项目建设不会影响区域主体功能定位。本项目仅有双向输气管线（与采出水管线、LK1采气管线同沟）选线部分区域（约3.37hm ² 临时占地）涉及国家二级公益林。本项目为储气库开发项目，部分管线等工程初步选址选线少量占用公益林，可以按照相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐，适度开展非木质资源开发与利用，评价要求建设单位按照《国家级公益林管理办法》及《建设项目使用林地审核审批管理办法》中的相关要求，尽快完成林地用地手续办理，涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续，并在项目建设过程中严格控制作业区范围，按照“占补平衡”的原则对临时占用的二级公益林地进行补偿和生态	符合

					恢复。在采取上述措施后，本项目占用国家二级公益林不会影响开发范围内整体森林生态系统功能的发挥。	
	陕西省榆林市横山区一般管控单元 1	/	空间布局约束	执行全省、陕北地区、榆林市生态环境总体准入清单中空间布局约束相关要求。	项目施工期、运行期均按设计及环评要求采取环保措施及生态保护措施。符合要求	符合

(3) “一说明”：指的是依据“一图”和“一表”结果，论证规划或建设项目符合性的说明。

本次评价按照《榆林市生态环境准入清单（2023 年）》的管控要求进行了逐一对照分析。本项目涉及优先保护单元及一般管控单元，不涉及生态保护红线，以一般管控单元为主，其中永久占地中一般管控单元占 95.41%，管线临时占地中一般管控单元占 91.08%，优先保护单元占比很小，主要为陕西省榆林市横山区国家二级公益林（为一般生态空间）以及陕西省榆林市横山区优先保护单元 4 水环境优先保护区。

评价要求建设单位施工期严格控制施工作业范围，施工结束后立即对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施；此外，建设单位正在办理林地用地手续，并应在项目建设过程中对占用的二级公益林地进行补偿和生态恢复，符合相关管控要求。根据表 1.4.5-2 分析，本项目在空间布局、污染物排放、环境风险、资源开发利用等方面总体符合榆林市生态环境准入清单中的分区管控要求。

综上，本项目建设符合“三线一单”相关要求。

1.4.6 选址选线布局合理性分析

1、集注站选址符合性分析

根据现场调查及与榆林市横山区 LLW 镇土地利用总体规划（详见图 1.4.6.1）核对，集注站占地主要为草地及林业用地，选址避让了横山区哈兔湾樟子松造林示范基地，由于陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区位于 LLW 镇，项目选址无法避让，建设单位已取得《国家林业和草原局办公室关于陕西长庆 LLW 储气库占用国家沙化土地封禁保护区有关意见的函》（办函沙字〔2024〕200 号）。

集注站不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、重要湿地、永久基本农田等特殊敏感区，集注站周边 500m 范围内无居民。选址基本可行。

2、各井场选址符合性分析

本项目新建注采井 34 口，监测井 3 口，共计井场 8 座。

根据现场调查及与榆林市横山区 LLW 镇土地利用总体规划核对，本项目 LK1 井场占地为未利用地，其他井场占地均为林业用地及草地，井场周围 500m 范围内无居民。

（1）涉及沙化封禁保护区

由于陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区位于 LLW 镇，项目井场选址无法避让。建设单位已取得《国家林业和草原局办公室关于陕西长庆 LLW 储气库占用国家沙化土地封禁保护区有关意见的函》（办函沙字（2024）200 号）。

（2）涉及饮用水源保护区准保护区

本项目仅有 LK2 井场及 2.47km 注采气管线以及 LKJ1-东侧向监测井位于王圪堵水库饮用水源保护区准保护区内，距离二级保护区最近距离约 520m，其他井场均远离王圪堵水库饮用水源保护区准保护区。井场与王圪堵水库饮用水源保护区的位置关系详见图 5.1.14。

根据《中华人民共和国水污染防治法》第六十七条及《陕西省饮用水水源保护条例》第二十六条：禁止在饮用水水源准保护区内新建、扩建对水体污染严重的建设项目；改建建设项目，不得增加排污量。

根据《榆林市生态环境局关于加强王圪堵水库饮用水水源保护区保护的通告（征求意见稿）》，王圪堵水库饮用水水源保护区准保护区内，禁止新建、扩建对水体污染严重的建设项目，改建增加排污量的建设项目等。

本项目 LK2 井场为天然气气井，配套注、采气管线也为天然气管线，运营期不产生水污染物，LKJ1 侧向监测井为监测井，均不属于对水体污染严重的建设项目，不属于《中华人民共和国水污染防治法》及《榆林市生态环境局关于加强王圪堵水库饮用水水源保护区保护的通告（征求意见稿）》中在饮用水水源准保护区内禁止的行为。评价要求，在王圪堵水库饮用水水源保护区准保护区内严格控制施工作业范围，远离饮用水源二级保护区，临时设施布设在井场永久占地范围内，不新增临时占地，注、采气管线采用定向钻方式穿越，减小对饮用水水源准保护区的影响。

各井场均不涉及自然保护区、风景名胜区、重要湿地、永久基本农田等特殊敏感区。选址基本可行。

3、管线选址符合性分析

本项目注采气管线、注气管线、采气管线共计 10 条，长度为 30.8km，双向输气管线 2 条 6.94km；采出水管线 1 条 4.9km（与双输管线同沟）。

管线占地均为临时占地，根据现场调查及与榆林市横山区 LLW 镇土地利用总体规划核对，本项目管线临时占地主要为草地及林业用地，其次为未利用地。

（1）涉及永久基本农田

由于井场及集注站位置关系问题，有 3 条管线无法避让涉及穿越永久基本农田，主要为集注站至 LK1 注、采气管线及双向输气管线穿越黑河则处涉及永久基本农田，集注站至 LK2 注、采气管线穿越皮缠界处涉及永久基本农田。管线占地属于临时占地，占地面积约 0.9368hm²。

根据《基本农田保护条例》（2011 年修订）要求，禁止任何单位和个人在永久基本农田内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。经核实，本项目永久占地不占用基本农田，只有 3 条管线涉及基本农田，本项目不涉及以上禁止类施工活动。且管线占地属于临时占地，临时占地涉及基本农田等区域应办理相关临时用地手续，在工程完工后将及时进行复垦，采取相应措施后本项目管线选线基本符合《基本农田保护条例》相关要求。

根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）文件要求，建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。

本项目属于储气库建设项目，不涉及制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的工程内容，管线选址时尽量避开永久基本农田，但由于部分井场与集注站分布位置关系原因，导致 3 条管线无法避让永久基本农田，但本项目管线施工时不建设永久性建（构）筑物，评价要求项目开工前，建设单位应按程序申请临时用地并编制土地复垦方案，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批，临时用

地期限一般不超过两年。临时用地到期后拆除临时建（构）筑物，使用耕地的复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的恢复为农用地。

（2）涉及陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区

由于陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区位于 LLW 镇，项目管线无法避让，除黑河则西侧管线外，其他管线均涉及沙化土地封禁保护区，为了最大限度降低对沙化土地封禁保护区的地表植被影响，涉及穿越沙化土地封禁保护区的管线均采用定向钻方式穿越，建设单位已取得《国家林业和草原局办公室关于陕西长庆 LLW 储气库占用国家沙化土地封禁保护区有关意见的函》（办函沙字〔2024〕200 号）。

（3）涉及王圪堵水库饮用水水源保护区准保护区

由于 LK2 井场位于王圪堵水库饮用水水源保护区准保护区内，相应的 LK2 部分注、采气管线也涉及穿越准保护区，穿越段采用定向钻方式穿越，其他管线均不涉及水源保护区。

天然气管线不属于对水体污染严重的建设项目，不属于《中华人民共和国水污染防治法》及《榆林市生态环境局关于加强王圪堵水库饮用水水源保护区保护的通告（征求意见稿）》中在饮用水水源准保护区内禁止的行为。

（4）涉及国家二级公益林

本项目仅有双向输气管线（与采出水管线、LK1 注、采气管线同沟）选线部分区域（约 3.37hm² 临时占地）涉及国家二级公益林，应按相关要求加强施工管理，施工过程中严格控制作业带范围，注重保护森林资源，按照“占补平衡”的原则对临时占用的二级公益林地进行补偿和生态恢复。管线施工前均需按照《国家级公益林管理办法》等要求办理临时用地手续，征得相关管理部门同意。

注、采气管线不涉及自然保护区、风景名胜区、重要湿地等特殊敏感区，仅集注站至 LK2 注、采气管线 1 条管线 200m 范围内有居民（最近距离 73m），其他管线 200m 范围内均无居民。本项目管线选址、选线基本可行。

4、道路选址合理性分析

拟建道路设计满足《公路工程技术标准》、《厂矿道路设计规范》等标准或规范要求，选线主要依托储气库库区内现有乡村道路或简易道路，以减少占地。本项目道路主要为井场道路，长度约 4km。道路征地不涉及永久基本农田，尽量

少占用耕地和林地。选址避让居民点，以减少施工和运行期对噪声影响。从环境保护角度，项目道路工程选址合理。

综上，本项目集注站、各井场及各注采、双向输气管线、井场道路，均不在自然保护区、风景名胜区、重要湿地等特殊敏感区，不涉及生态保护红线，永久占地不占用永久基本农田，只有管线临时占地涉及基本农田，在工程完工后将及时进行复垦，本项目选址、选线基本可行。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本工程的污染源主要为集注站为中心，以及集注站、井场、注采管网等设施所组成的区域性污染源。根据现场勘察和类比调查、分析，确定本项目的主要环境问题是天然气注采过程排放的大气污染物；采出水、生产废水；钻井泥浆、岩屑、废润滑油等固体废物；注采井钻机噪声和运行期各类设备噪声；运行期储气库泄漏、天然气集注站装置及双输管线泄漏、爆炸等风险事故对周围环境产生的影响等。

钻井施工期的环境影响较大，主要表现为对植被的破坏、对土壤的污染、产生的水土流失、对地表水和地下水的污染、对环境空气的污染、产生的废弃泥浆和废岩屑的影响、钻井噪声的影响，污染因素较复杂。综合本项目所在区域环境特征，确定本项目的评价重点主要是：施工期和营运期的工程污染分析；项目建设对大气环境、地下水环境、声环境和生态环境影响。

天然气采用密闭集输工艺，注采井场和集注站的各种设备的接口均采用高质量的密封材料；并在自动化控制系统中采用管道泄漏检测技术，防止天然气泄漏；设置高、低压放空系统（火炬），减少气体放空带来的空气污染；储气库设置监测井，常年进行储气库断层密封性监测、气液界面运移监测、地层压力监测、流体监测及生产能力监测等，为避免储气库可能发生的天然气泄漏事故提供预警安全保障；采出水管输至第二净化厂或拉运至第一净化厂污水处理系统处理达标后回注地下，不会对水环境产生影响；固体废物均采取有效措施处置，不会产生二次污染；各类设备采取相应降噪措施经距离衰减后可满足标准；项目施工期结束将对临时占地和永久占地进行生态恢复和绿化。

由此可见，项目在采取有效的污染防治措施和生态减缓措施后，本项目均可达标排放，对环境的影响在环境可接受范围之内。

1.6 主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目，符合国家产业政策，符合国家和地方的相关规划要求。在严格按照“三同时”制度落实工程设计、环评报告提出的各项污染防治措施、生态保护、恢复和补偿措施以及风险防范措施，并强化环境管理后，主要污染物可做到达标排放，固体废物全部得到合理处置，对生态环境的影响可降低到当地环境能够容许的程度，满足评价区各环境功能区划要求。从环境影响角度分析，项目建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 评价委托文件

《环境影响评价委托书》，长庆油田分公司第一采气厂，2024年9月12日（附件1）。

2.1.2 法律依据

- （1）《中华人民共和国环境保护法》2015.1.1；
- （2）《中华人民共和国水污染防治法》，2018.1.1；
- （3）《中华人民共和国大气污染防治法》，2018.10.26；
- （4）《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022.6.5；
- （5）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020.9.1；
- （6）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019.1.1；
- （7）《中华人民共和国环境影响评价法》，2018.12.29；
- （8）《中华人民共和国节约能源法》，2018.10.26；
- （9）《中华人民共和国水土保持法》，2011.3.1；
- （10）《中华人民共和国矿产资源法》，2024.11.8；
- （11）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010.10.1；
- （12）《中华人民共和国土地管理法》，2020.1.1；
- （13）《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012.7.1；
- （14）《中华人民共和国野生动物保护法》，2022.12.30；
- （15）《中华人民共和国城乡规划法》，2019.4.23；
- （16）《中华人民共和国黄河保护法》，2022.10.30；
- （17）《中华人民共和国防沙治沙法》，2018.10.26。

2.1.3 法规依据

- （1）《建设项目环境保护管理条例》，2017.7.16；
- （2）《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017.10.7；
- （3）《土地复垦条例》，2011.3.5；
- （4）《基本农田保护条例》，2011.1.8；

(5) 《中华人民共和国河道管理条例》，2018.3.19;

(6) 《地下水管理条例》，2021.12.1;

(7) 《排污许可管理条例》，2021 年 3 月 1 日。

2.1.4 部门规章依据

(1) 《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》，国发〔2005〕39 号;

(2) 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》，国发〔2011〕35 号;

(3) 《国务院关于印发全国生态环境保护纲要的通知》，国发〔2000〕38 号;

(4) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》，国发〔2013〕37 号;

(5) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》，国发〔2015〕17 号;

(6) 《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;

(7)《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》，国发〔2021〕33 号;

(8) 《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;

(9)《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;

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

(11) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）;

(12) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号;

(13) 《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》，发改能源〔2014〕506 号;

(14) 《突发环境事件应急预案管理暂行办法》，环境保护部令第 34 号;

(15) 《国家危险废物名录》（2025 年版）;

(16) 《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号），2020.2;

(17)《关于加强西部地区环境影响评价工作的通知》(环发[2011]150号), 2011.12.29;

(18)《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;

(19)《石油天然气开采业污染防治技术政策》, 环保部公告 2012 年第 18 号;

(20)《市场准入负面清单(2022年版)》(发改体改规[2022]397号);

(21)《生态环境部等 11 部门关于印发〈甲烷排放控制行动方案〉的通知》, 环气候[2023]67 号。

2.1.5 地方性法规

(1)《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例(修订)》, 2019.12.1;

(2)《陕西省大气污染防治条例》, 2023.11.30;

(3)《陕西省地下水条例》, 2016.4.1;

(4)《陕西省固体废物污染环境防治条例(2021 第二次修正)》, 2021.9.29;

(5)《陕西省矿产资源管理条例》(2020 年修订), 2020.6.11;

(6)《陕西省水土保持条例》, 2018.5.31;

(7)《陕西省生态功能区划》(陕政发〔2004〕115 号), 2004.11;

(8)《陕西省加强陕北地区环境保护若干意见》(陕环函〔2006〕402 号);

(9)《陕西省国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》, 2021.1.29;

(10)《陕西省水功能区划》, 2004.9;

(11)《陕西省饮用水水源保护条例》, 2021.5.1;

(12)陕西省生态环境厅办公室关于印发《陕西省“三线一单”生态环境分区管控应用技术指南:环境影响评价(试行)的通知》, 陕环办发[2022]76 号, 2022.7.15;

(13)《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例(2019 年修订)》, 2019.9.27

(14)《陕西省重点生态功能区产业准入负面清单》, 陕发改规划[2018]213 号, 2018.2.9;

(15)《关于进一步加强石油天然气开采行业污油泥利用处置环境管理的通

知》，陕环固管函〔2018〕384号，2018.10.16；

（16）《陕西省国家重点生态功能区产业准入负面清单（试行）》，陕发改规划[2018]213号，2018年2月9日；

（17）《关于印发<陕西省固体废物污染防治专项整治行动方案>的通知》，陕环发[2018]29号，2018.9.30；

（18）《陕西省人民政府关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》，2020.12.29；

（19）《陕西省生态环境厅关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点（试行）的通知》（陕环办发〔2020〕34号）；

（20）陕西省实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法（2019年修正），2019年7月31日；

（21）榆林市人民政府《关于印发榆林市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（榆政发〔2021〕17号）。

（22）《关于进一步加强油气开采废弃物处置环境管理的通知》，榆政环发[2020]113号，榆林市生态环境局，2020.6.5；

（23）《中共榆林市委 榆林市人民政府关于印发〈榆林市大气污染治理专项行动方案（2023-2027年）〉的通知》（榆发〔2023〕3号），2023年5月12日；

（24）《榆林市人民政府办公室关于印发榆林市工业固体废物综合利用三年行动方案（2023-2025年）的通知》（榆政办发〔2023〕61号），2023年12月28日。

2.1.6 相关规划

（1）《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》；

（2）《黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要》；

（3）《陕西省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》；

（4）《榆林市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》；

（5）《榆林市经济社会发展总体规划（2016~2030）》；

- (6) 《陕西省主体功能区划》；
- (7) 《陕西省生态功能区划》；
- (8) 《陕西省水土保持规划（2016~2030）》；
- (9) 《全国防沙治沙规划（2021-2030 年）》；
- (10) 《陕西省防沙治沙规划(2021-2030 年)》；
- (11) 《榆林市防止二次沙化及国土绿化五年行动方案（2021-2025 年）》；
- (12) 《陕西省“十四五”生态环境保护规划》；
- (13) 《榆林市“十四五”生态环境保护规划》。

2.1.7 评价技术规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则-总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则-地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）；
- (5) 《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021）；
- (6) 《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2022）；
- (7) 《环境影响评价技术导则-土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (9)《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)；
- (10) 《生态环境状况评价技术规范》（HJ/T192-2015）；
- (11) 《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）；
- (12) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》，环境保护部公告 2017 年第 43 号；
- (13) 《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ 2025-2012）；
- (14) 《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ941-2018）
- (15) 《地下储气库设计规范》（SY/T6848-2023）；
- (16) 《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；
- (17) 《石油和天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；
- (18) 《陆上钻井作业环境保护推荐作法》（SY/T6629-2005）；
- (19) 《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）；

- (20) 《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)；
- (21) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，(DZ/T0317-2018)；
- (22) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T6628-2005)；
- (23) 《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)；
- (24) 《生产建设项目水土保持技术标准》(GB50433-2018)；
- (25) 《生产建设项目水土流失防治标准》(GB50434-2008)；
- (26) 《水土保持工程设计规范》(GB51018-2014)；
- (27) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南《试行》》(HJ1209-2021)；
- (28) 《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)。

2.1.8 与项目有关的其他文件

- (1) 《长庆榆林 LLW 储气库可行性研究报告》，中国石油长庆油田分公司，2024 年 5 月；
- (2) 现有及依托工程涉及的环评、批复及竣工环保验收意见；
- (3) 突发环境事件应急预案备案文件；
- (4) 建设单位提供与建设项目有关的其它技术资料。

2.2 评价目的

分析、掌握评价区环境质量现状及主要环境问题，确定环境影响要素和污染因子。分析项目施工和运行过程中的环境影响，完善施工期、运行期的污染防治和生态保护措施，对拟采取的环保措施进行分析论证。从环保角度对项目可行性作出结论，为环境污染防治提供依据，降低对环境的不利影响，以利于评价区经济、社会、环境可持续发展。

2.3 环境功能区划及评价标准

2.3.1 环境功能区划

1、环境空气

本项目评价范围内主要为农村地区及乡镇居民集中居住区，根据《环境空气质量标准》(GB3095—2012)中的规定，本项目所在区域环境空气质量功能区划属二类区。

2、地表水

本次开发涉及的地表水主要为无定河的支流黑河则，属于Ⅲ类水体，地表水功能为Ⅲ类。

3、地下水

评价区域地下水主要用于乡镇集中式生活饮用水水源及工、农业用水。因此，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定，水环境功能为Ⅲ类。

4、声环境

项目区域主要是分散居住的农村环境，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《声环境功能区划分技术规范》（GB/T15190-2014），项目所在区域声环境质量属于2类声环境功能区。

5、生态环境

根据《陕西省生态功能区划》，本项目一级生态区属于长城沿线风沙草原生态区，二级生态区为中神榆横沙漠化控制生态亚区，三级生态区为横榆沙地防风固沙区。

2.3.2 评价标准

1、环境质量标准

（1）环境空气质量标准

基本因子执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及修改单；非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ；硫化氢、甲醇执行《环境影响评价技术导则 大气环境附录 D》（HJ 2.2-2018）“表 D.1 其他污染物空气质量浓度参考限值”，标准值见表 2.3.2-1。

表 2.3.2-1 环境空气评价因子及评价标准

评价因子	评价时段	标准值/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准来源
SO ₂	年平均	60	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准 及修改单
	24 小时平均	150	
	1 小时平均	500	
NO ₂	年平均	40	
	24 小时平均	80	
	1 小时平均	200	
CO	24 小时平均	$4\text{mg}/\text{m}^3$	
	1 小时平均	$10\text{mg}/\text{m}^3$	
O ₃	日最大 8 小时平均	160	
	1 小时平均	200	

TSP	24 小时平均	300	
PM ₁₀	年平均	70	
	24 小时平均	150	
PM _{2.5}	年平均	35	
	24 小时平均	75	
NO _x	年平均	50	
	24 小时平均	100	
	1 小时平均	250	
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》详解
H ₂ S	1 小时平均	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D
甲醇	1 小时平均	3000	
	日平均	1000	

(2) 地表水环境质量标准

储气库范围内地表水系为黄河水系无定河支流黑河则，地表水执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，标准值见表 2.3.2-2。

表 2.3.2-2 地表水环境质量标准

标准名称及级(类)别	评价因子	单位	标准限值III类
《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准	pH（无量纲）	/	6~9
	化学需氧量	mg/L	20
	BOD ₅		4
	氨氮		1.0
	总磷		0.2
	硫化物		0.2
	挥发酚		0.005
	石油类		0.05
	阴离子表面活性剂		0.2
	汞		0.0001
	六价铬		0.05
	镉		0.008
	砷		0.05
	铅		0.05
	镍		0.02

(3) 地下水环境质量标准

评价区地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，见表 2.3.2-3。

表 2.3.2-3 地下水质量标准

标准名称	污染物名称	标准限值	单位
《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)III类	pH	6.5~8.5	无量纲
	钠	≤200	mg/L
	硫酸盐	≤250	
	氯化物	≤250	
	氨氮(以 N 计)	≤0.50	
	总硬度(以 CaCO ₃ 计)	≤450	
	硝酸盐(以 N 计)	≤20.0	
	亚硝酸盐	≤1.00	
	溶解性总固体	≤1000	
	耗氧量(CODMn 法, 以 O ₂ 计)	≤3.0	
	氰化物	≤0.05	
	氟化物	≤1.0	
	挥发性酚类	≤0.002	
	硫化物	≤0.02	
	砷	≤0.01	
	汞	≤0.001	
	铬(六价)	≤0.05	
	铅	≤0.01	
	镉	≤0.005	
	铁	≤0.3	
	锰	≤0.10	
	钡	≤0.70	
	石油类*	≤0.05	
	甲醇*	3.0	
	总大肠菌群	≤3.0	MPN/100mL
*注: 石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准执行; 甲醇参考前苏联《生活饮用水和娱乐用水水体中有害物质最高允许浓度》			

(4) 声环境质量标准

执行《声环境质量噪声标准》(GB3096-2008)中 2 类, 见表 2.3.2-4。

表 2.3.2-4 声环境质量标准 单位: dB(A)

标准名称及类别	项目	标准值	
		昼间	夜间
《声环境质量标准》(GB3096—2008) 2 类标准	等效 A 声级	60	50

(5) 土壤环境质量标准

建设用地土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018)中第二类用地指标筛选值; 农用地执行《土壤

环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中风险筛选值，具体见表 2.3.2-5 和表 2.3.2-6。

表 2.3.2-5 建设用地土壤环境执行标准限值 单位：mg/kg

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

表 2.3.2-6 农用地土壤环境执行标准限值 单位 mg/kg

序号	污染物项目	风险筛选值			
		pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	7.5<pH
1	镉	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	40	40	30	20
4	铅	70	90	120	240

5	铬	150	150	200	350
6	铜	50	50	100	200
7	镍	60	70	100	190
8	锌	200	200	250	300

2、污染物排放标准

(1) 大气排放标准

本项目执行的大气污染物排放标准见表 2.3.2-7。

表 2.3.2-7 大气污染物排放标准

标准名称及级(类)别			评价因子	标准值		
				单位	限值	
《施工场界扬尘排放限值》 (DB61/1078-2017)			TSP	mg/m ³		土方 0.8
				mg/m ³		基础 0.7
《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂房外监控点			非甲烷总烃	mg/m ³	1h 平均浓度	10
					任意一次浓度	
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）			非甲烷总烃	无组织排放监控浓度限值 mg/m ³		4.0
《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)中二级标准			颗粒物	无组织排放监控浓度限值 mg/m ³		1.0
			甲醇	无组织排放监控浓度限值 （周界外浓度最高点）		12
《恶臭污染物排放标准》 （GB14554-93）表 1 中二级标准			硫化氢	厂界无组织排放浓度限值		0.06
《饮食业油烟排放标准》（试行） （GB18483-2001）			食堂油烟	mg/m ³		2.0
非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值						
阶段	额定净功率 （Pmax）（kW）	CO （g/kWh）	HC （g/kWh）	NO （g/kWh）	HC+NOx （g/kWh）	PM （g/kWh）
第三阶段	Pmax>560	3.5	—	—	6.4	0.20
	130≤Pmax≤560	3.5	—	—	4.0	0.20
	75≤Pmax<130	5.0	—	—	4.0	0.30
	37≤Pmax<75	5.0	—	—	4.7	0.40
	Pmax<37	5.5	—	—	7.5	0.60
第四阶段	Pmax>560	3.5	0.40	3.5, 0.67（1）	—	0.10
	130≤Pmax≤560	3.5	0.19	2.0	—	0.025
	75≤Pmax<130	5.0	0.19	3.3	—	0.025
	56≤Pmax<75	5.0	0.19	3.3	—	0.025
	37≤Pmax<56	5.0	—	—	4.7	0.025
	Pmax<37	5.5	—	—	7.5	0.60
（1）适用于可移动式发电机组用 Pmax>900kW 的柴油机						

(2) 污废水处理标准

①生活污水

新增劳动定员生活污水经保障点生活污水处理设施处理达到《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T 18920-2020）后用于保障点及站场绿化洒水。具体指标见表 2.3.2-8。

表 2.3.2-8 城市杂用水水质基本控制项目及限值

序号	项目	冲厕、车辆冲洗	城市绿化、道路清扫、消防、建筑施工
1	pH	6.0~9.0	6.0~9.0
2	色度，铂钴色度单位≤	15	30
3	嗅	无不快感	无不快感
4	浊度/NTU≤	5	10
5	BOD ₅ /（mg/L）≤	10	10
6	氨氮/（mg/L）≤	5	8
7	阴离子表面活性剂/（mg/L）≤	0.5	0.5
8	铁/（mg/L）≤	0.3	-
9	锰/（mg/L）≤	0.1	-
10	溶解性总固体/（mg/L）≤	1000（2000）a	1000（2000）a
11	溶解氧/（mg/L）≥	2.0	2.0
12	总氯/（mg/L）≥	1.0（出厂），0.2（管网末端）	1.0（出厂），0.2（管网末端）
13	大肠埃希氏菌/（MPN/100mL 或 CFU/100mL）	无 c	无 c
注：“-”表示对此项无要求			
a 括号内指标为沿海及本地水源中溶解性固体含量较高的区域的指标；			
b 用于城市绿化时，不应超过 2.5mg/L；			
c 大肠埃希氏菌不应检出。			

②采出水

本项目采出水及生产废水依托第一净化厂、第二净化厂采出水处理站处理，处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）要求后回注地层，不外排，详见表 2.3.2-9。

表 2.3.2-9 采出水执行标准

执行标准名称	污染因子	单位	标准值
气田采出水回注层等回注条件应满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求	/	回注层需满足封闭性、隔离性、可注性	
气田采出水回注水水质指标参照执行《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）	pH 值	无量纲	6~9
	石油类	mg/L	≤100
	悬浮物固体含量	mg/L	≤200

（3）噪声排放标准

厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相应标准，标准值见表 2.3.2-10。

表 2.3.2-10 噪声排放标准

标准名称及级(类)别	评价因子	标准值	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	噪声 dB(A)	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准	噪声 dB(A)	60	50

（4）固体废物

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中有关要求；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定。

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 环境影响要素识别

根据本工程实际情况，结合所在区域的自然环境特征，采用矩阵法对本工程建设期间、运营期和退役期产生的影响进行识别，具体见表 2.4.1-1。

表 2.4.1-1 项目环境影响要素与影响程度识别

受影响的环境要素及程度 工程阶段及具体行为			自然环境						生态环境							环境 风险
			环境 空气	地表 水	地下 水	声环 境	固体 废物	土壤 环境	生态 系统	生物多 样性	野生 植物	植物 生境	野生 动物	动物 生境	自然 景观	
施 工 期	钻前工程	场地清理	-2S	/	/	-1S	-1S	-1S	-1S	-1S	-3S	-1S	-1S	-1S	-1S	/
		钻井设备安装	/	/	/	-1S	-1S	/	/	/	/	/	-1S	-1S	/	/
	钻井工程	钻井施工	-1S	-1S	-1S	-2S	-1S	-1S	/	/	/	/	-1S	-1S	/	-1S
	储层改造工程	酸化	/	-1S	-1S	-1S	-1S	-1S	/	/	/	/	-1S	-1S	/	/
	天然气集输工程	作业带清理	-2S	/	/	-1S	-1S	-1S	-1S	-1S	-3S	-1S	-1S	-1S	-1S	/
		管线施工	-1S	/	/	-1S	-1S	/	/	/	/	/	-1S	-1S	/	/
		材料堆放	-1S	/	/	/	/	-1S	/	/	-2S	-1S	-1S	-1S	/	/
	施工营地			-1S	-1S	/	-1S	-1S	/	/	-1S	-1S	/	/	/	/
运 行 期	天然气集输工程	注采气作业	-1L	/	-1L	-1L	-1L	-1L	/	/	/	/	/	/	/	-1L
		天然气集输	-1L	/	/	-1L	/	/	/	/	/	/	-1L	-1L	/	-1L
	天然气处理工程	天然气处理	-1L	/	-1L	-1L	-1L	-1L	/	/	/	/	/	/	/	-1L
		采出水处理	/	/	-1L	-2L	-1L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
		采出水回注	/	/	-1L	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	其他	危废暂存	-1L	/	-1L	/	/	-1L	/	/	/	/	/	/	/	-1L
		危废运输	/	-1S	/	-1S	/	/	/	/	/	-1S	-1S	-1S	/	/
		保障点	-1L	-1L	-1L	/	-1L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
退役期	设备拆除		-1S	/	/	-1S	-1S	-1S					-1S	-1S	/	/
	生态恢复			/	/			/	+1L	+1L	+1L	+1L	+1L	+1L	+1L	/

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“-”——不利影响；“+”——有利影响；L—长期影响；S—短期影响；

2.4.2 环境影响因子识别

项目各阶段的环境影响因子不同,根据工程分析和开发工艺,施工期、运行期和退役期环境影响因子见表 2.4.2-1。

表 2.4.2-1 环境影响因子识别

开发施工阶段			主要环境影响因子				
			废气	废水	噪声	固废	生态
施工期	钻前工程	道路建设	扬尘	生活污水	设备噪声	/	地表扰动面积及类型、生态系统、自然景观完整性
		设备运输	扬尘、车辆尾气		交通噪声	/	动物生境
		场地平整、土方开挖	扬尘		机械噪声	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统、自然景观完整性
		设备安装与拆卸	/		设备噪声	建筑垃圾	动物生境
	钻井工程	钻井作业	柴油机废气	钻井废水、生活污水	设备噪声	钻井岩屑、落地油	动物生境
		井喷（风险事故情况）	烃类气体	/	/	钻井液	/
	储层改造工程	射孔、酸化	试压废气	措施返排液、生活污水	设备噪声	防渗布	动物生境
	天然气集输工程	场站建设	扬尘	生活污水	设备噪声	建筑垃圾、生活垃圾	地表扰动面积及类型、生态系统、自然景观完整性
		管线敷设	扬尘	试压废水	机械噪声	建筑垃圾	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统、自然景观完整性
	运行期	天然气集输工程	站场	无组织废气	采出水	设备噪声	废润滑油及含油沾染物等
集输管线			/	/	/	清管废渣	/
管线破裂（事故）			非甲烷总烃	采出水	/	/	/
保障点		食堂油烟	生活污水	/	生活垃圾、废光伏板	/	
退役	天然气集	井场	扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生态系

期	输工程						统、自然景观完整性
		站场	扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生态系统、自然景观完整性
		管线	扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾、废弃设备管线	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生态系统、自然景观完整性

2.4.3 评价因子筛选

根据本项目特点、环境影响的主要特征和方式，结合区域自然生态环境情况、区域环境功能要求、环境保护目标、评价标准和环境制约因素等，参照《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），筛选确定评价因子。筛选结果见表 2.4.3-1。

表 2.4.3-1 环境影响评价因子筛选结果表

类别		评价因子
环境空气	现状评价因子	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、H ₂ S、TSP、甲醇
	预测评价因子	非甲烷总烃、硫化氢、甲醇
地表水	现状评价因子	pH 值、BOD ₅ 、化学需氧量、总磷(以 P 计)、悬浮物、挥发酚、氨氮、水温、汞、石油类、砷、硫化物、铅、铬、六价铬、镉、镍、阴离子表面活性剂
	预测评价因子	废水不外排，分析依托工程可行性
地下水	现状评价因子	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、氯化物、硫酸盐、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、挥发性酚类、氟化物、氰化物、耗氧量、溶解性总固体、铁、锰、铅、砷、汞、镉、铬（六价）、石油类、硫化物、钡、甲醇
	预测评价因子	锰、氨氮、石油类、甲醇
声环境	现状评价因子	昼间等效 A 声级（L _d ）、夜间等效 A 声级（L _n ）
	预测评价因子	昼间等效 A 声级（L _d ）、夜间等效 A 声级（L _n ）
土壤环境	现状评价因子	pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、锌、铬、苯、甲苯、乙苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯甲烷、氯乙烯、1,1-二氯乙烯、二氯甲烷、反-1,2-二氯乙烯、1,1-二氯乙烷、顺-1,2-二氯乙烯、氯仿、1,1,1-三氯乙烷、四氯化碳、1,2-二氯乙烷、三氯乙烯、1,2-二氯丙烷、1,1,2-三氯乙烷、四氯乙烯、氯苯、1,1,1,2-四氯乙烷、苯乙烯、1,1,2,2-四氯乙烷、1,2,3-三氯丙烷、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、2-氯酚、硝基苯、苯胺、萘、苯并[a]蒽、蒽、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、苯并[a]芘、茚并[1,2,3-cd]芘、二苯并[a, h]蒽、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、含盐量、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度
	影响评价因子	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
生态环境	现状评价因子	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生产力、生物量损失、土壤肥力、林地立地条件、物种多样性、生态系统完整性等
	影响评价因子	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生产力、生物量损失、土壤肥力、林地立地条件、物种多样性、生态系统完整性等

环境 风险	风险评价因子	大气：CH ₄ 、CO ₂ ； 地下水：石油类、甲醇

2.5 评价工作等级及评价范围

2.5.1 生态环境

1、评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本项目生态环境评价等级判定情况见表 2.5.1-1。据此确定本项目生态环境评价等级为二级。

表 2.5.1-1 生态环境评价等级判定表

导则要求		本项目情况	
评价原则		评价等级	评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时	一级	本项目不涉及
b	涉及自然公园时	二级	本项目不涉及
c	涉及生态保护红线时	不低于二级	本项目不涉及生态保护红线
d	根据 HJ 2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目	不低于二级	本项目不属于水文要素影响型
e	根据 HJ 610、HJ 964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目	不低于二级	本项目地下水及土壤影响范围内涉及国家二级公益林
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域）	不低于二级	本项目占地规模为 30.77hm ² （0.3077km ² ）小于 20km ²
g	除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级	三级	其他
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	最高评价等级二级

综上，本项目生态环境评价等级为二级。

2、评价范围

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）及《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）。

评价范围作如下规定：

①各井场、集注站场界周围 50m 范围，重点评价工程扰动区域。

②穿越陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区的集输管线均采用水平定向钻方式，且无永久占地，评价范围为线路中心线两侧外延 300m；其他不涉及沙化土地封禁保护区的管线评价范围为线路中心线两侧外延 300m。

重点评价临时占地带状区域。评价范围总面积约 8.02km²。生态评价范围见图 2.5.1.1。

2.5.2 大气环境

1、评价工作等级

运行期大气主要污染物包括非甲烷总烃、H₂S、甲醇。采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中 AERSCREEN 估算模型对主要大气污染源进行环境空气评价等级判定，评价因子和标准见表 2.5.2-1，判别依据见表 2.5.2-2。判定结果见表 2.5.2-3。

表 2.5.2-1 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值/(ug/m ³)	标准来源
非甲烷总烃	1 小时平均	2000	《大气污染物排放标准详解》
H ₂ S	1 小时平均	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D
甲醇	1 小时平均	3000	

表 2.5.2-2 评价等级判别表

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

表 2.5.2-3 主要大气污染物最大落地浓度占标率

污染源		污染物	下风向距离/m	最大落地浓度 (μg/m ³)	占标率(%)
无组织排放	注气工艺区	非甲烷总烃	152	69.95	3.5
		H ₂ S	152	0.014	0.14
	采气工艺区	非甲烷总烃	152	46.97	2.35
		H ₂ S	152	0.795	7.95
	储罐区	甲醇	106	66.16	2.21

根据预测结果，本项目建成投运后，其污染装置区下风向 0~2500m 范围内非甲烷总烃、H₂S、甲醇均未出现超标，各污染物下风向最大落地浓度占标率 7.95%，小于 10%。因此，确定本项目大气环境评价工作等级为二级。

2、评价范围

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），大气环境影响评价范围为：以集注站为中心区域，边长为 5.0km 的矩形区域；环境空气评价范围见图 2.5.2.1。

2.5.3 地表水

1、评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) 7.3 章节要求“废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价”。

本项目运行期采出水、分离废水等全部处理达标后回注地层，生活污水经保障点内生活污水处理装置处理达标后用于站场绿化，不外排。因此，根据导则要求，本项目地表水评价等级为三级 B，主要对依托水处理设施的环境可行性分析。

2、评价范围

本项目重点分析依托水处理设施的环境可行性。

2.5.4 地下水

1、评价工作等级

(1) 等级划分依据

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 中建设项目地下水环境影响评价工作等级划分依据见表 2.5.4-1。

表 2.5.4-1 地下水环境影响评价工作等级分级表

项目类别 环境敏感程度	I类项目	II类项目	III类项目
敏感	一级	一级	二级
较敏感	一级	二级	三级
不敏感	二级	三级	三级

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.5.4-2。

表 2.5.4-2 建设项目的地下水环境敏感程度分级表

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

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

(2) 项目类别确定

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 和《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）7.2 章节内容，本项目储气库类别属“F 石油、天然气第 40 条气库（不含加气站气库）”项目类别为“IV类”，注采井、集注站等属于“F 石油、天然气 38 天然气开采及净化”，项目类别为“II类”，注采、集输管线工程属于“F 石油、天然气 41 石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）”，项目类别为“III类”。

当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级。

(3) 地下水敏感性

根据现场调查，项目周边无集中式地下水饮用水水源准保护区及补给径流区。调查范围内的村庄基本以分散式水井供水。本项目地下水环境敏感程度按“较敏感”考虑。

(4) 等级判定

具体判定结果见表 2.5.4-6。

表 2.5.4-6 本项目地下水评价等级判定

项目类别			敏感性	评价等级
井场、集注站	II类项目	常规天然气注采井场工程	较敏感	二级
采出水管线	III类项目	废水输送管道	较敏感	三级
注采气管线、输气管线	III类项目	天然气输送管道	较敏感	三级

2、调查评价范围

为充分了解项目所在区域水文地质条件，重点预测分析建设项目场地的地下水环境影响情况，评价将调查评价范围进一步划分为调查范围和评价范围。

(1) 调查范围

调查范围的确定考虑拟建项目布局与地下水系统特征，以河流为边界，划定为：项目所在的相对完整的水文地质单元。

(2) 评价范围

①对于管线，将管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。

②对于井、站场，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）

的要求，“当建设项目所在地水文地质条件相对简单，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时，应采用公式计算法确定”，因此本次评价选取公式计算法确定评价范围。

计算公式为：

$$L = \alpha \times K \times I \times T / n_e$$

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d；

n_e —有效孔隙度，无量纲。

场地上游距离根据评价需求确定，场地两侧不小于 L/2。按导则要求 T 取 5000d，带入其他参数值后计算得 L 值。评价区地下水赋存于多个含水层中，具有供水意义的目的含水层为第四系黄土潜水含水层、白垩系环河含水层。储气库开发项目中集注站、井场、采出水管线等的建设、运行可能影响到多个含水层，因此评价对可能受影响的含水层均计算其影响评价范围，见表 2.5.4-7。

表 2.5.4-7 地下水评价范围计算

含水层	K (m/d)	I	T (d)	n _e	L (m)	说明
第四系黄土含水层	0.415	0.016	5000	0.18	369	具有供水意义的目的含水层
白垩系环河组承压含水层	0.864	0.0085	5000	0.12	612	
备注：参数取值依据《榆林市南部地下水勘察报告》等水文地质资料。						

由表可见，由于不同含水层水文地质参数不同，其地下水调查影响评价范围也不同，但最大不超过 612m，本次评价按照场站和井场下游 612m、两侧及上游各 306m，集输管线等线性工程的评价范围根据导则 8.2.2.2 节确定，取工程边界两侧向外延伸 200m 范围。地下水调查评价范围见图 2.5.4.1。

2.5.5 声环境

1、评价等级

根据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021），评价工作分级依据见表 2.5.5-1。

表 2.5.5-1 声环境等级判定分级依据分析表

判别依据	声环境功能	项目建设前后 噪声级的变化程度	受噪声影响范围 内的人口
一级评价判定依据	0 类	增高量>5dB(A)	显著增加
二级评价标准判据	1 类、2 类	3dB(A)≤增高量≤5dB(A)	增加较多
三级评价标准判据	3 类、4 类	增高量<3dB(A)	变化不大
本项目	2 类	<3dB	变化不大
评价等级	根据现场调查，本项目所在区域声环境功能为 2 类，评价等级定为二级		

根据本项目所处地理位置及周围环境，本工程所在地为 2 类声环境功能区，项目噪声影响主要集中在施工期，运行期噪声源影响范围仅限于站场和井场内部，开发前后评价范围敏感目标噪声级增量<3dB(A)，通过采取选址避让措施，受影响的人口变化不大。

依据《环境影响评价技术导则声环境》规定，综合判定，本项目声环境评价等级确定为二级。

2、评价范围

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中规定，本次环境噪声评价范围为：井场、集注站厂界外 200m 范围；新建管线、道路两侧 200m 范围。

2.5.6 土壤环境

1、项目影响类型

根据《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）7.4 要求“依据 HJ964 的规定，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作”。

根据现状监测，本项目所在区域土壤含盐量为 0.7~1.2，均小于 2g/kg，不属于 HJ964 中规定的盐化地区，各监测点 pH 为 7.82~8.02，大于 5.5 小于 8.5，不属于酸化碱化地区，因此本项目应按照土壤污染影响开展评价工作。

2、评价工作等级

污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.5.6-1、表 2.5.6-2。

表 2.5.6-1 污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 评价工作等级	I类			II类			III类		
敏感程度	大	中	小	大	中	小	大	中	小

敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	/
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	/	/

表 2.5.6-2 污染影响型敏感程度分级表

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

本项目为地下储气库项目，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中附录 A 土壤环境影响评价项目类别，本项目为导则中的交通运输仓储邮政业中的其他类，属于IV类项目。

本项目工程内容主要包括集注站、天然气井场、天然气集输管线等，项目类别为采矿业中的其他，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T 349-2023），建设项目按照站场和集输管道分别判断行业分类，天然气站场、井场等工程为II类，天然气管道按照IV类分类可不开展土壤环境影响评价。

本项目集注站永久占地面积 5.4hm²，占地规模为中型。单个井场永久占地面积为未超过 5hm²，占地规模为小型。

根据现场踏勘，本项目井场、集注站周边分布有牧草地，敏感程度属于“敏感”。因此本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。

3、评价范围

井场、集注站站场水平调查评价范围取厂界外扩 0.2km 范围。

2.5.7 环境风险

1、评价工作等级

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照表 2.5.7-1 确定评价工作等级。

风险潜势为IV及以上，进行一级评价；风险潜势为III，进行二级评价；风险潜势为II，进行三级评价；风险潜势为I，可开展简单分析。

表 2.5.7-1 环境风险评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

根据 8.3 章节分析判定，本项目大气环境、地表水环境和地下水环境的风险潜势分别为II、II、III，根据导则，建设项目环境风险潜势综合等级取各要素等级的相对高值，即III级。最终确定本项目环境风险评价等级为二级。

2、评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）、《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）、《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）及项目工程分析，本项目各要素风险评价范围见表 2.5.7-2。

表 2.5.7-2 本项目环境风险评价范围一览表

环境要素	评价工作等级	评价范围
大气环境	三级	站场周围 3km 范围
地表水	三级	与地表水评价范围一致
地下水	二级	与地下水评价范围一致

2.6 评价时段与评价重点

2.6.1 评价时段

根据拟建项目实施的不同阶段，环境影响评价包括施工期、生产运行期和退役期三个时段，施工期主要是钻井作业、井场建设、集注站建设、管线铺设及道路建设，运行期主要是天然气注采和集输；退役期主要是设备的拆除等。其中，施工期和运行期是对环境造成影响的主要时期。本次评价重点关注施工期和运行期，兼顾退役期。

2.6.2 评价重点

根据评价区环境特征和项目污染物排放特点，本次评价重点包括以下几点：

- （1）变动后的工程概况及工程分析
- （2）生态环境影响评价
- （3）地下水环境影响评价
- （4）土壤环境影响评价
- （5）环境保护措施论证及可行性分析

2.7 主要环境保护目标

根据现状调查，本项目的环境保护目标主要是评价范围内的村庄、地表水、地下水、生态环境等。项目周边涉及的重要环境保护目标为王圪堵水库饮用水源保护区及陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区，其中 LK2 井场及配套的注、采气管线以及 LKJ1 侧向监测井位于王圪堵水库饮用水源保护区准保护区内，距离二级保护区最近距离约 520m，其他工程均远离王圪堵水库饮用水源保护区准保护区。由于陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区位于横山区 LLW 镇，本项目工程选址无法避让（项目已取得国家林业和草原局出具的同意占用的函）。

本项目北侧分布有陕西省无定河湿地省级自然保护区，项目 LKJ1 井场距陕西省无定河湿地省级自然保护区实验区最近，最近距离为 3.6km。项目周边不涉及风景名胜区、文物古迹等其他重要环境保护目标。

集注站及井场周围环境保护目标见表 2.7-1，管线周边保护目标见表 2.7-2，环境保护目标见图 2.7.1。

表 2.7-1 集注站及井场周围环境保护目标

环境要素		保护对象					保护目标
		名称		人数	方位	相对距离	
		行政村	组名				
环境空气	集注站	黑河村	庙畔	665	NW	1900	《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
			皮缠界	35	N	1780	
		哈兔湾村	哈兔湾	240	W	1615	
			白家湾	210	SW	1580	
			梁家畔	180	NW	960	
			张家湾	6	W	740	
	LK1 井场	黑河村	庙畔	665	NE	1320	
	LK2 井场	黑河村	皮缠界	35	SW	796	
	LK5 井场	哈兔湾村	白家湾	210	W	1710	
	LK4 井场	黑河村	皮缠界	35	NW	973	
	LK3 井场	哈兔湾村	张家湾	6	W	587	
	LKJ1 监测井	董家梁		4	E	650	
	LKJ2 监测井	哈兔湾村	寨子湾	65	SE	1048	
	LKJ3 监测井	高窑畔沟		28	SW	2458	

声环境	厂界外 200m 范围内			《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 中的 2 类区域	
地表水	黑河则	W	1350	《地表水质量标准》 (GB3838-2002) III 类标准	
地下水	潜水和居民饮用水井			《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准	
土壤环境	集注站及井场周边 200m 范围内耕地、基本农田、牧草地等敏感目标			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(试行) (GB36600-2018) 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(试行) (GB15618-2018)	
生态环境	水土流失重点治理区	工程占地范围内		减少施工风蚀、水蚀等造成水土流失, 保护沙化封禁保护区、草地和灌木林地; 按照沙化封禁保护区管理要求执行	
	陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区	工程占地范围内			
饮用水源保护区	王圪堵水库饮用水源保护区	LK2 井场及配套 2.47km 注、采气管线、采气管线和 LKJ1 侧向监测井位于水源地准保护区内		地表饮用水源地, 水质类别和功能不改变, 水质不受影响	
		NW	LK2 井场距水源地二级保护区最近距离约 520m		
		N	LKJ1 监测井距离水源地二级保护区最近距离约 1280m		
自然保护区	无定河湿地省级自然保护区	N	项目 LKJ1 井场距陕西省无定河湿地省级自然保护区实验区最近, 最近距离为 3.6km	自然保护区及湿地生态系统不受影响	

表 2.7-2 本项目管线周边环境保护目标

名称	环境要素	环境保护对象名称	相对方位	距离 m	人口	保护内容	环境功能
集注站-河口(1#) 阀室双向输气管线	地表水	黑河则	穿越(定向钻)			地表水水质	执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准
	永久基本农田		穿越			基本农田使用功能	基本农田使用功能不变, 施工结束后及时复耕
	陕西省横山区黑疙瘩愣沙国家沙化土地封禁保护区		穿越(定向钻)			减少水土流失、保护沙化封禁保护区	国家级沙化封禁保护区
	国家二级公益林		穿越			二级公益林使用功能	按照《国家级公益林管理办法》进行管理

集注站-LK1 注、采气管线	地表水	黑河则	穿越（定向钻）			地表水水质	执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准
	永久基本农田		穿越			基本农田使用功能	基本农田使用功能不变，施工结束后及时复耕
	陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区		穿越（定向钻）			减少水土流失、保护沙化封禁保护区	国家级沙化封禁保护区
	国家二级公益林		穿越			二级公益林使用功能	按照《国家级公益林管理办法》进行管理
集注站-LK2 注、采气管线	大气环境、声环境	皮缠界	E	73	4	人群健康	执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准和《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准
	王圪堵水库饮用水水源保护区准保护区		管线采用定向钻穿越			水质类别和功能不改变，水质不受影响	地表饮用水源地
	永久基本农田		穿越			基本农田使用功能	基本农田使用功能不变，施工结束后及时复耕
	陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区		穿越（定向钻）			减少水土流失、保护沙化封禁保护区	国家级沙化封禁保护区
集注站-LK4 注、采气管线	陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区		穿越（定向钻）			减少水土流失、保护沙化封禁保护区	国家级沙化封禁保护区
集注站-LK5 注、采气管线	陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区		穿越（定向钻）			减少水土流失、保护沙化封禁保护区	国家级沙化封禁保护区
集注站-LK3 注、采气管线	陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区		穿越（定向钻）			减少水土流失、保护沙化封禁保护区	国家级沙化封禁保护区
注：除集注站-LK2注、采气管线200m范围内有居民外，其他管线200m范围内均无居民；采出水管线与双向输气管线同沟布设，保护目标与双向输气管线一致，不再单列							

3 建设项目概况

3.1 原审批项目工程概况

2019年3月15日，陕17储气库工程取得国家能源局项目备案确认单，项目代码为2019-000291-07-03-000285。

2019年7月，长庆油田公司编制了《长庆陕17储气库预可行性研究报告》、《陕17储气库先导试验方案》先后通过了勘探与生产分公司、集团公司规划计划部审查，批复同意开展陕17储气库先导试验。

2020年12月，陕西博厚建设环保工程有限公司编制完成了《陕17储气库建设工程环境影响报告书》；

2021年2月5日，陕西省生态环境厅以“陕环评批复【2021】3号”对《陕17储气库建设工程环境影响报告书》进行了批复。

2021年2月开始先导试验钻井施工。由于集注站位置发生变化，2021年12月，长庆油田分公司第一采气厂产能建设项目组委托陕西博厚建设环保工程有限公司编制了《陕17储气库建设工程变动环境影响分析报告》，判定项目不属于重大变动。2022年10月，集注试验站开始施工。

3.1.1 原审批项目主要建设内容

原项目总占地面积82.85hm²，其中施工期临时占地总面积58.96hm²，运行期永久占地23.89hm²。建设内容包括集注站1座，注采井26口，新建陕蒙界阀室一座，集注站至陕蒙界双输管线1条，集注站~北-3集气站双输管线1条，注采气管线1条，采气管线9条，注气管线5条；在集注站300m处新建100人的生活保障点一座，扩建北-3集气站，利用北-3集气站，及其所属老井7口进行注采气；依托工程第一净化厂采出水处理站及第二净化厂采出水处理站。工程建设分两个阶段建设，具体分阶段建设情况如下：

第一阶段为“陕17储气库先导性试验”阶段，建设内容主要包括4口注采井（分布在G10-13井场内，其中水平井2口，直井2口），1座注采试验站（储气库建设阶段为集注站）、1条集注站至北-3集气站双向输气管线、1条注采管线、北-3集气站扩建，并配套建设供电、自控、公用等配套系统等。

第二阶段为“陕17储气库整体建设”阶段，建设内容包括：建设注采井22口，其中水平井12口，注采直井10口，5条注气管线，9条采气管线；新建陕蒙界

阀室一座，集注站至陕蒙界双输管线 1 条；集注站增加 4 台 6000kW 电驱往复式压缩机、清管装置、采气分离器、空冷器、天然气加热炉及 3 套规模为 $600 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的三甘醇脱水装置；在集注站 300m 处新建 100 人的生活保障点一座。

目前实际建设情况及进度：

第一阶段工程于 2021 年 2 月开工建设，目前已基本建设完成，设计平均日注气量 300 万方，年注气能力 3.7 亿方，冬季采气期日调峰气量 60 万方。第二阶段工程全部内容均未开始建设。原环评建设内容及第一阶段建设进度见表 3.1.1-1。

表 3.1.1-1 建设项目建设内容一览表

工程类别	工程名称		原环评内容		实际已建设内容			
			第一阶段建设内容	第二阶段建设内容	第一阶段建设内容	第二阶段建设内容		
主体工程	井场工程		陕 17 储气库先导性试验期建设注采试验井 4 口（分布在同一井场 G10-13 内），其中水平井 2 口，注采直井 2 口		陕 17 储气库建设期建设注采井 22 口，其中水平井 12 口，注采直井 10 口，分布于 5 个井场：陕 17-Z2（C3）、G11-13（C2H4）、G11-14（H2）、陕 17-Z5（C3H5）、陕 17-Z6（C2H1）		已建注采试验井 4 口（分布在同一井场 G10-13 内），其中水平井 2 口，注采直井 2 口	未建设
			利用老采气井 7 口（G10-13、G11-13、G11-14、G11-12A、G12-14、G13-14、G13-15）； 利用已有井场 3 座 G10-13（建成后更名为陕 17-Z1）、G11-13（建成后更名为陕 17-Z3）、G11-14（建成后更名为陕 17-Z4）		未进行采气			
			注醇工艺：注采井采用中压集气工艺，充分利用井口温度，井口不节流，井口注醇，防止水合物生成。井口形成正常的温度场需要 5 天时间，在此期间天然气运行温度在 40℃~45℃之间，因此开工注醇需要 5 天时间，采用移动注醇泵撬进行井口注醇。待井口温度场形成后，在整个采气期内，井口温度基本稳定在 55℃ 以上。		未进行采气，无需注醇。			
	站场工程	集注站	规模	陕 17 储气库先导性试验期建设集注站 1 座，注采试验平均注气规模 300×10 ⁴ m ³ /d，采气规模 60×10 ⁴ m ³ /d。	陕 17 储气库建成后设计最终采气规模 998~1764×10 ⁴ m ³ /d，平均采气规模 1381×10 ⁴ m ³ /d，平均注气规模 800×10 ⁴ m ³ /d，注气规模考虑一定的余量，设计注气规模为 960×10 ⁴ m ³ /d。总库容 46.7 亿方，总有效工作气量为 16 亿方。	陕 17 储气库先导性试验期建设集注站 1 座，注采试验平均注气规模 300×10 ⁴ m ³ /d，采气规模 60×10 ⁴ m ³ /d。	未建设	
			增压装置	注采集注站内设 2 台 4500kw 压缩机（利用榆	陕 17 储气库建设期对注采试验站后期建设内容进行建设，新增 4 台 6000kW 增压压缩	注采集注站内设 2 台 4500kw 压缩机，2 台 2800kw 压缩机进行	未建设	

			林南储气库已购），2台2800kw压缩机进行注气增压，选用电驱往复式压缩机组。	机，选用电驱往复式压缩机组	注气增压，选用电驱往复式压缩机组。	
		收发球及截断区	/	在集注站内新增 PN68 DN650 清管装置 1 具	/	未建设
		集注气分离区	PN68 DN1200，共设 1 台过滤分离器，单台处理量为 $300 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、闪蒸分离配置 1 台闪蒸分离器，实现凝液的气、液的两相分离，闪蒸分离器规格为 PN25 DN1500。	在集注站内新增 3 台 PN80DN1500 的采气分离器、4 套空冷器、2 台 PN63DN1000 的旋风分离器、1 台 PN68 DN1000 的过滤分离器、1 台闪蒸分离器	设置 1 台 PN68 DN1200 过滤分离器，处理量为 $300 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；设置 1 台 PN25 DN1500 的闪蒸分离器，实现凝液的气、液的两相分离。	未建设
		脱水区	依托北-3 集气站	在集注站内新增 3 套处理规模为 $600 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的三甘醇脱水装置	未进行采气	未建设
		火炬及放空区	设置高、低压放空分液罐各一具，高压放空火炬一座 DN800×90m，低压放空火炬一座 DN200×90m，高低压火炬共用一座塔架，火炬为不长明火炬，设有自动点火装置。	依托先导试验阶段建设	建设高、低压放空分液罐各一具，高压放空火炬一座 DN700×80m，低压放空火炬一座 DN200×80m，高低压火炬共用一座塔架，火炬为不长明火炬，设有自动点火装置。	未建设
		改扩建站	北-3 站扩建：新建截断区，其他利用原有设施。	/	北-3 站扩建：新建截断区，其他利用原有设施。站内改造，不新增占地。	/
		阀室	/	新建陕蒙界阀室一座	/	未建设
	管	双输	陕 17 储气库先导性试验期新建 1	陕 17 储气库建设期新建集注站-二净双向输	已建 1 条双向输气管线，规格	未建设

	线工程	管线	条双向输气管线，规格为 DN457×12.5×1.90km，管道设计压力为 6.8MPa。起于陕 17 注采试验站，终于北-3 站新建截断区	气管道，管线全长 14km，其中陕西段长 4.2km，内蒙段长 7.5km，内蒙境内管线及第二净化厂改扩建内容目前与本工程正在同步进行，环境影响评价已委托，与本工程同步实施、同步投产，内蒙境内工程不在本次评价范围内，另行委托环评。本工程拟在陕蒙界设置阀室 1 座，管线规格为 L360QS-660×20，设计压力为 10MPa，陕西段长 6.5km。	为 DN457×12.5×2.04km，管道设计压力为 6.8MPa。起于陕 17 注采试验站，终于北-3 站新建截断区，采用定向钻穿越万亩樟子林观景台 783m。	
		注、采气管线	建设 G10-13 至集注站注采管线 1 条，管线规格为 DN219×22.2 长度 5.7km。管线设计压力为 34MPa	新建集注站至各注采井注气管道 16.2km；管线设计压力为 34MPa。	已建 G10-13 至集注站注采管线 1 条，管线规格为 DN219×25 长度 3.5km。管线设计压力为 34MPa，采用定向钻穿越黑河则 690m。	未建设
		采气管线	/	新建集注站至各注采井采气管道共 9 条，合计 36.5km，设计压力为 10MPa	/	未建设
辅助工程	道路	新建进站道路 0.5km，新建井场道路 13.9km，路基宽度 4.5m，路面宽度 3.5m。拓修道路 30km，路面 3.5m 沥青路扩宽为 6.0m 沥青路。施工便道 3.5km，宽 4m。			新建井场道路 2.7km，路基宽度 4.5m，路面宽度 3.5m。	未建设
	保障点	陕 17 储气库先导性试验期保障点依托北-3 应急保障点，增加双人标准宿舍 4 间，其他系统依托站内已建设施。	陕 17 储气库建设期新建 100 人前线生产保障点 1 座，位于陕 17 集注站 300m 处。	陕 17 储气库先导性试验期保障点依托北-3 应急保障点，增加双人标准宿舍 4 间，其他系统依托站内已建设施。		未建设
公用工程	给排水	给水：在集注站新建 1 口水源井，水源井产水量不小于 150m ³ /d。	生产保障点内新建 1 口水源井，水源井产水量不小于 150m ³ /d。	在注采试验站已建 1 口水源井，单井设计产水量为 150m ³ /d，并深 400m。		未建设
		排水：生产废水、采出水收集至站内埋地污水罐（1 具 60m ³ ）定期拉运至第一净化厂采出水处理	生产废水、采出水收集至站内埋地污水罐定期拉运至第一净化厂采出水处理站和第二净化厂的污水处理站处理。生活污水经地埋式	排水：生产废水、采出水收集至站内埋地采出水罐（1 具 30m ³ ），火炬区高低压放空分		未建设

		站和第二净化厂的污水处理站处理。	污水处理设施处理后回用。	液罐对应设置埋地 10m ³ 和 5m ³ 污水罐各 1 具，定期拉运至第一净化厂采出水处理站和第二净化厂的污水处理站处理。	
	消防	集注站内设 1 具 700m ³ 的钢制消防水罐。站内采用半固定式消防冷却给水系统。注气压缩机房、生产装置区设消火栓，辅助生产厂房均设置灭火器。	完善集注站消防系统	集注站内设 1 具 700m ³ 的钢制消防水罐。站内采用半固定式消防冷却给水系统。注气压缩机房、生产装置区设消火栓，辅助生产厂房均设置灭火器。	未建设
	供热	采暖供热系统采用电供热，选用空气源热泵。新建二氧化碳复叠分体热泵机组一套（包括室外机 2 台），机组设计供热能力为 115kW，供热介质为 65℃~50℃ 热水，系统设计压力为 1.0MPa，供热系统采用闭式强制循环方式。	保障点采暖采用空气源热泵	采暖供热系统采用电供热，选用空气源热泵。新建二氧化碳复叠分体热泵机组一套（包括室外机 2 台），机组设计供热能力为 115kW，供热介质为 65℃~50℃ 热水，系统设计压力为 1.0MPa，供热系统采用闭式强制循环方式。	未建设
		/	设天然气加热炉 3 台，每台功率为 4500kW（该 3 台加热炉为临时使用，只在采气初期前几天加热提高循环温度，每年最多运行 10 天）	/	未建设
	供风	新建空压机房一间，主要提供非净化空气、净化空气及氮气。系统设置 2 台 24.5m ³ /min 螺杆空气压缩机（1 用 1 备，预留 1 台位置），2 台 31.2m ³ /min 无热吸附式干燥机（1 用 1 备，预留 1 台位置），1 台 300m ³ /h 变压吸附制氮机（PSA）。另设 3 具 40m ³ 的空气储罐，分别用做非净化空	依托先导试验阶段建设	已建空压机房一间，设置 2 台 26.7m ³ /min 螺杆空气压缩机（1 用 1 备，预留 1 台位置），2 台 32m ³ /min 微热吸附式干燥机（1 用 1 备，预留 1 台位置），1 台 300m ³ /h 变压吸附制氮机（PSA）。另设 3 具 40m ³ 的空气储罐，分别用做非净化空气、净化空气及氮气的存储。	未建设

		气、净化空气及氮气的存储。			
	供配电	新建 110kV 变电站 1 座及输电线路，已另行委托环评，不在本次评价范围内		已建 110kV 变电站 1 座及输电线路	未建设
	仪表自控	集注站设置由功能相对独立并互相联系的过程控制系统（PCS）、紧急停车系统（SIS）组成的计算机控制系统。实现对注采井场、注采试验站生产运行参数的采集和控制，并将数据上传至上位管理系统	完善仪表自控系统	在注采试验站值班室内设置 1 套由功能相对独立并互相联系的过程控制系统（PSC）、安全仪表系统（SIS）组成的计算机控制系统，完成注采试验站生产过程的见识控制、紧急停车和火气监测	未建设
		井场分别设置远程终端装置 RTU，RTU 通过光纤和集注站 PCS 连接，采用 TCP/IP 协议。在集注站通过 PCS 操作站实现对井场进行远程集中监视和控制。井场 RTU 设置在电控一体化集成装置内。		井场分别设置远程终端装置 RTU，RTU 通过光纤和集注站 PCS 连接，采用 TCP/IP 协议。在集注站通过 PCS 操作站实现对井场进行远程集中监视和控制。井场 RTU 设置在电控一体化集成装置内。	未建设
	通信系统	集注站机柜间安装通信机柜 1 面，机柜内安装光纤收发器 1 套，网络交换机，集注站同沟敷设 12 芯光缆至第二净化厂，接入靖边储气库管理中心，实现各站场间数据传输，构成光纤传输网络。	完善通信系统	注采试验站机柜间安装通信机柜 1 面，机柜内安装光纤收发器 1 套，网络交换机，集注站同沟敷设 12 芯光缆至第二净化厂，接入靖边储气库管理中心，实现各站场间数据传输，构成光纤传输网络。	未建设
穿跨越工程	穿越河流	穿越黑河则 240m/1 处，采用定向钻	集注站至陕蒙界阀室双向输气管线穿越黑河则 120m/1 处，采用定向钻	G10-13 井场至陕 17 注采试验站注采管线穿越黑河则 1 次，采用定向钻方式，穿越长度为 690m。	未建设
	穿越道路	/	穿越高速公路 300m/1 处，采用定向钻	穿越公路 1 处（野淌路），乡	未建设

		穿越公路 600m/12 处，采用顶管穿越		村水泥路 1 处，穿越土路 3 处	
		穿越乡村道路、水泥路 500m/50 处			
环保工程	废气	/	三甘醇重沸器燃用净化后的天然气，燃烧器采用低氮燃烧器，排气筒高度不低于 8m，并设置永久性采样孔及采样平台。天然气加热炉燃用净化后的天然气，燃烧器采用低氮燃烧器，排气筒高度不低于 8m，并设置永久性采样孔及采样平台。生活保障点食堂安装油烟净化装置，净化效率不低于 60%。	/	未建设
	废水	采出水收集至站内埋地污水罐（1 具 60m³）定期拉运至第一净化厂采出水处理站和第二净化厂的污水处理站处理，处理达标后回注。集注站内设化粪池 1 座，生活污水定期拉运至附近场站污水处理站处理。	保障点建设埋地式一体化污水处理设施 1 套，处理规模为 0.5m³/h，食堂设隔油池 1 座。集注站内新增 3 具 60m³埋地式污水罐收集采出水，定期拉运至第一净化厂采出水处理站和第二净化厂的污水处理站处理，处理达标后回注。集注站生活污水拉运至保障点统一处理。	生产废水：采出水收集至站内埋地采出水罐（1 具 30m³），火炬区高低压放空分液罐产生的废水收集至对应的埋地 10m³和 5m³污水罐，定期拉运至第一净化厂采出水处理站和第二净化厂的污水处理站处理。集注站设 0.5m³/h 埋地式一体化污水处理设施 1 套。	未建设
	噪声	压缩机厂房：安装高效吸声多层复合墙体结构、安装高效吸声多层复合顶棚结构、压缩机房通风口安装翼型导流式通风消声器、屋面排风口安装风机配套消声器、安装隔声门、安装隔声窗。 室外空冷器：采用弧形低流阻型进风消声器+高效吸隔声板+矩阵式排风消声器的措施，对空冷器进行降噪。 放空火炬加装消声器。		压缩机厂房：安装高效吸声多层复合墙体结构、安装高效吸声多层复合顶棚结构、压缩机房通风口安装翼型导流式通风消声器、屋面排风口安装风机配套消声器、安装隔声门、安装隔声窗。 室外空冷器：采用弧形低流阻型进风消声器+高效吸隔声板+矩阵式排风消声器的措施，对空冷器进行降噪。北侧围墙靠	未建设

				近空冷器处安装隔声屏障。	
	固废	集注站内设置 20m ³ 废润滑油罐 1 座；废润滑油、清管废渣、废活性炭均为危险废物，本项目需设置危险废物暂存库一座，危险废物临时暂存后交有资质单位处置。生活垃圾设置垃圾桶，定期交由当地环卫部门处置。	依托先导试验阶段建设	注采试验站内设置 20m ³ 废润滑油罐 1 座；废润滑油临时暂存后交有资质单位处置。生活垃圾设置垃圾桶，定期交由当地环卫部门处置。	未建设
	钻井废弃物	钻井废弃物采取不落地收集措施，最终的钻井废水、钻井岩屑委托具有相关处理资质的单位进行拉运、处理，钻井及施工期固体废弃物进行分类收集，集中处置。		钻井废弃物采取不落地收集措施，最终的钻井废水、钻井岩屑委托具有相关处理资质的单位进行拉运、处理，钻井及施工期固体废弃物进行分类收集，集中处置。	未建设
	风险	站外设置 800m ³ 事故应急池 1 座。	依托先导试验阶段建设	站外设置应急缓冲池 1 座（尺寸 45m×5m×3.7m），有效容积 811m ³ 应急缓冲池 1 座。	未建设
依托工程	周边厂站含醇、不含醇采出水处理设施	第二净化厂距离本项目 11km，建设有处理能力 200m ³ /d 的含醇采出水处理装置 1 套；第一净化厂采出水处理站距离本项目 15km，建设有处理能力 600m ³ /d 的不含醇采出水处理装置 1 套。本项目仅在采气初期井口温度场未形成前注醇采气，待井口温度场形成后停止注醇，注醇周期约 5 天，本项目含醇废水产生量约为 446.7m ³ /a，不含醇采出水量为 88.2m ³ /d；根据建设单位提供资料，目前第二净化厂含醇废水处理量为 24.76~200m ³ /d，第一净化厂采出水处理站不含醇采出水处理站平均处理能力为 367m ³ /d（余量 233m ³ /d），均能满足本项目产生采出水的处理余量，根据 9.2.2 章节依托工程可行性分析，第一、第二净化厂采出水处理系统处理后的水质均符合《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）要求后回注地层。本项目运行期采出水依托第一、第二净化厂采出水处理系统处理达标回注可行。		未进行采气，无采出水产生。	未建设

3.1.2 原审批项目的环境保护措施

1、大气污染防治措施

(1) 有组织废气

①三甘醇重沸器直燃加热废气

陕 17 储气库设 3 套三甘醇脱水装置，每套脱水装置设 1 根火管对重沸器进行加热，火管采用天然气作为燃料，评价要求每套装置配置低氮燃烧器，废气最终经 8m 高排气筒排放。

采取以上措施后，三甘醇重沸器直燃加热排放废气可满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）中表 3 燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，措施可行。

②加热炉废气

集注站内设天然气加热炉 3 台，每台功率为 4500kW，该 3 台加热炉为临时使用，只在采气初期前几天加热提高循环温度，每年最多运行 10 天，燃气为净化后的天然气。评价要求每套加热炉配置低氮燃烧器，废气最终经 8m 高排气筒排放。

采取以上措施后，加热炉废气可满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）中表 3 燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，措施可行。且加热炉每年运营时间很短，对周围环境影响较小。

③保障点食堂油烟废气

环评要求保障点餐厅楼顶安装油烟净化设施，净化效率不低于 60%，油烟经净化处理后排放浓度为 $1.42\text{mg}/\text{m}^3$ ，可满足《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）最高允许排放浓度 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 和净化设施最低去除效率的相关要求，实现达标排放。

(2) 无组织废气

无组织废气主要为集注过程无组织逸散的烃类气体。

本项目天然气注采、集输均采用密闭集输系统，正常生产时，理论上无天然气逸散，但在实际生产中井场、集注站场法兰、阀门等处均会有少量天然气逸散。

为减少项目无组织废气的排放，评价建议：

①天然气的注采、集输等均采用全密闭生产工艺，运营期应加强设备的检测、维修与保养；

②采用技术质量可靠的仪表、阀门、控制设备等，保证生产设备的正常运行和操作平衡，减少放空和安全阀启跳，较少气体泄漏；

③集注站内各管道采用“可视化”原则，采用地上敷设，便于检查和检测；

④建议集注站内各管道等有阀门的地方，定期和不定期的进行天然气测漏检验，及时消除隐患，尽量减少无组织逸散。

（3）非正常排放

本项目非正常排放的废气采用放空火炬进行放空燃烧处理，措施可行。本项目设置高、低压放空火炬各一座，高压放空火炬 DN800×90m，低压放空火炬 DN200×90m，高低压火炬共用一座塔架。

采取以上大气污染防治措施后，本项目产生的大气污染物均能达标排放，环保措施可行。

2、废水污染防治措施

（1）采出水

集注站内设 60m³ 的污水罐 4 具，集注站产生的气田采出水经收集储存在站内污水罐内，采气初期的含醇废水拉运至第二净化厂含醇废水处理站处理、不含醇采出水拉运至第一净化厂采出水处理站采出水处理站进行处理。处理满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）要求后回注地层，不外排。

（2）生产废水

项目生产废水包括：地面冲洗废水、净水机组浓水等；

地面冲洗废水经废水收集池收集后，定期外运至第二净化厂处理，不外排；全自动反渗透净水机组产生的浓水排至室外浓水提升池（尺寸 3.5m×3.5m×4.0m，有效容积 26.9m³），定期外运至第二净化厂处理，不外排。

（3）生活污水

生活保障点设地理式生活污水处理装置 1 套，处理规模为 0.5m³/h。生活污水处理设备出水水质达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2002）中的绿化指标及《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 B 标准。站内生活污水经生活污水处理设备处理后用于站内绿化。

3、地下水污染防治措施

本项目地下水污染防治措施按照“源头控制，分区防治，污染监控，应急响应

应”的原则，采取相应的地下水污染防治措施，可有效防止污染地下水，措施可行。

4、噪声污染防治措施

建设单位尽量选用低噪声设备，总图布置时，合理布局，对产噪设备采取减振、隔声、软连接，对压缩机厂房屋面和墙面加装吸声、隔声材料，压缩机基础四周安装隔振材料进行减振和隔振，空冷器区顶棚和隔墙安装吸、隔声降噪体，进出风口安装消音器，放空火炬出口加装消音器等措施后。运行期厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，对周边环境影响较小，措施可行。

5、固废污染防治措施

本项目运行期固体废物主要为危险废物，主要包括清管废渣、废活性炭、三甘醇废液、废润滑油，以及职工生活垃圾。

本项目建设危废暂存库 1 座，项目产生的危废分类暂存于危废暂存库内，最终交由有资质的单位处理。

生活垃圾在站内集中收集，定期交由当地环卫部门处置。

在采取上述措施后，尤其是危险废物相关管理要求的基础上，该项目运营过程中产生的各类固体废弃物可确保得到有效的处理处置，处置率 100%，不会直接排放到外环境中，因此不会对周边环境产生影响。采取的固废处置措施可行。

6、土壤防控措施

根据土壤环境影响分析内容，采取源头控制措施、过程控制措施、跟踪监测等措施，可有效降低对土壤环境的影响，措施可行。

7、环境风险防范措施

根据风险识别，本项目的主要风险源为天然气泄漏或发生火灾爆炸风险事故。经过分析，在做好日常检查，落实评价提出的各项环境风险防范措施，制定完备的应急措施和预案的基础上，可将事故风险降到最低限度，基本不会对周边环境产生影响，本项目环境风险可控。

3.1.3 原审批项目批复落实情况

对比《陕西省生态环境厅关于陕 17 储气库建设工程环境影响报告书的批复》，（审批文号：陕环评批复【2021】3 号），原审批项目批复落实情况见表 3.1.3-1。

表 3.1.3-1 原审批项目批复落实情况一览表

序号	环评批复要求	目前建设情况
1	加强施工期的环境管理。严格控制施工范围，采取有效措施控制施工扬尘、废水、噪声和固体废物对环境的影响，切实做好生态保护工作。	项目建设期委托了环境监理单位对第一阶段施工建设过程进行环境管理。
2	加强工程建设沿线的生态保护和风险管控。禁止非管线工程项目布局建设在饮用水源保护区、人口密集区等各类生态敏感区域；施工期间确需临时占用少量敏感区域的，开工前须征得当地相关部门同意，施工结束后恢复原状。管线工程穿越农田、河流、道路的，须经相关部门批准。	管线穿越河流（黑河则）和樟子松林地时，采用定向钻施工工艺，有效减少作业带开挖施工对河流和林地的影响；本项目已取得《使用林地审核同意书》（林资许准（陕）[2022]20号）。
3	落实文明井场相关环境保护要求，废弃钻井泥浆和岩屑等按照国家及地方的相关规定妥善处理，气田采出水经废水处理站处理达标后回注地层。依据相关法律法规对项目施工及建成运行过程中产生的危险废物进行规范管理和处置。按照监测计划对开发区地下水进行跟踪监测，确保地下水水质安全。运行期间要严格落实各项环保措施，确保环保设施设备稳定正常运行和污染物达标排放。井场退役后要及时进行封堵清理，并进行生态恢复，井场建设和运行过程中要杜绝土壤造成污染。	钻井施工采用泥浆不落地施工工艺，钻井废水用于配置泥浆循环使用，剩余钻井废水入废水收集罐中，最终交由有资质单位进行统一处置；项目目前未进行采气，无采出水产生。
4	做好以新带老工作。对项目所依托的工程项目及设备设施进行检查并予以完善，使其符合新的环保要求和标准。	原环评提出对北3-集气站甲醇储罐设置围堰的以新带老措施，目前已整改落实。
5	制定环境风险防范应急预案，并报当地生态环境部门备案。	长庆油田第一采气厂编制有《中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第一采气厂（榆林区域）突发环境事件应急预案》，本预案适用于采气一厂管辖的所有的建设项目。
6	项目建设必须严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。项目建成后，应在启动生产设施或者在实际排污前取得排污许可证。必须按规定程序进行竣工环境保护验收。	项目环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。2024年1月19日填报了排污许可登记，登记编号91640100927782204D153Y
7	建设单位是建设项目选址、建设、运营全过程落实环境保护措施、公开环境信息的主体，应按照《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》等要求依法依规公开建设项目环评信息，畅通公众参与和社会监督渠道，保障可能受建设项目环境影响的公众的环境权益。	建设单位建立了对应的信息公开机制，在项目的环评、建设过程进行了公示。
8	环境影响报告书经批准后，项目的性质、规模、地点采用的生产工艺或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，你单位应当重新报批该项目的环境影响报告书。环境影响报告书自批准之日起超过5年，方决定该项目开工建设的，环境影响报告书应当报我厅重新审核。	由于第二阶段工程内容发生重大变动，因此，需重新报批环评。

3.1.4 原审批项目污染物排放情况汇总

原审批项目污染物产排情况汇总见表 3.1.4-1。

表 3.1.4-1 原审批项目污染物产排情况汇总

污染源		主要污染物	产生量	排放量 t/a	处理措施及排放去向
废气	三甘醇重沸器	废气量	1410.05×10 ⁴ m ³ /a	1410.05×10 ⁴ m ³ /a	安装低氮燃烧器，排气筒高度不低于 8m
		烟尘	0.124t/a	0.124t/a	
		SO ₂	0.0051t/a	0.0051t/a	
		NO _x	0.579t/a	0.579t/a	
	加热炉	废气量	391.68×10 ⁴ m ³ /a	391.68×10 ⁴ m ³ /a	安装低氮燃烧器，排气筒高度不低于 8m
		烟尘	0.034t/a	0.034t/a	
		SO ₂	0.0014t/a	0.0014t/a	
		NO _x	0.161t/a	0.161t/a	
	三甘醇再生尾气	废气量	274.17×10 ⁴ m ³ /a	274.17×10 ⁴ m ³ /a	加装尾气焚烧炉，焚烧后放空
		烟尘	0.024t/a	0.024t/a	
		SO ₂	0.001t/a	0.001t/a	
		NO _x	0.376t/a	0.376t/a	
	无组织逸散	总烃	16.587t/a	16.587t/a	无组织排放
		非甲烷总烃	0.23t/a	0.23t/a	
		H ₂ S	0.0016t/a	0.0016t/a	
		甲醇	0.00198t/a	0.00198t/a	
	放空火炬	废气量	190.51×10 ⁴ m ³ /a	190.51×10 ⁴ m ³ /a	经 80m 高放空火炬燃烧后放空排放
		烟尘	0.0167t/a	0.0167t/a	
		SO ₂	0.00069t/a	0.00069t/a	
		NO _x	0.2618t/a	0.2618t/a	
	食堂排气筒	油烟	0.0272t/a	0.0109t/a	安装油烟净化装置，油烟去除率不低于 60%。
废水	不含醇采出水	石油类、SS	5738.5~10143t/a	0	定期通过罐车拉运至第二净化厂及第一净化厂采出水处理站采出水处理站进行处理
	含醇采出水	石油类、SS、甲醇	446t/a	0	
	检修清洗废水	石油类、SS	576t/a	0	

					化厂处理
	净化水装置浓水	COD、SS	919.8t/a	0	收集后，定期外运至第二净化厂处理
	生活污水	SS、COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	2920t/a	0	化粪池+地埋式生活污水一体化处理装置，处理达标后用于绿化，不外排
	放空区废水	石油类、SS	0.7t/a	0	污水罐收集后，定期拉运至第二净化厂采出水处理站处理
固废	清管作业	清管废渣	0.03t/a	0	厂区危险废物暂存库暂存后，统一交有资质单位处置
	脱水装置	废活性炭	0.05t/2a~3a	0	
		废三甘醇溶液	0.6t/a	0	
	压缩机等设备运行、维护、检修	废润滑油	12t/a	0	
	生活污水处理设施	污泥	0.1t/a	0	定期清掏，采取土地施用的方法进行处置。
	员工生活	生活垃圾	18.25t/a	0	生活垃圾设置垃圾桶集中收集，定期交由当地环卫部分处置

3.2 工程内容变动情况

本项目工程变动情况分析见表 3.2-1。

表 3.2-1 本项目工程变动情况一览表

工程类别	工程名称	原环评内容		变更后建设内容		变化情况	
		第一阶段建设内容	第二阶段建设内容	第一阶段建设内容	第二阶段建设内容	第一阶段建设内容	第二阶段建设内容
主体工程	井场工程	陕 17 储气库先导性试验期建设注采试验井 4 口（分布在同一井场 G10-13 内），其中水平井 2 口，注采直井 2 口	陕 17 储气库建设期建设注采井 22 口，其中水平井 12 口，注采直井 10 口，分布于 5 个井场：陕 17-Z2（C3）、G11-13（C2H4）、G11-14（H2）、陕 17-Z5（C3H5）、陕 17-Z6（C2H1）	已建注采试验井 4 口（分布在同一井场 G10-13 内），其中水平井 2 口，注采直井 2 口	新钻注采井共计 30 口（其中水平井 20 口，直/定向井 10 口），分布于 5 个井场内 LK1（C3H2）、LK2（C4H3）、LK3（C3H6）、LK4（C1H2）、LK5（C1H9）。新钻监测井 3 口（均为直/定向井）。	无变化	新增注采井 8 口，新增监测井 3 口
		利用老采气井 7 口（G10-13、G11-13、G11-14、G11-12A、G12-14、G13-14、G13-15）； 利用已有井场 3 座 G10-13（建成后更名为陕 17-Z1）、G11-13（建成后更名为陕 17-Z3）、G11-14（建成后更名为陕 17-Z4）		不再利用老井采气，对不符合再利用要求的老井按照储气库建设进度逐步开展永久性封堵，提高储气库运行安全，封堵 G10-12、G10-13、G10-14、G10-15、G11-12、G11-12A、G11-15、G12-16、G13-14、G13-15、陕 17 等 11 口老井		取消利用老井采气，对 G10-12、G10-13、G10-14、G10-15、G11-12、G11-12A、G11-15、G12-16、G13-14、G13-15、陕 17 等 11 口老井按照储气库建设进度逐步开展永久性封堵，提高储气库运行安全。	
		注醇工艺：注采井采用中压集气工艺，充分利用井口温度，井口不节流，井口注醇，防止水合物生成。井口形成正常的温度场需要 5 天时间，在		注醇工艺：注采井采用中压集气工艺，充分利用井口温度，井口一级节流至 12.5MPa，井口注醇，防止水合物生成。井口形成正常的温度场需要 30		采用两级节流，井口注醇周期延长至 30 天。	

		此期间天然气运行温度在 40℃~45℃之间, 因此开工注醇需要 5 天时间, 采用移动注醇泵撬进行井口注醇。待井口温度场形成后, 在整个采气期内, 井口温度基本稳定在 55℃以上。			天时间, 在此期间天然气运行温度在 40℃~45℃之间, 因此开工注醇需要 30 天时间, 采用移动注醇泵撬进行井口注醇。待井口温度场形成后, 在整个采气期内, 井口温度基本稳定在 55℃以上。			
站场工程	集注站	规模	陕 17 储气库先导性试验期建设集注站 1 座, 注采试验平均注气规模 300×10 ⁴ m ³ /d, 采气规模 60×10 ⁴ m ³ /d。	陕 17 储气库建成后设计最终采气规模 998~1764×10 ⁴ m ³ /d, 平均采气规模 1381×10 ⁴ m ³ /d, 平均注气规模 800×10 ⁴ m ³ /d, 注气规模考虑一定的余量, 设计注气规模为 960×10 ⁴ m ³ /d。总库容 46.7 亿方, 总有效工作气量为 16 亿方。	陕 17 储气库先导性试验期建设集注站 1 座, 注采试验平均注气规模 300×10 ⁴ m ³ /d, 采气规模 60×10 ⁴ m ³ /d。	设计工作气量 16.8×10 ⁸ m ³ /a, 运行压力 30.5MPa~14.5MPa; 平均注气规模 1000×10 ⁴ m ³ /d, 采气规模 2000×10 ⁴ m ³ /d。	未变化	注气规模增加 25%, 采气规模增加 13.4%, 工作气量增加 5%。
		增压装置	注采集注站内设 2 台 4500kw 压缩机（利用榆林南储气库已购），2 台 2800kw 压缩机进行注气增压, 选用电驱往复式压缩机组。	陕 17 储气库建设期对注采试验站后期建设内容进行建设, 新增 4 台 6000kW 增压压缩机, 选用电驱往复式压缩机组	注采集注站内设 2 台 4500kw 压缩机, 2 台 2800kw 压缩机进行注气增压, 选用电驱往复式压缩机组。	改造站内已建 4 台电驱往复式压缩机（2 台 2800kW 串联 2 台 4500kW），新增 3 台 5500kW 电驱往复式压缩机组压缩机组。	未变化	减少 1 台压缩机, 且压缩机规模由 6000kW 降低至 5500kW。
		收发球及截断区	/	在集注站内新增 PN68 DN650 清管装置 1 具	/	设置收发球筒 7 台、汇管 1 具	未变化	增加收发球筒 7 台、汇管 1 具

			集注气分离区	PN68 DN1200, 共设 1 台过滤分离器, 单台处理量为 $300 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、闪蒸分离器配置 1 台闪蒸分离器, 实现凝液的气、液的两相分离, 闪蒸分离器规格为 PN25 DN1500。	在集注站内新增 3 台 PN80DN1500 的采气分离器、4 套空冷器、2 台 PN63DN1000 的旋风分离器、1 台 PN68 DN1000 的过滤分离器、1 台闪蒸分离器	设置 1 台 PN68 DN1200 过滤分离器, 处理量为 $300 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$; 设置 1 台 PN25 DN1500 的闪蒸分离器, 实现凝液的气、液的两相分离。	抗硫重力分离器 P12.5MPa DN3300 $\times$ 9000mm2 台; 抗硫旋风分离器 P12.5MPa DN1500 $\times$ 2700mm2 台; 抗硫过滤分离器 P12.5MPa DN1300 $\times$ 3200mm4 台; 37kw 空冷器 8 台。	未变化	增加 4 台空冷器, 3 台过滤分离器, 2 台重力分离器; 减少闪蒸分离器 1 台, 采气分离器 3 台。
			脱硫区	/	/	/	在集注站内新增 2 套处理规模为 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的氧化铁干法脱硫装置	/	新增 2 套处理规模为 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的氧化铁干法脱硫装置
			脱水区	依托北-3 集气站	在集注站内新增 3 套处理规模为 $600 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的三甘醇脱水装置	/	在集注站内新增 2 套处理规模为 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的三甘醇脱水装置	/	三甘醇脱水装置减少 1 套, 规模由 $600 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 增加为 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。
			火炬及放空区	设置高、低压放空分液罐各一具, 高压放空火炬一座 DN800 $\times$ 90m, 低压放空火炬一座 DN200 $\times$ 90m, 高低压火炬共用一座塔架, 火炬为不长明火炬, 设有自	依托先导试验阶段建设	建设高、低压放空分液罐各一具, 高压放空火炬一座 DN700 $\times$ 80m, 低压放空火炬一座 DN200 $\times$ 80m, 高低压火炬共用一座塔架, 火炬为不长明火炬, 设有自动点火装置。	依托先导试验阶段建设	高压放空火炬由 DN800 $\times$ 90m 变为 DN700 $\times$ 80m, 低压放空火炬由 DN200 $\times$ 90m 变为 DN200 $\times$ 80m。	依托先导试验阶段建设

			动点火装置。					
	改扩建站	北-3 站扩建：新建截断区，其他利用原有设施。		/	北-3 站扩建：新建截断区，其他利用原有设施。站内改造，不新增占地。	无变化	/	无变化
	阀室	/		新建陕蒙界阀室一座	/	陕西境内取消阀室建设、阀室位于内蒙境内	/	陕西境内取消阀室建设、阀室位于内蒙境内
	双输管线	陕 17 储气库先导性试验期新建 1 条双向输气管线，规格为 DN457×12.5×1.90km，管道设计压力为 6.8MPa。起于陕 17 注采试验站，终于北-3 站新建截断区		陕 17 储气库建设期新建集注站-二净双向输气管道，管线全长 14km，其中陕西段长 4.2km，内蒙段长 7.5km，内蒙境内管线及第二净化厂改扩建内容目前与本工程正在同步进行，环境影响评价已委托，与本工程同步实施、同步投产，内蒙境内工程不在本次评价范围内，另行委托环评。本工程拟在陕蒙界设置阀室 1 座，管线规格为 L360QS-660×20，设计压力为 10MPa，陕西段长 6.5km。	已建 1 条双向输气管线，规格为 DN457×12.5×2.04km，管道设计压力为 6.8MPa。起于陕 17 注采试验站，终于北-3 站新建截断区，采用定向钻穿越万亩樟子林观景台 783m。	新建集注站-陕京 4 线 3#阀室双向输气管道，管线全长 29.6km，其中陕西段长 4.9km，内蒙段长 24.7km，管线规格为 L450M-711×20，设计压力为 10MPa。内蒙境内管线及河口 1#阀室建设内容目前与本工程正在同步进行，环境影响评价已委托，与本工程同步实施、同步投产，内蒙境内工程不在本次评价范围内，另行委托环评。	管线长度增加 0.14km。	双输管线走向发生变化，陕西段长度增加 0.7km，管线规格由 L360QS-660×20 变为 L450M-711×20

	注气管线	建设 G10-13 至集注站注采管线 1 条, 管线规格为 DN219×22.2 长度 5.7km。管线设计压力为 34MPa	新建集注站至各注采井注气管道 16.2km; 管线设计压力为 34MPa。	已建 G10-13 至集注站注采管线 1 条, 管线规格为 DN219×25 长度 3.5km。管线设计压力为 34MPa, 采用定向钻穿越黑河则 690m。	新建注气管线 5 条 11.9km	管线长度减少 2.22km	注气管线长度减少 4.3km
	采气管线	/	新建集注站至各注采井采气管道共 9 条, 合计 36.5km, 设计压力为 10MPa	/	新建采气管线 5 条共计 15.4km	/	因取消老井采气, 采气管线减少 4 条, 管线长度减少 21.1km
	采出水输送管线	/	/	/	新建集注站-第二净化厂采出水输送管线一条, 管线全长 13.4km, 其中陕西段长 4.9km (与双向输气管线同沟布设), 内蒙段长 8.5km, 内蒙境内管线与本工程同步实施、同步投产, 内蒙境内工程不在本次评价范围内, 另行委托环评。	/	新增集注站-第二净化厂采出水输送管线一条, 管线全长 13.4km, 其中陕西段长 4.9km。
辅助工程	道路	新建进站道路 0.5km, 新建井场道路 13.9km, 路基宽度 4.5m, 路面宽度 3.5m。拓修道路 30km, 路面 3.5m 沥青路扩宽为 6.0m 沥青路。施工便道 3.5km, 宽 4m。		新建井场道路 2.7km, 路基宽度 4.5m, 路面宽度 3.5m。	新建井场道路 4km, 路基宽度 4.5m, 路面宽度 3.5m。	未变化	井场道路减少 9.9km
	保障点	陕 17 储气库先导性试验期保障点依托北-3 应急保障点, 增加双人标准宿舍 4 间, 其他系统依托站内已建设施。	陕 17 储气库建设期新建 100 人前线生产保障点 1 座, 位于陕 17 集注站 300m 处。	陕 17 储气库先导性试验期保障点依托北-3 应急保障点, 增加双人标准宿舍 4 间, 其他系统依托站	在集注站南侧 400m 处建设 50 人前线生产保障点 1 座, 在采气一厂靖边基地内建设 100 人倒班点用于作业区人员办公、住宿以及前线	无变化	前线保障点规模由 150 人减小至 50 人, 另在靖边基地新建 100 人倒班

				内已建设施。	人员临时倒班。		公寓一座
公用工程	给排水	给水：在集注站新建 1 口水源井，水源井产水量不小于 150m ³ /d。	生产保障点内新建 1 口水源井，水源井产水量不小于 150m ³ /d。	给水：在注采试验站新建 1 口水源井，单井设计产水量为 150m ³ /d，井深 400m。	无变化	无变化	无变化
		排水：生产废水、采出水收集至站内埋地污水罐（1 具 60m ³ ）定期拉运至第一净化厂采出水处理站和第二净化厂的污水处理站处理。	生产废水、采出水收集至站内埋地污水罐定期拉运至第一净化厂采出水处理站和第二净化厂的污水处理站处理。生活污水经埋地式污水处理设施处理后回用。	排水：生产废水、采出水收集至站内埋地采出水罐（1 具 30m ³ ），火炬区高低压放空分液罐对应设置埋地 10m ³ 和 5m ³ 污水罐各 1 具，定期拉运至第一净化厂采出水处理站和第二净化厂的污水处理站处理。	拆除已建的 30m ³ 埋地式采出水罐，集注站内新建 100m ³ 地上卧式采出水储罐 1 具。采出水管输至第二净化厂或拉运至第一净化厂采出水处理站处理，处理达标后回注。生产废水、消防废水、初期雨水定期采用罐车拉运至第一、第二净化厂采出水处理站处理。	采出水储罐容积减小	采出水罐由 30m ³ 埋地式变为 100m ³ 地上卧式采出水罐。
	消防	集注站内设 1 具 700m ³ 的钢制消防水罐。站内采用半固定式消防冷却给水系统。注气压缩机房、生产装置区设消火栓，辅助生产厂房均设置灭火器。	完善集注站消防系统	集注站内设 1 具 700m ³ 的钢制消防水罐。站内采用半固定式消防冷却给水系统。注气压缩机房、生产装置区设消火栓，辅助生产厂房均设置灭火器。	无变化	无变化	无变化
	供热	采暖供热系统采用电供热，选用空气源热泵。新建二氧化碳复叠分体热泵机组一套（包括室外机 2 台），机组设计供热能	保障点采暖采用空气源热泵	采暖供热系统采用电供热，选用空气源热泵。新建二氧化碳复叠分体热泵机组一套（包括室外机 2	无变化	无变化	无变化

		力为 115kW, 供热介质为 65℃~50℃ 热水, 系统设计压力为 1.0MPa, 供热系统采用闭式强制循环方式。		台), 机组设计供热能力为 115kW, 供热介质为 65℃~50℃ 热水, 系统设计压力为 1.0MPa, 供热系统采用闭式强制循环方式。			
		/	设天然气加热炉 3 台, 每台功率为 4500kW (该 3 台加热炉为临时使用, 只在采气初期前几天加热提高循环温度, 每年最多运行 10 天)	/	取消天然气加热炉的建设	无变化	取消天然气加热炉改为利用压缩机出口余热
	供风	新建空压机房一间, 主要提供非净化空气、净化空气及氮气。系统设置 2 台 24.5m ³ /min 螺杆空气压缩机 (1 用 1 备, 预留 1 台位置), 2 台 31.2m ³ /min 无热吸附式干燥机 (1 用 1 备, 预留 1 台位置), 1 台 300m ³ /h 变压吸附制氮机 (PSA)。另设 3 具 40m ³ 的空气储罐, 分别用做非净化空气、净化空气及氮气的存储。	依托先导试验阶段建设	已建空压机房一间, 设置 2 台 26.7m ³ /min 螺杆空气压缩机 (1 用 1 备, 预留 1 台位置), 2 台 32m ³ /min 微热吸附式干燥机 (1 用 1 备, 预留 1 台位置), 1 台 300m ³ /h 变压吸附制氮机 (PSA)。另设 3 具 40m ³ 的空气储罐, 分别用做非净化空气、净化空气及氮气的存储。	无变化	空压机规模略微增大	无变化
	供配电	新建 110kV 变电站 1 座及输电线路, 已另行委托环评, 不在本次评价范围内		已建 110kV 变电站 1 座及输电线路	无变化	无变化	无变化

	仪表自控	集注站设置由功能相对独立并互相联系的过程控制系统（PCS）、紧急停车系统（SIS）组成的计算机控制系统。实现对注采井场、注采试验站生产运行参数的采集和控制，并将数据上传至上位管理系统	完善仪表自控系统	在注采试验站值班室内设置1套由功能相对独立并互相联系的过程控制系统（PSC）、安全仪表系统（SIS）组成的计算机控制系统，完成注采试验站生产过程的见识控制、紧急停车和火气监测	无变化	无变化	无变化
		井场分别设置远程终端装置 RTU，RTU 通过光纤和集注站 PCS 连接，采用 TCP/IP 协议。在集注站通过 PCS 操作站实现对井场进行远程集中监视和控制。井场 RTU 设置在电控一体化集成装置内。		井场分别设置远程终端装置 RTU，RTU 通过光纤和集注站 PCS 连接，采用 TCP/IP 协议。在集注站通过 PCS 操作站实现对井场进行远程集中监视和控制。井场 RTU 设置在电控一体化集成装置内。	无变化	无变化	无变化
	通信系统	集注站机柜间安装通信机柜 1 面，机柜内安装光纤收发器 1 套，网络交换机，集注站同沟敷设 12 芯光缆至第二净化厂，接入靖边储气库管理中心，实现各站场间数据传输，构成光纤传输网络。	完善通信系统	注采试验站机柜间安装通信机柜 1 面，机柜内安装光纤收发器 1 套，网络交换机，集注站同沟敷设 12 芯光缆至第二净化厂，接入靖边储气库管理中心，实现各站场间数据传输，构	无变化	无变化	无变化

				成光纤传输网络。			
环保工程	废气	/	三甘醇重沸器燃用净化后的天然气,燃烧器采用低氮燃烧器,排气筒高度不低于 8m, 并设置永久性采样孔及采样平台。天然气加热炉燃用净化后的天然气,燃烧器采用低氮燃烧器,排气筒高度不低于 8m, 并设置永久性采样孔及采样平台。生活保障点食堂安装油烟净化装置,净化效率不低于 60%。	/	三甘醇重沸器采用电加热,取消建设天然气加热炉。生活保障点食堂安装油烟净化装置,净化效率不低于 75%。	无变化	三甘醇重沸器加热方式由燃气加热变为电加热;取消天然气加热炉改为利用压缩机出口余热。油烟净化器效率由 60%变为 75%。
	废水	采出水收集至站内埋地污水罐(1 具 60m ³)定期拉运至第一净化厂采出水处理站和第二净化厂的污水处理站处理,处理达标后回注。集注站内设化粪池 1 座,生活污水定期拉运至附近场站污水处理站处理。	保障点建设埋地式一体化污水处理设施 1 套,处理规模为 0.5m ³ /h, 食堂设隔油池 1 座。集注站内新增 3 具 60m ³ 埋地式污水罐收集采出水,定期拉运至第一净化厂采出水处理站和第二净化厂的污水处理站处理,处理达标后回注。集注站生活污水拉运至保障点统一处理。	生产废水:采出水收集至站内埋地采出水罐(1 具 30m ³),火炬区高低压放空分液罐产生的废水收集至对应的埋地 10m ³ 和 5m ³ 污水罐,定期拉运至第一净化厂采出水处理站和第二净化厂的污水处理站处理。集注站设 0.5m ³ /h 埋地式一体化污水处理设施 1 套。	保障点建设埋地式一体化污水处理设施 1 套,处理规模为 1m ³ /h, 食堂设隔油池 1 座。集注站内新建 1 具 100m ³ 地上污水罐收集采出水,定期拉运至第一净化厂采出水处理站和第二净化厂的污水处理站处理,处理达标后回注。	集注站采出水储罐规模减少 30m ³ (正式建库阶段拆除),实际未产生采出水。集注站新增 0.5m ³ /h 一体化污水处理设施 1 套。	保障点建设埋地式一体化污水处理设施 1 套,处理规模为 1m ³ /h。集注站内 3 具 60m ³ 的埋地式采出水罐变更为 1 具 100m ³ 地上采出水罐,采出水管输或定期拉运至第一净化厂采出水处

						理站和第二净化厂的污水处理站处理，处理达标后回注。
噪声	压缩机厂房：安装高效吸声多层复合墙体结构、安装高效吸声多层复合顶棚结构、压缩机房通风口安装翼型导流式通风消声器、屋面排风口安装风机配套消声器、安装隔声门、安装隔声窗。室外空冷器：采用弧形低流阻型进风消声器+高效吸隔声板+矩阵式排风消声器的措施，对空冷器进行降噪。 放空火炬加装消声器。		压缩机厂房：安装高效吸声多层复合墙体结构、安装高效吸声多层复合顶棚结构、压缩机房通风口安装翼型导流式通风消声器、屋面排风口安装风机配套消声器、安装隔声门、安装隔声窗。室外空冷器：采用弧形低流阻型进风消声器+高效吸隔声板+矩阵式排风消声器的措施，对空冷器进行降噪。北侧围墙靠近空冷器处安装隔声屏障。	无变化	无变化	无变化
固废	集注站内设置 20m³ 废润滑油罐 1 座；废润滑油、清管废渣、废活性炭均为危险废物，本项目需设置危险废物暂存库一座，危险废物临时暂存后交有资质单位处置。生活垃圾	依托先导试验阶段建设	注采试验站内设置 20m³ 废润滑油罐 1 座；废润滑油临时暂存后交有资质单位处置。生活垃圾设置垃圾桶，定期交由当地环卫部门处置。	建设 72m² 危废贮存库一座，清管废渣、废活性炭、废三甘醇溶液送废贮存库暂存，定期委托有资质单位处置	未建设危废贮存库。	建设 72m² 危废贮存库一座

		设置垃圾桶，定期交由当地环卫部门处置。					
	钻井废弃物	钻井废弃物采取不落地收集措施，最终的钻井废水、钻井岩屑委托具有相关处理资质的单位进行拉运、处理，钻井及施工期固体废弃物进行分类收集，集中处置。		钻井废弃物采取不落地收集措施，最终的钻井废水、钻井岩屑委托具有相关处理资质的单位进行拉运、处理，钻井及施工期固体废弃物进行分类收集，集中处置。	无变化	无变化	无变化
	风险	站外设置800m ³ 事故应急池1座。	依托先导试验阶段建设	站外设置应急缓冲池1座（尺寸45m×5m×3.7m），有效容积811m ³ 应急缓冲池1座。	无变化	应急缓冲池有效容积变大	无变化
依托工程	周边厂站含醇、不含醇采出水处理设施	第二净化厂距离本项目11km，建设有处理能力200m ³ /d的含醇采出水处理装置1套；第一净化厂采出水处理站距离本项目15km，建设有处理能力600m ³ /d的不含醇采出水处理装置1套。本项目仅在采气初期井口温度场未形成前注醇采气，待井口温度场形成后停止注醇，注醇周期约5天，本项目含醇废水产生量约为446.7m ³ /a，不含醇采出水量为88.2m ³ /d；根据建设单位提供资料，目前第二净化厂含醇废水处理量为24.76~200m ³ /d，第一净化厂采出水处理站不含醇采出水处理站平均处理能力为367m ³ /d（余量233m ³ /d），均能满足本项目产生采出水的处理余量，根据9.2.2章节依托工程可行性分析，第一、第二净化厂采出水处理系统处理后的水质均符合《气田水注入技术要		未进行采气、无采出水产生	新建100m ³ 地上卧式采出水储罐1具。采出水管输至第二净化厂或拉运至第一净化厂采出水处理站处理，处理达标后回注。生产废水、消防废水、初期雨水定期采用罐车拉运至第一、第二净化厂采出水处理站处理。	未变化	新建100m ³ 地上卧式采出水储罐1具。新建采出水外水管线1条，采出水去向变为管输或拉运。

		求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）要求后回注地层。本项目运行期采出水依托第一、第二净化厂采出水处理系统处理达标回注可行。				

3.3 变更后项目工程概况

3.3.1 项目基本情况

项目名称：陕 17 储气库建设工程重大变动（长庆榆林 LLW 储气库）

建设单位：长庆油田分公司第一采气

建设性质：新建

建设地点：榆林市横山区 LLW 镇

规 模：设计注气规模 1000 万方/天，采气规模 2000 万方/天，工作气量 16.8 亿方

产 品：天然气

建设进度：项目分两个阶段建设，一阶段 2021 年 2 月~2023 年 12 月，二阶段计划 2025 年~2026 年为工程建设期，按照规模 16.8 亿方工作气量一次建成配套工程，计划 2026 年正式库建成投运，2023 年~2028 年逐年补充垫气，2029 年实现达容达产，工作气量达到 16.8 亿方。

工作制度：年工作 320 天，7680 小时

3.3.2 建设单位概况

1、长庆油田分公司

长庆油田成立于 1970 年，是我国油气产量当量最大的油气田企业，也是我国最大的天然气生产基地和陆上天然气管网枢纽中心，主要在鄂尔多斯盆地开展油气勘探开发及新能源等业务，公司总部位于陕西省西安市，工作区域横跨陕甘宁蒙四省（区），设有机关部门 13 个，直属机构 10 个，机关附属单位 4 个，采油、采气等二级单位 58 个，现有员工 6.5 万人。

2、长庆油田分公司第一采气厂

采气一厂成立于 1997 年 3 月 4 日，负责靖边气田、苏东南区的开发和管理。主营业务包括天然气开采、集输及净化处理，天然气产能建设，气田维护，天然气计量配输等。生产区域分布在陕、蒙二省区 10 个市、县、旗境内。管理范围 1.42 万平方公里，矿权面积 1.30 万平方公里。全厂下设基层单位 26 个、机关科室 14 个、机关附属单位 7 个。目前具备天然气年生产能力 90 亿立方米、年净化能力 121 亿立方米。截至 2023 年底，已建成净化厂 5 座、集气站 115 座、配气

站 2 座、清管站 10 座、污水处理站 4 座，管理井数 2678 口，投产井 2345 口，各类管线 2910 条，总计长度达到 14537 公里。

3.3.3 地理位置与交通

LLW 储气库靖边气田北部，含气面积 135.6km²，地理位置主要位于陕西省横山区 LLW 镇，储气库南北宽 10km，东西长 10km。地表为沙漠、丘陵，地势相对平坦，海拔 1200m~1400m。该区域内公路交通情况较好，可利用的公路网主要有 G65 包茂高速（榆林—靖边段）、巴图湾-LLW-横山地方沥青道路、LLW-靖边地方沥青道路以及通村沥青道路、气田内部已建道路共同构成了四通八达的公路交通网。项目地理位置见图 3.3.3.1。

3.3.4 储气库基本情况

LLW 储气库位于靖边气田北部，含气面积 135.6km²，地理位置主要位于陕西省横山区 LLW 镇附近，LLW 储气库南北宽 10km，东西长 10km。地表为沙漠、丘陵，地势相对平坦，海拔 1200m~1400m。距离陕 224 储气库 30km，距离榆 37 储气库 10km。

LLW 储气库区域构造位置处于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡，坡降 0.15~1.5°/km。目的层奥陶系马家沟组马五₁₊₂段，岩性为碳酸盐岩（粉晶-细粉晶白云岩）。LLW 建库区北至陕 11、南达 G13-14、东抵 G12-14、西到 G11-12A。区内完钻下古 12 口井（探井 1 口、开发井 7 口、注采试验井 4 口）。10 口直/定向井钻遇马五₁₊₂气层，有效厚度 2.8m~11.4m，平均 7.0m；测井解释孔隙度主要分布在 3.1%~7.5%，平均 5.5%；基质渗透率 0.04mD~0.96mD，平均 0.60mD。区块马五₁₊₂气藏含气面积 59.1km²，地质储量 67.0 亿立方米。属岩性圈闭气藏，驱动类型为定容弹性驱动，气藏埋深 3130m~3260m，原始地层压力 30.5MPa，地层温度 105.0℃。

储气库建成后，实行冬季采气，其余季节注气的季节性调峰用气；采气期 120 天，注气期 200 天，注采转换期 15 天，停气检修期 30 天。

储气库设计上限压力 30.5MPa，下限压力 14.5MPa，设计库容量 45.5 亿方，工作气量 16.8 亿方。

3.3.5 气源及天然气组分

1、注气气源

本项目主要气源为选自靖边气田净化后的商品气，硫化氢含量达到国家 1 级气标准（6mg/m³）。LLW 储气库建设阶段注气气源来自苏里格深度处理总厂处理后的商品气，深度处理总厂外输气输往苏里格末站后经双向输气管线输送至 LLW 集注站。

2、天然气组分

（1）注入天然气组分及组成

深度处理总厂处理后的产品气组分见表 3.3.5-1。

3.3.5-1 注入气气质组分

组 分	C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄
mol%	95.903	0.7216	0.6477	0.1109	0.1109
组 分	i-C ₅	n-C ₅	C ₆	CO ₂	N ₂
mol%	0.1064	0.0003	0.0082	2.0934	0.2976

注：水露点-8.0℃。

（2）采出天然气组分

LLW 井区天然气组分测试表明，气体平均相对密度 0.62，组分以 CH₄ 为主，CH₄ 平均含量 92.62%；H₂S 平均含量 578mg/m³，CO₂ 平均含量 6.0%，属含硫型干气气藏。采出气组分见表 3.3.5-2。

表 3.3.5-2 LLW 储气库气藏天然气组份分析结果表

组份	范围值 (%)	平均值 (%)	组份	范围值 (%)	平均值 (%)	临界压力	临界温度	相对密度
						MPa	K	/
CH ₄	89.97~95.63	92.62	iC ₅	0.001~0.03	0.005	4.73	201.62	0.62
C ₂ H ₆	0.03~1.32	0.61	H ₂	0.001~0.138	0.014			
C ₃ H ₈	0.03~0.23	0.08	N ₂	0.002~0.23	0.18			
iC ₄	0.002~0.03	0.01	CO ₂	3.57~7.93	6.0			
nC ₄	0.002~0.08	0.01	H ₂ S	17.83~3470.6 (mg/m ³)	578 (mg/m ³)			

储气库运行中，先进行注气，注气为商品天然气，随着干气注入量的不断增加，对地层中的酸性气体（H₂S、CO₂）不断的淘洗，地层混合流体中的 H₂S、CO₂ 含量显著降低。经气藏工程混合模拟预测，LLW 储气库井区正式建库后，第一周期 H₂S 含量为 83.2mg/m³，CO₂ 含量为 2.75%，经过多轮淘洗，H₂S 含量逐年降低。通过组分数值模拟表明，第一注采周期，H₂S 含量下降幅度大，之后

按照逐步补充垫气, H₂S 含量逐步降低, 多周期注采 H₂S 含量呈幂指数规律递减, 运行 17 个周期后采出气体整体可降低至 6mg/m³ 以下。具体变化情况见表 3.3.5-3。

表 3.3.5-3 LLW 储气库运行 20 周期后硫化氢变化情况

注采周期数	采出气硫化氢浓度 mg/m ³
1	83.2
3	44.3
5	29.0
7	20.1
10	12.6
15	6.8
20	4.2

(3) 流体组分

根据 LLW 储气库水质分析结果, 该区产出水平均总矿化度 26.092g/L, CL⁻ 平均 15.16g/L, 水型为 CaCl₂ 型。

LLW 储气库下古气藏水质分析结果见表 3.3.5-4。

表 3.3.5-4 LLW 储气库下古气藏水质分析结果

组分	范围	均值	组分	范围	均值
	(mg/L)	(mg/L)		(mg/L)	(mg/L)
pH	4.16~5.78	5.78	CL ⁻	7.03~1098808.2	15160.96
K ⁺ Na ⁺	7.38~309534.99	4113.49	SO ₄ ²⁻	0.75~2020.14	83.56
Ca ²⁺	2.32~30119.04	4944.12	矿化度	18~1740483.17	26092.23
Mg ²⁺	1.41~31286.97	671.13	水型	CaCl ₂	

3.3.6 储气库地质条件

1、地层划分

靖边气田奥陶系马家沟组为一套海相碳酸盐岩地层。通过生物地层对比、沉积旋回对比、电性对比和碳氧同位素对比, 将奥陶系马家沟组地层从老到新依次划分为马一段、马二段、马三段、马四段、马五段和马六段(峰峰组)。依据沉积旋回性和相序, 将马五段从新到老划分为十个小层, 即马五₁、马五₂、马五₃、马五₄、马五₅、马五₆、马五₇、马五₈、马五₉、马五₁₀。其中, 马五₁₊₂小层的马五₁₃为主力气层, 位于马五段上部。LLW 井区位于靖边气田中北部, 地层划分与靖边气田一致。

2、构造特征

靖边气田区域构造位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡，平均坡降 7~10m/km。地层走向近南北，局部略有偏转。主要目的层马五₁₊₂气层埋深 3150m~3765m，海拔 -1990m~-2060m，高程差约 70m，其上发育 4 条鼻状隆起，起伏在 5~20m/km。

3、沉积特性

在马五₁₊₂段的沉积物中，常见含石膏、硬石膏晶模孔、结核铸模孔的微晶白云岩，其连续厚度常在 1m~2m 以上，而整个岩组段可达 3m~4m。而在近代萨布哈沉积的潮坪层序中，它们主要发育在潮上带。

以岩心观察和薄片分析为主，结合碳氧同位素分析、微量元素分析、压汞曲线以及酸不溶物化学分析等资料，将靖边气田马家沟组马五₁₊₂段划分出三个亚相、14 个微相类型。

靖边气田马五₁₃绝大多数地区为潮上膏云坪微相区，形成大量的膏溶孔，成为靖边气田下古气藏的主力产层。从靖边气田马五₁₃沉积微相展布特征反映出，由西向东依次为潮上含膏云坪→潮间含膏云坪过渡。

4、岩溶古地貌特征

鄂尔多斯盆地加里东期古侵蚀面的起伏控制了石炭系本溪组沉积，本溪组底部铁铝质泥岩充填奥陶系顶部沟槽时构成地层圈闭。靖边气田奥陶系天然气是以煤成气来源为主兼奥陶系有供给的二元混合气，石炭系煤系地层是主要源岩。气藏边界受侵蚀沟槽控制，沟槽内填充泥质岩起遮挡作用，风化壳岩溶白云岩坪是储集体。

地震地质综合研究表明，LLW 井区主要发育沟槽、斜坡等三级地貌单元。区块周围发育 G8-13、陕 87、G11-16、G9-8 等四条沟槽，沟槽呈树枝状分布，将斜坡切割成相对独立的区域，沟槽内马五₁₊₂地层间次缺失。斜坡内马五₁₊₂地层保存总体较完整，出露层位为马五₁₁-马五₁₂，地层厚度普遍大于 20m。

5、成岩特征

靖边气田马五₁₊₂储层其主要成岩作用类型有白云石化、膏化、溶解、自生矿物交代、自生矿物充填、重结晶、角砾化和破裂作用等。其中，建设性成岩作用有白云石化、溶解和破裂作用，形成各种孔隙类型及各种组构性或非组构性溶蚀孔、洞、缝；破坏性成岩作用主要有自生矿物充填、去云化作用。LLW 井区作为靖边气田的一部分，其成岩作用类型与靖边气田基本一致，溶蚀与充填作用占主导地位。

6、储层特征

①岩石学特征

马五₁₊₂段为蒸发潮坪环境沉积的一套以准同生白云岩为主的碳酸盐岩地层，夹有云质泥岩、含泥云岩、含膏云岩及凝灰岩。马五₁₊₂段储集岩类型包括细粉晶白云岩、泥晶白云岩、粒屑白云岩、含灰白云岩和灰质白云岩等，其中，含溶孔的细粉晶白云岩是本区的主要储集岩。

②储集空间类型

储集空间以石膏溶蚀孔为主，其次发育晶间孔、晶间溶孔等，见少量微裂隙。充填物以白云石、方解石为主，充填程度 70%~90%。马五₁₊₂储层中裂缝成因主要为构造破裂和风化破裂，主要类型有垂直缝、斜交缝、水平缝及网状缝，裂隙对储集空间贡献极小，但极大的改善了储层导流能力，有助于提高气井产能。

③孔隙结构特征

LLW 井区岩心压汞测试表明，马五₁₃储层排驱压力低（0.13MPa），进汞饱和度和相对较高（60%以上），整体呈平缓斜坡型，反映孔隙发育较好。

④储层物性

马五₁₊₂储层有效厚度 2.8~11.4m，平均 7.0m；测井解释孔隙度 2.0~8.3%，平均 5.5%，测井渗透率 0.04~0.96mD，平均 0.6mD。马五₁₃储层平均有效厚度 3.6m，平均孔隙度 7.4%，平均基质渗透率 0.72mD。

⑤有效储层展布特征

LLW 井区马五₁₊₂有效储层整体受沟槽控制，在斜坡区大面积连片分布。其中马五₁₃段储层最为发育，有效厚度主要呈团窝状分布，库区西侧 G10-12、G11-12 井马五₁₃气层不发育（图 3.4.4.2-c）。马五₁₁、马五₁₄和马五₂₁有效储层仅在个别处呈点状分布，大部分地区气层不发育。

7、流体性质

LLW 井区天然气组分测试表明，气体平均相对密度 0.62，CH₄ 平均含量 92.63%；H₂S 含量 17.83mg/m³~3470.6mg/m³，平均含量 578mg/m³，表现为西高东低特点；CO₂ 含量在 4.79%~6.73%，平均含量为 6.0%，表现为含硫型干气气藏。

水质分析结果，该区产出水平均总矿化度 9305.61mg/L，CL- 平均 5639.79mg/L，地层水为弱酸性 CaCl₂ 水型。

8、温度、压力特征

根据 LLW 井区地层压力、温度测试资料，气藏开发早期 7 口气井投产前的马五₁₊₂气藏地层压力 30.4MPa~30.87MPa, 平均 30.5MPa; 平均地层温度为 105℃, 地温梯度 105℃/100m。地层压力系数 0.93, 属于正常温度、压力系统。

3.3.7 气藏密闭性

储气库建设要求备选气藏是一个完整的封闭体。其密封性研究就是评价气藏的盖层、底板及侧向地层的封闭能力，是储气库能否建设及安全运行的前提。盖层、底板密封性评价可以通过岩性、厚度、稳定程度等宏观分布规律与孔隙度、渗透率、扩散系数、突破压力等室内实验参数研究，并结合现场测试的破裂压力进行综合评价；侧向密封性评价主要分析侧向岩性变化、流体特征等。

1、盖层密闭性

①区域盖层

靖边气田为典型的上生下储组合。其中，上石盒子组~山西组泥岩为多套泥质岩和粉砂质泥岩为主的湖相沉积，厚度在 350m~450m 之间，单层厚度一般在 1m~20m，物性普遍致密，在不进行大规模压裂改造的作业条件下，难以建立有效渗流并形成工业气流，一般不具备产气能力。对于封闭性来说，同样可形成物性封闭、饱和水封闭、烃浓度封闭等。

②直接盖层

本溪组泥岩是气藏直接盖层，为一套泥岩、灰岩和粉砂质泥岩为主的地层，本溪组地层岩性以砂泥岩互层为主，物性较差，整体发育未-半充填垂直裂缝。底部为黑灰色泥岩，上部泥岩质纯性脆，局部发育裂缝，常被泥质充填，下部泥岩质纯致密，成岩性较好，未见裂缝发育。

本溪组砂体在剖面上局部发育且呈透镜状分布，厚度较薄，空间上延伸并不远。底部泥岩段纵向发育连续，平面分布稳定，为马五₁₊₂气藏风化壳储层的良好盖层。

平面上，本溪组泥岩盖层厚度 17.2m~42.2m，平均 32.0m，分布稳定。库区本溪组内部砂岩储集体平面上分布局限，呈孤立状分布，且厚度较小，一般都小于 5m，不具备形成气体溢失通道的条件。综合评价，本溪组泥岩对该区下古生界储层具有良好的封盖能力。

统计靖边气田 49 口井试气测试破裂压力结果，最小破裂压力在 39.8MPa，

认为库区内上古生界发育的泥岩、灰岩具有良好的密封性。

③盖层毛细管密封性

由于储气库周期注采引起地应力场扰动,交变应力将导致盖层微观孔隙结构发生不同程度的弹塑性变形,改变其原始毛细管密封性,甚至注采扰动引起的局部应力集中会使盖层发生宏观力学破坏。据研究,影响泥质岩封盖性能的主要因素是泥质含量。实践证明,某些粉砂级碎屑岩仍具有一定的封闭能力,尤其是当岩石中含泥质时,并且随着泥质(主要是指黏土矿物和黏土矿物粒径相当的石英颗粒)含量的增加,渗透率越小,突破压力越大,其封闭性越好。库区内上古生界发育的泥岩、灰岩具有良好的密封性。

2、底板密封性

马五₁₊₂储层底板为马五₃泥质云岩和云质灰、泥岩,厚度23.4~30.0m,平均26.7m,岩性致密,具有良好的密封性。

马五₃地层物性差,渗透率较小。由于其横向连续分布,同时储气库运行时气体向下运移的可能性较小,所以认为马五₃溢失风险低,具有良好的密封性。

3、气藏边界封闭性

地震地质结合,预测LLW井区南部、东北部、西北部马五₁₊₂地层被剥蚀,形成潜沟,石炭系泥质岩充填于其中而形成地层遮挡。LLW井区残留的马五₁₊₂储层内溶蚀孔洞多被盐、膏质和方解石充填,岩石致密,对气藏起区域性岩性遮挡作用。根据马五₁₊₂储层发育及试气情况,井区东北部LK2井与G10-15井之间存在致密条带,对库区东北部形成有效遮挡。综合表明,井区南部、北部均被沟槽切割,东侧发育支潜沟、储层致密,西侧储层致密,LLW区块侧向边界具有较好的封闭性。

综上,建库区区域性盖层为上石盒子组至太原组砂泥岩互层组合,具有分布广泛、单层厚度大的特点。上覆直接盖层为本溪组铝土质泥岩、黑色纯泥岩,成岩性较好,物性差,横向分布稳定,具有良好的封盖能力。马五₃泥质云岩和云质灰、泥岩为其底板,岩性致密,具有良好封闭性。LLW库区南、北两侧沟槽落实,主力层位缺失;东、西两侧致密储层区物性致密,存在动态边界。综合认为LLW建库区马五₁₊₂气藏形成了独立圈闭,具备建设储气库的圈闭密封性条件。

3.3.8 储气库总工艺流程

LLW储气库采用增压注气、自压(增压)采气的总体工艺。

注气流程：深度处理总厂外输气输往苏里格末站后经双向输气管线输送至 LLW 集注站，在集注站内经过计量和分离后，进入往复压缩机组增压至 15MPa~30MPa，增压后的气体经注气管道输送至 LLW 储气库各个井场，各井场设置压力调节阀，根据地质条件对注气压力进行调节。

采气流程：井口采出天然气一级节流后经注采气管道进入到集注站，在站内经二级节流、汇集、预分离、脱硫、脱水和增压后的天然气经计量后通过双向输气管线输往苏里格末站，经贸易计量交接后上载陕京四线。总工艺流程见图 3.3.8.1。

3.3.9 工程内容及项目组成

本项目建设内容主要包括在 LLW 储气库库区建设集注站 1 座，具有清管、分离、增压、脱硫、脱水和计量等功能。设计注气规模 1000 万方/天，采气规模 2000 万方/天，集注站设置 2 套干法脱硫装置，单套处理规模为 1000 万方/天；设置 2 套三甘醇脱水装置，单套处理规模为 1000 万方/天。新建 5 座注采井丛（含 1 座已建注采试验井丛），部署注采直井 22 口（含已建 2 口）、注采水平井 12 口（含已建 2 口）；部署储气库常规监测井 4 口（新钻直/定向井 3 口，利用老井 1 口）、微地震监测井 2 口（利用老井），封闭库区老井 11 口，新建集注站至河口（1#）阀室双向输气管线 1 条 4.9km、采出水输水管线 1 条 4.9km，新建集注站至北-3 集气站双向输气管线 1 条 2.04km（已建），新建注采集输管道 30.8km（含已建的 LK1 井注采管线 3.5km），集注站南侧 400m 新建 50 人前线保障点 1 座，在第一采气厂靖边基地内建设 100 人倒班公寓一座。项目组成见表 3.3.9-1。

表 3.3.9-1 项目组成表

工程类别	工程名称	建设内容		备注
主体工程	井场工程	钻前工程	主要为井场平整、基础建设等，包括井位测定、施工便道铺设、场地清理、基础施工、井架安装、钻机搬迁与安装、土方工程施工、全套水电路线的铺设，开钻钻具、用料以及开钻井口准备等	已建注采井丛 1 座，含注采水平井 2 口，注采直/定向井 2 口
		钻井工程	新钻注采井 34 口（水平井 22 口，直/定向井 12 口）。新钻监测井 3 口（均为直/定向井）。直/定向井完井进尺约 3700m，水平井完井进尺约 5700m，钻井总进尺 180900m。	
			钻井过程中选取环境友好型水基钻井液体系 部署井场 8 座，井场设备包括钻机、钻台、柴油罐、柴油机、发电机、钻井泵、搅拌器、电动配浆漏斗、振动筛、废液储存罐、固渣储存箱、废	

			液缓冲罐、混凝沉淀罐等。	
			定向井单井钻井周期平均为 81 天，水平井钻井周期均为 115 天。	
		储层改造工程	34 口注采井的射孔、酸化等储层改造	
	油气集输工程	集注站	建集注站 1 座，包含清管、分离、增压、脱硫、脱水和计量等功能	已建增压装置及公用工程部分
		双输管线	LLW 储气库新建集注站-陕京 3#阀室双向输气管道，管线全长 29.6km，其中陕西段长 4.9km，内蒙段长 24.7km，内蒙境内管线及苏里格末站、河口 1#阀室与本工程同步实施、同步投产，内蒙境内工程不在本次评价范围内，另行委托环评	/
			新建集注站至北-3 集气站双输管线 1 条 2.04km。	已建
		注气管线	新建注采气管线 1 条，共计 4.8km，注气管线 4 条 10.6km。	已建 LK1 注采管线 3.5km
		采气管线	新建采气管线 5 条，共计 15.4km	/
		采出水输送管线	新建集注站-第二净化厂采出水输送管线一条，管线全长 13.4km，其中陕西段长 4.9km（与双向输气管线同沟布设），内蒙段长 8.5km，内蒙境内管线与本工程同步实施、同步投产，内蒙境内工程不在本次评价范围内，另行委托环评。	/
辅助工程	道路	新建单井道路 4km，路基宽度 4.5m，路面宽度 3.5m。施工便道 1.4km，宽 4m。		已建进井道路 2.5km
	保障点	集注站南侧 400m 新建 50 人前线保障点 1 座，在第一采气厂靖边基地内建设 100 人倒班公寓一座。		/
	分析化验室	在保障点内设分析化验室，主要承担工厂原料气 H ₂ S 含量、产品气 H ₂ S 含量和水露点、三甘醇的浓度、水分含量以及其他可能存在的杂质分析、采出水水质化验、以及脱硫剂入厂质量检验检测等的分析		/
储运工程	甲醇储罐	100m ³ 卧式甲醇储罐 2 具		/
	采出水储罐	建设 100m ³ 地上卧式采出水储罐 1 具。		/
公用工程	给排水	站内已建有水源井 1 口，产水量 240m ³ /天，站内设 700m ³ 消防水罐 1 具，为生产、消防合建水罐，水源来水储存在消防水罐内、经变频稳压全自动供水设备 Q=5m ³ /h，H=30m，N=3.0kW 供至各用水点。		已建
		项目采出水定期拉运至第一净化厂采出水处理站或管输至第二净化厂污水处理站处理；生产废水拉运至第一净化厂及第二净化厂污水处理站处理。生活污水经埋地式污水处理设施处理后回用。		/
	消防	集注站已设有完善的临时高压消防给水系统，包含 700m ³ 消防水罐 1 具。消防给水系统由 2 台消防泵（XBD6.0/50G 型电动消防泵 1 台，Q=50L/s，H=60m，N=75kW；XBC60-50 型		已建

		柴油机消防泵 1 台, Q=50L/s, H=60m, 1 用 1 备)、1 套 XBD7.1/5-50DP 型消防增压稳压装置、消防管网及消火栓组成。站内设环状消防给水管网, 管网上设地下式消火栓, 每个消火栓旁设置消火栓水带箱, 消防系统采用手动操作。	
	供热	保障点新建 1 套名义制热量 230kW (2×115kW) 的空气源热泵供热一体化装置作为热源。	/
		三甘醇再生系统重沸器供热采用 2 台 2.5MW 的电加热系统	/
	供风	LLW 储气库注采试验工程已建空氮站 1 座, 本次在预留位置增设 1 台 26.7m ³ /min 螺杆式空气压缩机, 建成后空压机共 3 台, 2 用 1 备, 在预留位置增设 1 台 32m ³ /min 微热吸附式空气净化装置, 空气净化装置共 3 台, 2 用 1 备。其余设施依托注采试验站已建空氮站。	已建
	供配电	集注站 110kV 橇装变电站高低压侧均采用单母线分段的接线方式, 双电源双变压器运行, 1 回线路及变压器主供, 1 回线路及变压器热备用。	已建
		在集注站、保障点内建筑物屋面建设光伏发电系统。集注站站内建筑物屋面共布置光伏发电 87.2kWp, 保障点建筑物屋面布置光伏发电 300kWp, 项目总装机容量为 387.2kWp。	/
	仪表自控	集注站设置由功能相对独立并互相联系的过程控制系统 (PCS)、紧急停车系统 (SIS) 组成的计算机控制系统。实现对注采井场、注采试验站生产运行参数的采集和控制, 并将数据上传至上位管理系统	已建
	通信系统	本工程已配置工业级以太网交换机 (1000M) 设备构建综合业务数字光传输网, 架空敷设 24 芯光缆至北-3 集气站, 经靖边第二净化厂接入采气一厂通信网。	已建
临时工程	临时施工便道	本项目新建临时施工便道 1.4km。	/
	施工营地	本项目钻井施工单独设置施工营地, 每个营地占地 1000m ² , 共设置 8 个。集注站和保障点共设置 1 个施工营地, 占地 6000m ² 。	/
	临时施工场地	管线定向钻穿越施工入土和出土点须设置施工场地, 本项目共设置定向钻施工场地 10 个, 其中 4 个设置于井场施工场地内, 每个施工场地占地 4000m ² 。	/
环保工程	废气	集注站注采气、处理、外输等采用全密闭生产工艺, 加强运行管理等	/
		生活保障点食堂安装油烟净化装置, 净化效率不低于 75%。	/
	废水	集注站设地理式一体化污水处理设施 1 套, 处理规模为 0.5m ³ /h	已建
		集注站内新建 100m ³ 地上卧式采出水储罐 1 具。采出水管输至第二净化厂或拉运至第一净化厂采出水处理站处理, 处理达标后回注。生产废水、消防废水、初期雨水定期采用罐车拉运至第一、第二净化厂采出水处理站处理。	/
		保障点建设地理式一体化污水处理设施 1 套, 处理规模为 1m ³ /h, 食堂设隔油池 1 座。	/
	噪声	压缩机厂房: 安装高效吸声多层复合墙体结构、安装高效吸声多层复合顶棚结构、压缩机房通风口安装翼型导流式通风消声器、屋面排风口安装风机配套消声器、安装隔声门、安装隔声窗。 室外空冷器: 采用弧形低流阻型进风消声器+高效吸隔声板+矩阵式排风消声器的措施, 对空冷器进行降噪。	/

	固废	集注站内设置 20m ³ 废润滑油罐 1 座；建设 72m ² 危险废物贮存库一座，危险废物临时暂存后交有资质单位处置。生活垃圾设置垃圾桶，定期交由当地环卫部门处置。	已建 20m ³ 废润滑油罐 1 座
	风险	站外设置应急缓冲池 1 座（尺寸 45m×5m×3.7m），有效容积 811m ³ 应急缓冲池 1 座。	已建
		设置高、低压放空分液罐各一具，高压放空火炬一座 DN700×80m，低压放空火炬一座 DN200×80m，高低压火炬共用一座塔架，火炬为不长明火炬，设有自动点火装置。	已建
	生态	集注站及保障地站内绿化面积 24900m ² 。	/
依托工程	采出水、生产废水处理设施	采出水管输至第二净化厂或拉运至第一净化厂采出水处理站处理，处理达标后回注。生产废水、消防废水、初期雨水定期采用罐车拉运至第一、第二净化厂采出水处理站处理。	/

3.3.10 钻井工程

1、钻前工程

钻前工程主要包括井场平整、修建进场道路、泥浆循环系统及设备的基础准备、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备以及施工场地布置等。钻井队生活区与井场分开布置，通过搭建移动板房保障施工人员临时生活设施，待施工结束后拉至下一座井场使用。

2、钻井工程

（1）布井方案

本工程共部署注采井 34 口，其中注采水平井 22 口，注采直/定向井 12 口。新建井场 5 座。部署盖层监测井 1 口，利用老井、新建侧向监测井 3 口。各井场分布区域详见表 3.3.10-1。

表 3.3.10-1 LLW 储气库井位统计表

井组	井位名称	井型	井场类型	井场坐标（西安 80）		备注
				X	Y	
LK1 (G10-13)	陕 17-Z1-D1	定向井	C3H2			已建
	陕 17-Z1-D2	定向井				已建
	陕 17-Z1-H1	水平井				已建
	陕 17-Z1-H2	水平井				已建
	LK1-1	定向井				/
LK2 (G10-14)	LK2	直井	C4H3			/
	LK2-1	定向井				/
	LK2-2	定向井				/
	LK2-3	定向井				/

	LK2-H1	水平井				/
	LK2-H2	水平井				/
	LK2-H3	水平井				/
LK3 (G11-13)	LK3	直井	C3H6			/
	LK3-1	定向井				/
	LK3-2	定向井				/
	LK3-H1	水平井				/
	LK3-H2	水平井				/
	LK3-H3	水平井				/
	LK3-H4	水平井				/
	LK3-H5	水平井				/
	LK3-H6	水平井				/
LK4 (G11-14)	LK4	直井	C1H2			/
	LK4-H1	水平井				/
	LK4-H2	水平井				/
LK5	LK5	直井	C1H9			/
	LK5-H1	水平井				/
	LK5-H2	水平井				/
	LK5-H3	水平井				/
	LK5-H4	水平井				/
	LK5-H5	水平井				/
	LK5-H6	水平井				/
	LK5-H7	水平井				/
	LK5-H8	水平井				/
	LK5-H9	水平井				/
LKJ1-东	LKJ1-东	直井	侧向 监测 井			/
LKJ2-西	LKJ2-西	定向井				/
LKJ3-南	LKJ3-南	定向井				/
G11-14	G11-14	直井	盖层 监测 井			老井利用

(2) 注采直/定向井钻井方案

①井身结构及套管程序

本项目直/定向井井深约 3700m，注采直井井身结构为：Φ406.4mm 表层表套+Φ273.1mm 技术套管+Φ177.8mm 生产套管；采用“表层套管+技术套管+生产套管”的套管程序。直/定向井井身结构见表 3.3.10-2 和图 3.3.10.1。

表 3.3.10-2 直/定向井井身结构

套管程序	钻头尺寸 (mm)	套管外径 (mm)	套管下深 (m)	钻达地层
表层套管	Φ444.5	Φ406.4	满足井控及保护 洛河层水源要求	安定组及以下
		Φ339.7		
技术套管	Φ346.1	Φ273.1	封固刘家沟组	刘家沟组底界
	Φ311.2	Φ244.5		
生产套管	Φ241.3	Φ193.7	0~100m	目的气层 底界以下 50m
		Φ177.8	距井底 3~5m	
	Φ215.9	Φ177.8	0~100m	
		Φ139.7	距井底 3~5m	

②钻井液设计

a.一开表层井段

预防砾石层和流砂层坍塌、黄土层的漏失，采用普通的膨润土-CMC 低固相钻井液。

b.二开至延长组底部

清水+0.1~0.3%PHP 或 FA-367（絮凝剂）+ 0.1~0.3%CSJ-1（次生有机阳离子形成剂）+0.2~0.5%FL-1 或 PAC141、142（无固相降滤失剂）

表 3.3.10-3 钻井液性能指标表

分段 指标	二开至 延长组	纸坊至 刘家沟	石千峰至 气层顶部	气层段
密度ρ (g/cm ³)	1.0~1.08	1.08~1.15	1.08~1.20	≤1.20
漏斗粘度 FV (s)	26~30	28~32	35~50	50~80
滤失量 FL (mL)	不控~40	不控~30	30~5	≤5
表观粘度 AV (mPa.S)	1.5~5	2~2.5	2~13.5	15~25
塑性粘度 PV (mPa.S)	1~2	1~3	2~11	12~20
动切力 YP (mPa.S)	0.5~1.0	0.5~1.0	1~4	6~15
pH 值	7~8	7~8	9~10	8~9

注:此表中钻井液密度是根据地层平均压力系数计算的，如遇异常压力时，钻井液密度应在实际地层压力系数基础上附加 0.07~0.15g/cm³。

c.纸坊至刘家沟组底部

纸坊组地层造浆性强，易发生井径扩大；刘家沟易发生压差井漏；石千峰组井壁易坍塌。该段采用低固相次生有机阳离子聚合物钻井液体系，维持钻井液体系有足够的抑制和絮凝能力。

d.石千峰至气层顶部

“双石”层坍塌和山西组煤层段的坍塌掉块，要求钻井液具有良好的防塌作用，

失水要低，泥饼致密光滑，高温流变特性好等特点，在确保井下安全的前提下，密度控制在 1.20g/cm^3 以内，有助于防止双石层和煤层的坍塌、掉块，净化井眼，减少电测遇阻问题。该段采用低固相的次生有机阳离子聚合物钻井液。

e.气层段

为了保证安全钻井和保护气层，在打开气层前将钻井液转换为：低固相全酸溶屏蔽暂堵钻完井液体系。严格控制气层段钻井液密度和失水量，要求钻井液密度 $\leq 1.20\text{g/cm}^3$ ，失水 $\leq 5\text{mL}$ 。

③固井工艺

a.表层套管固井设计

技术要求：表层套管采用插入式固井。水泥返至地面，全井段封固，防止套管脚漏失，有效封固表层确保二开正常钻进。下部井段高密度水泥 ($1.75\text{g/cm}^3 \sim 1.90\text{g/cm}^3$) 封固段必须超过 200m，保证套管脚固井质量。

水泥浆体系：采用流变性能良好的低温高强水泥浆体系，全井段封固，套管内留 10m~20m 水泥塞。

b.二开技术套管固井设计

固井方法：采用分级箍分级固井方式，水泥返至地面；

水泥浆体系：微膨胀胶乳水泥浆体系（常规密度+低密度）；

水泥浆性能要求：体系稳定、失水小、常规密度析水严格控制为 0；水泥石强度高、收缩率为 0，稠化时间可调，满足储气库现场施工要求。常规密度水泥石 48 小时抗压强度应不小于 16MPa，7 天抗压强度应不小于 28MPa。低密度水泥石 48 小时抗压强度应不小于 8MPa。

c.三开生产套管固井设计

1) 固井方法：采用套管回接方式固井，全井段封固，悬挂器（+回接筒）放于距套管角 150m 以上。

2) 悬挂器型号：采用性能可靠，P110 钢级的悬挂器及配套的回接筒工具。

3) 水泥浆体系：一级水泥采用柔性水泥浆体系，二级水泥采用微膨胀胶乳水泥浆体系。

4) 柔性微膨胀水泥浆性能要求：水泥浆游离液控制为 0，滤失量控制在 50mL 以内，沉降稳定性试验的水泥石柱上下密度差应小于 0.02g/cm^3 ，水泥石气体渗透率应小于 0.05mD，膨胀率 0.03~1.5%。柔性水泥浆体系要求提供第三方评价

检测报告及参数。

d.生产套管固井应采用批混批注方式施工，水泥浆密度差小于 0.02g/cm^3 。

(3) 注采水平井钻井方案

①井身结构及套管程序

本项目注采水平井井深约 5700m，井身结构为 $\Phi 406.4\text{mm}$ 表套+ $\Phi 273.1\text{mm}$ 套管+ $\Phi 177.8\text{mm}$ 套管+ $\Phi 114.3\text{mm}$ 筛管完井。考虑到新建注采井采用分布式光纤监测，生产套管 0-100m 井段 $\Phi 114.3\text{mm}$ 油管井采用 $\Phi 193.7\text{mm}$ 生产套管。采用“表层套管+技术套管+生产套管+生产尾管”的套管程序。

一开设计井深 500m，设计完钻地层进入延安组， $406.4\text{mm} \times 11.13\text{mm}$ 表层套管下深 500m 水泥封固。

二开设计井深 2600m，设计完钻地层进入石千峰组， $273\text{mm} \times 12.57\text{mm}$ (11.43mm) 技术套管下深 2600m 水泥封固。

三开设计井深 3700m，造斜点在 2650-2700m，设计完钻地层马家沟组， $177.8\text{mm} \times 10.36\text{mm}$ 生产套管下深 3700m 水泥封固。

四开设计井深 5700m，设计完钻地层马家沟组， $114.3 \times 7.37\text{mm}$ 生产尾管悬挂在 2900m，下深 5700m 水泥封固。

钻遇供水层位——洛河层时采用低固相环保钻井液，及时下套管封固水层，不会对周围地层产生污染。

水平井井身结构见图 3.3.10.2；

②钻井液

a.一开钻井液设计

一开钻进地层主要是第四系的黄土、流沙层，该层胶结松散，分散度高，对流体冲蚀敏感，而且欠压实，地层承压能力低，容易发生漏失或流沙层垮塌，井眼尺寸大，携砂困难。根据地层特性，推荐钻井液体系为低固相聚合物钻井液体系。钻井液主要组成有膨润土、高分子聚合物（如 KPAM、PAC-H、HV-CMC）等，防止坍塌及有效清洗井眼，使表层套管下入顺利。

表 3.3.10-4 一开钻井液性能指标

性能	指标
ρ	$1.02\text{g/cm}^3 \sim 1.10\text{g/cm}^3$
FV	30sec~80sec

API FL	实测
PH	8~10
YP	1~10Pa
PV	5~20mPa.S

钻井液技术要求：

- 1) 钻井液必须具有良好的防塌能力，保证井壁稳定，防止流沙层垮塌。
- 2) 调整好钻井液的流变性，及时携带出钻屑，有效净化井眼。
- 3) 完钻后充分循环，将井内砂子携带干净，保证大尺寸套管的顺利下入。

b.二开钻井液设计

延安组和延长组地层中上部有大段的砂泥岩混层，易发生泥页岩吸水膨胀，造成缩径，导致起钻困难，遇阻遇卡；安定组底部、直罗组、延长组底部属砂泥岩互层，地层易吸水膨胀造成地层坍塌；刘家沟组地层承压能力低，容易发生井漏，严重时只进不出。推荐钻井液体系：无固相聚合物钻井液体系。

表 3.3.10-5 二开钻井液性能指标

性能	指标
ρ	1.05g/cm ³ ~1.15g/cm ³
FV	29sec~60sec
API FL	不控~<15mL/30min
PH	7~9
YP	1~10Pa
PV	5~20 mPa.S

钻井液技术要求：

- 1) 直罗、纸坊组易垮塌，发生井径扩大，且造浆性强，钻井液必须具有良好的抑制性和防塌能力，保证井眼稳定。
- 2) 延长组易缩径，在此段加大防塌剂量，有效抑制井眼缩径，必要时勤划眼。
- 3) 刘家沟组易发生井漏，钻遇该层以防漏为主，适当提高钻井液粘度，要保持足够的钻井液量，进入刘家沟组前尽可能将密度控制在 1.15g/cm³ 以下，以防止刘家沟组发生压力诱导性井漏。
- 4) 起钻前可采用高粘“清扫液”清洗井眼，以保证起下钻无遇阻，下套管顺利。
- 5) 二开 $\Phi 273.1\text{mm}$ 套管下深至少进入石千峰地层 50m，保证固井封固质量。

c.三开钻井液设计

石千峰、石盒子组泥岩；山西组煤层易垮塌；斜井段钻井过程中摩阻大，大斜度井段携屑困难。且在前期施工过程中存在坍塌的情况，通过化学防塌+强封堵+物理防塌协同作用以降低坍塌压力的方法，优选抑制剂，封堵剂，推荐采用天然高分子嵌壁“双保”钻井液体系，提高抑制性。同时，在该段控制排量、转速平稳，减少工程因素对地层造成的垮塌。

通过煤岩力学平衡及封堵机理研究，研发出 CQSP-1 型强抑制防塌钻井液体系，膨胀量由 7.96mm 降低到 4.6mm，岩屑回收率由 81.2%提高到 96.2%。现场应用 13 口井，基本解决煤层段钻井难题，满足水平井安全钻井要求。榆 37 储气库钻遇煤层根据下图井斜对应预测钻井液密度，如果发现井下有坍塌迹象，根据实钻井情况适当提高钻井液密度。

表 3.3.10-6 钻井液性能指标

性能	指标
ρ	1.15g/cm ³ ~1.30g/cm ³ （具体根据井下情况确定）
FV	35~100sec
API FL	≤7 mL/30min
pH	8~10
YP	6~20Pa
PV	10~30 mPa.S
YP/pv	0.3~0.5
Gel	3~6/5~12 Pa
SC	≤0.3%
Kf	≤0.07(滑块式摩阻仪)

d.四开水平段钻井液设计

水平段井漏可能性分析：漏失基本条件是钻井液柱压力>地层漏失压力且有漏失通道；地层漏失压力≠地层孔隙压力。

水平段如果钻遇煤层根据下图井斜对应预测钻井液密度，如果发现井下有坍塌迹象，根据实钻井情况适当提高钻井液密度。

- 1) 该井段是长水平段，钻屑易在下井壁形成岩屑床，造成遇阻、卡钻。
- 2) 钻具紧靠下井壁，摩阻大，起下钻遇阻严重。
- 3) 泥岩夹层吸水膨胀，极易造成井塌。
- 4) 目的层易被完井液污染。

钻井液体系：强抑制全酸溶无伤害屏蔽暂堵钻完井液体系。

表 3.3.10-7 钻井液性能指标

性能	指标
ρ	1.15g/cm ³ ~1.30g/cm ³ （根据井控安全以及井壁稳定性可调节）
FV	40-90 sec
API FL	≤5 mL/30min
PH	8-10.0
YP	7-25Pa
PV	10-30 mPa.S
Gel	2-6/3-8 Pa
SC	≤0.3%
Kf	<0.05(滑块式摩阻仪)

③固井工艺设计

a.表层套管固井

固井方式：采用插入式固井方法。

水泥浆体系：采用流变性能良好的低温高强水泥浆体系，全井段封固，套管内留 10-20m 水泥塞。

b.技术套管固井

Φ273.1mm 技术套管固井的主要目的是封固刘家沟漏层，采用双级固井技术。地层漏失当量密度为 1.20-1.30g/cm³，钻井液设计密度为 1.05-1.15g/cm³。

套管采用双级固井技术，采取工艺堵漏后，可满足固井施工要求。如果施工过程中发生漏失，根据漏失压力计算水泥封固段长，从井口进行反挤回填，要提前做好反挤施工的准备。使用 GLY 隔离液技术，提高水泥浆顶替效率。

固井方式：采用分接箍分级固井方式。

水泥浆体系：防窜微膨胀胶乳水泥浆体系（常规密度+低密度）。

选用性能良好的 CXY+GLY 前置液，要求有 7-10 分钟的接触时间，起到冲洗、稀释、缓冲、隔离钻井液，同时清洗套管外壁及井壁的油膜，提高表面水润性，提高顶替效率及水泥环胶结质量。

c.生产套管固井

采用套管回接技术进行固井，封固好斜井段，防止漏失，要求水泥浆返至地面；优选水泥浆体系，优化水泥浆性能，确保技术套管封固质量；

组成：清水+5%CXY

性能指标： $\rho > 1.09 \text{g/cm}^3$ ；PV：3.3 mPa.S；YP：0.79 Pa

d.回接筒以上固井

由于回接筒以上 $\Phi 177.8 \text{mm}$ 套管全部在 $\Phi 273.1 \text{mm}$ 技术套管以内，不与漏失地层接触，所以，为保证固井质量，水泥浆体系采用常规密度（ $1.88 \text{g/cm}^3 \sim 1.90 \text{g/cm}^3$ ）。水泥浆体系采用胶乳微膨胀水泥浆体系。

e.生产尾管（重叠段）固井

固井方式：采用带管外封隔器+分接箍的尾管固井方式，水泥浆返至悬挂器以上。

水泥浆体系：低失水防窜胶乳水泥浆体系；

水泥浆密度：常规密度， $1.88 \text{g/cm}^3 \sim 1.90 \text{g/cm}^3$ 。

组成：清水+5% CXY

性能指标： $\rho > 1.05 \text{g/cm}^3$ ；PV：3.3mPa.S；YP：0.79 Pa

（4）监测井钻井方案

①井身结构及套管程序

监测井井深按 3700m 计，采用“表层套管+生产套管”二开井身结构，采用 $\Phi 311.2 \text{mm} \times \Phi 244.5 \text{mm} + \Phi 215.9 \text{mm} \times \Phi 139.7 \text{mm}$ 井身结构。采用“表层套管+生产套管”。

表 3.3.10-8 监测井井套管程序表

套管程序	钻头尺寸 (mm)	套管外 径 (mm)	套管下深 (m)	钻达地层
表层套管	$\Phi 311.2$	$\Phi 244.5$	满足井控及保护洛河层水源要求	安定组及以下
生产套管	$\Phi 215.9$	$\Phi 139.7$	距井底 3~5m	目的气层底界以下 50m

监测井井身结构见图 3.3.10.3。

②钻井液

监测/评价井钻井液性能要求参考注采井部分，具体指标如下：

表 3.3.10-9 钻井液性能指标表

指标 \ 分段	二开至 延长组	纸坊至刘家沟	石千峰至 气层顶部	气层段
密度 ρ (g/cm^3)	1.0~1.08	1.08~1.15	1.08~1.20	≤ 1.20
漏斗粘度 FV (s)	26~30	28~32	35~50	50~80
滤失量 FL (mL)	不控~40	不控~30	30~10 (6)	≤ 30
表观粘度 AV (mPa.s)	1.5~5	2~2.5	2~13.5	15~25

塑性粘度 PV (mPa.s)	1~2	1~3	2~11	12~20
动切力 YP (mPa.s)	0.5~1.0	0.5~1.0	1~4	6~15
水眼粘度 δ_{∞} (mPa.s)	1.0~1.5	2.0~3.5	6~12	8~15
pH 值	7~8	7~8	9~10	8~9

注：此表中钻井液密度是根据地层平均压力系数计算的，如遇异常压力时，钻井液密度应在实际地层压力系数基础上附加 $0.07\sim 0.15\text{g/cm}^3$ 。

③固井工艺

a.表层套管固井水泥浆设计

技术要求：水泥返至地面，全井段封固，防止套管脚漏失，有效封固表层确保二开正常钻进。下部井段高密度水泥 ($1.75\text{g/cm}^3\sim 1.90\text{g/cm}^3$) 封固段必须超过 200m，保证套管脚固井质量。

水泥浆体系：低温高强水泥浆体系。

b.二开固井施工主要工艺要求

生产套管采用一次上返固井工艺。保证高密度水泥 ($1.75\text{g/cm}^3\sim 1.90\text{g/cm}^3$) 返至气层顶部以上 300m，低密度水泥返至井口，若返不到井口，采用井口返挤的方式进行回填固井，确保全井段封固质量良好，直井的人工井底距气层底界 $\geq 20\text{m}$ ，且声幅测井达到要求。

c.水泥环质量要求

要求进行声幅测井和变密度测井。声幅测井测得水泥面上 5 个稳定的接箍信号，控制自由套管声幅值在 $8\sim 12\text{cm}$ （横向比例 $400\sim 600\text{mV}$ ），水泥胶结段声幅值接近零线，曲线平直；声幅相对值 $\leq 15\%$ 为优等， $\leq 30\%$ 为合格（注水泥 48 小时后测量）；声幅曲线测至人工井底以上 $2\sim 5\text{m}$ 。中等胶结以上井段达到封固井段长度的 70% 以上，油气层顶界以上连续胶结中等以上的水泥环长度不少于 20m。

3、储层改造工程

(1) 射孔工艺

LLW 储气库注采直/定向井采用套管固井射孔完井。射孔工艺参数见表 3.3.10-10。

表 3.3.10-10 射孔工艺参数

工艺参数	机械封隔器分层压裂
射孔枪	SYD-102 枪

射孔弹	127 弹
相位角	90°
布孔方式	螺旋布孔
孔密	16 孔/米
射孔方式	电缆传输射孔
射孔液	表面活性剂+粘土稳定剂+清水

（2）完井管柱结构

注采井完井管柱采用悬挂压力计测压管柱方案，注采水平井完井管柱设计原则及要求、管柱结构及功能与直/定向井相同，为便于开展投捞堵塞器、压力计悬挂器等作业，管柱位于直/定向井段如图 3.3.10.4

生产套管和生产油管之间环空的底部由封隔器隔离，顶部由井口隔离，填充有环空保护液，避免生产套管接触流动天然气，防止侵蚀、腐蚀和压力变化导致固井水泥的损坏，提供了双重（双层）整体防漏，增强了安全性。

（3）措施作业

本项目措施作业采用酸化作业，酸化作业是指利用酸液的作用提高天然气井生产能力的一种措施，在地面采用连续油罐车及辅助设备，向储气库层注入具有一定黏度的酸液，用酸液溶蚀目的层中的堵塞物质，扩大和延伸孔隙缝，恢复和提高地层渗透性能，达到增产的目的。

为实现全井段布酸，同时提高泥浆高污染段与高气测显示段储层渗透率恢复程度，注采水平井采用 $\Phi 50.8\text{mm}$ 连续油管均匀布酸与定点喷酸工艺；注采直/定向井采用 $\Phi 50.8\text{mm}$ 连续油管定点酸化工序。直/定向井设计施工总酸量 150m^3 ，水平井基于水平段酸液预处理实验认识，为实现全井段布酸，同时提高泥浆高污染段与高气测显示段储层渗透率恢复程度，结合陕 224 应用经验，实施拖动布酸与定点喷酸，设计施工总酸量 $500\sim 700\text{m}^3$ 。

酸液体系：基于酸液体系评价实验，综合考虑水平井筛管完井方式与降低管柱摩阻作业需求，优选酸液体系为 $15\%\text{HCl} + 1.5\%\text{HJF-94} + 0.5\%\text{CF-5A} + 0.15\%\text{CA} + 0.5\%\text{COP-1} + 0.5\%\text{YFP-1} + 0.2\%\text{CJ1-2}$ 。

排液方式：为提高压后返排效果，采用连续油管氮气助排等排液措施，降低液体滞留对低压储层的伤害。

4、泥浆不落地工艺

根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，本项目钻井泥

浆采用泥浆不落地工艺，按照现有钻井过程中液相及固相的落地点，分别采取相应的技术和设备，做到点对点式的收集、储存，实现液相和固相的不落地。

在钻井过程中，钻井泥浆通过泵经钻杆泵入地下，然后携带岩屑返回地面送至固渣储存箱储存，钻井泥浆经固控设备除去岩屑后再返回井下循环使用，钻井泥浆循环利用具体处理工艺流程见图 3.3.10.5。

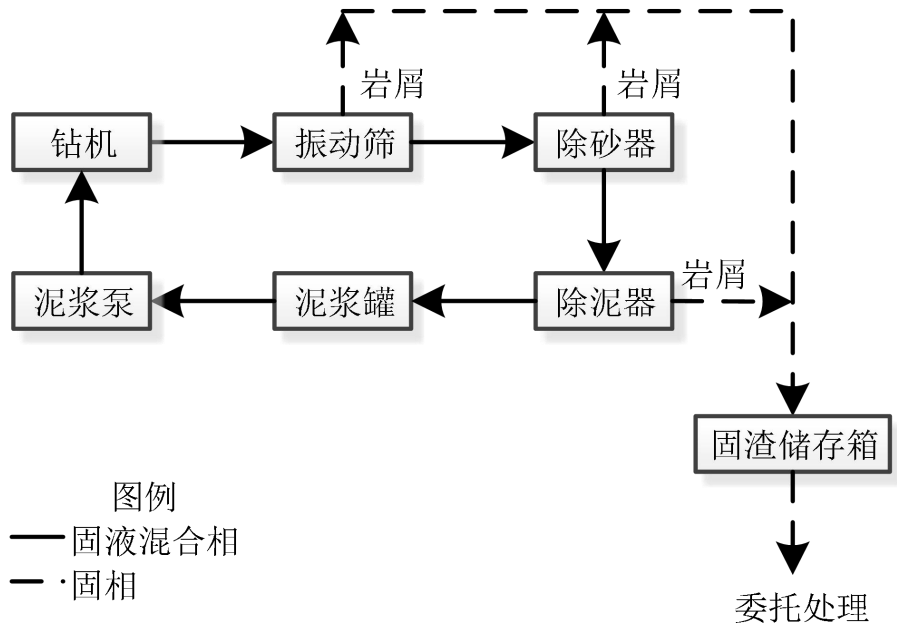


图 3.3.10.5 钻井泥浆循环系统流程图

一口井钻井结束后，其使用过的废弃水基泥浆经振动筛筛分、混凝、絮凝、离心分离进行固液分离，液相的钻井泥浆转入下一口井回用于钻井泥浆配制过程。泥浆不落地工艺流程见图 3.3.10.6。

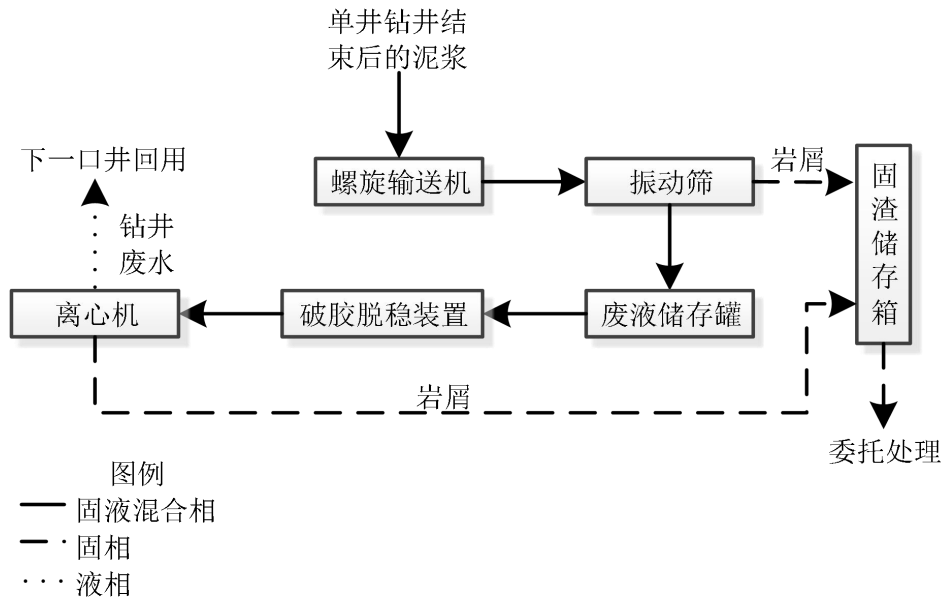


图 3.3.10.6 泥浆不落地工艺流程图

5、钻井设备

根据相关资料，钻井主要设施有动力设备、钻井设备、固控装置、安防系统等。钻井过程的主要设备基本相同，单口钻井过程中所用的主要设备见表 3.3.10-11。

表 3.3.10-11 单井钻井主要生产设施使用情况

序号	名 称		主要参数	数量	备 注
1	钻机		ZJ50	1	/
2	井 架		>2250KN	1	/
3	钻台		高度：4.5m	1	/
4	提升系统	绞 车	额定输入功率 735kW	1	/
		天 车	最大钩载 2250KN	1	/
		游 车	最大静负荷 2250KN	1	/
		大 钩	最大钩载 2250KN	1	/
		水龙头	最大钩载 2250KN	1	高压工作压力 35Mpa
		吊 环	最大静负荷 2250KN	1	/
5	转 盘		通孔通径 20.5in	1	/
6	普通钻机动力系统	柴油机	总功率 2500kW	2	/
7	发电机组	发电机	≥300kW	2	/
8	循环系统配置	钻井液罐	总容积≥40m ³	6	含储备罐
		搅拌器	电机功率≥7.5kW	10	每具罐 2 台
		泥浆泵	≥22kW	2	套
		电动配浆漏斗	≥35kW	1	套
9	固控设备	振动筛	单台单筛	1	/
10	其它辅助设施	柴油罐	40m ³	2	/
		清水罐	40m ³	1	/

6、钻井周期

直/定向井钻井到完井平均钻井周期 81d。水平井钻井到完井平均钻井周期为 115d。

3.3.11 封井工程

根据 LLW 储气库老井评价结果和建库需求以及《油气藏型地下储气库废弃井封堵技术规范》及《废弃井及长停井处置指南》相关规定，对不符合再利用要求的老井按照储气库建设进度逐步开展永久性封堵，提高储气库运行安全。

本项目共计封堵老井 11 口，具体封堵井口见表 3.3.11-1。

表 3.3.11-1 老井封堵方案

序号	井号	射孔层位	封堵 时机	主要措施
1	G13-14	马五 ₁₂ 、马五 ₁₃	正式建 库后直 接封堵	1.起管柱并处理井筒； 2.水泥封堵储层； 3.层顶界以上盖层段锻 铣 40m，注水泥封堵（根 据井筒质量检测结果）； 4.封堵淡水层。
2	G11-15	马五 ₁₃ 、马五 ₂₂ 、马五 ₄₁		
3	陕 17	马五 ₁₂ 、马五 ₁₃ 、马五 ₂₂		
4	G10-14	马五 ₁₂ 、马五 ₁₃		
5	G10-12	石盒子组、马五 ₁₃ 、马五 ₂₂		
6	G10-15	马五 ₁₃ 、马五 ₂₂ 、马五 ₄₁		
7	G11-12	马五 ₁₁ 、马五 ₁₂ 、马五 ₁₃ 、马五 ₂₂		
8	G11-12 A	马五 ₁₂ 、马五 ₁₃		
9	G12-16	马五 ₁₂ 、马五 ₁₃ 、马五 ₂₂ 、马五 ₂₂		
10	G13-15	马五 ₁₂ 、马五 ₁₃ 、马五 ₂₂		
11	G10-13	马五 ₁₂ 、马五 ₁₃ 、马五 ₂₂		

3.3.12 场站工程

1、井场工程

本次共部署 5 座注采井场，均为丛式井场。部署监测井场 4 座，新建监测井 3 口，利用老井 1 口。典型丛式井场平面布置见图 3.3.12.1。井场内设施设置见

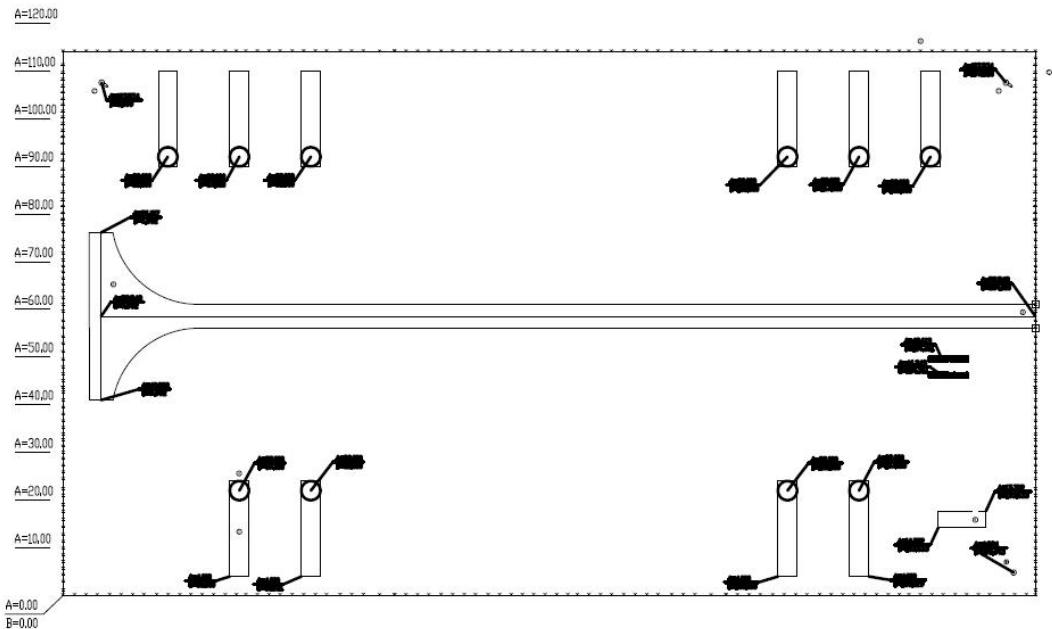


表 3.3.12-1。

图 3.3.12.1 LK5 井丛平面布置图

表 3.3.12-1 井场内设施设备情况

序号	设施设备名称及规格	单位	数量
1	铁栅栏围墙高 2.2m	m	636
2	井场大门宽 5m，高 2m	扇	1
3	注采气井	座	10
4	井口阀组	m ²	68.25
5	光伏电控一体化集成装置 10×3.5m	套	1
6	摄像头	具	2
7	井场道路 5m 宽	m	980
8	10kV 柱上变	具	1
9	收发球筒	具	2

2、集注站

(1) 集注站注采规模

设计工作气量 $16.8 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，运行压力 30.5MPa~14.5MPa；平均注气规模 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采气规模 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 注采时间

采气期 120 天，运行末期井口压力 3.5MPa，注气期 200 天，最大井口注气压力 34MPa，停气期（关井测压、检修）45 天。

(3) 注气工艺

注气采用电驱往复式注气压缩机，陕京四线 3#阀室来气进站压力 9.23MPa，温度 20-30℃，经旋风分离器、过滤分离、计量后进入增压区增压，集注站增压后的高压天然气经过注气管线进入井场，至井口天然气压力为 30MPa。经过计量后，接入井口回注地层。

(4) 采气工艺

开工移动注醇，初期节流至 12.5MPa，井口采出天然气一级节流后经注采气管道进入到集注站，在站内经加热后二级节流、汇集、预分离、脱硫、脱水和增压后的天然气经计量后通过双向输气管线输往苏里格末站，经贸易计量交接后上载陕京四线。

(5) 净化工艺

①脱硫工艺

经气藏工程混合模拟预测，LLW 储气库井区正式建库后，第一周期采出气中 H_2S 含量为 $83.2 \text{mg}/\text{m}^3$ ， CO_2 含量为 2.75%，经过多轮淘洗， H_2S 含量逐年降

低，结合地质数值模拟结果，实际运行过程中后期地层无法淘洗彻底，一直维持在较低含量，因此需对采出气进行 H_2S 脱除处理。

本项目采用氧化干法脱硫工艺，建设 2 套 1000 万方/天干法脱硫装置（16 台 DN3000 脱硫塔、2 台 DN1200 过滤器）。氧化铁脱硫的主要机理是催化与吸附作用。当含有 H_2S 的原料气通过氧化铁床层时被催化氧化成元素硫离子，生成物被氧化铁吸附，达到其脱硫目的。该工艺目前在油田伴生气及焦炉煤气脱硫上应用较多。其工艺流程见图 3.3.12.2。

②脱水工艺

LLW 储气库采出天然气会含有一定的游离水或饱和水，进入集注站的压力范围为 6.2~13.8MPa，温度为 0~50℃。当采出气体温度低于其露点温度时，会有水合物生成，引起管道、阀门堵塞，影响平稳供气，因此需控制天然气水露点，在集注站内配套天然气脱水装置以保证天然气长输管道系统安全供气。

根据本工程运行的特点，本工程采用三甘醇脱水工艺，在集注站内建设 2 套 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 三甘醇脱水装置。

溶剂吸收法是利用脱水溶剂的良好吸水性能，通过在吸收塔内天然气与溶剂逆流接触进行气、液传质以脱除天然气中的水分，脱水剂中甘醇类化合物应用最为广泛，其中三甘醇（TEG）溶剂为最佳，所以我国各油气田近几年的甘醇脱水装置中也多以三甘醇作脱水剂，该方法是目前天然气工业中普遍采用的脱水方法，应用该法脱水后，天然气的水露点完全能够满足本工程外输天然气要求，工艺成熟可靠。本工程不含重烃，该工艺方法能满足本工程管输天然气水露点的要求。

采气初期原料气进站后节流至 6.2MPa，经空冷装置空冷后，温度控制在 25℃。经采气分离器分离出天然气中的游离水和机械杂质后进入三甘醇脱水装置，脱水后外输压力不低于 5.9MPa。后期，进站压力为 3.3~6.2MPa 时，经压缩机增压至 6.1MPa，经空冷装置空冷后，温度控制在 25℃。装置采用 99.6%（w）TEG 作脱水剂，用以脱除湿净化气中的饱和水。经吸收塔脱水后的干净化气外输。TEG 富液再生尾气经分离增压后回输原料气中，工艺流程见图 3.3.12.3。主要工艺设备包括：DN3400 脱水塔 2 台、三甘醇富液闪蒸罐 2 台、DN1600 三甘醇缓冲罐 2 台、2 台三甘醇重沸器、再生尾气处理撬 $15000 \text{m}^3/\text{天}$ 、2 台电加热器 2500kW。

（6）平面布置

集注站围墙内占地面积 54120m^2 ，约合 81.2 亩（ $330 \text{m} \times 164 \text{m}$ ）。火炬区位

于全站最小频率风向的上风侧，距储气库的围墙外 90m，用围墙围成一个独立区域，占地为 80m×30m。

根据《石油天然气工程设计防火规范》，集注站为四级站场。按不同的功能和特点分为 3 个大区块，分别是主要生产区、公用工程及办公区、火炬区。以建北为准，主要生产区布置在站场东侧及中部；公用工程及办公区布置在站场西侧；火炬区布置在站外东北侧。

主要生产区主要包括：脱水、脱硫、增压区、空冷器区、清管区、采气进站区、计量区、集注气分离区、储罐区。其中脱水、脱硫区布置在站场南侧，增压区布置在中部，增压区北侧布置空冷器，清管区、计量区、注采气分离区位于东侧、储运工程集中布置东南侧；采气、注气截断阀区位于东北侧。

公用工程及办公区主要包括：110kV 橇装变电所、消防泵房、空氮站、维修间、值班室、配电一体化装置、大门及安全教育室等。其中 110kV 变电所布置在站场西北角；其余布置在站场西侧。

放空分液及火炬区布置于站场东北侧，满足安全和工艺需求，且设有专门道路与厂区相连。

集注站内主要工艺区道路采用环形布置。道路宽度为 6m，路面为城市型混凝土结构，兼顾消防道路使用，转弯半径除注明外均为 15m。另外，还设有宽度为 1.5m 的人行道与操作走道，采用水泥方砖铺砌。建构筑物出入口的人行走道宽度可自行调整为与建构筑物门同宽。

站内主出入口大门布置在西南侧，位于公用配套区，为 6m 宽伸缩门，并设有站外停车场。全厂设置 1 处安全逃生门布置在增压区右上角。全厂道路采用双面坡道路设计，站内道路宽 6m，转弯半径 15m，采用混凝土路面，兼消防车道使用，次大门设计宽度为 4m，位于工艺区右下角。

集注站平面布置见图 3.3.12.4 及附图 1。

（7）集注站主要设备

集注站主要生产设备见表 3.3.12-2。

表 3.3.12-2 集注站主要生产设备

序号	设备名称	规格型号	单位	数量	备注
1	电驱往复压缩机	4500kW	台	2	已建

2	电驱往复式压缩机	2800kW	台	2	已建
3	电驱往复式压缩机	5500kW	台	3	
4	抗硫旋风分离器	P12.5MPa DN1500×2700mm	台	2	
5	抗硫过滤分离器	P12.5MPa DN1300×3200mm	台	4	
6	抗硫重力分离器	P12.5MPa DN3300×9000mm	台	2	
7	空冷器	37kW	台	8	
8	三甘醇脱水装置	Q=1000×10 ⁴ m ³ /d	套	2	
9	再生装置电加热器	2400kW	套	2	
10	再生尾气处理撬	15000m ³ /d	套	1	
11	天然气电加热器	7000kW	套	1	
12	脱硫塔	P7MPa DN3000×15000	台	16	
13	粉尘过滤器	P7MPa DN1300	台	2	
14	采出水缓冲罐	P2.5MPa 100m ³	台	1	
15	污水外输泵	Q=5.6m ³ /h, H=560m, N=37kW	台	4	
16	甲醇卸车泵	Q=30m ³ /h, H=50m, N=11kW	台	2	
17	注醇泵	N=7.5kW	台	3	
18	甲醇储罐	N=11kW	台	3	
19		100m ³	具	2	
20	高压放空分液罐	PN16 DN2400	具	1	已建
21	低压放空分液罐	PN16 DN1200	具	1	已建
22	高压放空火炬及配套	DN700×80000mm	具	1	已建
23	低压放空火炬及配套	DN200×80000mm	具	1	已建
24	收发球筒	PN160 DN700	具	1	
		PN160 DN450	具	1	
		PN160 DN350	具	1	
		PN160 DN300	具	3	
		PN160 DN200	具	1	
25	汇管	P7MPa DN1200×8000	个	1	
26	CO ₂ 热泵机组	/	台	2	已建
27	空压机	/	台	1	已建
28	制氮撬	/	台	1	已建

3、生活保障点

前线生产保障点位于集注站南侧 400m, 建设规模按 50 人考虑, 占地 4107m²。主要建设内容包括综合楼、食堂、一体化污水处理装置、分析化验室; 配套设施及道路、小车停车位、围墙、绿化等, 场地绿化率 30%。在靖边基地内建设 100 人倒班公寓楼一栋, 食堂及活动场地依托基地现有, 不新增占地。

3.3.13 管线工程

1、工程内容

项目新建注采气管线总长 30.8km，其中：采气管线 5 条，共计 15.4km、注气管线 5 条共计 15.4km。新建集注站至河口（1#）阀室双向输气管线一条、采出水外输管线一条，同沟布设，均为 4.9km，新建集注站至北-3 集气站双输管线 1 条 2.04km。新建管线工程规格、长度见表 3.3.13-1。管线走向见图 3.3.13.1。

施工期管线主要采用定向钻和大开挖穿越方式施工，开挖土石方沿线堆放在管线两侧作业带内，不设取、弃土场，下管后土石方加固回填。单条注、采气管线长度较短，管线之间不设阀室。

表 3.3.13-1 项目新建管线工程量表

序号	管道名称		管道规格	长度 (km)	作业带 宽度 (m)	备注
1	集注站~河口（1#）阀室 双向输气管线		L450M-711× 20	4.9	22	定向钻段长度 2km
2	集注站~河口（1#）阀室 采出水外输管线		柔性复合输送 管 RYF-89	4.9	/	定向钻段长度 2km， 开挖段与集注站~河 口（1#）阀室双向输 气管线同沟布设
3	集注站~北-3 集气站双向 输气管线		L360QS-457× 12.5	2.04	16	已建
4	注气 管线	LK1（G10-13）注 气管线	L360QS-219× 25	4.8	8	已建 3.5km
5		LK2（G10-14）井 丛注气管线	L450Q-219× 18	4.2	/	定向钻段长度 2.8km，开挖段与 LK2 同沟布设
6		LK3（G11-13）井 丛注气管线	L450Q-323.9× 25	0.7	/	定向钻段长度 0.5km，与 LK3 （G11-13）井丛采气 管线同沟布设
7		LK4（G11-14）井 丛注气管线	L450Q-168× 14	2.8	/	定向钻段长度 2.4km， 与 LK4（G11-14）井 丛采气管线同沟布设
8		LK5 井丛注气管 线	L450Q-323.9× 25	2.9	/	定向钻段长度 2.1km， 与 LK5 井丛采气管线 同沟布设
9	采气 管线	LK1（G10-13）井 丛采气管线	L360QS-323.9 ×14/16	4.8	/	定向钻段长度 2km， 开挖段与集注站~河 口（1#）阀室双向输 气管线同沟布设
10		LK2（G10-14）井 丛采气管线	L360QS-457× 22	4.2	16	定向钻段长度 2.8km

11		LK3 (G11-13) 井丛采气管线	L360QS-610×28	0.7	18	定向钻段长度 0.5km
12		LK4 (G11-14) 井丛采气管线	L360QS-323.9×16	2.8	12	定向钻段长度 2.4km
13		LK5 井丛采气管线	L360QS-508×24	2.9	16	定向钻段长度 2.1km
合计				42.64	/	

2、穿跨越工程

本工程穿越对象包括沙化土地封禁保护区、王圪堵水源保护区准保护区、道路、河流、管线等。

根据《国家沙化土地封禁保护区管理办法》，要求禁止在沙化封禁保护区范围内开展地面建设活动。并按照已建管线设计经验，该地段不允许采用开挖方式经过，因此穿越采用水平定向钻穿越。本次工程注采气管线共 13 次穿越沙化封禁保护区，根据《油气输送管道工程水平定向钻穿越规范》SY/T 6968-2021 3.0.4 规定，本次沙化保护区穿越均为大、中型穿越。其中中型穿越采用水平定向钻一次穿越、大型穿越采用导向孔对穿工艺。

本次 3 条管线穿越黑河则各 1 次，均采用水平定向钻穿越。穿越地方公路 2 次，采用顶管穿越，其余无环境敏感点的管段全部采用大开挖沟埋式穿越。

本项目管道穿跨越情况见表 3.3.13-2 及图 3.3.13.2。

表 3.3.13-2 本项目管道穿跨越情况

序号	管线名称	穿越内容	穿越方式	穿越长度(m/处)
1	LK1 采气管线	沙化土地封禁保护区	定向钻	1200/1
2		黑河则	定向钻	800/1
3	LK1 注气管线	黑河则	定向钻	690/1
4	LK2 注气管线	沙化土地封禁保护区	定向钻	2800/2
		野淌路	顶管+套管	20/1
5	LK2 采气管线	沙化土地封禁保护区	定向钻	2800/2
		野淌路	顶管+套管	20/1
6	LK3 注气管线	沙化土地封禁保护区	定向钻	500/1
7	LK3 采气管线	沙化土地封禁保护区	定向钻	500/1
8	LK4 注气管线	沙化土地封禁保护区	定向钻	2400/1
9	LK4 采气管线	沙化土地封禁保护区	定向钻	2400/1
10	LK5 注气管线	沙化土地封禁保护区	定向钻	2100/1
11	LK5 采气管线	沙化土地封禁保护区	定向钻	2100/1
12	集注站至阀室双向	沙化土地封禁保护区	定向钻	1200/1

13	输气管线	黑河则	定向钻	800/1
14	集注站至阀室采出水输水管线	沙化土地封禁保护区	定向钻	1200/1
15		黑河则	定向钻	800/1
16	集注站至北-3 集气站双向输气管线	万亩樟子林观景台	定向钻	783/1

3、管线敷设

(1) 管线施工作业带宽度根据管径不同宽度为 8~22m。

(2) 开挖及敷设方式采用机械开挖，人工弹性敷设。

(3) 除了特殊位置需要采用定向钻、顶管穿越敷设外，其余部分管道全部采用沟埋敷设。管道埋深一般要求为：管顶最小埋深 1.6m；回填土需填至超过自然地面至少 0.3m，在农田地区开挖管沟时，应严格将表层耕作土和底层生土分层堆放。

(4) 管线沟开挖与回填在耕地开挖管线沟时，先将表层耕层土壤单独堆放或置于堆土下层；管线沟回填时，先回填生土，表层回填原来的耕层土壤；回填后夯实土壤，并留出冗余量（高出 30mm 左右）。

(5) 转角处理管道的水平和竖向转变，根据具体情况分别采用弹性敷设、冷弯弯管、热煨弯管来处理。

4、管线防腐

(1) 对于站外埋地管线，外防腐层推荐采用三层 PE 加强级结构。补口采用聚乙烯热缩带套三层结构，底层采用无溶剂环氧涂料，干膜厚度不小于 400μm，然后包覆聚乙烯热缩套（片）。补伤应使用补伤片。

站外管线热煨弯头：热煨弯头防腐层采用聚乙烯热收缩带三层结构，底层采用无溶剂环氧涂料，干膜厚度不小于 400μm，然后缠绕聚乙烯热缩带，带间搭接 12%~15%。冷弯防腐可现场实施。

(2) 站场和井场埋地管线，与站外管径相同的埋地管道，采用三层 PE 外防腐结构，其它管道采用厚胶型聚乙烯胶粘带加强级结构，先涂敷无溶剂环氧涂料，总厚度不小于 400μm，然后外包覆聚乙烯胶粘带一道，带间搭接 50%~55%。

5、管道焊接与检测

管道焊缝采用 100%射线探伤 100%超声波探伤，确保焊口质量。射线和超声波探伤时，焊缝验收标准采用《石油天然气钢质管道对接焊缝射线照相及质量分级》（SY4109-2013），根据《油气田集输管道施工技术规范》（GB 50819-2013），

焊口经焊缝外观质量检验合格后，管道焊缝先进行超声波探伤，合格后再进行射线复查，弯头、连头段、穿越段的管道应进行 100%超声波及 100%射线探伤，合格级别应为Ⅱ级。

进行现场射线探伤时，应采用剂量测试设备测定环境的辐射剂量，按照规定划定控制区和管理区，设置警告标志。

射线探伤过程中应注意以下几点：

①现场检测应委托有资质的单位进行射线探伤；

②现场检测的控制是确保检测结果质量的重要环节，现场检测环境符合控制的要求，保证现场检测结果的有效性，保障人身设备安全；

③检测人员应自觉遵守现场检测安全管理制度，熟悉现场检测环境的控制要求，优质安全完成检测任务；

④进入检测现场时，应穿戴好个人安全防护用品，进行射线探伤时还必须佩戴好辐射防护用具，仪器设备应有可靠的防滑落措施；

⑤严格按照操作规程使用仪器设备，做好维护保养。发现故障应及时上报；

⑥检测中应注意观察和记录环境条件的变化情况。当检测条件超出规定要求时，检测项目负责人应责令停止检测，直至环境条件恢复至符合要求。

6、管道试压

本工程管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，试压前采用清管器进行清管，双输管线试压采用充气试压，注、采气管线采用充水试压，试压介质为清水。

7、附属设施

（1）固定推力支墩

埋地管线在设计施工的过程中，为保证管线的稳定性和安全性，往往会在管道进出站、大中型穿跨越两端、管道翻越长陡坡及较深的冲沟斜坡设置固定支墩。固定支墩一般设置于进出站场、埋地管线有明显转向起伏的位置，主要目的是保证埋地管道的纵向变形处于可接受范围内，防止管线因应力集中造成管线较大位移，致使管线损坏或与管线直接相连的设备遭到撕裂式破坏。

（2）管道标志

为了确保管道安全，便于维护和管理，在管线设置永久性地面标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志桩、警示标志、警示带等。

3.3.14 道路工程

该区域公路交通情况较好，可利用的公路网络主要有：G65 包茂高速（榆林一靖边段）、巴图湾-LLW-横山地方沥青道路、LLW-靖边地方沥青道路以及通村沥青道路、气田内部已建道路共同构成了四通八达的公路交通网。

本项目拟新建井场道路 4 条；具体如表 3.3.14-1。

表 3.3.14-1 本项目新建道路工程

序号	名称	单位	数量	建设标准	备注
1	LK1 井场道路	km	2.5	支道	已建
2	LK2 井场道路	km	0.5	支道	
3	LK3 井场道路	km	0.5	支道	
4	LK5 井场道路	km	0.5	支道	
合 计		km	4	/	

道路的主要技术指标见表 3.3.14-2

表 3.3.14-2 本项目道路的主要技术指标

道路建设标准		支 道
路面宽度(m)		3.5
路基宽度(m)		4.5
路面结构		砂石道路
极限最小圆曲线半径 (m)		15
一般最小圆曲线半径 (m)		30
不设超高的最小圆曲线半径 (m)		150
凸形竖曲线半径 (m)	极限最小值	100
	一般最小值	200
凹形竖曲线半径 (m)	极限最小值	100
	一般最小值	200
停车视距 (m)		20
会车视距 (m)		40
最大纵坡 (%)		14

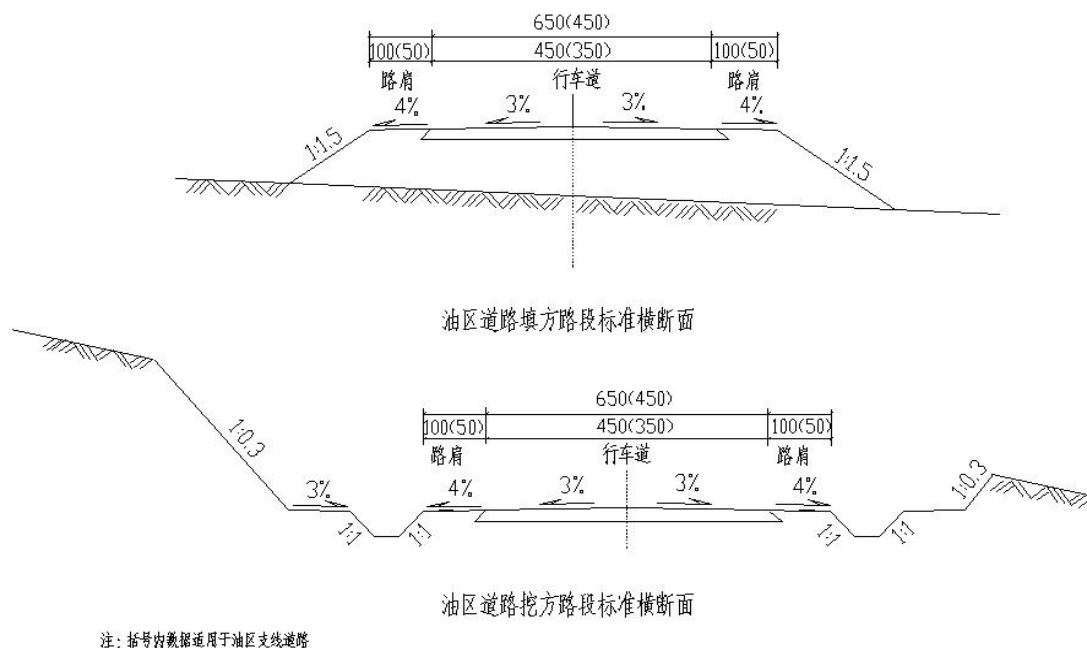


图 3.3.14.1 路基标准横断面图

3.3.15 公辅工程

1、给排水

(1) 给水

正常情况下站内日最大用水量 $17.95\text{m}^3/\text{d}$ ，消防最大补水量 $121.5\text{m}^3/\text{d}$ ；站内建水源井 1 口，产水量 $240\text{m}^3/\text{d}$ ，建设 700m^3 消防水罐 1 具，为生产、消防合建水罐，水罐内设虹吸破坏管装置，可保证储存消防水量不小于 500m^3 。水源来水储存在消防水罐内、经变流稳压全自动供水设备 $Q=5\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=30\text{m}$ ， $N=3.0\text{kW}$ 供至各用水点。

生产废水、消防废水和初期雨水拉运至第一、第二净化厂采出水处理站，采出水收集至站内采出水罐管输至第二净化厂或拉运至第一净化厂采出水处理站处理。生活污水经埋地式污水处理设施处理后回用于绿化洒水。

2、供热工程

三甘醇再生系统重沸器供热采用 2 台 2.5MW 的电加热系统供热，保障点及集注站其他采暖采用空气源热泵。

3、供风

LLW 储气库注采试验工程已建空氮站 1 座，本次在预留位置增设 1 台 $26.7\text{m}^3/\text{min}$ 螺杆式空气压缩机，建成后空压机共 3 台，2 用 1 备，在预留位置增设 1 台 $32\text{m}^3/\text{min}$ 微热吸附式空气净化装置，空气净化装置共 3 台，2 用 1 备。

其余设施依托注采试验站已建空氮站。

4、供电工程

(1) 供电

集注站建 110kV 橇装变电站高低压侧均采用单母线分段的接线方式，双电源双变压器运行，1 回线路及变压器主供，1 回线路及变压器热备用。

(2) 分布式光伏

在集注站、保障点内建筑物屋面建设光伏发电系统。集注站站内建筑物屋面共布置光伏发电 87.2kWp，保障点建筑物屋面布置光伏发电 300kWp，项目总装机容量为 387.2kWp。光伏组件采用 580Wp 单面单晶硅组件。

5、消防工程

集注站设完善的临时高压消防给水系统，包含 700m³ 消防水罐 1 具。消防给水系统由 2 台消防泵(XBD6.0/50G 型电动消防泵 1 台, Q=50L/s, H=60m, N=75kW; XBC60-50 型柴油机消防泵 1 台, Q=50L/s, H=60m, 1 用 1 备)、1 套 XBD7.1/5-50DP 型消防增压稳压装置、消防管网及消火栓组成。站内设环状消防给水管网，管网上设地下式消火栓，每个消火栓旁设置消火栓水带箱，消防系统采用手动操作。

3.3.16 环保工程

1、污废水处理工程

集注站设埋地式一体化污水处理设施，处理规模为 0.5m³/h。生活保障点新建一套 1m³/h 的一体化污水处理设施。生活污水处理达标后用于站场植被绿化，不外排。

本次集注站内新增 1 具 100m³ 地上采出水罐收集采出水，外输至第二净化厂或拉运至第一净化厂的污水处理站处理，处理达标后回注。

2、废气处理工程

保障点食堂安装处理效率不低于 75%的油烟净化装置，油烟经处理后由专用烟道从屋面排出。

3、噪声防治工程

本项目噪声源主要为压缩机及空冷器。

压缩机厂房：安装高效吸声多层复合墙体结构、安装高效吸声多层复合顶棚结构、压缩机房通风口安装翼型导流式通风消声器、屋面排风口安装风机配套消声器、安装隔声门、安装隔声窗。

室外空冷器：采用弧形低流阻型进风消声器+高效吸隔声板+矩阵式排风消声器的措施，对空冷器进行降噪。

4、固体废物收集及处理处置工程

本项目集注站需设置危险废物贮存库一座，项目运行过程中产生清管废渣、废三甘醇溶液、废活性炭、设备检修产生废机油及含油抹布等危险废物临时暂存后交有资质单位处置。生活垃圾设置垃圾桶，定期交由当地环卫部门处置。

3.3.17 施工方案及施工组织

1、施工工艺

项目施工过程包括井场施工、站场施工、管线和道路施工：井场施工包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程等；站场施工包括拆改工程、设备安装等；管线施工包括作业线路清理、定向钻施工场地清理、定向钻穿越施工、管沟开挖、布管焊接、管道入沟、清管试压、覆土回填、植被恢复等；道路施工包括作业线路清理、基底处理、分层填筑、摊铺整平、碾压等。

（2）施工计划

项目预计 2025 年 3 月开工建设，建设工期 22 个月，2026 年 12 月竣工。

（3）施工营地及施工场地

本项目钻井施工过程在每个井场附近设置临时施工营地，占地面积 1000m²。集注站及保障点共设置临时施工营地 1 处，占地面积 6000m²。

由于本项目大部分管线均采用定向钻穿越施工，因此减少了施工作业带的开挖，但是定向钻入土和出土点须设置施工场地，本项目共设置定向钻施工场地 10 个，其中 4 个设置于井场临时占地范围内，每个定向钻施工场地占地 4000m²，施工作业完成后应恢复原状。

（4）堆管场

为保证施工能正常运行，做到不间断施工，运管和布管同时进行，管材到现场后开始布管，本工程不设置堆管场，依托管线附近井场做堆管场。

（5）施工便道

本项目新建井场和管线敷设，施工中车辆运输主要依托气田现有道路，本项目新建临时施工便道 1.4km。

3.4 依托工程

3.4.1 依托工程概况

本项目运营过程中产生的采出水管输至第二净化厂或拉运至第一净化厂采出水处理站处理达标后回注地层，集注站产生的生产废水、消防废水、初期雨水在厂内废水收集池和应急缓冲池收集后运往第一净化厂、第二净化厂采出水处理站处理达标后回注地下。

依托工程环保手续履行情况汇总见表 3.4.1-1。

表 3.4.1-1 依托工程环保手续履行情况

依托工程	项目名称	环评手续	验收手续	依托内容
第一净化厂采出水处理站	长庆油田分公司第一采气厂第一净化厂采出水处理站建设工程	2014 年 4 月 15 日取得环评批复（靖环批复[2014]36 号）	2019 年 12 月 29 日通过竣工环保验收	生产废水、消防废水、初期雨水、采出水处理
	第一净化厂采出水处理站建设项目（改扩建）	2021 年 9 月 15 日取得环评批复（榆环靖批复[2021]52 号）	2023 年 9 月 22 日，通过竣工环保验收	
第二净化厂采出水处理站	长庆气田第二净化厂建设工程	2000 年 9 月 19 日取得环评批复（内环办[2000]59 号）	2004 年 6 月 16 日通过内蒙古自治区环境保护局竣工环保验收	

3.4.2 第一净化厂采出水处理站概况

（1）建设过程及环保审批情况

2014 年 4 月，中国地质调查局西安地质调查中心编制完成了《长庆油田分公司第一采气厂第一净化厂采出水处理站建设工程环境影响报告表》，2014 年 4 月 15 日，靖边县环境保护局以“靖环批复【2014】36 号”对报告表进行了批复。2015 年 8 月 4 日，靖边县环保局以《关于长庆油田分公司第一采气厂气田采出水处理系统分期建设的复函》（靖环（函）【2015】130 号）同意新建采出水处理及回注站两期建设。

一期项目于 2014 年 11 月开工建设，2015 年 7 月竣工并投入试运行。

2019 年 12 月 29 日，长庆油田分公司第一采气厂在靖边县组织了项目环保验收会，并提出了通过竣工环境保护验收的意见。

2021 年 8 月，河南油田工程咨询服务有限公司编制完成了《第一净化厂采出水处理站建设项目环境影响报告表》；2021 年 9 月 15 日，榆林市生态环境局靖边分局以“榆环靖批复【2021】52 号”对该项目环境影响报告表进行了批

复。2021 年 9 月开工建设，2023 年 7 月本项目全部建设完成，开始调试。2023 年 9 月 22 日，长庆油田分公司第一采气厂组织了项目环保验收会，并提出了通过竣工环境保护验收的意见。

(2) 建设地点、主要建设内容

第一采气厂第一净化厂采出水处理站建设工程位于靖边县黄蒿界乡庙湾村。项目主要建设内容包括不含醇污水处理系统 1 套，处理规模 600m³/d，包括 2 座 300m³卸车池、2 个 200m³的沉降除油罐、2 个 40m³缓冲水罐、1 套 LGJY-2000-2/350 型成套加药装置、地埋式 20m³的污油罐 1 具、2 座 64m³的污泥干化池、1 座 64m³污水池，设 2 口回注水井。

建设 1 套处理规模为 200m³/d 的甲醇污水预处理系统，采用“旋流分离+过滤+污泥浓缩”工艺，200m³甲醇污水接收罐 2 具、700m³原料水罐 3 具。建设 1 套 200m³/d 的甲醇回收装置，采用双塔精馏工艺，300m³甲醇产品储罐 2 具。

(3) 设计规模及处理工艺

含醇废水处理规模为 200m³/d，采用“旋流分离+过滤+双塔精馏”回收甲醇。不含醇废水处理规模 600m³/d，采用“沉降除油+气浮+过滤”处理工艺，工艺流程见图 3.4.2.1~3.4.2.3。

3.4.3 第二净化厂采出水处理站概况

(1) 建设过程及环保审批情况

长庆气田第二天然气净化厂由中国石油天然气股份有限公司于 2000 年 5 月 8 日以“石油计字【2000】第 93 号”文批复可研，内蒙古自治区环保局 2000 年 9 月 19 日以“内环办【2000】59 号”文对项目环境影响报告书进行了批复。项目于 2001 年初开工建设，2002 年 9 月底全面竣工。2004 年 4 月，内蒙古自治区环保局在陕西省靖边县主持召开了“中国石油长庆油田分公司第一采气厂第二净化厂建设工程竣工环境保护验收会”同意项目通过环境保护验收。2020 年第一采气厂对第二天然气净化厂采出水系统进行了改造。2020 年编制了《第二天然气净化厂采出水系统改造环境影响评价报告书》，2020 年 12 月 18 日，鄂尔多斯市生态环境局以鄂环审字【2020】415 号文进行了批复。

(2) 建设地点、主要建设内容

第二净化厂采出水处理站建设地点位于内蒙古自治区乌审旗纳林河乡，项目建设不含醇采出处理装置 1 套，含醇采出水处理装置 1 套。主要包括：污水处理

间、注水泵房、2 具 400m³ 沉降水罐、2 具 200m³ 调节水罐、1 具 200m³ 净化水罐、2 套过滤装置、1 套气浮沉淀装置、1 座 175m³ 卸车池、1 座 175m³ 吸水池、2 座 64m³ 污泥池。

(3) 采出水处理设计规模及处理工艺

第二净化厂包括含醇采出水处理系统及不含醇采出水处理系统。含醇采出水处理系统设有甲醇回收装置,处理规模 200m³/d,采用“气浮沉淀+过滤”处理工艺。不含醇采出水处理规模为 120m³/d,采用“混凝沉降+过滤”处理工艺。

第二天然气净化厂采出水处理工艺流程具体见下图:

3.5 工程占地及土石方

3.5.1 工程占地

本项目总占地 38.445hm², 其中永久占地 13.711hm², 临时占地 24.734hm²。占地类型主要为草地、林地及少量耕地。

(1) 井场占地

本工程规划新建生产井场 5 座,监测井场 3 座,井场一般临时占地约 6000m²,其中施工场地 5000m²,生活区占地 1000m²。永久占地根据井场内所包含的井口不同面积不同,具体占地情况参见表 3.5.1-1。

表 3.5.1-1 井场占地情况

井场号	井场规格	永久占地面积 m ²	临时占地面积 m ²	合计 m ²
LK1	187.1×62.6	11813	6000	17813
LK2	187.1×62.6	11813	6000	17813
LK3	206.1×62.6	13002	6000	19002
LK4	145.6×62.6	9215	6000	15215
LK5	216.1×62.6	13628	6000	19628
LKJ1-东	45×40	1800	6000	7800
LKJ2-西	45×40	1800	6000	7800
LKJ3-南	45×40	1800	6000	7800
总计		64871	48000	112871

(2) 集注站和保障点

LLW 集注站永久占地 54120m²; 50 人前线保障点永久占地面积 4107m²。集注站及保障点临时占地 6000m²。

(3) 管线占地

本工程管线包括双输管线、注采气管线、采出水输水管线，根据前述管线敷设方式，本项目管线共计 42.64km，其中 23.07km 采用定向钻穿越，其余 19.57km 采用大开挖的方式穿越，同一井场的注气管线和采气管线大开挖段同沟布设，不同管径的管道作业带宽度不同，具体管线占地情况见表 3.5.1-2。本项目共设置定向钻施工场地 10 个，其中 4 个设置于井场临时占地范围内，单独设置定向钻施工场地 6 个，每个占地面积 4000m²。

表 3.5.1-2 管线占地情况

管道名称	总长度 km	定向钻穿 越长度 km	大开挖段 长度 km	作业带 宽度 m	临时占地 面积 m ²	备注
集注站~河口（1#）阀 室双向输气管线	4.9	2	2.9	22	63800	同沟布设
集注站~河口（1#）阀 室采出水管线	4.9	2	2.9			
集注站~北-3 集气站双 向输气管线	2.04	0.78	1.26	16	20106	
LK1 注采气管线	4.8	0.69	4.11	8	32880	
LK1 采气管线	4.8	2	2.8	/	0	与集注站~ 河口（1#） 阀室双向 输气管线 同沟布设
LK2 注气管线	4.2	2.8	1.4	16	22400	同沟布设
LK2 采气管线	4.2	2.8	1.4			
LK3 注气管线	0.7	0.5	0.2	18	3600	同沟布设
LK3 采气管线	0.7	0.5	0.2			
LK4 注气管线	2.8	2.4	0.4	12	4800	同沟布设
LK4 注气管线	2.8	2.4	0.4			
LK5 注气管线	2.9	2.1	0.8	16	12800	同沟布设
LK5 采气管线	2.9	2.1	0.8			
合计	42.64	23.07	19.57	/	160440	
定向钻施工作业场地临时占地					24000	
总计					184440	
注：定向钻穿越施工段不计临时占地，只统计定向钻施工作业场地临时占地						

（4）管线附属设施永久占地

管线附属设施主要包括标志桩、里程桩、转角桩等，本项目三桩共计约 300 个，每个占地约 0.04m²，则三桩永久占地约 12m²。

（5）道路占地

本项目新建井场道路 4km，路基宽度 4.5m，路面宽度 3.5m，建设临时施工

便道 1.4km，路面宽度 3.5m，则道路永久占地 14000m²，临时占地 8900m²。

综上，工程占地情况详见表 3.4.1-3。

表 3.4.1-3 工程占地一览表 单位：m²

工程类型	永久占地	临时占地	合计
井场	64871	48000	112871
集注站	54120	6000	60120
保障点	4107	0	4107
管线及附属设施	12	184440	184452
道路	14000	8900	22900
总计	137110	247340	384450

3.4.2 土石方平衡

（1）井场及站场

本项目井场及集注站临时占地地势较平坦，平均扰动土方厚度为30cm，总占地面积为118991m²，则土方总开挖量为35697m³，开挖土方全部回填，无弃方，井场区不设弃土场。

（2）保障点

本项目保障点占地4107m²，则土方总开挖量为1232m³，开挖土方全部回填，无弃方。

（3）管线区

本项目管线总长42.64km，但大部分采用定向钻施工方式，地表扰动小，管线地表扰动总长11.07km，管沟开挖深度1.6m，开挖宽度3m，则管线挖方量为53136m³。土方临时堆放在管线沿线作业带一侧，不设弃土场，所有土方均回填开挖面，并做压实处理，不产生弃土、弃渣。

（4）道路区

本项目新建井场进场道路 4km，一般土石方开挖量约 1.35m³/m，则开挖土石方量为 5400m³，道路开挖土石方全部就近铺垫或调运至井场区填方边坡，无弃方。

表3.4.2-1 本项目土石方平衡表 单位：万m³

序号	工程类型	挖方量	填方量	借方量	弃方量	备注
1	井场及站场	35697	35697	0	0	用于场地填方及边坡防护治理
2	保障点	1232	1232	0	0	全部用地场地回填
3	管线区	53136	53136	0	0	全部用于管沟覆土回填

4	井场道路	5400	5400	0	0	就近铺垫或调运至井场 区填方边坡
5	合计	95465	95465	0	0	

本项目总土石方量为 190930m³，其中挖方量 95465m³，填方量 95465m³，土石方平衡，无弃方，无需设取弃土场。

3.6 劳动定员制度

LLW 储气库总定员为 150 人，年工作 320 天，其中注气期 200 天，采气期 120 天。

3.7 投资估算

本项目建设总投资 610579 万元，估算环保投资约 3231.31 万元，占建设总投资的 0.53%。

4 工程分析

4.1 原辅材料、能源消耗

4.1.1 原辅材料

1、施工期

根据工程类比调查，每口钻井主要原辅材料消耗见表 4.1.1-1。主要原辅材料的组成及性质见表 4.1.1-2。

表 4.1.1-1 单井钻井主要原材料消耗

类型	材料名称	主要成分	消耗 (t)		储存位置
			直/定向井	水平井	
钻井固井作业	膨润土	亲水性矿物	10	25	材料房
	重晶石	BaSO ₄	50	80	
	CMC	C ₈ H ₁₆ NaO ₈	1	3	
	纯碱	Na ₂ CO ₃	1	1.5	
	NH ₄ -HPAN	含有 COOH、COONH ₄ 、CONH ₂ 、CN 等基团构成	2	4	
	K-PAN 水解聚丙烯腈盐	含有酰胺基、腈基和羧基钾离子含量高	2	4	
	防塌剂 NT-25	高级脂肪醇树脂	3	4	
	常规液体润滑剂	聚合醇	3	4	
	桥塞堵漏剂	锯末、云母、棉籽、核桃壳等	6	10	
	碳酸钙	Ca ₂ CO ₃	3	10	
	降失水剂	降失水单体、碳酸钙	0.65	0.65	
	水泥浆	氧化镁、硫酸钙、硅酸钙、铝酸钙等	94m ³	156m ³	
	粉煤灰漂珠	二氧化硅和三氧化二铝等	5	5	
	减阻剂	水溶性或油溶性的高分子聚合物	0.52	0.52	
	缓凝剂	改性淀粉	0.163	0.163	
储层改造作业	酸液	HCl	150m ³	500~700m ³	储罐

表 4.1.1-2 主要原辅材料的组成及性质表

材料名称	物质组成及性质
膨润土	膨润土是一种黏土岩，亦称蒙脱石黏土岩，常含少量伊利石、高岭石、绿泥石、沸石、石英等；一般为白色、淡黄色，无臭、无味、无毒，具蜡状、土状或油脂光泽，密度 2~3g/cm ³ ；主要化学成分是二氧化硅、三氧化二铝和水，还含有铁、镁、钙、钠、钾等元素，Na ₂ O 和 CaO 含量对膨润土的物理化学性质和工艺技术性能影响较大。按蒙脱石可交换阳离子的种类、含量和层电荷大小，膨润土可分为钠基膨润土（碱性土）、钙基膨润土（碱土性土）、天然漂白土（酸性土或酸性白土）。膨润土具有强的吸湿性和膨胀性，可吸附 8~15 倍于

	自身体积的水量，体积膨胀可达数倍至 30 倍；在水介质中能分散成胶凝状和悬浮状，这种介质溶液具有一定的黏滞性、能变性和润滑性；有较强的阳离子交换能力；对各种气体、液体、有机物质有一定的吸附能力，最大吸附量可达 5 倍于自身的重量；与水、泥或细沙的掺和物具有可塑性和黏结性。具有表面活性的酸性漂白土（活性白土、天然漂白土、酸性白土）能吸附有色离子，主要用于石油行业，可吸附石蜡、润滑油等石油类矿物的不饱和烃、硫化物、胶质及沥青质等不稳定物质和有色物质。
重晶石	重晶石是以硫酸钡(BaSO_4)为主要成分的非金属矿产品，纯重晶石显白色、有光泽，由于杂质及混入物的影响也常呈灰色、浅红色、浅黄色等，其化学性质稳定，不溶于水和盐酸，无磁性和毒性，可用作白色颜料，还可用于化工、造纸、纺织填料，在玻璃生产中可充当助熔剂并增加玻璃的光亮度，其最主要的用途是作为加重剂用于钻井行业中及提炼钡。
CMC	中文名为羧甲基纤维素钠，是目前世界上使用范围最广、用量最大的纤维素种类，分子式 $\text{C}_8\text{H}_{16}\text{NaO}_8$ ，密度 $0.5\sim 0.7\text{g/cm}^3$ ，外观为白色或乳白色纤维状或颗粒状粉末，无臭、无味，无毒，具吸湿性，易分散在水中形成透明胶状溶液，不溶于乙醇、乙醚等有机溶剂，具有粘合、增稠、增强、乳化、保水、悬浮等作用。
纯碱	碳酸钠常温下为白色粉末或颗粒，无味，具有盐的通性和热稳定性，易溶于水和甘油，微溶于无水乙醇，不溶于丙醇。水溶液呈强碱性，相对密度（ 25°C ）2.53，有刺激性，可由氢氧化钠和碳酸发生化学反应结合而成。碳酸钠是一种强碱盐，溶于水后发生水解反应（产生碳酸氢钠和氢氧化钠），使溶液显碱性，有一定腐蚀性，能与酸进行复分解反应，生成相应的盐并放出二氧化碳；稳定性较强，但高温下也可分解，生成氧化钠和二氧化碳；吸湿性强，长期暴露在空气中能吸收空气中的水分及二氧化碳，生成碳酸氢钠，并结成硬块。
NH4-HPAN	NH4-HPAN（水解聚丙烯腈铵盐）是由腈纶丝高温高压下水解制得，为淡黄色粉末。含有 $-\text{COOH}$ 、 COONH_4 、 CONH_2 、 CN 等基团构成，具有一定的抗温和抗盐能力，且具有耐光、耐腐蚀的功能，由于 NH_4^+ 在页岩中的镶嵌作用，具有一定的防塌效果。本产品是由聚丙烯腈在高温高压下降解而形成，其主要成份含有羧酸、羧氨基、酰胺基和亚铵基等，其颗粒不易结块。该产品有较强降低钻井液降滤失量和高温高压滤失量，抗温能力强，抗热稳定性好等作用，具有一定的抑制粘土水化和防塌能力，同时具有较好的抗盐以及抗污染的能力。可以直接应用于各种水基钻井液体系中，用作降滤失剂、防塌剂，与聚丙烯钾盐共同使用可以增强降粘的作用，与多种处理剂可以配合使用。
K-PAN	水解聚丙烯腈钾盐以腈纶为原料经氢氧化钾水解而得，分子中含有酰胺基、腈基和羧基钾离子，产品为棕红色或淡黄色粉末，易溶于水、水溶液呈碱性。遇钙离子或铝离子生成白色胶状沉淀物。为一种聚丙烯酸类页岩抑制剂，对粘土有抑制水化膨胀作用，并可降低钻井液的滤失量。加量超过 0.3%（淡水钻井液）后，表现粘度，塑性粘度，动切力上升，抗温可达 $150^\circ\text{C}\sim 180^\circ\text{C}$ 。
防塌剂 NT-25	由聚乙二醇、聚乙烯醇、聚醚、表面活性剂等多种成分组成，它具有良好的抑制泥页岩膨胀和稳定泥页岩井壁的能力并且润滑效果良好。该产品无毒、无荧光，抑制能力强，润滑性好，与其他钻井液添加剂相配伍，其显著特点是具有一浊点效应Ⅰ，即在常温下可完全溶于水，当井下温度超过一定范围后，其分子便聚集成乳状颗粒，在井眼压力作用下封堵井壁缝隙，阻止或减缓压力传递和流体侵入，提高井壁物理化学-力学稳定性，并改善泥饼润滑性。
超细碳酸钙	超细碳酸钙指的是碳酸钙粉体平均粒径 $0.02\mu\text{m}<d\leq 0.1\mu\text{m}$ 的碳酸钙，白色微细粉末，无味，几乎不溶于水，不溶于醇，在空气中稳定，无毒。
桥塞堵漏剂	堵漏剂是一种凝结硬化快，小时强度高，具有微膨胀的水硬性材料，此原料无毒无味，经严格筛选，性能卓越，操作简便，用水调和即可使用，可在潮湿面上施工，亦可带水堵漏，效果奇特，此原料可广泛用于房屋，地下，水下，流沙隧道等工程的堵漏，止水，抢修，灌注及渗漏工程的施工和堵漏维修等。

水泥	粉状水硬性无机胶凝材料。加水搅拌后成浆体，能在空气中硬化或者在水中更好的硬化，并能把砂、石等材料牢固地胶结在一起，硬化后不但强度较高，而且还能抵抗淡水或含盐水的侵蚀。长期以来，它作为一种重要的胶凝材料，广泛应用于土木建筑、水利、国防等工程。
粉煤灰漂珠	一种能浮于水面的粉煤灰空心球，呈灰白色，壁薄中空，重量很轻，容重为720kg/m ³ （重质），418.8kg/m ³ （轻质），粒径约0.1mm，表面封闭而光滑，热导率小，耐火度≥1610℃，是优良的保温耐火材料，广泛用于轻质浇注料的生产和石油钻井方面。漂珠的化学成份以二氧化硅和三氧化二铝为主，具有颗粒细、中空、质轻、高强度、耐磨、耐高温、保温绝缘、绝缘阻燃等多种特性，可用于油田固井、管道防腐保温、海底油田、漂浮装置、油井钻探泥浆减轻剂、石油天然气输送管道等方面。
降失水剂	灰白色或黄褐色粉末，主要用于调整井及一般生产井的固井作业，防止流体窜流，提高固井质量。可与油井水泥和硅石粉、重晶石、钛铁矿、漂珠等多种外掺料配制出适合固井要求的水泥浆。掺量为1.2~1.6%（占水泥质量），具有良好的防窜能力和一定的防漏能力。
减阻剂	是一种能减少流体在输送时所受阻力的试剂，多为水溶性或油溶性的高分子聚合物。水基乳胶状减阻剂，它是利用稳定剂、表面活性剂等添加剂，将聚合物粉末悬浮在水或水与醇的混合物中。这种产品具有聚合物浓度高、注入方便、在原油中溶解性好等优点，但也存在储存时间短、稳定性较差等缺点。
缓凝剂	延缓混凝土凝结时间而对后期强度无明显影响的外加剂。主要成分为多羟基化合物、羟基羧酸盐及其衍生物、高糖木质素磺酸盐，因其兼有减水作用，也称缓凝减水剂。此外，一些无机盐如氯化锌、硼酸盐、各种磷酸盐也有缓凝作用。掺量为水泥用量的0.1~0.6%。缓凝剂适用于高温条件下连续灌注混凝土、大体积混凝土、预拌混凝土和泵送混凝土。
粘土稳定剂	粘土稳定剂，能有效地吸附在粘土表面，防止水敏性矿物水化膨胀及分散运移而对油气层造成的伤害，具有适用范围广、长久有效、用法简单、用量少、抗酸液、盐液、碱液和油水的冲刷等特点。适用于活性水、射孔液、压裂液、钻井液及酸化液等入井工作液体。

根据《危险化学品名录（2018版）》，上述原辅材料及化学品的主要组分均不属于

危险化学品。上述原辅材料暂存要求如下：

- ①按照原、辅材料化学性质、用途分堆或分室存放于干燥、通风处；
- ②室外存储应采取防晒、防雨淋、防渗措施，严禁在强光下暴晒；
- ③应根据原辅材料的用量、供应及运输条件决定井场内原辅材料暂存量，不宜长期储存；
- ④原辅材料应配备专人负责保管发放，定期查看，确保药品密封性良好。

2、运行期

运行期原辅材料消耗情况见表 4.1.1-3。

表 4.1.1-3 运行期原辅材料消耗情况一览表

序号	工序	物料名称	单位	用量	存储方式
1	井口注醇	甲醇	t	144	2 具 100m ³ 储罐
2	脱硫	羟基氧化铁	t	822	袋装

3	脱水	三甘醇	t	25.2	桶装

4.1.2 能源消耗

根据设计方案，本项目主要能源、耗能工质等消耗情况见表 4.1.2-1。

表 4.1.2-1 动力及能源消耗一览表

序号	阶段	项目	单位	用量	备注
1	施工期	新鲜水	m³	900	水平井
				600	定向井
2		柴油	t/口	160	水平井
				80	定向井
3	运营期	电	10 ⁴ kWh/a	11204	/
4		新鲜水	10 ⁴ t/a	0.6552	/

4.2 污染影响因素分析

4.2.1 施工期工艺过程及产污环节

1、钻完井工程

钻井工程一般包括钻前工程、钻井、固井、射孔、措施作业、试气、完井以及井口安装等工程活动。钻井工艺按其顺序分为如下过程：

(1) 钻前工程

钻前工程主要工作包括：修建进场道路、平整井场、泥浆循环系统及设备的基础准备、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备以及活动房布置等。

前期场地准备完毕后，钻井设备由汽车运至井场安装，打好安装钻机的基础并安装井架和钻机，准备钻井，钻井过程中钻机需使用大功率柴油发电机提供电力，有条件井场采用电网提供电力。

(2) 钻井作业

本项目钻井工程设计针对项目所在地的地层特点，均采用常规水基泥浆钻井工艺。本项目以柴油发电机提供动力（有条件井场采用电力提供动力），通过电动钻机带动钻杆、钻头切削地层。

本工程采用直/定向井，水平井。根据地层特征，直/定向井选择三开分段钻探，水平井选择四开分段钻探。直/定向井钻井到完井平均钻井周期 81d，水平井平均钻井周期 115d。

①钻进：用足够的压力把钻头压到井底岩石上，使钻头牙齿吃入岩石中并旋转以破碎井底岩石的过程。

②泥浆循环：在钻柱转动的同时，泥浆泵不断地工作，流经钻柱内孔和钻头喷嘴的钻井液冲击井底，将井底岩屑清洗、携带返至地面。

③接单根：随着岩石的破碎，钻柱不断下落，方钻杆完全落入转盘内，需要接长钻杆继续深钻。

④起下钻：如果钻头被磨损或更换不同尺寸钻头，则将井内钻杆全部起出，换新钻头再钻。

（3）固井

固井是在井眼内下入套管柱，在套管柱与井壁环形空间注入水泥浆进行封固，封隔疏松、易塌、易漏等地层，封隔油、气、水层，防止互相窜通，形成油气通道；安装井口，控制气流。

（4）完井

根据开发区域气藏地质特点，定向井要求钻穿目的气层，打 50m 口袋完钻，人工井底距气层底界 $\geq 20\text{m}$ 。水平井入窗后，水平段长 2000m。下古水平井采用筛管完井，定向井采用套管射孔完井。

（5）射孔

完井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中气层部位，用射孔弹将井管射成蜂窝状孔，使天然气流入井管。

LLW 储气库注采直/定向井采用套管固井射孔完井。射孔工艺参数见表 4.2.1-1。

表 4.2.1-1 射孔工艺参数

工艺参数	机械封隔器分层压裂
射孔枪	SYD-102 枪
射孔弹	127 弹
相位角	90°
布孔方式	螺旋布孔
孔密	16 孔/米
射孔方式	电缆传输射孔
射孔液	表面活性剂+粘土稳定剂+清水

（6）措施作业

本项目措施作业是利用酸液的作用提高天然气井生产能力的一种措施，在地面采用连续油罐车及辅助设备，向储气库层注入具有一定黏度的酸液，用酸液溶蚀目的层中的堵塞物质，扩大和延伸孔隙缝，恢复和提高地层渗透性能，达到增

产的目的。

为实现全井段布酸，同时提高泥浆高污染段与高气测显示段储层渗透率恢复程度，本井采用拖动布酸与定点挤酸，结合陕 224 水平井二次酸化经验，适度增大酸液用量，直/定向井设计总酸量 150m³，水平井设计总酸量 500~700m³。

酸液体系：基于酸液体系评价实验，综合考虑水平井筛管完井方式与降低管柱摩阻作业需求，水平井及直/定向井优化确定酸液体系：15%HCl + 1.5%HJF-94+0.5%CF-5A+0.15%CA+0.5%COP-1+0.5%YFP-1+0.2% CJ1-2。

排液方式：为提高压后返排效果，采用连续油管氮气助排等排液措施，降低液体滞留对低压储层的伤害。

（7）测试放喷

测试放喷是在酸化作业后，利用测试放喷专用管线将井筒内天然气引至放喷燃烧管点火燃烧对气井进行测试的过程。根据可研报告，测试放喷时间为 3d。

测试放喷过程中产生燃烧废气、热辐射和高压气流噪声，对周边环境会有一定影响。

本项目钻井作业主要产污环节具体包括：

- ①钻井及井下作业产生钻井废水、措施返排液、钻井岩屑、钻井设备噪声；
- ②钻井用的柴油机排放的烟气、噪声；
- ③修道路、平井场等施工扬尘；
- ④施工机械、车辆噪声以及车辆尾气。
- ⑤测试放喷过程中产生燃烧废气、热辐射和高压气流噪声，对周边环境会有一定影响。

2、站场工程

本项目站场工程主要包括集注站及生产保障点建设等。在建设过程中，由于施工开挖、建筑材料特别是碎石、沙等的堆放，工程施工期间，挖土、运土、填土、夯实和汽车运输过程中的扬尘等，都将给周围大气环境带来一定程度的污染；场地施工机械的使用，对场地周围的声环境产生一定的影响；施工人员生活污水和施工废水，对地表水体造成一定影响；施工垃圾主要来自施工所产生的建筑垃圾和施工队伍生活产生的生活垃圾；施工前期开挖形成的裸露地表，开挖弃土的堆放；运输车辆、施工机械对地表的碾压，对局地生态环境造成一定影响。

站场施工工艺流程及产污环节示意图见图 4.2.1.2。

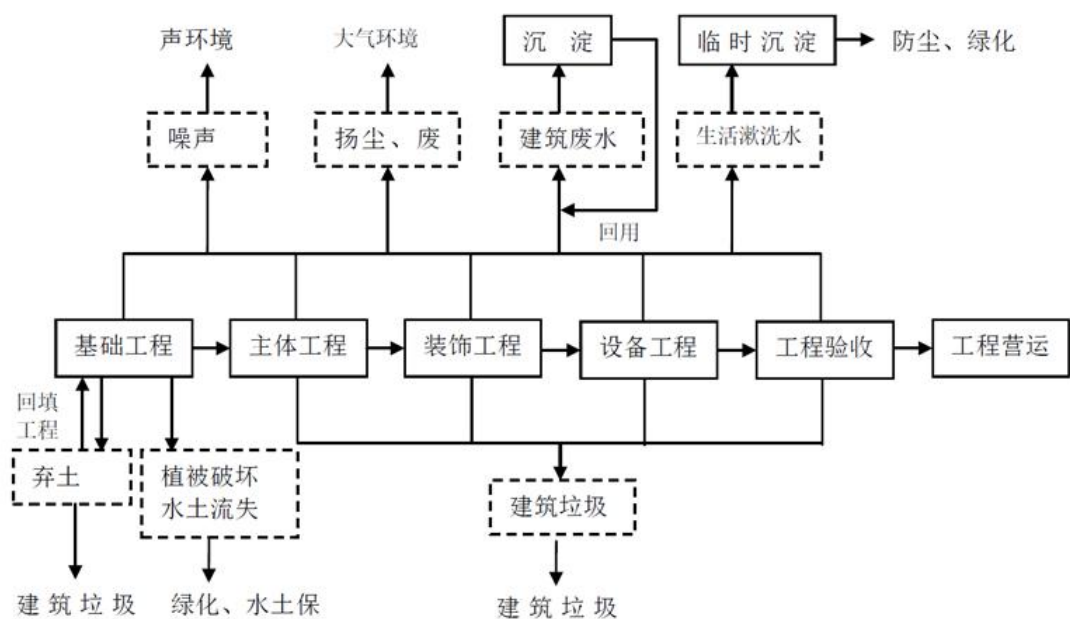


图 4.2.1.1 站场工程施工流程及产污环节图

3、管线工程

(1) 施工作业带清理、施工场地平整、施工便道建设和管沟开挖

本项目作业带宽度为 8-22m，管道施工的作业带清理、施工便道和管沟开挖同时进行，弃渣、土可以相互利用，其对环境的影响也大致相同。施工时尽量利用现有的村道、县乡级公路；对于需进行机械布管、扫线以及大型设备运输的地段，根据实际情况新修临时施工便道。

管线施工建设必然要压占、破坏施工作业带内土地上的植被和农作物，对农业生产和生态环境产生一定影响。如不及时对植被进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点，加重水土流失。管线施工工艺流程见图 4.2.1.2。

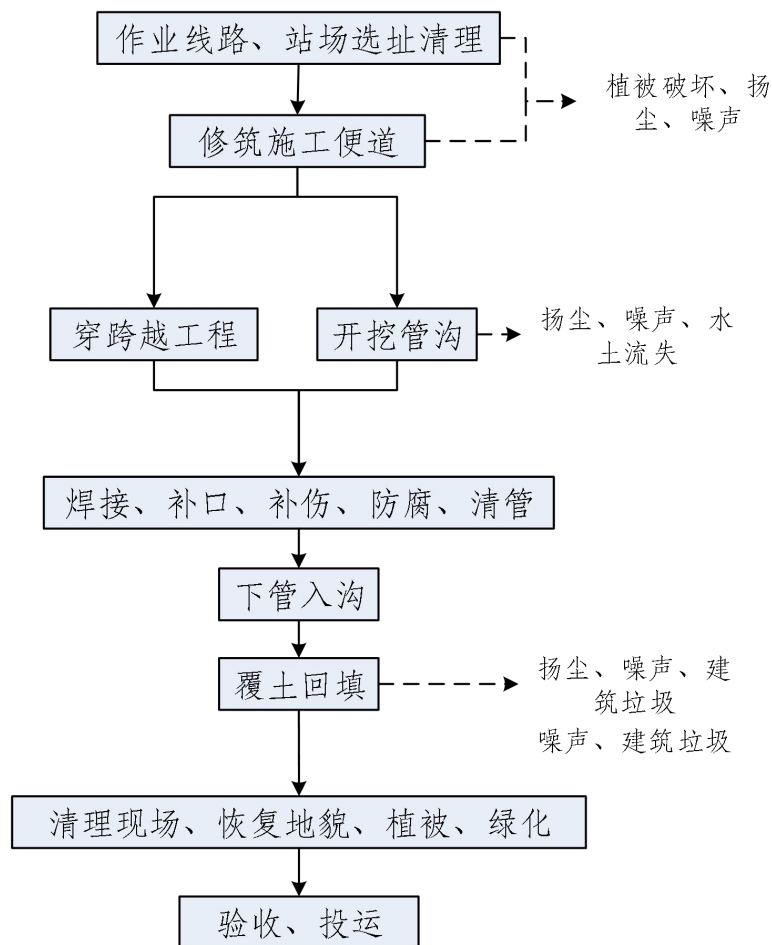


图 4.2.1.2 管道施工流程及产污环节图

(2) 穿越工程

本工程管线穿越对象主要包括沙化土地封禁保护区、黑河则及乡村沥青路等。穿越方式有顶管、定向钻 2 种方式。

参考《国家沙化土地封禁保护区管理办法》，要求禁止在沙化封禁保护区范围内开展地面建设活动，因此本项目管线采用定向钻的方式穿越黑河则和沙化土地封禁保护区，穿越沥青路采用顶管+套管方式，其余地段穿越采用大开挖直埋方式。

①定向钻穿越

本项目各类管线共计穿越沙化土地封禁保护区 13 次，穿越黑河则 3 次，均采用定向钻的方式穿越。

定向钻穿越对地面植被基本无影响，仅在定向钻入土和出土点设置施工场地，

占用一定的植被，相较于开挖布管，大大降低了对沙化土地封禁保护区的影响和对黑河水质的扰动。

施工方法：先用定向钻机钻一导向孔，当钻头在对岸出土后，撤回钻杆，并在出土端连接一个根据穿越管径而定的扩孔器和穿越管段。在扩孔器转动（配以高压泥浆冲切）进行扩孔的同时，钻台上的活动卡盘向上移动，拉动扩孔器和管段前进，使管段敷设在扩大了孔中。

施工方式：定向钻施工分别在河流或被保护的目标两侧进行，一侧安装钻机，同时布置泥浆泵、泥浆池、柴油机、微机室、钻杆、冲洗管材等材料，另一侧为回托场地，布置焊管托管架和泥浆池。

工艺优点：可常年施工，不受季节限制；工期短，质量好，对地面植被和水系功能扰动少。

定向钻施工对对地面植被和河道的水系功能基本无影响，施工过程中将产生部分土方及泥浆，开挖的临时土方堆放于施工作业带范围内施工作业点附近，待作业完成后用于作业面回填，多余土方就近平整，无弃土产生，不设弃土场；泥浆重复利用，施工结束后剩余泥浆及碎屑晾干后运至当地一般固废填埋场处理，不随意外排，作业完成后立即对占地范围进行生态恢复。

详见施工示意图 4.2.1.3~4.2.1.5。定向钻穿越施工平面布置见图 4.2.1.6 和图 4.2.1.7。

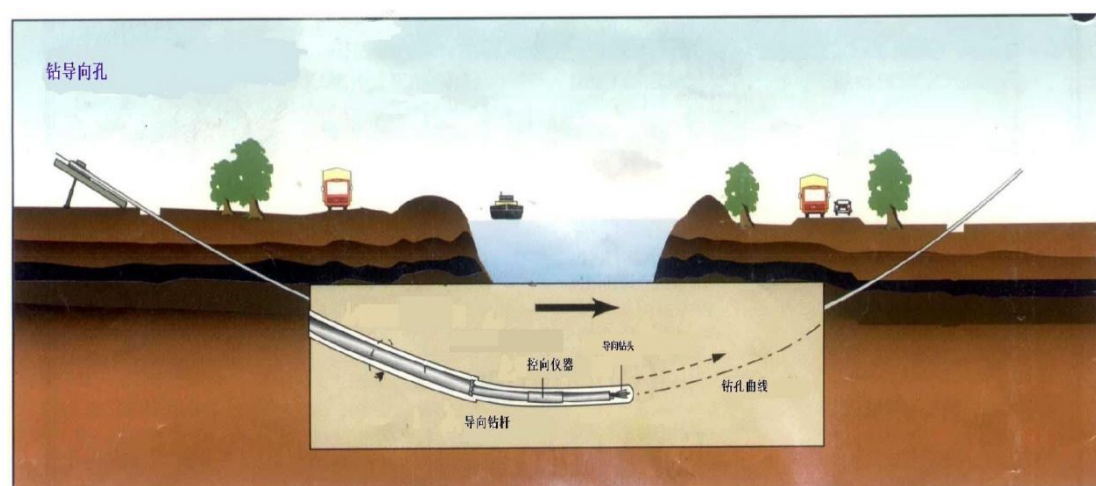


图 4.2.1.3 钻导向孔示意图

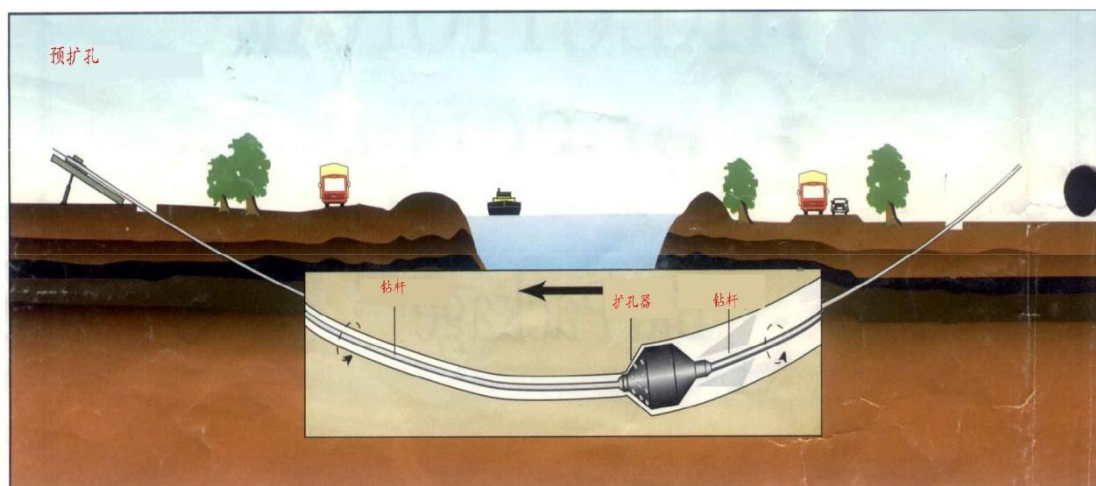


图 4.2.1.4 预扩孔示意图

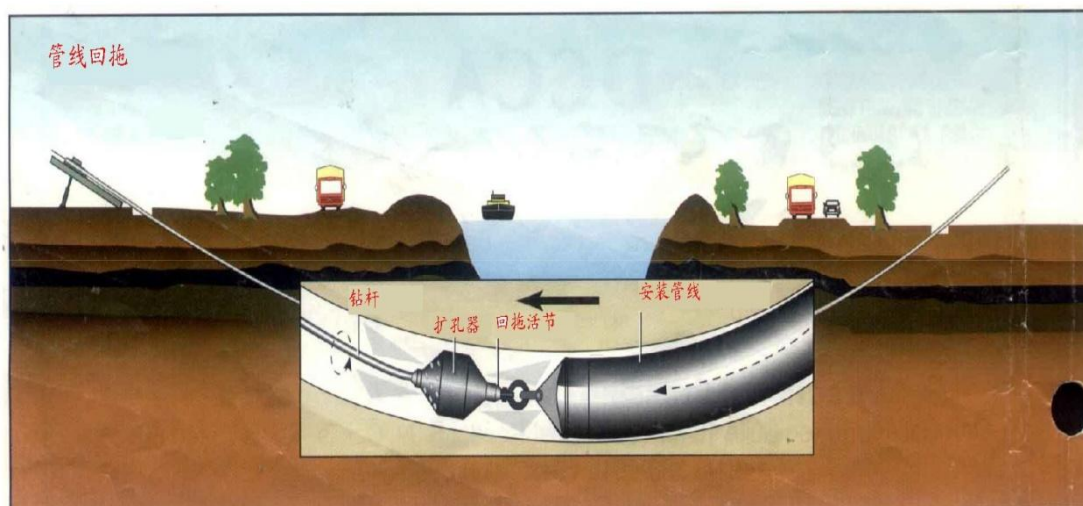


图 4.2.1.5 管线回拖示意图



图 4.2.1.6 定向钻施工场地平面布置图（入土侧）

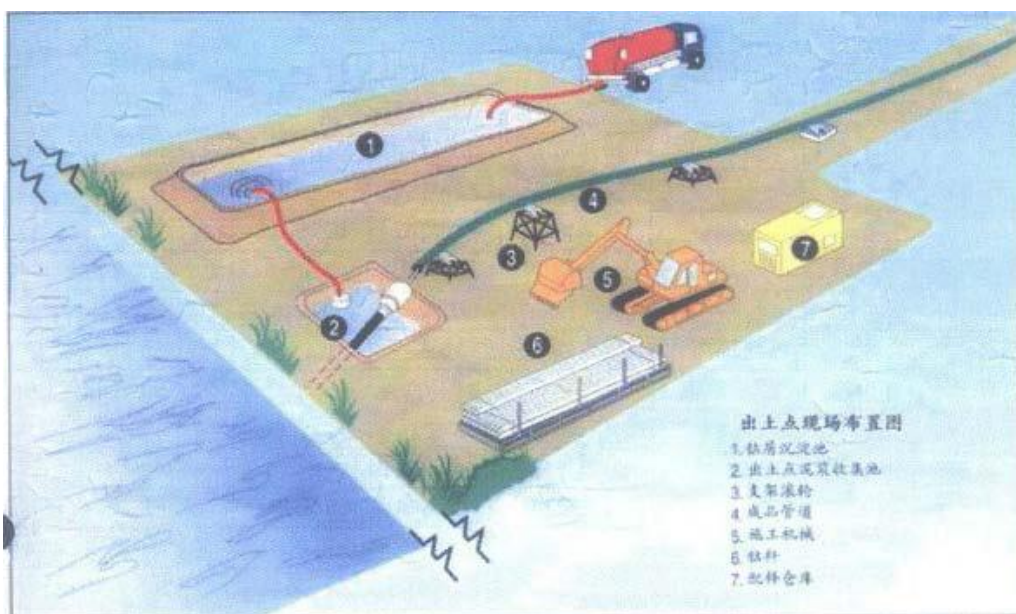


图 4.2.1.7 定向钻施工场地平面布置图（出土侧）

②顶管穿越

本工程管线穿越乡村沥青路 2 次，采用顶管+套管方式穿越。

顶管施工技术是国内外比较成熟的一项非开挖敷设管线的施工技术，该技术分为泥水平衡法、土压平衡法和人工掘土顶进法。目前国内采用较多的是采用大推力的千斤顶直接将预制套管压入土层中，再在管内采用人工或机械掏挖土石、清除余土而成管的施工方法。主要分为测量放线、开挖工作坑、铺设导向轨道、安装液压千斤顶、吊放混凝土预制管、挖土、顶管、再挖土、再顶管、竣工验收等工序。顶管施工工艺示意图见图 4.2.1.8，管道穿越公路施工方式断面示意图见图 4.2.1.9。

顶管作业对交通基本无影响，施工过程中将产生部分土方，开挖的临时土方堆放于施工作业带范围内施工作业点附近，待顶管作业完成后用于作业面回填，多余土方就近平整，无弃土产生，不设弃土场，作业完成后立即对占地范围进行生态恢复。

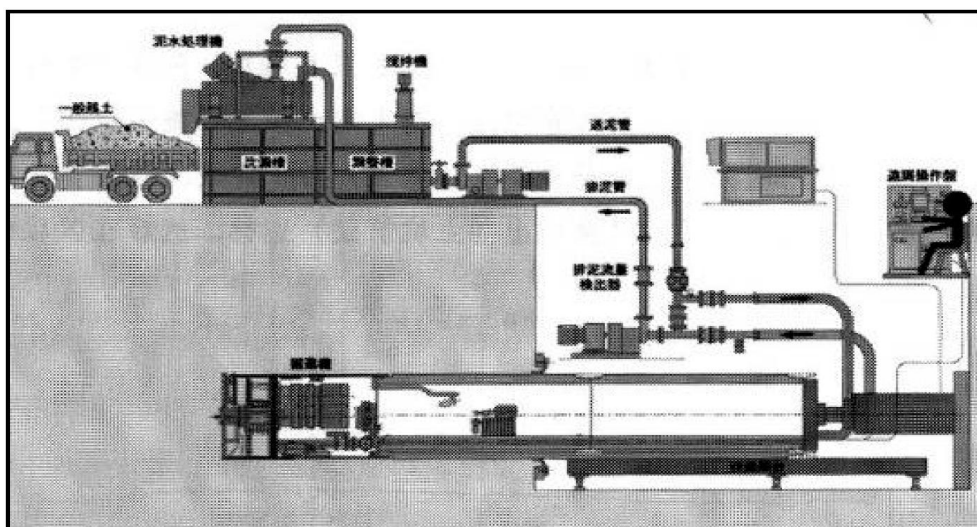


图 4.2.1.8 顶管施工工艺示意图

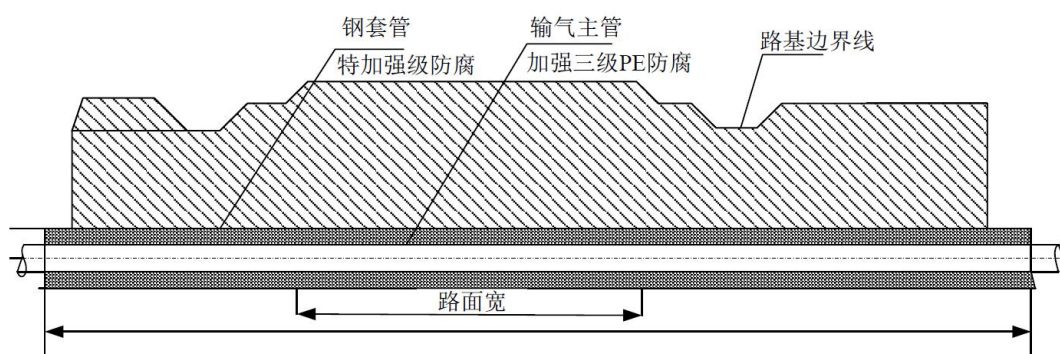


图 4.2.1.9 管道穿越公路施工方式断面示意图

4、封井工程

根据 LLW 储气库老井评价结果和建库需求以及《油气藏型地下储气库废弃井封堵技术规范》及《废弃井及长停井处置指南》相关规定，对不符合再利用要求的老井按照储气库建设进度逐步开展永久性封堵，提高储气库运行安全。

本项目共计封堵老井 11 口。

储气层段为碳酸岩型，按照《油气藏型地下储气库废弃井封堵技术规范》，采用堵漏水泥浆挤注封堵，储气目的层封堵后，在储气目的层以上至少 15m 下入桥塞。参考《废弃井及长停井处置指南》，在桥塞以上注水泥塞，保证储气层顶界以上水泥塞长度不小于 150m。

①储气层下部井段封堵：固井质量不合格，未射开层需要射开；水泥塞厚度大于 50m；

②储气层封堵：水泥塞面距储气层底界以下 30 米、顶界以上 50 米，试压值为储气库运行上限压力 1.1 倍；

③储气层上部井段封堵：盖层段固井质量连续优质段长度小于 25m 且累计长度小于 50m，需对盖层段段铣，段铣长度不少于 40m，扩眼至原地层，井筒内水泥塞距盖层顶界不少于 150m、距井口不少于 150m；

④挤注方式：优先采用分层挤注封堵，层间距太小不满足分层挤注的采用合层挤注。

5、施工期产污环节汇总

施工期各工程段产生的产污环节汇总见下表 4.2.1-2。

表 4.2.1-2 施工期产污环节汇总表

类别	内容	产污环节
钻井工程	钻前准备	平整井场及修建井场道路占地造成地表土壤和植被破坏，施工扬尘及噪声。
	钻井	钻井废水、废弃岩屑、措施返排液、机械设备产生的废油及设备噪声。
	完井测试	测试放喷（短时间作业）废气、放喷废水、高压气流噪声。
	搬迁	设备搬迁车辆运输会引起的道路扬尘、运输车辆尾气及运输车辆产生的噪声。
站场工程	建筑物建造、设备安装	施工过程中产生的车辆尾气、施工和运输扬尘、噪声以及施工过程中的机械、设备及运输车辆产生的冲洗、维修等施工废水。
管线工程	作业带、施工场地清理	施工过程中产生的施工和运输扬尘、汽车尾气、机械设备等产生的噪声
	管沟开挖、管线布设焊接、试压	临时占地对土壤和植被的破坏，加剧水土流失；场地平整、开挖管沟以及材料现场堆放会造成施工扬尘；设备拉运、材料的运输等过程会产生运输扬尘和运输车辆尾气；焊接时产生焊接废气及焊渣；清管时产生清管废渣；试压产生试压废水；管线施工过程施工机械产生施工噪声。
	穿越工程	定向钻施工过程中的废弃泥浆池处理不当可能对地下水造成影响。管线顶管穿越道路会产生少量固废。
道路工程	井场道路、施工便道	造成水土流失、占用土地及破坏植被等，井场道路永久占地使土地原有和利用性质发生改变等
施工过程	施工人员活动	施工人员产生的生活污水及生活垃圾等

4.2.2 运行期工艺过程及产污环节

LLW 储气库采用增压注气、自压（增压）采气的总体工艺。

1、注采气总体工艺流程

注气流程：深度处理总厂外输气输往苏里格末站后经双向输气管线输送至 LLW 集注站，在集注站内经过计量和分离后，进入往复压缩机组增压至 15MPa~30MPa，增压后的气体经注气管道输送至 LLW 储气库各个井场，各井场设置压力调节阀，根据地质条件对注气压力进行调节。

采气流程：井口采出天然气一级节流后经注采气管道进入到集注站，在站内经二级节流、汇集、预分离、脱硫、脱水和增压后的天然气经计量后通过双向输气管线输往陕京四线 3#阀室。

注采气工艺流程及产污环节见图 4.2.2.1~2。

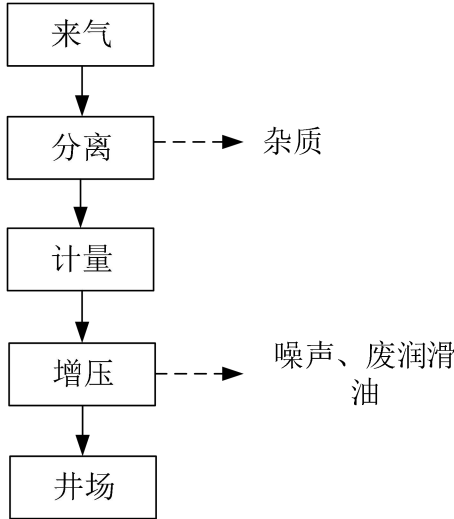


图 4.2.2.1 注气工艺流程及产污环节

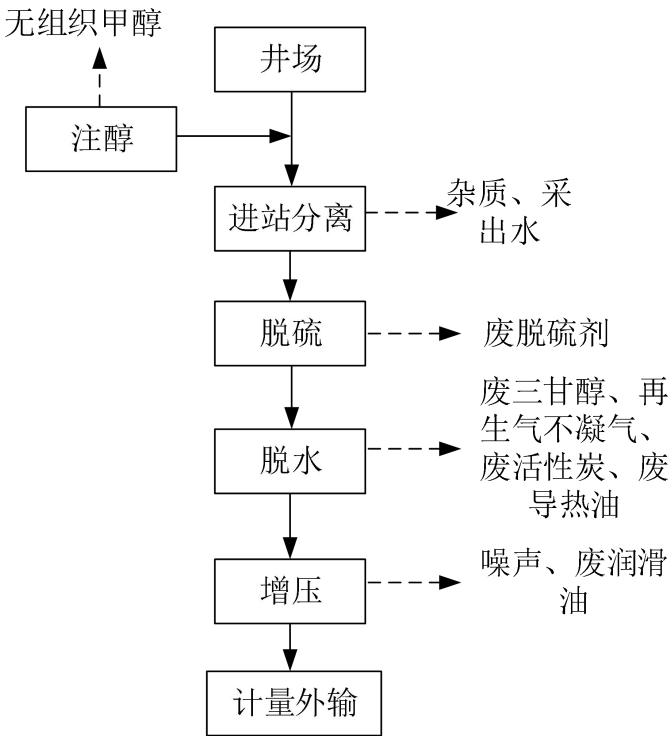


图 4.2.2.2 采气工艺流程及产污环节

2、水合物抑制工艺

根据采出气分析，在开工过程和集注站在节流过程需采取防冻措施，本项目采用井口注醇节流，防止水合物形成。

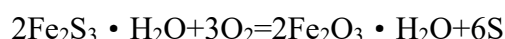
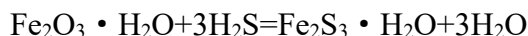
本项目采气期主要为冬季，井口形成正常的温度场需要 30 天时间，在此期间天然气运行温度在 40℃~45℃之间，为防止水合物的生成，需在开工初期井口温度场未形成前进行井口注醇，注醇 30 天，采用移动注醇泵撬进行井口移动注醇。待井口温度场形成后，在整个采气期内，井口温度基本稳定在 55℃以上。

根据建设单位提供的资料，每年甲醇总消耗量为 144t，集注站设 2 具 100m³ 的甲醇储罐存储，采用移动泵撬装置进行移动注醇。

3、脱硫工艺

经气藏工程混合模拟预测，LLW 储气库井区正式建库后，第一周期 H₂S 含量为 83.2mg/m³，CO₂ 含量为 2.75%，经过多轮淘洗，H₂S 含量逐年降低，结合地质数值模拟结果，实际运行过程中后期地层无法淘洗彻底，一直维持在较低含量，因此需对采出气进行 H₂S 脱除处理。本项目采用氧化铁固体吸附干法脱硫工艺。

氧化铁脱硫的主要机理是催化与吸附作用。当含有 H₂S 的原料气通过氧化铁床层时被催化氧化成元素硫离子，生成物被氧化铁吸附，达到其脱硫目的。其反应原理如下：



工艺流程如图 4.2.2.3 所示。

4、脱水工艺

(1) 脱水工艺

LLW 集注站内设置处理能力 1000×10⁴m³/d 三甘醇脱水装置 2 套。采出的天然气经过过滤分离器后进入三甘醇（TEG）吸收塔下部，湿天然气在三甘醇吸收塔中上升，与从塔上部落下来的贫三甘醇充分接触，气液传质交换，脱除掉天然气中的水份后，再经塔顶捕雾丝网除去大于 5μm 的甘醇液滴后由塔顶部出塔。干气出塔后经过套管式气液换热器与进塔前的热贫甘醇换热，降低贫三甘醇进塔温度。换热后的干气经旋风分离器分离掉天然气中携带的三甘醇后进入预处理单元计量外输。脱出的气田采出水由采出水罐收集后管输至第二净化厂或拉运至第一净化厂采出水处理站处理。

(2) 三甘醇再生

三甘醇（TEG）富液（5.32MPa，28~41.3℃）从吸收塔下部排出，经 TEG 循环泵至 TEG 重沸器上部精馏柱内盘管换热后进入 TEG 闪蒸罐，闪蒸出少量的烃类及 H₂O 等，闪蒸后的 TEG 富液（0.5MPa，49~63℃）经液位控制阀后依次进入 TEG 机械过滤器、活性炭过滤器，以除去其中的杂质及降解产物。然后进入 TEG 贫富液换热器与热的 TEG 贫液换热后进入 TEG 精馏柱。在 TEG 再生系统中，TEG 溶液被提浓。再生后的 TEG 贫液（196~204.44℃）经 TEG 贫富液换热器换热冷却后（72℃）进入 TEG 泵升压，再经干气贫液换热器进一步冷却后（45℃）进入吸收塔的上部，完成 TEG 吸收、再生循环。

（3）三甘醇再生尾气处理流程

从 TEG 富液中脱出的废气经凝液罐分液后会产生少量的不凝气，TEG 富液脱除废气中主要为汽提气、水蒸气和少量 TEG。根据建设单位提供资料，再生尾气经分离+增压后回输原料气中。

（4）TEG 储存及补充

本工程设置了三甘醇储槽，用于储存 TEG 溶液，储槽内的 TEG 溶液通过溶液补充泵增压后进入脱水吸收塔循环使用。脱水装置检修或事故状态下，TEG 溶液通过汇管汇至地下槽。

产污节点：

三甘醇再生系统定期排放废三甘醇溶液；贫三甘醇活性炭过滤器会定期更换活性炭、三甘醇重沸器定期更换的加热介质废导热油；空冷器、泵等会产生设备噪声；三甘醇再生尾气。

工艺流程及产污节点见图 4.2.2.4。

5、运营期产污环节汇总

本项目运营期产污环节见表 4.2.2-1。

表 4.2.2-1 运营期产污环节

类别	环境影响因素	
井场	各井场正常运行时不产生废水、噪声和固体废物；	
集注站	注气阶段	注气分离器产生的杂质
		压缩机产生的噪声及废润滑油
	采气阶段	气田采出水
		放空火炬排放的废气、三甘醇再生尾气、无组织逸散的烃类气体
		清管废渣、废润滑油、三甘醇废液、废脱硫剂、废活性炭、废导热油

		压缩机、空冷器、放空火炬及其他设备运行噪声
		设备场地冲洗废水、生活污水、生活垃圾等
保障点		生活污水、生活垃圾及食堂油烟、废光伏板
注采、采气及双输管线		事故时天然气泄漏引起的火灾爆炸事故风险

4.2.3 退役期工艺

注采井退役后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物，因此，在退役施工操作中应注意采取降尘措施；同时气井在废弃阶段如果井口封闭不严，可能出现微量天然气泄漏。退役期要将产生的固体废物集中进行收集，外运至指定的固体废物填埋场填埋处理。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处理。

4.3 生态影响因素分析

生态影响因素主要来自各种占地、人为活动导致的景观变化、土地类型的改变，以及直接影响野生动物的栖息环境使相对完整的栖息地破碎化，连通程度下降等。

4.3.1 施工期

施工期生态影响因素主要为钻前工程、地面工程、管线工程等施工过程的地面开挖、占地、施工方式、施工时序等对土地利用现状、动植物、生态系统完整性、生物多样性等影响。

1、占用土地、压占破坏植被

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括钻井井场、管线、各类站场施工临时占地。永久占地包括井场、站场、道路等。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，经过 2~3 年后可恢复原有使用功能。

2、影响动植物

施工期对植物的影响主要有占地面积原有植物的清理、占压及施工人群的干扰。工程不但造成直接破坏区的植被剥离，还将对间接破坏区的植被造成压占，将造成局部区域生物量的减少。对动物的影响主要为栖息地破坏引起的动物逃离、

施工噪声对动物的干扰。

3、破坏、污染土壤

工程对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。工程土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植被及农作物的生长和产量造成一定影响。此外，试井过程可能会产生落地油，若不及时处理将对局部土壤造成油类污染。

4、扰动地表加剧水土流失

站场、管线施工扰动，将使站场、管线及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能加剧地表直接破坏的水土流失，造成区域的水土流失有加剧的趋势。

5、破坏景观

项目建设对原有景观的连通性造成一定程度的破坏影响，同时在施工期形成点状、线状工程建设景观。项目建设仅对景观格局和功能产生临时性的影响，采取相应的生态保护措施后，可以得到有效的减缓。

6、破坏干扰生态系统

项目建设将对评价区内的草地生态系统、林地生态系统、农田生态系统、村镇生态系统产生一定的不利影响，使局部生态系统受到破坏干扰，采取生态保护措施后，工程影响范围和程度有限。

4.3.2 运行期

项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，道路两侧及站场周围进行绿化，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

4.3.3 退役期

退役期主要是生产井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。退役期作业主要包括拆除井场的采气设备、设施，封堵井筒，封闭井口，对井场和道路等占地进行生态恢复等。设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失。

4.4 污染源分析及源强核算

4.4.1 施工期污染源分析

1、废气

根据产污环节分析内容,项目施工期产生的废气主要有钻井柴油机及发电机废气、测试放喷废气、施工过程中的施工扬尘和运输过程中产生的运输扬尘、汽车尾气以及焊接烟尘。

(1) 钻井柴油机及发电机废气

钻井过程中钻机及发电机需使用柴油机作为动力,将产生柴油机废气,废气中主要污染物包括 NO_x、SO₂、PM₁₀、CO、HC 等。

参考采气一厂产建施工井场钻井柴油机耗油量,每百米进尺消耗柴油量约为 1.5t,本项目共进尺 180900m,因此估算本项目施工期钻井过程中柴油使用量为 2713.5t;

根据《石油石化工业环境统计方法汇编(废气部分)》,钻机柴油机废气排放系数为 $0.3949 \times 10^4 \text{m}^3/\text{t}$ 柴油,则本项目施工期柴油机废气排放量约 $960.2 \times 10^4 \text{m}^3$;另根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南(试行)》,工程机械平均排放系数 PM₁₀、HC(碳氢化合物)、NO_x 和 CO 排污系数分别为 2.09g/kg 柴油、3.39g/kg 柴油、32.79kg/t 柴油、10.72g/kg 柴油,根据《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB 20891-2014)中附录 D2 第四阶段基准柴油技术要求,柴油硫含量取 10mg/kg 柴油,据此估算(表 4.4.1-1)整个钻井及储层改造阶段本项目共排放 PM₁₀、HC、NO_x、CO 和 SO₂ 分别为 5.671t、9.199t、88.976t、29.089t、0.054t。

表 4.4.1-1 施工期钻井柴油机废气污染物排放情况估算表

污染物	排放系数 g/kg 燃料	钻井期消耗柴油量 t	排放量 t
PM ₁₀	2.09	2713.5	5.671
HC	3.39		9.199
NO _x	32.79		88.976
CO	10.72		29.089
SO ₂	0.02		0.054

(2) 测试放喷废气

测试放喷是在酸化作业后,利用测试放喷专用管线将井筒内天然气引至放喷燃烧管点火燃烧对气井进行测试的过程。根据建设单位提供资料,每口井测试放喷时间约为 3d。单井试气作业中平均约有 $10 \times 10^4 \text{m}^3$ 的天然气燃烧排放,废气中的主要污染物为烟尘、SO₂ 及 NO_x 等。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》,中 4430 工业锅炉(热

力生产和供应行业)产排污系数表-燃气工业锅炉,燃烧1万方天然气,烟气量为10.77万方,产生2.4kg烟尘;NO_x、SO₂产生量参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中4430工业锅炉(热力生产和供应行业)产排污系数表-燃气工业锅炉,NO_x产排系数为15.87kg/万立方米-原料,SO₂产排系数为0.02Skg/万立方米-原料。根据可研资料,LLW储气库范围内原始气中平均含硫量为578mg/m³。

本项目共钻注采井34口,共放喷天然气 $340 \times 10^4 \text{m}^3$ 。经过计算,本工程井场测试放喷燃烧废气中产生的烟尘为0.816t,NO_x为5.396t,SO₂为3.93t。

(3) 机械车辆尾气

项目管线敷设、井场建设过程中,将有少量的施工车辆与机械废气产生,主要污染物为SO₂、NO_x、CmHn等。施工期应加强车辆管理和维护,由于废气量较小,且施工现场大部分在野外,距离居民较远,有利于空气的扩散,同时废气污染源具有间歇性和流动性。因此,对局部地区的环境影响较小。

(4) 施工扬尘和运输扬尘

施工现场的扬尘主要来源于场地平整、管沟开挖以及材料现场堆放造成的扬尘,管线、道路和井场等地面工程建设过程中,进行土石方开挖将破坏原有土壤及植被,致使地表产尘增加;运输过程中的扬尘主要来源于设备拉运、材料的运输等过程造成的扬尘,

建筑材料的运输、装卸过程及堆放期间产生的地面扬尘,属于无组织排放,会造成各井场场地、管道、道路沿线及其附近一带环境空气TSP浓度增高,其中施工区内车辆运输引起的道路扬尘约占场地扬尘总量的50%以上,道路扬尘的起尘量与运输车辆的车速、载重量、轮胎与地面的接触面积及路面含尘量、空气湿度有关。

由于汽车运输及施工机械往来过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快,其影响范围主要集中在运输道路两侧,如果采用硬化道路、道路定期洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施,可有效减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

(5) 管道焊接烟气

焊接过程中将会产生一定的焊接烟气,主要污染因子是烟尘。

2、废水

施工期排放的废水主要为注采井钻井产生的废水、措施返排液、放喷废水、管道试压产生的试压废水、施工废水和施工人员的生活污水。

(1) 钻井废水

钻井过程中，配制泥浆、钻井液、冷却泥浆泵、冲洗井底等工作步骤均需消耗大量的水，从而产生大量的钻井废水，容易造成环境污染。钻井废水的产生量随着井深和钻井周期变化。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通气井的钻井废水量产污系数为 52.64t/100m（≥4km 进尺）、46.41t/100m（2~4km 进尺），本次工程平均钻井深度直/定向井 3700m、水平井 5700m，则单口直/定向井废水产生量为 1717.17m³，单口水平井废水产生量为 3000.48m³。钻井废水经施工井场泥浆不落地设施固液分离后，溢流上清液循环配置泥浆利用。类比采气一厂产建工程，钻井废水能够在同一井场内循环利用，各井场最后一口井钻完后，钻井废水用罐车拉至有处理能力的单位处置，不外排。每个生产井场最终须处理的最大废水量为 3000.48m³，每个监测井井场最终须处理的废水量为 1717.17m³。

本项目建井 37 口，设 8 个井场（5 个生产井场、3 个监测井场），整个钻井期需委托处理的钻井废水总量为 20153.91m³。

根据建设单位提供的钻井废水水质检测数据，钻井废水主要污染物浓度见表 4.4.1-2。

表 4.4.1-2 钻井废水主要污染物浓度 单位:mg/L

污染物	PH	COD	SS	氨氮	挥发酚	硫化物	六价铬	石油类
产生浓度	6.8 (29.1℃)	207	48	35.5	0.01ND	0.01ND	0.004ND	2.89
污染物	氟化物	全盐量	氯化物	铅	镉	铁	砷	锰
产生浓度	0.55	21400	10300	0.0275	5.34×10^{-3}	3.52	4.3×10^{-3}	3.64

通过计算，钻井废水中 COD 产生量为 4.17t、SS 产生量为 0.97t、石油类产生量为 0.058t。

(2) 措施返排液

钻井完毕固井后，在射孔过程中由于井筒压力小于地层压力，所以射孔液基本由管道排放，地层中含有少量射孔液；酸化过程中，大部分酸化液施工时排出。

根据长庆已钻井现场试验情况，每口水平井回收酸化液约 400m³，定向直井约 120m³，监测井不酸化。类比采气一厂产建工程，酸化液能够在同一井场内循环利用，各井场最后一口井酸化作业结束后，酸化废水统一收集后进入废液收集罐，在井下作业完成后，由防渗漏、防溢流的运输车拉运至专业单位处置，不外排。因此，每个生产井场最终须处理的最大措施返排液产生量为 400m³，本项目新建 5 个生产井场，则整个钻井期需委托处理的措施返排液总量为 2000m³。

（3）管道试压废水

本工程管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，试压前采用清管器进行清管，各管线均采用清水充水试压，试压将产生试压废水。根据管径计算可知，本项目试压废水产生量为 1732m³，主要污染物为 SS，沉淀处理后回用于钻井施工。

（4）施工废水

本项目施工期除钻井废水外，在井场、站场、管线施工过程中还会产生施工废水，施工废水产生地点较分散，产生量较小，主要污染物为 SS，设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水降尘。

（5）生活污水

井场、站场等施工在施工场地设施工营地，施工人员生活用水按照《行业用水定额》（DB 61/T943-2020）陕北地区农村生活用水定额，取 65L/（人·天），污水量取用水量的 80%，即 0.052m³/人·d，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 250~400mg/L，BOD₅ 为 150mg/L、氨氮为 25mg/L、SS 为 200mg/L。

评价要求施工营地设防渗旱厕，定期清理，用于农田施肥，不外排。

具体生活污水产生情况见表 4.4.1-3。

表 4.4.1-3 项目施工期生活污水产生情况一览表

项目		配备人员/人	施工期/天	数量	排放量/m ³
钻井工程	直井/定向井	40	81	15	2190.24
	水平井	40	115	22	4784
集注站		100	300	1	1560
保障点		100	180	1	936
管线工程（定向钻穿越施工）		10	30	10	156
合计					10441.6

3、噪声

(1) 钻井噪声

钻井作业中的主要噪声源为钻机、柴油机、发电机、泥浆泵、振动筛及压滤机。噪声源强一般为 88~105dB (A) 钻井阶段主要噪声源及源强见表 4.4.1-4。

表 4.4.1-4 拟建工程施工期主要噪声源统计表 单位: dB(A)

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度 (距设备 1m 处)	声源性质	备注
钻井井场	柴油机	2 台(1 开 1 备)	105	连续稳态声源	施工结束后噪声即消失
	发电机	2 台(1 开 1 备)	100	连续稳态声源	
	钻机	1 台/队	100	连续稳态声源	
	振动筛	1 台/队	88	连续稳态声源	
	泥浆泵	2 台/队	95	连续稳态声源	

(2) 测试放喷噪声

钻井结束后, 试气噪声主要为放喷噪声, 源强详见表 4.4.1-5。

表 4.4.1-5 试气放喷噪声源强 单位: dB(A)

工程内容	噪声源	声源强度	距声源	噪声特性	排放时间	声源种类
试气放喷	测试放喷	100	1m	空气动力	昼夜连续	固定声源

(3) 其他施工噪声

站场、管道及道路建设过程中使用的施工机械、设备和运输车辆产生的噪声, 具体噪声情况见表 4.4.1-6。由于管道及道路属线性工程, 局部地段的施工周期较短, 属流动声源, 施工结束后噪声即消失。

表 4.4.1-6 站场施工机械设备的噪声源强

序号	主要噪声源	噪声值 dB (A)
1	移动式吊车	90
2	翻斗车	86~90
3	电焊机	90
4	推土机、挖掘机	80~90
5	混凝土振捣棒	100

4、固体废物

本项目施工期在站场、道路、管线建设过程中, 需进行土石方开挖, 据类比调查和水土保持方案资料, 工程土石方平衡, 无弃土产生。

施工期固体废物包括钻井废弃泥浆、钻井岩屑、含油废弃物、施工废料、定向钻废弃泥浆以及施工人员产生的生活垃圾。

(1) 钻井岩屑和废弃泥浆

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，并由钻井泥浆携带至地面，经振动筛分离后进入钻井泥浆罐中。

废弃泥浆是指钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置的钻井泥浆。废弃泥浆主要来源于：①被更换的不适于钻井工程和地质要求的钻井泥浆；②在钻井过程中，因部分性能不合格而被排放的钻井泥浆；③完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆；④钻井液循环系统跑、冒、滴、漏而排出的钻井泥浆。本项目二开和三开使用聚合物钻井液，无毒，可生物降解，主要成份是水、聚合物、润滑剂等。钻井过程中钻井泥浆在封闭的钻井泥浆系统中循环使用，循环率 95%以上，能够实现钻井泥浆最大限度地回收再利用。

根据第一采气厂已建开发井钻井固废（现场脱水后的岩屑和废弃泥浆）统计资料，钻井工程钻井岩屑及废弃泥浆产生量定向井约 355m³/井，水平井约 838m³/井，本项目共产生钻井固废 23761m³，钻井固废密度约为 1.44t/m³，则本项目钻井共产生钻井固废 34215.8t。岩屑和废弃泥浆经泥浆不落地工艺处理固液分离后，委托第三方单位处置。

（2）含油废物

井场施工过程中，主要动力设备的燃料为柴油，另外还需要润滑油等辅助物料。因此在设备运行、维护、检修和场地清理过程中会产生一些含油废弃物，主要为废机油、废油桶、含油棉纱、废含油防渗布等。类比同类项目，每口井产生含油废弃物约 0.1t，则本项目施工期累计产生含油废弃物总量约为 3.7t。废机油、废油桶、含油棉纱、废含油防渗布均为危险废物，现场以安全容器分类收集，施工结束后交有资质单位处置。

（3）施工废料

施工废料主要包括焊接作业中产生的废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料及施工过程中产生的废混凝土、废土石料等，产生量较少，由施工单位收集后回收利用，不外排。

（4）定向钻废弃泥浆

本工程管线穿越河流、沙化土地封禁保护区均采用定向钻工艺施工。定向钻施工过程中需使用配制泥浆，其主要成份为膨润土，含有少量 Na₂CO₃，呈弱碱性，对土壤的渗透性差。施工过程中泥浆可重复利用，施工完成后单个场地定向钻穿越工程施工作业点产生废弃泥浆约 4.5t。本项目预计有 13 处定向钻施工作

业点，废弃泥浆产生量约为 58.5t。

(5) 生活垃圾

根据施工期人员配置，按照每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，施工期总生活垃圾产生量约 100.4t。具体见表 4.4.1-7。施工场地设置临时生活垃圾收集桶，统一收集后运至环卫部门指定地点处置。

表 4.4.1-7 施工期生活垃圾产生量

项目		配备人员/人	施工期/天	数量	产生量 t
钻井工程	直井/定向井	40	81	15	21.1
	水平井	40	115	22	46.0
集注站		100	300	1	15
保障点		100	180	1	9.0
管线工程（定向钻穿越施工）		10	30	10	1.5
合计					100.4

4.4.2 运行期污染源分析

4.4.2.1 废气

本项目运营期环境空气影响主要来源于保障点食堂油烟废气、天然气注采及输送过程中无组织排放、注醇过程无组织甲醇、集注站甲醇储罐大小呼吸无组织排放。

(1) 前线保障点食堂油烟废气

根据类比调查，目前居民人均食用油量约 30g/人 d，本目前前线保障点定员 50 人，日耗食用油约为 1.5kg，全年工作天数为 365 天，则年耗食用油约为 547.5kg，油烟产生量约占耗油量的 2.83%，年油烟产生量 15.49kg。餐厅日工作时间 6 小时，则油烟产生速率为 0.0071kg/h，油烟机的实际有效风量为 4000m³/h，油烟产生浓度约为 1.8mg/m³。

环评要求保障点餐厅楼顶安装油烟净化设施，净化效率不低于 75%，油烟经净化处理后排放浓度为 0.45mg/m³，可满足《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）最高允许排放浓度 2.0mg/m³ 和净化设施最低去除效率的相关要求，实现达标排放。

(2) 无组织废气

①非甲烷总烃、H₂S

本工程注采过程中,均为密闭的管道集输,但阀门与天然气输送管道连接处、设备法兰、封头等由于密封不严仍可能造成少量天然气的逸散,主要成分为非甲烷总烃及 H₂S。从国内外有关资料和类比天然气压缩站的运行数据来看,天然气总损失率可控制在 0.1‰以下。

依据注气及采出气天然气组分表,计算无组织逸散天然气中各类组分的产生量。根据可研资料,本项目注气气源为净化天然气,其中烃类气体占 97.609%,甲烷占 95.903%,非甲烷总烃占 1.706%,H₂S 含量为 2.44mg/m³。天然气密度 0.74kg/m³。

采出气中烃类气体占 93.335%,甲烷占 92.62%,非甲烷总烃占 0.715%,采出气的密度 0.744kg/m³。根据可研资料,第一个采气周期采出气中 H₂S 含量为 83.2mg/m³,随后逐年降低。据此核算现有工程非甲烷总烃挥发量见表 4.4.2-1。

表 4.4.2-1 非甲烷总烃、硫化氢无组织挥发量

序号	阶段	注采规模 (10 ⁸ m ³ /a)	损失率	无组织废气量 (m ³ /a)	非甲烷总烃排放量 (t/a)	H ₂ S 排放量 (kg/a)
1	注气阶段	16.8	0.1‰	168000	2.07	0.41
2	采气阶段	16.8	0.1‰	168000	0.834	13.98
合计		33.6	0.1‰	336000	2.904	14.39

根据计算,注气阶段非甲烷总烃排放量为 2.07t/a,排放速率为 0.4313kg/h,硫化氢排放量为 0.41kg/a,排放速率为 0.000085kg/h;

采气阶段非甲烷总烃排放量为 0.834t/a,排放速率为 0.2896kg/h,硫化氢排放量为 13.98kg/a,排放速率为 0.0049kg/h。

(2) 注醇过程无组织甲醇

本项目采气期主要为冬季,井口形成正常的温度场需要 30 天时间,在此期间天然气运行温度在 40℃~45℃之间,为防止水合物的生成,需在采气初期井口温度场未形成前进行井口注醇,注醇 30 天,采用移动注醇泵撬进行井口注醇。待井口温度场形成后,在整个采气期内,井口温度基本稳定在 55℃以上,不再注醇。

根据甲方提供资料,LLW 储气库每年甲醇消耗量 144t。注醇期间会有少量甲醇经过无组织挥发。根据建设单位多年生产经验,甲醇挥发量约为总用量的 0.5%,则本项目甲醇挥发量约为 0.072t/a。

(3) 甲醇储罐大小呼吸

储罐的呼吸损失包括大呼吸损失和小呼吸损失。大呼吸损失指液体物料进料时，一定浓度的蒸气从呼吸阀中呼出，造成了物料的蒸发损失。当向外送出物料时，吸入新鲜空气，由于液面上方气没有饱和，促使液体物料蒸发速度加快，使其重新达到饱和，饱和液体蒸气将在下一次操作中被呼出。小呼吸损失是指罐内液体物料在静止储存情况下，随着外界气温、压力在 1 天内的升降周期变化，储罐排出挥发性蒸气和吸入空气的过程所造成的物料的损失，生产上也叫储罐的静止储存损耗。

储罐区有机液体储存过程中挥发损失计算采用《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》附录中《有机液体储存调和 VOCs 排放量参考计算表》。

计算公式如下：

$$L_T = L_S + L_W$$

式中：

L_T 总损失，lb/a；

L_S 静置储藏损失，lb/a；

L_W 工作损失，lb/a。

静置储藏损耗 L_S ，是指由于罐体气相空间呼吸导致的储存气相损耗。

$$L_S = 365V_V W_V K_E K_S$$

式中：

L_S 静置储藏损失，lb/a；

V_V 气相空间容积，ft³；

W_V 储藏气相密度，lb/ft³；

K_E 气相空间膨胀因子，无量纲；

K_S 排放蒸汽饱和因子，无量纲。

卧式罐气相空间容积 V_V ，通过以下公式计算：

$$V_V = \frac{\pi}{4} D_E^2 H_{VO}$$

式中：

V_V 固定顶罐蒸汽空间体积，ft³；

H_{VO} 气相空间高度（ $H_{VO}=\pi D/8$ ），ft；

D_E 卧式罐有效直径，ft；

$$D_E = \sqrt{\frac{LD}{0.785}}$$

$$L_W = \frac{5.614}{RT_{LA}} M_V P_{VA} Q K_N K_P K_B$$

式中：

L_W —工作损耗，lb/a；

M_V —气相分子量，lb/lb-mol；

P_{VA} —真实蒸汽压，psia。根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019），在常温下工作（储存）的有机液体，其工作（储存）温度按常年的月平均气温最大值计算。

Q —年周转量，bbl/a；

K_P —工作损耗产品因子，无量纲量；（对于原油 $K_P=0.75$ ；对于其它有机液体 $K_P=1$ ；）

K_N —工作排放周转（饱和）因子，无量纲量

$$\text{周转数} = \frac{Q}{V}$$

（ V 取储罐最大储存容积，bbl，如果最大储存容积未知，取公称容积的 0.85 倍）

当周转数 > 36 ， $K_N = (180 + N) / 6N$ ；

当周转数 ≤ 36 ， $K_N = 1$ ；

K_B —呼吸阀工作校正因子。

本项目集注站设置 100m³ 甲醇储罐 2 具，采用卧式固定顶罐。具体储存量及周转情况见表 4.4.2-2。

表 4.2.2-2 本项目甲醇储罐情况及年周转量情况

名称	储罐规格	罐型	罐体颜色	周转量，t/a	最大存储量，t/a	周转频次，次/a
甲醇	DN3200×13000	卧式固定顶	灰色	144	150	1

根据计算，储罐静置损失为 0.0155t/a，工作损失为 0.007t/a，则甲醇储罐年排放量为 0.0225t/a，年工作 30 天，则排放速率为 0.0313kg/h。

（4）放空火炬

本项目放空火炬是用于接收和燃烧正常生产调压、非正常排放及事故状态排

放的天然气，每次持续时间 15min，年放空次数 1~2 次。

集注站高压放空系统最大放空量设计为 $662.32 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，低压放空系统最大放空量设计为 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。以最长持续时间和最多放空次数计算高、低压火炬放空量分别为 $13.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 、 $2083.3 \text{m}^3/\text{a}$ 。

放空火炬烟气系数、各污染物排放浓度等参考加热炉排污。本项目放空火炬污染物排放情况见表 4.4.2-2。

表 4.4.2-2 本项目放空火炬污染物排放量

污染源	天然气消耗量 ($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	废气量 ($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	污染物排放量 (t/a)		
			颗粒物	NO _x	SO ₂
高压放空火炬	13.8	187.68	0.0165	0.2579	0.00068
低压放空火炬	0.2083	2.83	0.0002	0.0039	0.00001
合计	14.0083	190.51	0.0167	0.2618	0.00069

4.4.2.2 废水

本项目运行期废水污染源主要为集注站产生的采出水、生产废水以及生活保障点生活污水。

1、采出水

项目采出水主要来自集注站脱水工艺脱出的采出水、分离装置分离出的气田采出水。

(1) 不含醇采出水

根据建设单位提供的可研资料，随着逐年干气注入，采出气中的含水量逐年降低。本项目日最大采出水产量为 $29.6 \text{m}^3/\text{d}$ ，年采气 120 天前 30 天注醇后期运行不再注醇，则不含醇采出水产生量为 $2664 \text{m}^3/\text{a}$ 。

(2) 含醇采出水

根据建设单位提供资料，每个采气期前 30 天进行注醇，30 天注醇结束后，采出水中就不含甲醇了，采气期共注醇约 144t，采出水中含有甲醇，含醇废水产生量约为 $34.4 \text{m}^3/\text{d}$ ，则年产含醇废水 1032m^3 ，通过集注站采出水罐收集后依托第一净化厂、第二净化厂采出水处理站处理。水质符合《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）要求后回注地层，不外排。

2、生产废水

(1) 检修、清洗设备废水

根据可研本项目检修废水及装置排污水产生量约为 $10\text{m}^3/\text{次}$ ，每个季度检修 1 次，工艺装置区内修建检修废水收集池，废水中主要污染物为悬浮物、COD、石油类等。

集注站产生的检修清洗废水经收集池收集后，定期装车外运至第一、第二净化厂采出水处理站处理。

(2) 放空区废水

本项目放空火炬是用于接收和燃烧正常生产调压、非正常排放及事故状态排放的天然气，每次持续时间 15min，年放空次数 1~2 次。

集注站高压放空系统最大放空量设计为 $662.32 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，低压放空系统最大放空量设计为 $10 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。以最长持续时间和最多放空次数计算高、低压火炬放空量分别为 $13.8 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 、 $2083.3\text{m}^3/\text{a}$ 。

根据建设单位提供的已稳定运行的陕 224 储气库运行数据，水气比按 $0.05\text{m}^3/10^4\text{m}^3$ 估算放空分液量。集注站放空区建设高压放空分液罐及低压放空分液罐各一座，用于分离来气中的含水，同时配套安装有 10m^3 污水罐及 5m^3 污水罐各一座，用于收集放空区分离下来的废水，该废水污染成分与采出水成分相同，定期拉运至第一、第二净化厂采出水处理站处理。

表 4.4.2-3 本项目放空火炬污染物排放量

污染源	天然气消耗量 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	放空区废水 m^3/a
高压放空火炬	13.8	0.69
低压放空火炬	0.2083	0.01
合计	14.0083	0.7

3、初期雨水

站内排水采用雨污分流制。储罐区清洁雨水排出罐区后设切断阀和水封井，排至厂区排水沟；站内脱硫区、脱水区、工艺装置区、储罐区设污水管网，收集初期污染雨水与消防废水排至集注站已建事故应急缓冲池，初期雨水按 1 次降雨厚度：40mm/次计算，收水面积 785m^2 ，则初期雨水产生量为 314m^3 。分批次拉运至第一、第二净化厂采出水处理站处理。

4、消防废水

根据可研提供资料，本项目一次消防废水产生量为 486m^3 ，排至集注站已建事故应急缓冲池，分批次拉运至第一、第二净化厂采出水处理站处理。

5、生活污水

本工程前线生产保障点按 50 人设计。倒班公寓内设盥洗设备、淋浴设备、职工食堂等用水设施，按照《行业用水定额》（DB 61/T943-2020）陕北地区农村生活用水定额，取 65L/（人·天），则新鲜水量约 3.25m³/d，生活污水排放量按总新鲜用水量的 80%计，故生活污水排放量约 2.6m³/d。其主要污染物浓度 SS 为 200mg/L、COD 为 400mg/L、BOD₅ 为 150mg/L、氨氮为 25mg/L，生活污水全部进入埋地式一体化污水处理装置处理后回用于厂区绿化，不外排。

6、废水产生情况汇总

本项目废水产生情况见表 4.4.2-4。

表 4.4.2-4 本项目废水产生情况

废水来源	废水量 (m³/a)	运行天数 (d)	污染物产生情况		产生量(t/a)	处理方式
			污染物	浓度 (mg/L)		
不含醇采出水	2664	90	SS	260	0.693	集注站采出水罐缓存后依托第一、第二净化厂采出水处理站进行处理
			石油类	500	1.332	
含醇采出水	1032	30	SS	260	0.268	
			石油类	500	0.516	
			甲醇	14%	144	
检修清洗废水	40	/	SS	150	0.006	定期拉运至第一、第二净化厂采出水处理站进行处理
			石油类	250	0.01	
生活污水	949	365	COD	400	0.38	生活污水采用 1m³/h 的一体化污水处理装置处理后回用于厂区绿化
			BOD ₅	150	0.14	
			SS	200	0.19	
			氨氮	25	0.024	
放空区废水	0.7	/	SS	260	0.00018	污水罐收集后，定期拉运至第一、第二净化厂采出水处理站进行处理。
			石油类	500	0.00035	
合计	4685.7	/	/	/	/	/

4.4.2.3 噪声

本项目井场和管线运行期无噪声产生。

集注站主要噪声源有压缩机组、空冷器、泵类等设备噪声。其他噪声源如工艺装置配备的泵类（如脱水装置区三甘醇循环泵、补液泵、装卸泵、疏水泵等），其他设备噪声源强小。

本项目主要噪声源详见表 4.4.2-5。

表 4.4.2-5 运行期噪声源一览表 dB(A)

噪声源位置	声源名称	数量	声压级	声源特性
压缩机区	压缩机	7 台	100	室内、连续
	空冷器	7 台	95	室内、连续
集注气分离区	空冷器	8 台	90	室外、连续
脱水装置区	循环泵、补液泵	6 台（4 用 2 备）	85	室外、连续
储罐区	装卸泵、采出水输送泵	6 台（4 用 2 备）	85	室外、连续
空氮站	空压机	1 台	98	室内、连续
	制氮撬块	1 台	85	室内、连续

4.4.2.4 固体废物

根据本项目运营期生产工艺及项目特点分析，本项目运行期产生的固体废物主要有清管废渣，脱水工艺产生的废活性炭、废三甘醇溶液、电加热介质废导热油、脱硫工序产生废脱硫剂、压缩机、空压机等运行产生的废润滑油、废光伏板、生活保障点等产生的生活垃圾等。

根据《国家危险废物名录》（2025 年版）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，本项目产生的清管废渣、废活性炭、废三甘醇溶液、废导热油、废润滑油属于危废，废脱硫剂、废光伏板及生活垃圾属于一般固废。

1、清管废渣

本项目在集注站、LK1、LK2、LK4、LK5 井场内设清管区。清管作业时，清理出的杂质主要为氧化铁、粉尘、机械杂质和凝析油等，属于危废。

根据甲方提供数据，每公里管线产生清管废渣 5kg，本项目输气管线总长度 37.74km，每年清管作业 1 次，产生的清管废渣量约 0.189t，均按危废进行处理，属于危险废物 HW08（900-249-08）。

2、废活性炭

本项目脱水工艺用到活性炭过滤器，过滤过程中会产生废活性炭，产生量按一次装入量估算，根据资料，正常情况下活性炭使用寿命大概是 2~3 年，每次更换废活性炭约 0.5t，属于危险废物 HW49（900-041-49），集中收集暂存于厂内危废贮存库，定期交有资质单位处置。

3、废三甘醇溶液

脱水系统三甘醇再生系统定期排放废三甘醇溶液，根据建设单位提供的资料，

产生量约为 25.2t/a，属于危险废物 HW08（900-249-08），暂存于厂内危废贮存库，定期交有资质单位处置。

4、废导热油

三甘醇重沸器采用电加热器导热油间接加热，定期排放废导热油，根据建设单位提供的资料，产生量约为 40t/3a，属于危险废物 HW08（900-249-08），每次更换后直接交有资质单位处置。

5、废润滑油

本项目集注站内压缩机组、空压机组等设备消耗润滑油。根据陕 224 储气库项目的实际运行情况类比，本项目产生的废润滑油量约为 12t/a。废润滑油属于危险废物 HW08（900-249-08），储存于废润滑油罐内，定期交有资质单位处置。

6、废脱硫剂

脱硫系统采用氧化铁固体吸附脱硫工艺，根据建设单位提供的资料，年脱硫剂最大消耗量为 822t，属于一般固废，设备内存储，更换时由厂家直接拉走处理。

7、废光伏板

保障点运营期产生的废光伏板组件为一般固废，年产生量约 0.5t，报废后由厂家回收处置。

8、生活垃圾

运营期，生活垃圾产生量按每人每天产生 0.5kg 考虑，设计定员 50 人，则生活垃圾产生量为 9.13t/a。生活垃圾设置垃圾桶集中收集，定期交由当地环卫部门处置。

运行期危险废物的产生、暂存、处置情况及相关要求见表 4.4.2-6。

表 4.4.2-6 运行期危废产生、暂存、处置情况及相关要求

序号	名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	清管废渣	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 (900-249-08)	0.189t/a	集注站清管装置	固态	氧化铁、粉尘、机械杂质和凝析油等	废矿物油	1 次/a	T, I	集注站设危险废物贮存库暂存后, 统一交有资质单位处置
2	废活性炭	HW49 其他废物	HW49 (900-039-49)	0.5t/2a~3a	脱水装置	固态	含油废活性炭	废矿物油	1 次/2a~3a	T	
3	三甘醇废液	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 (900-249-08)	25.2t/a		液态	三甘醇废液	废矿物油	间歇性产生	T, I	
4	废导热油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 (900-249-08)	40t/a	电加热器	液态	废矿物油	废矿物油	1 次/3a	T, I	更换后直接交有资质单位处置
5	废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 (900-249-08)	12t/a	压缩机、空压机等	液态	废润滑油	废矿物油	间歇性产生	T, I	暂存于废润滑油储罐, 定期交由有资质单位处理
6	生活垃圾	/	/	9.13t/a	保障点、集注站	固态	/	/	/	/	生活垃圾设置垃圾桶集中收集, 定期交由当地环卫部分处置
7	废脱硫剂	/	/	822t/a	脱硫装置	固态	氧化铁	硫	间歇性产生	/	设备内存储, 更换时由厂家直接拉走处理
	废光伏板	/	/	0.5t/a	保障点	固态	/	/	/	/	由厂家回收

4.4.3 退役期污染源分析

当储气库进入退役期。各种机械设备将停止使用，进驻其中的工作人员将陆续撤离，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

注采井、集注站退役后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物，因此，在闭井施工操作中应注意采取降尘措施；同时气井在废弃阶段如果井口封闭不严，可能出现微量天然气泄漏。闭井期要将产生的固体废物集中进行收集，外运至指定的固体废物填埋场填埋处理。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理。

4.5 污染物排放及总量核定

4.5.1 项目污染物排放情况汇总

本工程施工期、运行期主要污染物排放汇总见表 4.5.1-1 和表 4.5.1-2。

表 4.5.1-1 拟建工程施工期“三废”排放汇总表

污染源	主要污染物	产生量 t	排放量 t	拟处理措施及排放去向
废气	钻井废气	颗粒物	5.671	无组织排放
		HC	9.199	
		NO _x	88.976	
		CO	29.089	
		SO ₂	0.054	
	测试放喷废气	颗粒物	0.816	经专用放喷管排放
		SO ₂	5.396	
		NO _x	3.93	
废水	钻井废水	COD、石油类、SS	20153.91m ³	钻井废水循环利用，钻井结束后剩余钻井废水及措施返排液拉运至有处理能力单位处置
	措施返排液	COD、石油类、SS	2000m ³	
	管道试压废水	SS	1732m ³	沉淀处理用回用于钻井施工。
	生活污水	COD、氨氮、BOD ₅ 、SS	10441.6m ³	施工营地设防渗旱厕，收集后用于农田施肥，不外排
固废	钻井、站场施工	钻井岩屑	34215.8t	属一般工业固废，交由有处理能力的单位统一处理

					理。
		含油废物	3.7t	0	属危险废物，统一交有资质单位处理。
		定向钻废弃泥浆	58.5t	0	经 pH 调节为中性、固化处理后埋入防渗泥浆池中，地表覆盖 40cm 耕作。
	施工保障	生活垃圾	100.4t	0	统一收集运输至环卫部门指定地点处置

表 4.5.1-2 拟建工程运行期“三废”排放汇总表

污染源		主要污染物	产生量 t/a	排放量 t/a	拟处理措施及排放去向
废气	食堂油烟	油烟	0.0155	0.0039	经屋面专用排风管排放
	油气集输过程无组织逸散	非甲烷总烃	2.904	2.904	无组织排放
		硫化氢	0.014	0.014	
		甲醇	0.072	0.072	
	甲醇储罐	甲醇	0.0225	0.0225	
废水	不含醇采出水	废水量	2664	0	依托第一、第二净化厂采出水处理站进行处理
		SS	0.693	0	
		石油类	1.332	0	
	含醇采出水	废水量	1032	0	
		SS	0.268	0	
		石油类	0.516	0	
		甲醇	144	0	
	检修清洗废水	废水量	40	0	定期拉运至第一、第二净化厂采出水处理站进行处理
		SS	0.006	0	
		石油类	0.01	0	
	放空区废水	废水量	0.7	0	污水罐收集后，定期拉运至第一、第二净化厂采出水处理站处理
		SS	0.00018	0	
		石油类	0.00035	0	
	生活污水	废水量	949m ³ /a	0	生活污水采用 1m ³ /h 的一体化污水处理装置处理后回用于厂区绿化
		COD	0.38	0	
		氨氮	0.14	0	
		BOD ₅	0.19	0	
		SS	0.024	0	
固废	清管废渣		0.189	0	属危险废物，送有资质单位处置
	废活性炭		0.5	0	
	废三甘醇溶液		25.2	0	
	废润滑油		12	0	
	废导热油		40	0	
	废光伏板		0.5	0	厂家回收

	废脱硫剂	822	0	厂家回收
	生活垃圾	9.13	0	集中收集, 交由当地环卫部门统一处理。

4.5.2 污染物排放量汇总

根据工程分析, 本项目建成后污染物排放情况见表 4.5.2-1。

表 4.5.2-1 本项目运营期污染物排放情况一览表

类别	名称	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	排放量 (t/a)
废气	非甲烷总烃	2.904	0	2.904
	硫化氢	0.014	0	0.014
	甲醇	0.0945	0	0.0945
废水	不含醇采出水	2664	2664	0
	含醇采出水	1032	1032	0
	生产废水	40.7	40.7	0
	生活污水	949	949	0
固废	清管废渣	0.189	0.147	0
	废活性炭	0.5	0.5	0
	废三甘醇溶液	25.2	25.2	0
	废润滑油	12	12	0
	废导热油	40	40	0
	废脱硫剂	882	882	0
	生活垃圾	9.13	9.13	0
	废光伏板	0.5	0.5	0

4.6 温室气体排放评价

4.6.1 温室气体排放源分析

根据《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)》, 核算与报告的排放源类别和气体种类主要包括燃料燃烧二氧化碳(CO₂)排放、火炬燃烧 CO₂ 和甲烷(CH₄)排放、工艺放空 CO₂ 和 CH₄ 排放、设备泄露 CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。具体见图 4.7.1.1。

本项目主要涉及的核算源包含逃逸排放 CH₄ 核算、净电隐含排放 CO₂ 核算。

4.6.2 温室气体排放量核算

建设项目温室气体排放总量为燃料燃烧产生的温室气体排放、生产过程产生的温室气体排放、净购入电力和热力产生的温室气体排放之和, 同时扣除回收且外供的温室气体的量(如果有), 计算方法见公式:

$$E_{\text{总}} = E_{\text{燃烧}} + E_{\text{过程}} + E_{\text{净购入电力和热力}} - E_{\text{外供}}$$

式中:

$E_{\text{总}}$ —温室气体排放总量(tCO_2e);

$E_{\text{燃烧}}$ —燃料燃烧温室气体排放量(tCO_2e);

$E_{\text{过程}}$ —工业生产过程温室气体排放量(tCO_2e);

$E_{\text{净购入电力和热力}}$ —净购入电力和热力消耗温室气体排放总量(tCO_2e);

$E_{\text{外供}}$ —回收且外供的温室气体的量(tCO_2e)。

1、逃逸排放 CH_4 核算

根据工程分析,可得无组织挥发的烃类气体 $336000\text{m}^3/\text{a}$,其中甲烷的含量为 92.62%~95.903%,计算的甲烷排放量为 227.09t/a 。

3、净电隐含排放 CO_2 核算

企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放,排放公式如下:

$$E_{\text{CO}_2 \text{净电}} = AD^{\text{电力}} \times EF^{\text{电力}}$$

式中:

$E_{\text{CO}_2 \text{净电}}$ —为企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放,单位为吨 CO_2 ;

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

$EF^{\text{电力}}$ —为电力供应的 CO_2 排放因子,单位为吨 CO_2/MWh ;取西北区域电网基准线排放因子 $0.8922\text{tCO}_2/\text{MWh}$ 。

根据调查,企业年用电量约为 112040MWh , CO_2 核算量为 99962.09t/a 。

综上,温室气体排放量核算汇总见表 4.6.2-1。

表 4.6.2-1 温室气体排放量汇总表 单位: t/a

排放环节	本项目	
	CO_2 排放量	CH_4 排放量
逃逸排放	/	227.09
净电隐含排放量	99962.09	/
合计	99962.09	227.09

4.6.3 温室气体排放水平评价和减排降污措施建议

1、碳排放水平评价

根据本核算,本项目新增排放 $\text{CO}_2 99962.09\text{t/a}$, $\text{CH}_4 227.09\text{t/a}$ 。

2、减排降污措施建议

(1) 井下、井口设置安全截断阀,可在事故工况下迅速关闭井口,有效减

少碳排放；

(2) 集输线路采用优选管径，控制合理流速，减少线路积液，减少清管次数，同时清管采用密闭清管工艺，减少天然气放空，减少了碳排放；

(3) 合理确定节能型用电设备、灯具、电缆等；

(4) 加强运行管理，减少压缩机启停检修次数，减少放散；

(5) 本工程拟在倒班公寓的屋顶建设光伏发电系统，白天多余电量除供倒班公寓使用外，多余电量输送至集注站消纳，夜晚时则由集注站变电所供电。

(6) 采用电加热再生三甘醇脱水工艺，减少化石能源消耗。

③建设新能源

充分利用井场闲置土地建设分布式光伏电站，减少外购网电。

4.6.4 温室气体排放评价结论及建议

1、碳排放评价结论

根据本核算，本次产能新增排放 CO_2 99962.09t/a， CH_4 227.09t/a。并从原料、节能、设备、新能源建设等方面提出了温室气体减排的前景方向，有利于减少二氧化碳和甲烷排放。

2、碳排放建议

①加强企业能源管理，定期开展能源及温室气体排放管理培训，提升管理水平；

②积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、设备和技术，降低能耗；

③定期巡检设备及管线，避免“跑、冒、滴、漏”引起的无组织散逸。

5 区域概况及环境现状调查

5.1 自然环境现状调查

5.1.1 地理位置

横山区位于陕西省北部，毛乌素沙漠南缘，明长城脚下，无定河中游，僻处内蒙古、陕西交界，古称塞北边陲。扼榆定公路之咽喉，位于东经 $108^{\circ}56'41''\sim 110^{\circ}01'48''$ ，北纬 $37^{\circ}21'43''\sim 38^{\circ}14'53''$ 。地处榆林市中部，东与米脂县相邻，东南与子洲县毗邻，南连延安市子长县，西接靖边县，西北与内蒙古自治区乌审旗接壤，北倚榆阳区。距榆林市区 51 千米。距省会西安市 723 公里，米脂县城 108 公里，靖边 79 公里，子洲 87 公里，乌审旗 122 公里。

本项目 LLW 储气库厂址位于陕西省榆林市横山区哈兔湾及 LLW 附近。

5.1.2 地形地貌

横山区地处陕北黄土梁峁丘陵区北端，毛乌素沙漠南缘。地势西南高，东北低。地形分为：北部为风沙草滩区，地势平缓，分布有大小不等的滩地宽谷；南部为黄土丘陵沟壑区，梁峁起伏，沟壑纵横；无定河、芦河和大理河川道区，地势平坦，土壤肥沃。主要山脉有横山山脉，境内最高峰西阳坬山位于魏家楼镇，海拔 1534.9 米，最低点孙园则的无定河出境口河床位于党岔镇，海拔 887 米。

根据现场调查，本工程主要为毛乌素沙漠南部边缘，是沙漠和黄土梁峁的交接地带，主要为固定沙丘和半固定沙丘，地形相对平坦。

5.1.3 地质构造

评价区大地构造单元属鄂尔多斯地台向斜北部的华北台地，地质构造简单，总体构造形态为一南西向倾斜的缓倾单斜层，该单斜地层主要由一套中生界白垩系志丹群紫红色砂岩组成，具有分布广、厚度大、水平与垂向变化剧烈等特点，最大厚度 127m，局部有灰绿色夹长石砂岩，地层倾角一般为 $3\sim 5^{\circ}$ ，倾向南西。这套地层在冲沟、河流两侧岸及丘陵斜坡地均有出露。除上述单斜地层外，仅在露头较高的地区可见小型褶曲和规模不大的断裂构造。规模较大的断裂构造和褶曲则隐伏在燕山期构造层之下。新生界地层分布广，而厚度小，相变大。岩层除了上述紫红色砂岩为主外，亦分布有砾石。由于上述砂岩、砾石岩层疏松，易于风化，砂岩风化后，再经搬运，砂粒常得以保存，这就使得区段内第四纪沉积物

都具有明显的砂性。疏松岩层和疏松第四纪沉积物（砂土除外）则有利于冲沟发育。管线所经地段地震活动较弱，按国家地震划分，该地段地震烈度小于 6°，历史上无较大地震发生记录，工程所在区域不发育活动断裂。

5.1.4 地层与构造

1、区域地层与构造

(1) 区域地层特征

项目所在区域属华北地层区鄂尔多斯盆地分区东胜—环县小区，区域地层由老至新有三叠系、侏罗系、白垩系、第三系和第四系，见表 5.1-1。

表 5.1-1 区域地层系统一览表

地层系统				代号	岩性特征	厚度 (m)
界	系	统	组			
新生界	第四系	全新统		Q ₄ ^{2eol} Q ₄ ^{2al+pl} Q ₄ ^{1al+pl}	按成因类型有冲积砂砾石层 Q ₄ ^{2eol} 、Q ₄ ^{2al+pl} 、Q ₄ ^{1al+pl} 及风成沙地 Q ₄ ^{2eol} 。	0~30
		上更新统	马兰组	Q ₃ ^{2m}	岩性为浅黄色粉砂质亚粘土，结构疏松。	0~40
			萨拉乌苏组	Q ₃ ^{1s}	岩性为浅灰黄色、土黄色粉砂质亚砂土、亚粘土。	0~107
		中更新统	离石组	Q ₂ ^l	岩性为浅褐—土黄色砂质粘土夹棕色薄层状亚粘土，含钙质结核。	0~220
		下更新统	午城组	Q ₁ ^w	岩性为浅桔红色石质粘土及粉砂质粘土。含灰白色不规则豆状、颗粒状钙质结核，发育孔隙、放射状裂隙。	0~36
	第三系	上新统	静岳组	N ₂ ^j	岩性为紫红色至棕红色砂质亚粘土，夹钙质结核层，呈似层状展布，底部有时见紫色砾岩层。	0~100
中生界	白垩系	下统	洛河组	K ₁ ^l	岩性为砖红色，棕红色粗粒砂岩，砂砾岩。	0~340
	侏罗系	中统	安定组	J ₂ ^a	岩性为紫红色泥岩与细砂岩的韵律层为主，夹杂色泥岩、砂质泥岩、灰色钙质泥岩，局部有粗砾岩及碳质泥岩。	0~170
			直罗组	J ₂ ^z	岩性以灰、灰绿色中粗粒砂岩为主，夹浅灰绿色细砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩及细砾岩，底部有灰色粗粒砂岩。	0~250
			延安组	J ₂ ^y	岩性为灰白色粗粒长石砂岩、细砂岩，深灰色、灰色粉砂岩、粉砂质泥岩、泥岩。	103.71~394.38
		下统	富县组	J ₁ ^f	岩性为灰色中厚层砂岩，杂色砂质泥岩，顶部为黑色薄层状碳质泥岩。	0~130.11
	三叠系	上统	瓦窑堡组	T ₃ ^w	岩性为灰白色浅灰色砂岩、粉砂岩、泥岩、黑色泥岩。	0~344

(2) 区域构造

本项目大地构造一级构造单元属中朝大陆板块（I），二级构造单元属鄂尔多斯断块（II），三级构造单元属伊陕单斜区（II3），四级单元属东胜—靖边单斜（II3-1），见图 5.1.4.1。基本构造形态为一向南西倾斜的单斜构造，岩层倾角 1~5°，褶皱、断层不发育，但局部有小的波状起伏，无岩浆岩侵入，构造简单。

2、评价区地层与构造

（1）评价区地层

项目所在区地层由老至新有三叠系上统瓦窑堡组（T3w），侏罗系中下统富县组（J1f）及中统延安组（J2y）、中统直罗组（J2z）、安定组（J2a），白垩系下统洛河组（K1l），第四系中更新统离石组（Q2l）、上更新统萨拉乌苏组（Q3ls）、上更新统马兰组（Q32m）、冲洪积层（Q42al+pl）及全新统风积沙（Q42eol）。库区地层钻孔柱状图见图 5.1.2。

（1）三叠系上统瓦窑堡组（T3w）

厚度大于 36.37m，一般由五个正粒序沉积旋回组成，岩性主要为兰绿色、灰白色中~细粒长石砂岩，次为灰白色粉砂岩及灰黑色泥岩、油页岩。

（2）侏罗系下统富县组（J1f）

该地层厚度 0.00~38.47m，平均 22.40m。岩性以灰黑色薄层状泥岩、粉砂质泥岩为主，次为灰白色中~细粒长石石英砂岩。与下伏三叠系上统瓦窑堡组为平行不整合接触。

（3）侏罗系中统延安组（J2y）

厚度 193.07~338.48m，平均 248.48m。在勘查区西部、南部厚度较小，东部厚度较大。岩性主要表现为一套河流—湖泊三角洲—冲积平原环境沉积的灰色细—粗粒长石砂岩、深灰色泥岩、粉砂岩，夹黑色炭质泥岩、煤层多个沉积旋回组成的含煤建造。与下伏富县组地层呈整合接触关系。

第一段（J2y1）：本段为一套冲积平原相组合，主要由冲积河道相、泛滥盆地相和沼泽相的砂岩、粉砂岩及泥岩夹煤层组成。厚度 20.00~71.18m，平均 40.74m，仅有少数钻孔揭穿该地层，西北和西部厚度较小，东南部较大。

第二段（J2y2）：厚度 30.79~56.73m，平均 40.62m，仅有少数钻孔揭穿该地层，北部、南部厚度较大。岩性总体上以湖泊沉积的细碎屑岩为主。

第三段（J2y3）：本段以三角洲平原相沉积为主，一般由 3 个次级沉积旋回

组成，为区内主要含煤段，厚度 59.69~102.38m，平均 82.76m，总体上中部厚度较厚，分为上中下三个回旋。

第四段（J2y4）：该段以三角洲平原~沼泽相的泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩及河流相的细~粗砂岩为主，一般由 2~4 个次级沉积旋回组成。厚度 30.80~120.63m，平均 79.85m。北部厚度较大，南部厚度较小。

（4）侏罗系中统直罗组（J2z）

全区分布，厚度 50.10~180.46m，平均 119.38m，该组岩性较单调，主要为一套半干旱条件下形成的河流相沉积。岩性以灰白~浅灰白色中（细）粒砂岩和浅灰绿色粉砂岩、泥岩为主，组成 2~3 个次级沉积旋回。本组底部的浅灰、灰白色块状~厚层状中（粗）粒长石砂岩，局部含细砾、泥砾，泥质胶结，发育大型板状、楔状、槽状交错层理，具明显的底部冲刷特征，分布较稳定，厚 5~40m，相当于区域上的“七里镇砂岩”，是本区划分延安组和直罗组界线的重要标志层（K4）。与下伏地层延安组呈整合接触。

（5）侏罗系中统安定组（J2a）

厚度 27.29~158.60m，平均 101.80m。本组为一套干旱气候条件下形成的内陆湖泊、河流相沉积，下部岩性主要为浅紫红色、灰绿色中厚层状中细粒长石砂岩，发育水平层理。上部为紫、暗紫红色泥岩、粉砂质泥岩夹紫红色粉砂岩、中~细粒长石砂岩韵律层。本组顶部灰白色、浅灰色泥灰岩、钙质泥岩，区内分布范围广，层位稳定，厚 3~34m，是本区划分洛河组和安定组界线的重要标志层（K5）。与下伏直罗组整合接触。

（6）白垩系下统洛河组（K11）

储气库北部无定河南岸，东北部郭家沟谷底、周水沟等地白垩系下统洛河组基岩零星出露。岩性单一，为紫红色、砖红色块状中~细粒长石砂岩，局部下部可见粉砂岩。矿物成分以石英、长石为主，被泥、铁、钙质弱胶结，发育巨型楔状交错层理。岩石结构较疏松，表层风化强烈，岩体破碎。该组厚度 0~180.43m，平均 81.68m。西中部厚度较大，东部遭受剥蚀厚度较小。与下伏安定组为平行不整合接触。

（7）第四系（Q）

第四系厚度 0~175.91m，平均 82.62m，基本覆盖全储气库，不整合于白垩系洛河组地层之上。无定河及其支流一带厚度较小，其余地段厚度较大。

①中更新统离石组 (Q2l)

是本区第四系地层的主要组成部分。岩性为灰黄色、浅棕黄色亚粘土、亚砂土,半固结,柱状节理发育,含大量灰白色不规则状钙质结核。厚度 0.00~175.91m,平均 70.98m。

②上更新统萨拉乌苏组 (Q3ls)

分布于无定河及支流黑河则两岸,厚度 0~18m。是区内第四系潜水的主要含水层。为浅灰黄色沙土、亚沙土及灰色粘土,底部常见杂色沙土及沙砾石层,含大量的腹足类、哺乳类化石。下部发育水平层理,含大量草本植物根系及白垩土,上部发育交错层理。

③上更新统马兰组 (Q32m)

分布在黄土塬、梁、峁顶部。为灰黄色亚砂土,厚 0.00~50.00m。与下伏萨拉乌苏组为平行不整合接触。

④现代河床冲、洪积层 (Q41-2al+pl)

主要分布于无定河及支流黑河则沟谷之中,为灰黄色粉细沙、粘土夹沙砾石层,厚度 0.00~11.75m。

⑤全新统风积沙 (Q42eol)

区内地表普遍分布,厚度 0~49.5m。为浅灰黄、土黄色粉砂、粉细沙,分选性中等,磨圆度为次棱角状。其上大多被沙柳、沙蒿等植被所覆盖。

2、评价区构造

储气库库区位于东胜一靖边单斜的中南部,地质构造简单,本区总体构造形态为北西西向倾斜的单斜层,倾角小于 1° ,局部发育宽缓的波状起伏。库区内无岩浆活动痕迹。

5.1.5 地震

据史料记载，自明代以来，本地区曾发生过 3.5 级以上地震 8 次，但 5.5 级以上仅 1 次。1738 年 4 月至今 200 多年区内再未发生过较大地震。

据 2001 年国家地震局颁布的《中国地震动参数区划图》（GB18306-2001）可知，本区抗震设防烈度为 VI 度，设计基本地震动峰值加速度为 0.05g。

5.1.6 气候、气象

评价区距离横山区气象站较近，横山区气象站地理坐标北纬 37.933°、东经 109.233°，观测场海拔高度 1091.4m。本工程厂址位于气象站西南约 17km 处，该气象站与厂址距离最近，中间无大的山体阻挡，地理特征相差不大，该气象站常规气象观测资料可用于本工程环境影响评价。

储气库所处区域属温带大陆性干旱、半干旱季风气候。天气多变，春季多风沙，夏季较炎热，秋季偶有暴雨，冬季长而严寒。平均气温 8.9℃，降水量 352.2mm，相对湿度 51%，平均风速 2.6m/s，最多风向 S 风。主要气象灾害有干旱、大风、冰雹、暴雨、霜冻等，以干旱威胁最大。横山区气象站基本气象要素统计值见表 5.1-2。风玫瑰见图 5.1.3。

表 5.1-2 横山气象站基本气象要素统计值表

项目	单位	数值	发生日期
平均气压	hPa	891.6	
平均气温	℃	8.9	
最热月平均气温	℃	23.4	7 月
最冷月平均气温	℃	-8.2	1 月
极端最高气温	℃	40.4	2005.6.22
极端最低气温	℃	-29.0	1954.12.28
平均水汽压	hPa	7.0	
平均相对湿度	%	51	
最小相对湿度	%	0	
年平均降水量	mm	352.2	
最大一日降水量	mm	103.9	1960.8.7
年平均蒸发量	mm	2064.9	
平均风速	m/s	2.6	
最大风速	m/s	25.7	1975.8.18

最大积雪深度	cm	16	1987.11.1
最大冻土深度	cm	133	2011.1.6
平均雷暴日数	d	30.9	
最多雷暴日数	d	43	1991
平均沙尘暴日数	d	8.5	
最多沙尘暴日数	19	1982	
平均大风日数	d	39.7	
最多大风日数	d	109	1987
年最多冻融循环次数	times	78	2002
年最大蒸发量	mm	2295.8	1997

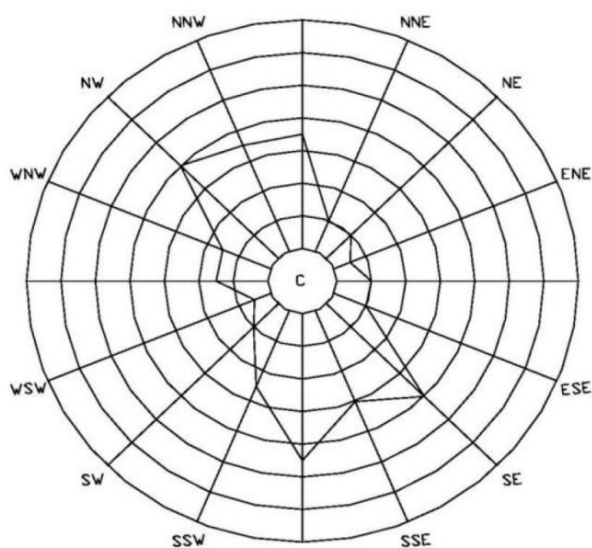


图 5.1.3 横山区气象站风玫瑰图

5.1.7 地表水

横山区共有大小河流 115 条，其中主要河流有无定河、芦河、大理河、小理河和黑木头河，大的支流有黑河则、马湖峪沟、酒房沟、杨小川、大坪沟、柿子沟等 13 条，小的支流有 88 条，全县平均总流量约 25m³/s，年平均径流量 7.5 亿 m³。地表径流特点：一是地区分布不均，二是季节分布不均，三是沟河洪水期、枯水期变幅大，泥沙含量高。评价区属黄土高原半干旱水文地质区，由降水和地下水注入河川形成地表径流。评价区主要河流有拟建厂址以西侧约 2700m 的无定河支流黑河则河。项目区域水系见图 5.1.4。

(1) 无定河

无定河是本区最大的常年河流，发源于定边县长春梁东麓，为黄河的一级支

流，河流全长 442.8km，由芦河、榆溪河、大理河等主要支流汇集而成，其中横山区境内长 95km。无定河在巴图湾至芦河口段，河床切入基岩 20~30m，总落差 131m，芦河至鱼河堡段，谷型开阔，谷底宽 2000m，水流分散，响水堡附近进入峪谷，落差 30m，在榆溪河汇入处形成沙洲，沿河有沙丘，沿河漫滩发育由粉、细砂及亚砂土组成的滩地，滩面宽处 1000~1500m，一般 300~500m，高出河床 0.5~6m。

(2) 黑河则河

黑河则沟发源于杨桥畔镇北部的敖包疙瘩、毛乌素、高墩沙一带，自南向北从井区西部流过，经黑河塘、黄蒿界、哈兔湾，于庙畔处汇入无定河。流域面积 585.2km²，流域长度 47.7km，最大流量 1.948m³/s，最小流量 0.694m³/s，平均流量 1.009m³/s。另外还有大路沟等，河水流量较小，并受大气降水的控制。

(3) 王圪堵水库

王圪堵水库工程位于黄河一级支流无定河干流上游段的榆林市横山区王圪堵村，距横山区城 12km，距榆林市区 60km，它是以供水、拦沙为主，兼顾灌溉、防洪及发电等综合利用的一座大Ⅱ型水库工程，水域功能为Ⅲ类。该工程总库容 3.18×10⁸m³，调节库容 0.80×10⁸m³。工程建成后，年供水量 2.81×10⁸m³，其中可用于榆林市榆横工业园区和鱼米绥工业园区供水 1.5×10⁸m³，为下游灌区 14.6 万亩农田提供灌溉用水 0.38×10⁸m³，河道生态供水量为 0.93×10⁸m³。

5.1.8 地下水

项目所在区域内广泛分布有第四系孔隙潜水及白垩系砂岩孔隙裂隙潜水，两个含水层组有密切的水力联系，组成统一的潜水含水系统。第四系含水层主要是砂黄土和粉细砂岩以及白垩系上统砂岩层，砂岩层上部潜水层以大气降水垂直下渗为主要补给来源，厚度一般为 35~55m，最厚达 70 余 m，潜水位埋深一般为 1.65~15m，渗透系数平均 1.26m/d。白垩系砂岩层埋藏深，固结胶结成岩差，因此孔隙和裂隙发育，成为地下水赋存的主要空间，可接受低洼沟谷河床的侧向补给和上覆第四系潜水局部垂直补给，储水条件好，地下水丰富，水位埋深一般在 110m 左右，单井出水量 500~1000m³/d。

但局部有小的波状起伏，无岩浆岩侵入，构造简单。

1、区域水文地质条件

(1) 地下水类型及含水岩组

本区域处于榆林市的南部，为陕北黄土高原与毛乌素沙地的接壤地带。该区东南部为沟谷发育的黄土梁峁地形，北部及西南部为较平缓的沙漠滩地，中部为低缓的黄土梁岗地形。全区为一个南、北部较高，中部低洼，向东开口的不对称高原盆地地形。区域内主要河流为无定河，其支流有纳林河、海流兔河、芦河及黑河则等。

区域内地下水的形成、分布和水化学特征主要受地貌的制约，此外还受地层岩性、地质构造、古地理环境及水文气象诸因素综合控制。地下水类型分为新生界松散岩类孔隙及裂隙孔隙潜水，中生界碎屑岩类孔隙裂隙潜水与层间承压水两大类。其主要特征和分布情况如图 5.1.4~5.1.6 和表 5.1-3。

表 5.1-3 区域地下水类型及含水岩组水文地质特征

地下水类型	主要特征含水组	分布地区	含水组岩性	水位埋深 (m)	含水层厚度 (m)	单位涌水量 (L/s·m)	富水等级	水化学类型	矿化度 (mg/L)
松散岩类孔隙及裂隙孔隙潜水	第四系全新统河谷冲积层潜水	无定河阶地及漫滩区海流兔河、芦河、硬地梁河及黑河则等阶地及漫滩	砂离石、粉细砂夹亚砂土	3-5	10-20	<1	弱至中等	HCO ₃ -Ca HCO ₃ -Ca·Mg	350-410
			粉细砂夹亚砂土	2-10	5-15	<1	弱至中等	SO ₄ -Na HCO ₃ -Na·Mg	360-1200
	第四系上更新统萨拉乌苏组冲湖积层孔隙潜水	分布于靖边县、海则滩、红墩界及巴图湾水库连线西	粉细砂夹中细砂	6-10	30-60	0.0406-0.3895	弱至中等	HCO ₃ -Ca	160-550
		分布于无定河以北	粉细砂夹淤泥质亚砂土	10-20	20-30	<0.1	弱	HCO ₃ -Na·Mg	260-2294
	第四系中更新统黄土裂隙孔隙潜水	分布于海则滩以西地区	黄土夹砂层	7.25-8.82	33.38-78.52	0.5993-0.7973	中等	HCO ₃ -Ca·Mg HCO ₃ -Mg·Ca	230-240
		分布于红墩界、海则滩以东的黄土梁峁区	黄土	4.45-19.76	25.23-78.52	0.0403-0.0474	弱	HCO ₃ -Mg·Na HCO ₃ -Na	270-370
中生代碎屑岩类裂隙孔隙潜水	下白垩系洛河组砂岩裂隙孔隙潜水	分布于芦河以西至海流兔河及黑河则范围内	细粒砂岩、中粒砂岩	2.62-20.06	145.33-324.10	1.2732-5.0557	强	HCO ₃ -Na·Mg HCO ₃ -Mg·Na	210-280

隙潜水及承压水	侏罗系基岩风化带裂隙潜水	分布于芦河以东地段	砂岩、泥岩夹粉砂岩	1.62-18.01	10-20	44.57-58.58	弱富水	SO ₄ —Na	1500-3000
	承压水含水岩组	全区分布	砂岩	32.34-53.34	7.95-45.05	11.57-58.58	弱富水	SO ₄ —Na	708-8226

(2) 区域地下水的补给、径流与排泄

潜水除主要接受大气降水补给外，还接受部分地表水及沙漠凝结水补给。径流方向受区域地形控制，无定河以南潜水由西南向东北方向运动，无定河以北潜水则由西北向东南方向径流。局部受地貌形态控制，一般由地势较高的河间区往河谷区径流。本区潜水主要以泉或泄流形式排泄，人工开采及蒸发亦是排泄方式之一。

区域承压水除在裸露区通过风化裂隙带间接得到大气降水渗入补给外，主要接受就近潜水补给，并经短途径流后在隔水层作用下形成承压水。由于受向西微倾的单斜构造的影响，径流方向大致由东向西径流。在向西延伸的深部，构成较为封闭的储水空间，故愈向西，承压含水层埋深愈大，承压水愈处于滞流状态。水质变得愈来愈差。

2、评价区水文地质条件

(1) 地下水含（隔）水层水文地质特征

评价区水文地质条件受区域水文地质条件的控制，显示了与区域水文地质特征的统一性。地下水的形成条件、赋存特征、补径排关系、富水程度及水质严格受区内地形地貌、地层岩性、地质构造、新构造运动与水文气象等因素综合控制。根据储气库地下水的赋存条件及水力特征，储气库地下水划分为三种类型（即第四系松散岩类孔隙及孔隙裂隙潜水、中生界碎屑岩类裂隙孔隙潜水和中生代碎屑岩类裂隙承压水）：

1) 第四系松散岩类孔隙及孔隙裂隙潜水

①第四系全新统河谷冲积层孔隙潜水（Q_{4al+pl}）分布于无定河、黑河则河及各较大沟谷底部。由于该区河流切割相对较深，基岩零星裸露，一级阶地及高漫滩多呈基座式，上部有阶地及漫滩堆积物，岩性上部为亚砂土，下部为砂砾石及粉细砂，透水性较好，但含水层的厚度较薄，一般只有 2~15m，且被断续分布的支沟基岩河床分割成零星块段，含水层的连续性和潜水间的水力联系受到破

坏，使排泄作用加强，赋存条件较差，故富水性弱。

②第四系上更新统萨拉乌苏组孔隙潜水（Q31s）

A.阶地区冲湖积层孔隙潜水

分布于无定河南岸。由于在无定河的侵蚀切割下，将沟槽中的上更新统堆积的萨拉乌苏组地层切割形成二级阶地，使得该层地下水易于排泄而不利于汇集储存。含水层岩性为粉细砂夹淤泥质亚砂土和亚粘土，局部地段下部有砂砾石层，厚度变化悬殊，其上多为第四系风积沙覆盖。含水层厚度变化较大，一般厚 5~30m，水位埋深 6.55~35m。

B.涧地区冲湖积层孔隙潜水

分布于黑河则两侧及东部沙峁沟西侧的涧地区。由于侵蚀堆积作用，黑河则和无定河的交汇处及与各支流的交汇处，形成了涧地（平缓宽阔地带），厚度 40~80m。含水层岩性为粉砂、细砂及亚砂土，厚度 30~50m。由于受沟谷切割，涧地区水位埋深一般在 10~30m。

③第四系中更新统黄土裂隙孔隙潜水

评价区内除无定河及黑河则河的漫滩、阶地和较大沟谷出露有零星基岩外，基本全为黄土分布，且较为连续。黄土厚 0~175.91m，平均厚度 82.62m。岩性主要为棕黄色、灰黄色粉土质黄土，结构中~稍密，具孔隙，发育垂直节理，底部局部有浅红色古土壤层。由于本区地形切割较强烈，黄土孔隙裂隙潜水易于排泄而使含水层变薄，地下水位埋深变大，富水性变弱。

2) 中生界碎屑岩类裂隙孔隙潜水

主要为白垩系洛河组砂岩裂隙孔隙潜水，区内均有分布，平均厚度 81.68m。含水层为发育大型交错层理的中细粒长石砂岩，质地疏松，孔隙度大，补给条件优越，地下水的赋存条件好。且上部多为第四系松散层潜水覆盖，易于接受其下渗补给。

3) 中生界碎屑岩类裂隙承压水

全区分布，为侏罗系各组段的含水岩组，其中包括安定组、直罗组及延安组等。由于各组段的地层岩性及储水条件均有一定的差异，故其各组段的富水性亦略有不同。

4) 隔水层

安定组基本全区分布，为一套干旱气候条件下形成的内陆湖泊、河流相沉积，

为浅紫红色、灰绿色中厚层状中细粒长石砂岩与紫、暗紫红色泥岩、粉砂质泥岩及粉砂岩相间成层。除部分砂岩含水透水外，其余岩石均不含水，隔水层段在区内连续分布，故它是本区富水性较强的洛河组砂岩孔隙裂隙水与延安组煤系地层之间好的隔水层段。

（2）地下水的补给、径流与排泄

冲洪积层孔隙潜水，含水层分布于一级阶地及漫滩，地势都较平坦开阔，地下水位埋藏较浅，又多由砂性土组成，故有利于大气降水的渗入补给，雨季或一次大的降雨，地下水位迅即上升，年变幅为 0.50~0.70m。此外，谷岸地带的地下径流，及附近上游河段、冲沟、渠道等地表水流，都为其补给来源。其径流略向河床下游偏斜，河曲地带则与下游河段近于平行。其排泄一般就近于河床内，以泄流的形势补给河水。

冲湖积层孔隙潜水主要为黑河则流域的涧地区。含水层除接受大气降水补给外，还接受周边黄土潜水补给。其径流方向都与当地的地形倾斜方向一致。排泄除垂直蒸发排泄外，均以下降泉或泄流的形式排泄于当地沟谷中。

第四系黄土裂隙孔隙潜水，主要补给来源为大气降水。其补给地下水的水量多少，与其降水量多少和降水延续时间的长短有关，此外还与含水层的埋藏深度、上覆岩层的透水能力关系甚大，而汇水面积的大小、地面起伏情况和坡面的陡缓等地貌条件亦为控制因素。在勘查区东部的梁峁地区，由于黄土出露，地形破碎，地面坡度大，含水层埋藏深。一次小的降水或时间很短的降水，对地下水的补给毫无意义。强度大的降水，还因为易于形成地面径流而迅速汇入沟谷流失，故大气降水对该区地下水补给甚少。径流途径短，水交替循环强烈，水质较好。当黄土之上为大面积风积沙覆盖或涧地区黄土之上为萨拉乌苏组地层时，其下的黄土潜水，补给条件相对较好，除接受大气降水外，还接受上覆萨拉乌苏组潜水下渗补给，其径流方向亦与当地的地形倾斜方向一致，排泄主要是以泄流方式补给河（沟）谷地表水。

洛河砂岩裂隙孔隙潜水，除在基岩裸露区可得到大气降水及地表水的直接补给外，主要为第四系松散层潜水垂渗补给，其径流特点与上覆第四系潜水一致。排泄除部分以泉的形式补给地表河流外，主要以人工开发为主。

侏罗系承压水除远在东侧的基岩裸露区通过风化裂缝带间接得到大气降水补给外，还接受上游地段潜水渗入补给，径流方向基本沿岩层倾向由东向西或北

西方向运移。由于受向西微倾的单斜构造影响，基本形成了较为封闭的储水空间，故水量较小，水质差。

评价区水文地质情况见图 5.1.8，评价区流场图见图 5.1.9。

（3）地下水主要化学特征

第四系松散岩类孔隙潜水的水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 型水，该含水层与大气降水关系密切，矿化度低。第四系松散岩类孔隙裂隙潜水（即中更新统黄土裂隙孔隙潜水），主要接收大气降水和上覆萨拉乌苏组潜水补给，水化学类型为 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型及 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型，矿化度一般较低。

白垩系洛河组砂岩裂隙孔隙潜水，除在基岩裸露区可得到大气降水及地表水的直接补给外，主要为第四系松散岩类潜水垂渗补给，水化学类型以 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型水为主，矿化度一般较低。

3、场地区水文地质概况

（1）场地地层特性

根据区域地质资料分析，拟建场地地基土上部主要由第四纪全新世风积形成的粉砂和粉土(Q4eol)及黄土状粉土、冲洪积形成的粉土和粉砂(Q4~2al+pl)组成，下伏白垩纪砂岩和砂质泥岩(K11)。岩性整体上以黄土状粉土、粉土、粉细砂为主，界限不明显，互呈渐变关系，薄夹层较多。

①层：粉砂(Q4eol)，浅黄、褐黄色，干~稍湿，松散，矿物成分以石英、长石为主，砂质较纯净，表层有大量的植物根须分布，局部为细砂。该层属风积形成，广泛分布于表层，受地形影响，厚度变化大，一般厚度在 0.5~8.0m，平均厚度 3.6m。

②层：粉砂(Q4al+pl)，浅黄、灰黄色，局部为青灰色，稍湿，稍密；矿物成分以石英、长石为主，砂质较纯净。该层属冲洪积形成，分布于山梁间低洼处，局部为细砂，一般单层厚度在 1.1~6.5m。

②1 层：粉土(Q4al+pl)，灰褐色，稍湿，稍密，土质均匀性较差，含砂粒，部分为粉砂，见植物根须及虫孔。该层属冲洪积形成，分布于山梁间低洼处，一般单层厚度在 2.3~4.1m。

③层：黄土状粉土(Q3eol)，浅黄、褐黄色，局部为黄褐色，稍湿，稍密~中密，见针状孔隙及虫孔，粉粒含量高，含砂粒，夹粉砂或粉细砂层（③1 层），垂直节理发育，局部见白色钙质菌丝，偶混钙质结核。该层属风积形成，广泛分

布于山梁，受原始地貌影响，厚度变化较大，一般层厚 4.0~20.5m。

③1 层：粉砂(Q3eol)，浅黄、褐黄色，稍湿，稍密~中密；砂质较纯，含有少量的粉粒。该层分布于黄土状土中，多以夹层分布，连续性差，分布不稳定，厚度变化大。单层厚度在 0.7~6.9m。

④1 层：粉土(Q3eol)，褐黄、黄褐、棕黄色，稍湿~湿，中密；土质比较均匀，针状孔隙不明显，局部粉粒含量较高，与粉砂成过渡关系，局部为粉砂或者粉细砂，该层属风积形成，广泛分布于厂区，厚度变化大，分布不连续，一般厚度在 1.0~19.4m，埋深在 9.6~23.3m。

④2 层：粉细砂(Q3eol)，浅黄、褐黄色，稍湿，中密；矿物成分以石英、长石为主，砂质较纯，分选较好，局部为细砂；该层与④1 层成过渡关系，并与④1 层交互出现，属风积形成，呈薄层或透镜体状分布，一般厚度为 1.5~12.5m，埋深在 8.0~31.6m，层底高程在 1162.60~1209.13m。

⑤1 层：粉土(Q3-2eol+al)，褐黄、黄褐、棕黄色，湿，中密~密实；土质较均匀，孔隙不发，含有物较少，局部砂粒含量较高，并过渡为粉细砂（⑤2 层），夹薄层粉砂和粉质粘土层，见水平层理。该层属风积或冲积形成，广泛分布于场地内，厚度变化较大，一般厚度在 4.4~19.9m，层底埋深 24.0~36.8m。

⑤2 层：粉细砂(Q3-2eol+al)，浅黄、褐黄色，湿，密实；矿物成分以石英、长石为主，分选好，含少量粘性土，局部为细砂层，厚度变化大，分布不连续，该层主要夹于粉土层中，一般厚度在 1.5~5.2m。

⑥1 层：粉土(Q3-2al+pl)，褐黄、黄褐、棕黄色，湿，密实；具水平层理，薄夹层较多，主要为砂和粉质粘土薄层，部分地段以粉砂为主，局部为粉质粘土。

⑥2 层：粉砂(Q3-2al+pl)，褐黄、黄褐、棕黄色，湿，密实，具水平层理，矿物成分以石英、长石为主，分选较好，部分为粉砂或细砂，夹薄层粉土，该层以夹层和透镜体形式分布于⑥1 层中，厚度变化大，一般厚度在 1.1~2.7m。

⑦层：砂岩（K11），紫红、砖红、棕红色，以细粒长石砂岩为主，薄~中厚层状构造，细粒结构，主要矿物成分为长石、石英，泥质及钙质胶结，岩芯暴露或遇水易碎、易风化。强风化层厚度约 4.0m，呈砂或碎块状，裂隙发育，岩体完整性差；中等风化层岩芯较为完整，呈短柱到长柱状，钻探揭露最大厚度 6.2m。场地地层剖面见图 5.1.10。

(2) 场区水文地质条件

拟建场地区属覆沙黄土丘陵区，含水层主要为第四系中更新统黄土裂隙孔隙潜水和白垩系洛河组碎屑岩类孔隙裂隙潜水，二者之间没有隔水层，上下含水层之间水力联系密切。场区包气带厚度大，根据周边民用水井水位埋深，预计场地区地下水水位埋深在 30m~78m，包气带厚度巨大，项目区单位涌水量大于 1.0L/s.m，属于强富水性。场址区地下水主要补给来源为侧向径流及大气降水的入渗补给；地下水自南东黄土梁高处向北西地势低洼处径流；区内地下水的排泄以侧向径流为主，也有个别井孔的人工开采。

4、地下水开发利用现状

本项目所在区域地下水主要为民用，根据现场调查，项目所在地主要饮用第四系黄土潜水及白垩系洛河组水源，井深 80~180m 左右，基本上为 2 个村民小组 1 口机井由管道入户，评价范围内主要为黑河村、哈兔湾村机井。

5、包气带防污性能

本项目所在区域包气带岩性为风积沙+黄土型。区内包气带厚度为 0~49.5m，岩性以风积粉砂、粉土为主，风积砂饱和渗透系数为 378.4cm/d，即 0.00438cm/s。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 对于天然包气带防污性能的规定可知，本项目所在区域天然包气带防污性能为“弱”，下伏地下水含水层易受到污染。包气带岩性与结构分区见图 5.1.11。

5.1.9 土壤

横山区主要是黄土母质的黄土，占土壤总面积的 86.73%。此外，还有风沙土、红土、黑垆土、淤土、潮土。土壤的总特点是：贫瘠，含有机质；结构松散，保温、保水性能差；土地坡度大，水土易流失。各类土壤的大致分布式：由北向南为绵沙土—风沙土—绵沙土—黄土；由西向东为绵沙土—黄绵土—硬黄土或硬红土。项目所在区域以风沙土为主。土壤类型分布情况见图 5.1.12。

5.1.10 动植物

1、植物

横山区由于气候干旱波动，植被呈退化趋势。全县乔灌树种 27 科、37 属、54 种，多属人工栽培，优势种主要有锦鸡儿、沙柳、旱柳、杨树等，经济林有枣树、苹果树、桃树、葡萄等；牧草种类有 45 科、214 种，主要有紫花苜蓿、

沙打旺、草木栖等。野生优良牧草主要有：白草、冰草、寸草、芦苇、沙蓬、狗尾草、沙蒿等。

根据现场调查，项目评价区主要的植物为油松、侧柏、杨树、刺槐等乔木，锦鸡儿、沙棘等灌丛，铁杆蒿、针茅杂类、长芒草、百里香杂类草丛等。

2、动物

横山区动物种类繁多，家畜以牛、羊、驴、骡、马、猪、兔、猫、狗为主；家禽主要以鸡、鸭、鹅、家鸽；境内陆生野生动物达百种之多，其中兽类 30 余种，鸟类 70 余种。

近年来，随着天然林保护、退耕还林等林业生态工程的实施，野生动物数量有所增加，尤其以野兔和野鸡数量增加最明显。

据调查，评价区内未发现国家、省级重点保护野生动物。

5.1.11 环境敏感区

本项目涉及的环境敏感区主要为王圪堵水库饮用水源保护区及陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区。

1、王圪堵饮用水源保护区

(1) 王圪堵水库概况

王圪堵水库工程位于黄河一级支流无定河干流上游段的榆林市横山区王圪堵村，距横山区城 12km，距榆林市区 60km，它是以供水、拦沙为主，兼顾灌溉、防洪及发电等综合利用的一座大Ⅱ型水库工程，水域功能为Ⅲ类。该工程总库容 $3.18 \times 10^8 \text{m}^3$ ，调节库容 $0.80 \times 10^8 \text{m}^3$ 。工程建成后，年供水量 $2.81 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中可用于榆林市榆横工业园区和鱼米绥工业园区供水 $1.5 \times 10^8 \text{m}^3$ ，为下游灌区 14.6 万亩农田提供灌溉用水 $0.38 \times 10^8 \text{m}^3$ ，河道生态供水量为 $0.93 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(2) 保护区划分

王圪堵水库饮用水水源保护区划定已经陕西省人民政府同意并取得批复，榆林市王圪堵水库饮用水水源保护区范围如下，具体保护区范围见图 5.1.13。

①一级保护区范围

水域：尾水池取水口水域面积为整个尾水池水域面积；横山城区供水工程取水口水域面积为渗水廊道西边界至溢流坝范围内的整个水域范围；库区水域面积为水库正常蓄水位对应的高程线（1046m）以下的全部水域。面积为 15.338km^2 。

陆域：尾水池取水口陆域面积为电站厂内的陆域面积；横山城区供水工程取

水口陆域面积为电站生态放水池和渗水廊道北侧以地方防洪道路为界，西侧以巴小公路邻水侧为界，南侧以廊道外延 100m 陆域为界，东侧以溢流坝外延 100m 陆域为界；一级保护区库区陆域面积右岸以正常蓄水位外延 200m 为边界，局部以向水坡坡顶为边界，酒房沟淹没区以榆靖高速公路及横纳公路邻水侧为界；左岸以正常蓄水位外延 200m 为边界；东侧以水库坝堤为界。面积 9.160km²。

一级保护区总面积 24.498km²。

②二级保护区范围

水域：坝下取水口水域以渗水廊道一级保护区水域东边界向下游外延 200m 的水域范围；水库西侧无定河入库口一级保护区上溯约 3600m 至横纳公路跨无定河桥西侧 200m（蒙陕界）的无定河干流水域，水库北侧海流兔河入库口一级保护区上溯 2000m 的海流兔河水域范围。面积 0.169km²。

陆域：坝下取水口陆域东边界以二级保护区水域为界，北侧以已建的“三县”供水工程净水厂为界，西边界以王圪堵水库坝堤为界，南边界以王圪堵水库排洪渠为界的陆域范围；库区右岸以一级保护区外径距离为 2000m 的汇水区域范围，局部以已建榆靖高速公路向水侧及横山区王圪堵水库移民安置区灌溉渠道为界，左岸以一级保护区外径距离为 2000m 的汇水区域范围，局部以已建巴小公路向水侧为界。面积 74.490km²。

二级保护区总面积 74.659km²。

③准保护区范围

水域：坝下取水口水域以渗水廊道二级保护区水域东边界向下游外延 200m 的水域范围；库区水域以二级保护区黑河则和海流兔河上溯 2000m 范围内的水域范围。面积 0.153km²。

陆域：坝下取水口陆域东边界以二级保护区水域为界，北侧以沙梁坡底为界，西边界以王圪堵水库坝堤为界，南边界以已建榆靖高速公路为界的陆域范围；库区陆域以二级保护区陆域外 2000m 不超过省界的汇水区域范围。面积 89.093km²。

准保护区总面积 89.246km²。

（3）与本工程位置关系

本项目 LLW 储气库集注站远离王圪堵水库饮用水源保护区，仅有 LK2 井场及配套的部分注、采气管线以及 LKJ1-东侧向监测井位于王圪堵水库饮用水源保护区准保护区内，距离二级保护区约 520m，其他井场及管线均不涉及王圪堵水

库饮用水源保护区准保护区。

本工程位置与水源保护区位置关系见图 5.1.14。

2、陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区

(1) 沙化土地封禁保护区概况

横山区位于陕西省北部，东邻米脂县，西接靖边县，南抵延安市子长县，北靠榆林市榆阳区，西北与内蒙古乌审旗接壤，东南同子洲县毗邻。地理坐标介于东经 $108^{\circ} 56' 45'' \sim 110^{\circ} 02' 11''$ ，北纬 $37^{\circ} 22' 47'' \sim 38^{\circ} 47' 34''$ 之间。全县地域南北长约 100 公里，东西宽约 96 公里，土地总面积 428766.6 公顷，有沙化土地 120459.4 公顷，占总土地面积的 28.1%，是我省沙化土地分布重点县之一。

横山区沙化土地封禁保护区位于城区西部，西接榆林市靖边县，北靠榆阳区，西北与内蒙古乌审旗接壤。地理坐标介于东经 $109^{\circ} 03'03'' \sim 109^{\circ} 10'00''$ ，北纬 $37^{\circ} 40' 03'' \sim 38^{\circ} 05' 47''$ 之间。封禁保护区总面积 13052 公顷，分为臭柏圪崂、恍惚沙和塔湾三个封禁保护区，本项目涉及占用恍惚沙封禁区。恍惚沙封禁区面积 4474 公顷，东至郭家沟、西至庙畔、南至雷家梁、北至窑子湾，地理坐标介于东经 $109^{\circ} 04'05'' \sim 109^{\circ} 09'03''$ ，北纬 $37^{\circ} 56' 04'' \sim 38^{\circ} 01' 37''$ 之间，由国有 LLW 林场实施。按地类划分全部为其他林地，生长有沙柳、柠条、沙蒿等灌木树种，实施封禁措施前人工栽植部分樟子松，植被盖度 30~35%。沙化土地类型主要为固定沙地，封禁类型为非永久型封禁保护区，封禁方式为全封，始封年度 2014 年。

(2) 工程建设占用沙化土地封禁保护区情况

由于陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区位于 LLW 镇，受气藏地质条件和已有气井分布的限制，建设单位组织通过对库区多次踏勘，并经专家多次论证、调整和优化，项目建库工程选址仍无法避让。

LLW 储气库主体工程主要由井场、集注站、集输管线构成，主要包括集注站 1 座，注采气井丛 5 座，监测井场 3 座；新建集注站~河口 1#阀室双向输气管线 4.9km，新建集注站~北 3 集气站双向输气管线 2.04km，注采气管线 30.8km。根据与沙化土地封禁保护区范围比对，LLW 储气库位于陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区的工程内容主要为 LLW 集注站、LK2、LK3、LK4、LK5 采气井场及配套的注、采气管线、道路，LKJ1、LKJ2 侧向监测井，以及双

向输气管线、LK1 注、采气管线部分管线。沙化封禁保护区内涉及永久占地 15.15hm²，临时占地 10.56hm²。

建设单位已取得《国家林业和草原局办公室关于陕西长庆 LLW 储气库占用国家沙化土地封禁保护区有关意见的函》（办函沙字〔2024〕200 号）。

建设单位于 2021 年 5 月委托陕西正和生态科技有限公司编制了《陕 17 储气库工程对毛乌素沙区生态影响评价报告》；2023 年委托西安绿环林业技术服务有限责任公司编制了《LLW 储气库工程占用陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区方案》，该方案简述了沙化土地封禁保护区的概况，明确了项目建设占用土地封禁保护区的情况，分析了工程建设对沙化封禁保护区的影响，并提出了防沙治沙方案及年度实施计划等。

5.2 环境质量现状调查与评价

5.2.1 环境空气现状监测与评价

1、项目所在区域达标判定

本项目位于榆林市横山区，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，项目所在区域环境空气质量达标判定，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。本次评价环境空气质量现状数据陕西省生态环境厅办公室 2024 年 1 月 19 日发布的环保快报《2023 年 12 月及 1~12 月全省环境空气质量状况》中附表 5 横山区空气质量数据，具体统计数据见表 5.2.1-1。

表 5.2.1-1 2023 年横山区空气质量状况统计表

污染物	年评价指标	现状浓度 μg/m ³	标准值 μg/m ³	占标率/%	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	20	60	33.3	达标
NO ₂	年平均质量浓度	27	40	67.5	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	55	70	78.6	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	27	35	77.1	达标
CO	第 95 百分位日平均质量浓度	1300	4000	32.5	达标
O ₃	第 90 百分位 8h 平均质量浓度	150	160	93.8	达标

由表 5.2.1-1 可知，横山区 2023 年六项基本污染物因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求。经判定，评价区为环境空气质量达标区域。

2、特征污染物环境质量现状评价

(1) 监测点布置

本次在 LLW 储气库集注站站址设置了 1 处环境现状监测点，委托甘肃新康环保产业监测服务有限公司于 2024 年 9 月 2 日~9 月 8 日日进行了环境空气质量现状检测。监测点位见表 5.2.1-2。监测点位见图 5.2.1。

表 5.2.1-2 环境空气特征污染物现状监测点位布置

序号	时间	监测点名称	坐标		监测因子及频次
			经度	纬度	
1	2024.9.2~ 2024.9.8	LLW 储气库集 注站站址			连续监测 7 天，非甲烷总 烃、总烃、硫化氢、甲醇每 天监测 4 次；TSP 监测全天

(2) 监测项目及分析方法

本次监测项目为非甲烷总烃、总烃、硫化氢、甲醇、TSP。

各点采样及监测分析方法均按《环境监测技术规范》进行，见表 5.2.1-3。

表 5.2.1-3 空气质量监测分析及评价标准

检测项目	分析方法	最低检出限 (mg/m ³)
非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接 进样-气相色谱法》(HJ604-2017)	0.07
总烃		0.06
硫化氢	《空气和废气监测分析方法》(第四版)亚甲蓝分 光光度法	0.001
TSP	《环境空气 总悬浮颗粒物的测定 重量法》HJ 1263-2022	0.007
甲醇	《空气和废气监测分析方法》第六篇 第一章 第六 条气相色谱法(B)	0.1

(3) 监测结果与评价

监测结果见表 5.2.1-4。

表 5.2.1-4 环境空气监测结果统计表 单位: mg/m³

检测点位		LLW 储气库站址						评价
现场检 测日期	检测项目	第一次	第二次	第三次	第四次	限值	最大占 标率%	
2024 年 09 月 02 日	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.74	0.75	0.71	0.72	2.0mg/m ³	37.5	达标
	总烃(mg/m ³)	2.37	2.34	2.29	2.29	/	/	/
	*甲醇(ug/m ³)	未检出	未检出	未检出	未检出	3000ug/m ³	/	达标
	硫化氢(ug/m ³)	5	4	6	7	10ug/m ³	70	达标
	总悬浮颗粒物(日 均值)(ug/m ³)	153				300ug/m ³	51	达标
2024 年	非甲烷总烃	0.61	1.01	0.59	0.64	2.0mg/m ³	50.5	达标

09 月 03 日	(mg/m ³)							
	总烃(mg/m ³)	2.13	2.64	2.08	2.13	/	/	/
	*甲醇(ug/m ³)	未检出	未检出	未检出	未检出	3000ug/m ³	/	达标
	硫化氢(ug/m ³)	4	6	7	5	10ug/m ³	70	达标
	总悬浮颗粒物(日均值)(ug/m ³)	155				300ug/m ³	51.7	达标
2024 年 09 月 04 日	非甲烷总烃(mg/m ³)	0.67	0.75	0.75	0.75	2.0mg/m ³	37.5	达标
	总烃(mg/m ³)	2.18	2.27	2.28	2.28	/	/	/
	*甲醇(ug/m ³)	未检出	未检出	未检出	未检出	3000ug/m ³	/	达标
	硫化氢(ug/m ³)	4	6	7	8	10ug/m ³	80	达标
	总悬浮颗粒物(日均值)(ug/m ³)	146				300ug/m ³	48.7	达标
2024 年 09 月 05 日	非甲烷总烃(mg/m ³)	0.78	0.61	0.80	0.81	2.0mg/m ³	40.5	达标
	总烃(mg/m ³)	2.33	2.09	2.35	2.37	/	/	/
	*甲醇(ug/m ³)	未检出	未检出	未检出	未检出	3000ug/m ³	/	达标
	硫化氢(ug/m ³)	7	6	5	5	10ug/m ³	70	达标
	总悬浮颗粒物(日均值)(ug/m ³)	143				300ug/m ³	47.7	达标
2024 年 09 月 06 日	非甲烷总烃(mg/m ³)	0.77	0.76	0.78	0.78	2.0mg/m ³	39	达标
	总烃(mg/m ³)	2.31	2.31	2.33	2.33	/	/	/
	*甲醇(ug/m ³)	未检出	未检出	未检出	未检出	3000ug/m ³	/	达标
	硫化氢(ug/m ³)	4	6	7	6	10ug/m ³	70	达标
	总悬浮颗粒物(日均值)(ug/m ³)	157				300ug/m ³	52.3	达标
2024 年 09 月 07 日	非甲烷总烃(mg/m ³)	0.79	0.78	0.80	0.83	2.0mg/m ³		达标
	总烃(mg/m ³)	2.34	2.32	2.37	2.40	/	/	/
	*甲醇(ug/m ³)	未检出	未检出	未检出	未检出	3000ug/m ³	/	达标
	硫化氢(ug/m ³)	6	5	4	7	10ug/m ³	70	达标
	总悬浮颗粒物(日均值)(ug/m ³)	143				300ug/m ³	47.7	达标
2024 年 09 月 08 日	非甲烷总烃(mg/m ³)	0.82	0.75	0.81	0.82	2.0mg/m ³	41	达标
	总烃(mg/m ³)	2.39	2.29	2.35	2.39	/	/	/
	*甲醇(ug/m ³)	未检出	未检出	未检出	未检出	3000ug/m ³	/	达标
	硫化氢(ug/m ³)	4	6	5	4	10ug/m ³	60	达标
	总悬浮颗粒物(日均值)(ug/m ³)	156				300ug/m ³	52	达标

根据监测结果,评价区非甲烷总烃 1 小时浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的一次值 2.0mg/m³ 浓度限值;硫化氢、甲醇 1 小时平均值均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D 限值;TSP 日平均值满足《环境空气质

量标准》（GB3095-2012）二级标准。

5.2.2 地下水环境现状监测与评价

（1）监测点布置

按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）要求，地下水环境现状监测点应主要布设在建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源、以及对于确定边界条件有控制意义的地点。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2-4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。

为调查评价区地下水环境现状，本次地下水环境现状监测工作，根据评价等级、水文地质条件、建设项目布局等因素，共布设地下水监测点位 10 个，其中水质监测点位 5 个、水位监测点位 10 个。具体监测点位详见表具体监测点位见表 5.2.2-1，监测层位包括潜水含水层和承压含水层。

表 5.2.2-1 地下水监测点位布设

编号	监测点位	坐标	监测类型	监测频次
1	皮缠界居民水井		水位+水质	监测 1 天，采样一次
2	集注站内水源井			
3	库区北侧庙畔居民水井			
4	皮缠界居民水井			
5	库区南侧白家湾居民水井			
6	梁家畔居民水井		水位	
7	白家湾居民水井			
8	哈兔湾村居民水井			
9	马家窑子居民水井			
10	庙畔居民水井			

（2）监测因子及分析方法

①阴阳离子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 。

②基本因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、挥发酚、氟化物、氰化物、耗氧量、溶解性总固体、铁、锰、铅、砷、汞、镉、铬（六价）、钡、硫化物。

③特征因子：石油类、甲醇。

④水位。

各项监测因子、分析方法依据及限值等详见表 5.2.2-2。

表 5.2.2-2 地下水水质监测因子及分析方法

检测项目	检测方法名称及标准号	仪器型号、名称及编号	检出限	单位
碳酸根	酸碱指示剂滴定法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）国家环境保护总局 2002 年	酸式滴定管 天玻 TB9-A(50mL) SN-2018-090	/	mg/L
碳酸氢根			/	mg/L
pH	水质 PH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	酸度计 PHBJ-260 型(0.01 级) SW-2018-019	/	无量纲
总硬度	水质 钙和镁总量的测定 ETA 滴定法 GB 7477-1987	酸式滴定管 天玻 TB9-A(25mL) SN-2018-083	5	mg/L
溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 GB/T 5750.4-2023	FA/LA 系列电子天平(万分之一) FA2204B SN-2018-004	/	mg/L
硫酸盐	水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法(试行) HJ/T 342-2007	可见分光光度计 N2S SN-2018-001	8	mg/L
氯化物	水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法 GB 11896-1989	酸式滴定管 天玻 TB9-A(25mL) SN-2018-081	10	mg/L
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11911-1989	原子吸收分光光度计 WYS2200 SN-2018-018	0.03	mg/L
锰			0.01	mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009（萃取分光光度法）	可见分光光度计 N2S SN-2018-001	3.0×10 ⁻⁴	mg/L
耗氧量	水质 高锰酸盐指数的测定 GB11892-89	酸式滴定管 天玻 TB9-A(50mL) SN-2018-076	0.5	mg/L
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	可见分光光度计 N2S SN-2018-001	0.025	mg/L
硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 HJ 1226-2021		0.003	mg/L
钠	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB11904-1989	原子吸收分光光度计 WYS2200 SN-2018-018	0.01	mg/L
亚硝酸盐	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB 7493-1987	可见分光光度计 N2S SN-2018-001	0.003	mg/L
硝酸盐氮	水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法 HJ/T 346-2007	紫外可见分光光度计 T2600 SN-2018-038	0.08	mg/L
氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法 HJ 484-2009（异烟酸-吡啶啉酮分光光度法）	可见分光光度计 N2S SN-2018-001	0.004	mg/L
氟化物	水质 氟化物的测定 离子选择电极法 GB 7484-1987	离子计 PXSJ-216F SN-2018-007	0.05	mg/L
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220 SN-2018-024	0.04	ug/L
砷			0.3	ug/L
镉	水质 铜锌铅镉的测定 原子吸收分光光度法 螯合萃取法 GB/T 7475-1987	原子吸收分光光度计 WYS2200 SN-2018-018	0.001	mg/L
铬(六价)	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB 7467-1987	可见分光光度计 N2S SN-2018-001	0.004	mg/L
铅	水质 铜锌铅镉的测定 原子吸收分光光度法 螯合萃取法 GB/T7475-1987	原子吸收分光光度计 WYS2200 SN-2018-018	0.01	mg/L
钡	水质 钡的测定 石墨炉原子吸收分光		2.5	ug/L

	光度法 HJ 602—2011				
水温	水质	水温的测定 温度计或颠倒温度计测定法 GB 13195-1991	水银温度计 -50-50℃ 自编号 215	/	℃
钾	水质	钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11904-1989	原子吸收分光光度计 WYS2200 SN-2018-018	0.05	mg/L
钙	水质	钙和镁的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB/T 11905-1989		0.02	mg/L
镁				0.002	mg/L
石油类	水质	石油类的测定 紫外分光光度法（试行）HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 T2600 SN-2018-038	0.01	mg/L
*甲醇	水质	甲醇和丙酮的测定 顶空/气相色谱法 HJ 895-2017	9790Plus 气相色谱仪	0.2	mg/L

（3）采样时间及频率

本次委托甘肃新康环保产业监测服务有限公司于 2024 年 9 月 8 日进行了水质、水位监测。

（4）监测结果

①水位

本次地下水水位监测结果见表 5.2.2-3。

表 5.2.2-3 地下水位监测结果

检测点位	井口坐标	水位埋深（m）	井深（m）	水位标高（m）	地面标高（m）	水井用途
1# 皮缠界居民水井		25.46	40	1115.81	1140.15	饮用水
2# 集注站内水源井		40.12	100	1097.39	1136.23	检测井
3# 库区北侧庙畔居民水井		50.08	120	1075.99	1125.17	饮用水
4# 皮缠界居民水井		30.27	50	1111.91	1141.59	饮用水
5# 库区南侧白家湾居民水井		40.39	200	1091.71	1131.28	饮用水
6# 梁家畔居民水井		10.15	23	1095.83	1105.41	饮用水
7# 白家湾居民水井		40.27	200	1078.75	1118.16	饮用水
8# 哈兔湾村居民水井		25.39	50	1098.97	1124.35	浇地
9# 马家窑子居民水井		30.08	130	1098.28	1127.96	饮用水
10# 庙畔居民水井		40.15	130	1079.86	1119.45	饮用水

②水质

本次实测监测点位地下水水质监测结果见表 5.2.2-4。

表 5.2.2-4 本次实测监测点位地下水水质监测结果 单位:mg/L

检测点位	1#皮缠界居民水井			2#集注站内水源井			3#庙畔居民水井			4#皮缠界居民水井			5#白家湾居民水井		
现场检测日期	2024-09-08			2024-09-08			2024-09-08			2024-09-08			2024-09-08		
样品编号	XKHC2408064-XS-6-1-1			XKHC2408064-XS-7-1-1			XKHC2408064-XS-8-1-1			XKHC2408064-XS-9-1-1			XKHC2408064-XS-10-1-1		
检测项目	检测值	限值	达标情况	检测值	限值	达标情况	检测值	限值	达标情况	检测值	限值	达标情况	检测值	限值	达标情况
pH(无量纲)	7.0	6.5≤pH≤8.5	达标	7.2	6.5≤pH≤8.5	达标	7.4	6.5≤pH≤8.5	达标	7.2	6.5≤pH≤8.5	达标	7.0	6.5≤pH≤8.5	达标
总硬度(mg/L)	141	≤450	达标	131	≤450	达标	156	≤450	达标	146	≤450	达标	168	≤450	达标
溶解性总固体(mg/L)	332	≤1000	达标	320	≤1000	达标	336	≤1000	达标	322	≤1000	达标	347	≤1000	达标
铁(mg/L)	0.03L	≤0.3	达标	0.03L	≤0.3	达标	0.03L	≤0.3	达标	0.03L	≤0.3	达标	0.03L	≤0.3	达标
锰(mg/L)	0.01L	≤0.10	达标	0.01L	≤0.10	达标	0.01L	≤0.10	达标	0.01L	≤0.10	达标	0.01L	≤0.10	达标
挥发酚(mg/L)	3.0×10-4L	≤0.002	达标	3.0×10-4L	≤0.002	达标	3.0×10-4L	≤0.002	达标	3.0×10-4L	≤0.002	达标	3.0×10-4L	≤0.002	达标
耗氧量(mg/L)	0.9	≤3.0	达标	0.9	≤3.0	达标	0.8	≤3.0	达标	1.0	≤3.0	达标	0.8	≤3.0	达标
氨氮(mg/L)	0.084	≤0.50	达标	0.092	≤0.50	达标	0.111	≤0.50	达标	0.141	≤0.50	达标	0.122	≤0.50	达标
硫化物(mg/L)	0.003L	≤0.02	达标	0.004	≤0.02	达标	0.003L	≤0.02	达标	0.003L	≤0.02	达标	0.003	≤0.02	达标
钠(mg/L)	78.7	≤200	达标	68.2	≤200	达标	73.5	≤200	达标	79.0	≤200	达标	69.1	≤200	达标
亚硝酸盐(mg/L)	0.003L	≤1.00	达标	0.003L	≤1.00	达标	0.004	≤1.00	达标	0.003	≤1.00	达标	0.004	≤1.00	达标
硝酸盐氮(mg/L)	0.47	≤20.0	达标	0.50	≤20.0	达标	0.45	≤20.0	达标	0.38	≤20.0	达标	0.31	≤20.0	达标

氰化物(mg/L)	0.004L	≤0.05	达标	0.004L	≤0.05	达标	0.004L	≤0.05	达标	0.004L	≤0.05	达标	0.004L	≤0.05	达标
氟化物(mg/L)	0.42	≤1.0	达标	0.45	≤1.0	达标	0.52	≤1.0	达标	0.55	≤1.0	达标	0.47	≤1.0	达标
汞(mg/L)	0.00004L	≤0.001	达标	0.00004L	≤0.001	达标	0.00004L	≤0.001	达标	0.00004L	≤0.001	达标	0.00004L	≤0.001	达标
砷(mg/L)	0.0003L	≤0.01	达标	0.0003L	≤0.01	达标	0.0003L	≤0.01	达标	0.0003L	≤0.01	达标	0.0003L	≤0.01	达标
镉(mg/L)	0.001L	≤0.005	达标	0.001L	≤0.005	达标	0.001L	≤0.005	达标	0.001L	≤0.005	达标	0.001L	≤0.005	达标
铬(六价)(mg/L)	0.005	≤0.05	达标	0.010	≤0.05	达标	0.012	≤0.05	达标	0.016	≤0.05	达标	0.008	≤0.05	达标
铅(mg/L)	0.01L	≤0.01	达标	0.01L	≤0.01	达标	0.01L	≤0.01	达标	0.01L	≤0.01	达标	0.01L	≤0.01	达标
硫酸盐(mg/L)	18	≤250	达标	25	≤250	达标	22	≤250	达标	33	≤250	达标	30	≤250	达标
氯化物(mg/L)	30	≤250	达标	39	≤250	达标	36	≤250	达标	32	≤250	达标	35	≤250	达标
石油类(mg/L)	0.01L	≤0.05	达标	0.01L	≤0.05	达标	0.01L	≤0.05	达标	0.01L	≤0.05	达标	0.01L	≤0.05	达标
钡(mg/L)	0.0025L	≤0.70	达标	0.0025L	≤0.70	达标	0.0025L	≤0.70	达标	0.0025L	≤0.70	达标	0.0025L	≤0.70	达标
钾(mg/L)	2.43	/	/	1.00	/	/	1.33	/	/	1.24	/	/	2.52	/	/
钙(mg/L)	29.4	/	/	31.9	/	/	45.0	/	/	31.9	/	/	45.1	/	/
镁(mg/L)	13.5	/	/	12.4	/	/	9.72	/	/	14.9	/	/	9.43	/	/
碳酸根(mg/L)	未检出	/	/	未检出	/	/	未检出	/	/	未检出	/	/	未检出	/	/
碳酸氢根(mg/L)	288	/	/	268	/	/	274	/	/	254	/	/	270	/	/
*甲醇(mg/L)							/	/	/	/	/	/			
水温(°C)	15.8	/	/	16.3	/	/	15.3	/	/	17.2	/	/	16.5	/	/

表 5.2.2-5 本次实测监测点位地下水阴阳离子平衡校核

监测点位 阴阳离子	1#	2#	3#	4#	5#
K ⁺	2.43	1.00	1.33	1.24	2.52
Na ⁺	78.7	68.2	73.5	79.0	69.1
Ca ²⁺	29.4	31.9	45.0	31.9	45.1
Mg ²⁺	13.5	12.4	9.72	14.9	9.43
CO ₃ ²⁻	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
HCO ₃ ⁻	288	268	274	254	270
Cl ⁻	18	25	22	33	30
SO ₄ ²⁻	30	39	36	32	35
∑mc	6.08	5.62	6.29	6.30	6.11
∑ma	5.85	5.91	5.86	5.76	6.00
E/%	1.89	-2.52	3.52	4.50	0.90

由上表监测结果可知，本次实测的 5 个地下水监测点位各监测因子均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准限值，石油类均未检出。

5.2.3 地表水环境现状监测

本次评价委托甘肃新康环保产业监测服务有限公司于 2024 年 9 月 6 日至 9 月 8 日对项目区域内的穿越河流（黑河则）上下游断面进行了监测。

（1）监测断面与监测因子

本次评价共布设 2 个地表水监测断面，地表水监测布点、频次和监测因子见表 5.2.3-1。

表 5.2.3-1 地表水监测布点、频次和监测因子

编号	断面位置	坐标	河流	监测因子	监测频次
1#	管线穿越黑河则处上游 500m		黑河则	pH 值、五日生化需氧量（BOD ₅ ）、六价铬、化学需氧量、总磷(以 P 计)、悬浮物、挥发酚、氨氮、水温、汞、石油类、砷、硫化物、铅、总铬、六价铬、镉、镍、阴离子表面活性剂	连续监测 3 天，每天采样一次
2#	管线穿越黑河则处下游 1500m				

（2）采样及分析方法

地表水分析方法见表 5.2.3-2。

表 5.2.3-2 地表水分析方法

检测项目	检测方法名称及标准号	仪器型号、名称及编号	检出限	单位
水温	水质 水温的测定 温度计或颠倒温度计测定法 GB 13195-1991	水银温度计 -50-50℃ 自编号 215	/	℃

pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	酸度计 PHBJ-260 型 (0.01 级) SW-2018-019	/	无量纲
铬	水质 铬的测定 火焰原子吸收 分光光度法 HJ 757-2015	原子吸收分光光度计 WYS2200 SN-2018-018	0.03	mg/L
化学需氧量	水质 化学需氧量的测定 重铬 酸盐法 HJ 828-2017	酸式滴定管 天玻 TB9-A(25mL) SN-2018-074	4	mg/L
五日生化需氧量 (BOD ₅)	水质 五日生化需氧量(BOD ₅) 的测定 稀释与接种法 HJ 505-2009	生化培养箱 LRH-150 SN-2018-013	0.5	mg/L
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分 光光度法 HJ 535-2009	可见分光光度计 N2S SN-2018-001	0.025	mg/L
总磷(以 P 计)	水质 总磷的测定 钼酸铵分光 光度 GB 11893-1989		0.01	mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测 定 原子荧光法 HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220 SN-2018-024	0.3	ug/L
汞			0.04	ug/L
镉	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原 子吸收分光光度法 GB 7475-87	原子吸收分光光度计 WYS2200 SN-2018-018	0.001	mg/L
六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰 二肼分光光度法 GB 7467-1987	可见分光光度计 N2S SN-2018-001	0.004	mg/L
铅	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原 子吸收分光光度法 GB 7475-87	原子吸收分光光度计 WYS2200 SN-2018-018	0.01	mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安 替比林分光光度法 HJ 503-2009	可见分光光度计 N2S SN-2018-001	3.0×10 ⁻⁴	mg/L
石油类	水质石油类的测定紫外分光光 度法 (试行) HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 T2600 SN-2018-038	0.01	mg/L
阴离子表面活性 剂	水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法 GB 7494-1987	可见分光光度计 N2S SN-2018-001	0.05	mg/L
硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝 分光光度法 HJ 1226-2021		0.01	mg/L
镍	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分: 金属和类金属指标 GB/T 5750.6-2023 (18.1) 无火焰原子 吸收分光光度法	原子吸收分光光度计 WYS2200 SN-2018-018	0.005	mg/L
悬浮物	水质 悬浮物的测定 重量法 GB/T 11901-1989	FA/LA 系列电子天平(万 分之一) FA2204B SN-2018-004	/	mg/L

(3) 地表水监测结果及评价

地表水监测结果及评价见表 5.2.3-3。

表 5.2.3-3 地表水监测结果及评价

检测点位	1#管线穿越黑河则处上游 500m		
现场检测日期	2024-09-06	2024-09-07	2024-09-08
样品编号	XKHC2408064-BS-15-	XKHC2408064-BS-15-2-	XKHC2408064-BS-15-3-

	1-1			1			1		
检测项目	检测值	限值	达标情况	检测值	限值	达标情况	检测值	限值	达标情况
水温(℃)	19.3	/	/	16.5	/	/	19.6	/	/
铬(mg/L)	0.03L	/	/	0.03L	/	/	0.03L	/	/
悬浮物(mg/L)	6	/	/	5	/	/	6	/	/
pH 值(无量纲)	7.2	6.0-9.0	达标	7.0	6.0-9.0	达标	7.4	6.0-9.0	达标
五日生化需氧量(BOD ₅)(mg/L)	2.6	≤4	达标	1.8	≤4	达标	2.3	≤4	达标
氨氮(mg/L)	0.632	≤1.0	达标	0.584	≤1.0	达标	0.613	≤1.0	达标
总磷(以 P 计)(mg/L)	0.04	≤0.2	达标	0.06	≤0.2	达标	0.05	≤0.2	达标
砷(mg/L)	0.0003L	≤0.05	达标	0.3L	≤0.05	达标	0.3L	≤0.05	达标
汞(mg/L)	0.00004L	≤0.0001	达标	0.04L	≤0.0001	达标	0.04L	≤0.0001	达标
镉(mg/L)	0.001L	≤0.005	达标	0.001L	≤0.005	达标	0.001L	≤0.005	达标
六价铬(mg/L)	0.016	≤0.05	达标	0.016	≤0.05	达标	0.017	≤0.05	达标
铅(mg/L)	0.01L	≤0.05	达标	0.01L	≤0.05	达标	0.01L	≤0.05	达标
挥发酚(mg/L)	3.0×10 ⁻⁴ L	≤0.005	达标	3.0×10 ⁻⁴ L	≤0.005	达标	3.0×10 ⁻⁴ L	≤0.005	达标
阴离子表面活性剂(mg/L)	0.055	≤0.2	达标	0.054	≤0.2	达标	0.058	≤0.2	达标
硫化物(mg/L)	0.01L	≤0.2	达标	0.01L	≤0.2	达标	0.01L	≤0.2	达标
镍(mg/L)	0.005L	≤0.02	达标	0.005L	≤0.02	达标	0.005L	≤0.02	达标
石油类(mg/L)	0.01L	≤0.05	达标	0.01L	≤0.05	达标	0.01L	≤0.05	达标
化学需氧量(mg/L)	14	≤20	达标	10	≤20	达标	12	≤20	达标
检测点位	2#管线穿越黑河则处下游 1500m								
现场检测日期	2024-09-06			2024-09-07			2024-09-08		
样品编号	XKHC2408064-BS-16-1-1			XKHC2408064-BS-16-2-1			XKHC2408064-BS-16-3-1		
检测项目	检测值	限值	达标情况	检测值	限值	达标情况	检测值	限值	达标情况
水温(℃)	20.3	/	/	17.8	/	/	18.9	/	/
铬(mg/L)	0.03L	/	/	0.03L	/	/	0.03L	/	/
悬浮物(mg/L)	8	/	/	8	/	/	7	/	/
pH 值(无量纲)	7.0	6.0-9.0	达标	7.3	6.0-9.0	达标	7.6	6.0-9.0	达标
五日生化需氧量(BOD ₅)(mg/L)	3.4	≤4	达标	2.9	≤4	达标	3.0	≤4	达标
氨氮(mg/L)	0.750	≤1.0	达标	0.721	≤1.0	达标	0.796	≤1.0	达标
总磷(以 P 计)(mg/L)	0.08	≤0.2	达标	0.07	≤0.2	达标	0.09	≤0.2	达标
砷(mg/L)	0.3L	≤0.05	达标	0.3L	≤0.05	达标	0.3L	≤0.05	达标
汞(mg/L)	0.04L	≤0.0001	达标	0.04L	≤0.0001	达标	0.04L	≤0.0001	达标

镉(mg/L)	0.001L	≤0.005	达标	0.001L	≤0.005	达标	0.001L	≤0.005	达标
六价铬(mg/L)	0.010	≤0.05	达标	0.010	≤0.05	达标	0.011	≤0.05	达标
铅(mg/L)	0.01L	≤0.05	达标	0.01L	≤0.05	达标	0.01L	≤0.05	达标
挥发酚(mg/L)	0.0004	≤0.005	达标	0.0007	≤0.005	达标	0.0006	≤0.005	达标
阴离子表面活性剂(mg/L)	0.070	≤0.2	达标	0.066	≤0.2	达标	0.078	≤0.2	达标
硫化物(mg/L)	0.02	≤0.2	达标	0.02	≤0.2	达标	0.03	≤0.2	达标
镍(mg/L)	0.005L	≤0.02	达标	0.005L	≤0.02	达标	0.005L	≤0.02	达标
石油类(mg/L)	0.01	≤0.05	达标	0.02	≤0.05	达标	0.01L	≤0.05	达标
化学需氧量(mg/L)	18	≤20	达标	15	≤20	达标	16	≤20	达标

由监测结果可知，监测期间，黑河则两个监测断面的地表水各监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准限值。

5.2.4 声环现状监测与评价

1、监测点位布设

本项目集注站及各井场选址周边 200m 均无噪声敏感点，本次声环境现状监测主要监测集注站厂界噪声。监测点位见表 5.2.4-1。

表 5.2.4-1 声环境现状监测点位置

序号	监测地点	
1	LLW 集注站	东厂界
2		南厂界
3		西厂界
4		北厂界

2、监测因子

声环境质量现状监测因子为等效连续 A 声级 L_{Aeq} 。

3、监测方法

监测方法按《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的有关规定进行。

4、采样时间及监测频次

2024 年 9 月 2 日~9 月 3 日，连续监测 2 天，每天昼、夜各监测 1 次。

5、监测结果与评价

本项目声环质量现状监测结果见表 5.2.4-2。

表 5.2.4-2 本项目声环质量现状监测结果

现场检测日期	检测点位	检测项目	$L_{eq}(A)$	限值	达标情况
2024 年 09 月 02 日	1#厂界北侧	昼间噪声	55	≤60	达标
		夜间噪声	47	≤50	达标

	2#厂界东侧	昼间噪声	54	≤60	达标
		夜间噪声	46	≤50	达标
	3#厂界南侧	昼间噪声	52	≤60	达标
		夜间噪声	47	≤50	达标
	4#厂界西侧	昼间噪声	53	≤60	达标
		夜间噪声	48	≤50	达标
	1#厂界北侧	昼间噪声	52	≤60	达标
		夜间噪声	46	≤50	达标
2024年09月03日	2#厂界东侧	昼间噪声	52	≤60	达标
		夜间噪声	45	≤50	达标
	3#厂界南侧	昼间噪声	53	≤60	达标
		夜间噪声	47	≤50	达标
	4#厂界西侧	昼间噪声	50	≤60	达标
		夜间噪声	48	≤50	达标

根据监测结果，集注站选址厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

5.2.5 土壤环境现状调查与评价

1、理化特性调查

根据土壤类型分布图和现场调查，本项目评价区内土壤类型主要为风沙土。本次评价在项目区选择了2处土壤类型进行了土壤理化性质调查。监测点位见表5.2.5-1，土壤理化特性及剖面调查结果见表5.2.5-2。

表 5.2.5-1 典型土壤类型理化性质调查点位置

点位	地理位置	点位坐标	土壤类型
1	LLW 储气库集注站站外		风沙土
2	集注站~LK1 采气管线周边		风沙土

土壤理化特性及剖面调查结果见表5.2.5-2。

表 5.2.5-2 LLW 储气库站址周边土壤理化特性调查结果

时间		2024-9-8	实验室测定	检测点位	1#LLW 集注站站外
经纬度				检测项目	采样深度及检测结果
采样深度		0~0.2m			0~0.2m
层次		表层		pH 值（无量纲）	7.93
现场记录	颜色	黄棕		阳离子交换量（cmol+/kg）	3.5
	结构	粒状和团块状		氧化还原电位（mV）	402
	质地	砂壤土		饱和导水率（cm/s）	4.38×10 ⁻³
	砂砾含量	无		土壤容重（kg/m ³ ）	1.15×10 ³
	其他异物	无		孔隙度（体积%）	56.4

时间		2024-9-7	实验测定	检测点位	2#集注站~LK1 采气管线周边
经纬度				检测项目	采样深度及检测结果
采样深度		0~0.2m			0~0.2m
层次		表层		pH 值（无量纲）	7.91
现场记录	颜色	黄		阳离子交换量（cmol+/kg）	2.6
	结构	粒状和团块状		氧化还原电位（mV）	410
	质地	砂壤土		饱和导水率（cm/s）	3.25×10^{-3}
	砂砾含量	无		土壤容重（kg/m ³ ）	1.07×10^3
	其他异物	无		孔隙度（体积%）	51.1

2、现状监测点位设置

（1）布点原则

①土壤污染影响型二级评价，原则上土壤取样最少在占地范围内设 3 个柱状样，1 个表层样，占地范围外设 2 个表层样。

②本项目所在区域的土壤类型主要为风沙土，至少设置 1 个表层样监测点，尽量布置在未受人为污染或相对未受污染的区域。

③本项目永久占地主要为场站，分别选择有代表性的场站及井场设置柱状样及表层样，可能涉及入渗途径影响的，在主要产污装置区附近设置柱状样监测点。

④本项目工程包含采气、采出水等输送管线，根据评价范围内土壤环境敏感目标或站场内的平面布局情况确定监测点布设位置。

⑤为判断本项目工程所在区域是否为土壤盐化、酸化和碱化地区，根据建设项目所在地的地形特征，主要在本次工程拟建场地、现有工程及周边土壤环境敏感目标处设置监测点。

（2）监测点位设置

综合以上原则，采用均布性与代表性相结合的原则，本次土壤环境现状监测共设置监测点位 10 个。本次土壤环境现状调查与评价工作遵循资料收集与现状监相结合的原则，满足污染影响类土壤二级评价工作级别要求，监测时间为 2024 年，满足导则要求时限、布点原则和现状监测点数量要求，监测数据具有有效性、合理性。监测点按土地类型分为建设用地和农用地，建设用地采样点含 3 个柱状样和 3 个表层样，农用地采样点全部为表层样，共 4 个点位。满足导则要求。

本次实测点位及布点情况见表 5.25-3。

表 5.2.5-3 土壤环境现状监测布点类型与数量要求

编	监测点位	坐标	采样点	采样位置	监测项目

号			类型		
1	LLW 集注 站站址		柱状样	占地范围内	石油烃（C10-C40）、石油烃（C6~C9）、石油类
2			表层样	占地范围内	建设用地 45 项基本因子、石油烃（C10-C40）、石油烃（C6~C9）、石油类、PH、土壤水溶性盐总量
3	LLW 集注 站站外		表层样	占地范围外	理化性质+pH 值、土壤水溶性盐总量、农用地 8 项基本因子、石油烃
4	LK1 井场		柱状样	占地范围内	石油烃（C10-C40）、石油烃（C6~C9）、石油类
5	LK5 井场		表层样	占地范围内	建设用地 45 项基本因子、石油烃（C10-C40）、石油烃（C6~C9）、石油类、PH、土壤水溶性盐总量
6	LK5 井场 周边		表层样	占地范围外	pH 值、土壤水溶性盐总量、农用地 8 项基本因子、石油烃
7	LK2 井场		柱状样	占地范围内	石油烃（C10-C40）、石油烃（C6~C9）、石油类
8			表层样	占地范围内	建设用地 45 项基本因子、石油烃（C10-C40）、石油烃（C6~C9）、石油类、PH、土壤水溶性盐总量
9	LK4 井场 周边		表层样	占地范围外	pH 值、土壤水溶性盐总量、农用地 8 项基本因子、石油烃
10	集注站 ~LK1 采 气管线周 边耕地		表层样	占地范围外	理化性质+pH 值、土壤水溶性盐总量、农用地 8 项基本因子、石油烃

3、现状监测因子与时间

土壤环境现状监测因子分为基本因子和建设项目的特征因子。基本因子为《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）和《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中规定的基本项目，分别根据调查评价范围内的土地利用类型选取；项目特征因子为石油烃。

（1）监测因子

①建设用地基本因子

共 45 项，包括：

a、重金属和无机物：砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍；

b、挥发性有机物：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；

c、半挥发性有机物：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[1,2,2-cd]芘、蔡。

②农用地基本因子

共 9 项，包括：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌及 pH 值。

③建设项目特征因子：共 3 项，石油类、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）；
其他因子：含盐量、pH。

（2）监测时间

2024 年 9 月 7 日~9 月 8 日。

4、监测分析方法

各监测项目检测分析方法见表 5.2.5-4。

表 5.2.5-4 监测项目分析方法

检测项目	检测方法名称及标准号	仪器型号、名称及编号	检出限	单位
pH 值	土壤 pH 值的测定 电位法 HJ 962-2018	酸度计(PH 计) PHS-3E SN-2018-008	/	无量纲
镉	土壤质量 铅、镉的测定 石墨 炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	原子吸收分光光度计 WYS2200 SN-2018-018	0.01	mg/kg
汞	土壤和沉积物 汞、砷、硒、 铋、锑的测定 微波消解/原子 荧光法 HJ 680-2013	原子荧光光度计 AFS-8220 SN-2018-024	0.002	mg/kg
砷			0.01	mg/kg
铅	土壤质量 铅、镉的测定 石墨 炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	原子吸收分光光度计 WYS2200 SN-2018-018	0.1	mg/kg
铬	土壤和沉积物 铜、锌、铅、 镍、铬的测定 火焰原子吸收 分光光度法 HJ 491-2019		4	mg/kg
铜			1	mg/kg
镍			3	mg/kg
锌			1	mg/kg
六价铬	土壤和沉积物 六价铬的测 定 碱溶液提取-火焰原子吸 收分光光度法 HJ 1082-2019		0.5	mg/kg
四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物 的测定 吹扫捕集/气相色 谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-气质联用仪- 质谱 8860-5977B SN-2018-050	1.3	μg/kg
氯仿			1.1	μg/kg
氯甲烷			1	μg/kg
1,1-二氯乙烷			1.2	μg/kg
1,2-二氯乙烷			1.3	μg/kg
1,1-二氯乙烯			1	μg/kg
顺式-1,2-二氯乙烯			1.3	μg/kg
反式-1,2-二氯乙烯			1.4	μg/kg

二氯甲烷			1.5	μg/kg
1,2-二氯丙烷			1.1	μg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷			1.2	μg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷			1.2	μg/kg
四氯乙烯			1.4	μg/kg
1,1,1-三氯乙烷			1.3	μg/kg
1,1,2-三氯乙烷			1.2	μg/kg
三氯乙烯			1.2	μg/kg
1,2,3-三氯丙烷			1.2	μg/kg
氯乙烯			1	μg/kg
苯			1.9	μg/kg
氯苯			1.2	μg/kg
1,2-二氯苯			1.5	μg/kg
1,4-二氯苯			1.5	μg/kg
乙苯			1.2	μg/kg
苯乙烯			1.1	μg/kg
甲苯			1.3	μg/kg
间,对-二甲苯			1.2	μg/kg
邻-二甲苯			1.2	μg/kg
硝基苯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 8860-5977C SN2018-097	0.09	mg/kg
苯胺			0.09	mg/kg
2-氯酚(2-氯苯酚)			0.06	mg/kg
苯并(α)蒽			0.1	mg/kg
苯并(α)芘			0.1	mg/kg
苯并(b)荧蒽			0.2	mg/kg
苯并(k)荧蒽			0.1	mg/kg
蒽			0.1	mg/kg
二苯并(a,h)蒽			0.1	mg/kg
茚并(1,2,3-cd)芘			0.1	mg/kg
萘			0.09	mg/kg
石油烃(C10-C40)	土壤和沉积物 石油烃(C10-C40)的测定 气相色谱法 HJ 1021-2019	气相色谱仪 6890N SN-2018-078	6	mg/kg
石油类	土壤 石油类的测定 红外分光光度法 HJ 1051-2019	红外分光测油仪 JLBG-121U SN-2018-016	4	mg/kg
水溶性盐总量(全盐量)	土壤检测 第16部分: 土壤水溶性盐总量的测定 NY/T 1121.16-2006	FA/LA 系列电子天平(万分之一) FA2204B SN-2018-004	/	g/kg
石油烃(C6-C9)	土壤和沉积物 石油烃(C6-C9)的测定 吹扫捕集/气相色谱法 HJ1020-2019	气相色谱-FID 检测器 8860 SN-2018-095	0.04	mg/kg

5、现状监测结果与评价

本项目土壤监测结果见表 5.2.4-5。

表 5.2.4-5 本次实测土壤监测结果

检测点位	1#LLW 集注站站址								
	LLW 集注站站址 0-0.5m			LLW 集注站站址 0.5-1.5m			LLW 集注站站址 1.5m-3m		
现场检测日期	2024-09-08			2024-09-08			2024-09-08		
样品编号	XKHC2408064-TR-15-1-1			XKHC2408064-TR-16-1-1			XKHC2408064-TR-17-1-1		
检测项目	检测 值	限 值	达标 情况	检测值	限值	达标情 况	检测值	限值	达标情 况
石油烃（C10-C40） (mg/kg)	44	≤4500	达标	12	≤4500	达标	未检出	≤4500	达标
石油类(mg/kg)	12	/	/	10	/	/	未检出	/	/
石油烃 (C6-C9)(mg/kg)	未检 出	/	/	未检出	/	/	未检出	/	/
检测点位	2#LLW 集注站站址表层								
现场检测日期	2024-09-08								
样品编号	XKHC2408064-TR-18-1-1								
检测项目	检测值		限值		达标情况				
pH 值(无量纲)	8.02		/		/		/		
水溶性盐总量(全盐 量)(g/kg)	1.2		/		/		/		
石油类(mg/kg)	5		/		/		/		
石油烃 (C6-C9)(mg/kg)	未检出		/		/		/		
石油烃（C10-C40） (mg/kg)	未检出		≤4500		达标				
镉(mg/kg)	0.12		≤65		达标				
汞(mg/kg)	0.149		≤38		达标				
砷(mg/kg)	6.17		≤60		达标				
铅(mg/kg)	10.4		≤800		达标				
铜(mg/kg)	26		≤18000		达标				
镍(mg/kg)	44		≤900		达标				
六价铬(mg/kg)	2.0		≤5.7		达标				
四氯化碳(mg/kg)	未检出		≤2.8		达标				
氯仿(mg/kg)	未检出		≤0.9		达标				
氯甲烷(mg/kg)	未检出		≤37		达标				
1,1-二氯乙烷(mg/kg)	未检出		≤9		达标				
1,2-二氯乙烷(mg/kg)	未检出		≤5		达标				
1,1-二氯乙烯(mg/kg)	未检出		≤66		达标				
顺式-1,2-二氯乙烯 (mg/kg)	未检出		≤596		达标				

反式-1,2-二氯乙烯 (mg/kg)	未检出	≤54	达标
二氯甲烷(mg/kg)	未检出	≤616	达标
1,2-二氯丙烷(mg/kg)	未检出	≤5	达标
1,1,1,2-四氯乙烯 (mg/kg)	未检出	≤10	达标
1,1,2,2-四氯乙烯 (mg/kg)	未检出	≤6.8	达标
四氯乙烯(mg/kg)	未检出	≤53	达标
1,1,1-三氯乙烯 (mg/kg)	未检出	≤840	达标
1,1,2-三氯乙烯 (mg/kg)	未检出	≤2.8	达标
三氯乙烯(mg/kg)	未检出	≤2.8	达标
1,2,3-三氯丙烷 mg/kg)	未检出	≤0.5	达标
氯乙烯(mg/kg)	未检出	≤0.43	达标
苯(mg/kg)	未检出	≤4	达标
氯苯(mg/kg)	未检出	≤270	达标
1,2-二氯苯(mg/kg)	未检出	≤560	达标
1,4-二氯苯(mg/kg)	未检出	≤20	达标
乙苯(mg/kg)	未检出	≤28	达标
苯乙烯(mg/kg)	未检出	≤1290	达标
甲苯(mg/kg)	未检出	≤1200	达标
间,对-二甲苯(mg/kg)	未检出	≤570	达标
邻-二甲苯(mg/kg)	未检出	≤640	达标
硝基苯(mg/kg)	未检出	≤76	达标
苯胺(mg/kg)	未检出	≤260	达标
2-氯酚(2-氯苯 酚)(mg/kg)	未检出	≤2256	达标
苯并(α)蒽(mg/kg)	未检出	≤15	达标
苯并(α)芘(mg/kg)	未检出	≤1.5	达标
苯并(b)荧蒽(mg/kg)	未检出	≤15	达标
苯并(k)荧蒽(mg/kg)	未检出	≤151	达标
蒽(mg/kg)	未检出	≤1293	达标
二苯并(a,h)蒽 (mg/kg)	未检出	≤1.5	达标
茚并(1,2,3-cd)芘 (mg/kg)	未检出	≤15	达标
萘(mg/kg)	未检出	≤70	达标
检测点位	3#LLW 集注站站外表层		
现场检测日期	2024-09-08		
样品编号	XKHC2408064-TR-19-1-1		
检测项目	检测值	限值	达标情况

pH 值(无量纲)	7.93			pH>7.5			/		
水溶性盐总量(全盐量)(g/kg)	0.9			/			/		
石油烃（C10-C40）(mg/kg)	29			/			/		
镉(mg/kg)	0.13			≤0.6			达标		
汞(mg/kg)	0.158			≤3.4			达标		
砷(mg/kg)	3.05			≤25			达标		
铅(mg/kg)	10.3			≤170			达标		
铜(mg/kg)	23			≤100			达标		
镍(mg/kg)	44			≤190			达标		
铬(mg/kg)	53			≤250			达标		
锌(mg/kg)	42			≤300			达标		
检测点位	4#LK1 井场								
	LK1 井场 0-0.5m			LK1 井场 0.5-1.5m			LK1 井场 1.5m-3m		
现场检测日期	2024-09-07			2024-09-07			2024-09-07		
样品编号	XKHC2408064-TR-20-1-1			XKHC2408064-TR-21-1-1			XKHC2408064-TR-22-1-1		
检测项目	检测值	限值	达标情况	检测值	限值	达标情况	检测值	限值	达标情况
石油烃（C10-C40）(mg/kg)	18	≤4500	达标	未检出	≤4500	达标	14	≤4500	达标
石油类(mg/kg)	13	/	/	未检出	/	/	10	/	/
石油烃（C6-C9)(mg/kg)	未检出	/	/	未检出	/	/	未检出	/	/
检测点位	5#LK5 井场表层								
现场检测日期	2024-09-07								
样品编号	XKHC2408064-TR-23-1-1								
检测项目	检测值			限值			达标情况		
pH 值(无量纲)	7.96			/			/		
水溶性盐总量(全盐量)(/)	1.3			/			/		
石油类(mg/kg)	未检出			/			/		
石油烃（C6-C9)(mg/kg)	未检出			/			/		
石油烃（C10-C40）(mg/kg)	未检出			≤4500			达标		
镉(mg/kg)	0.13			≤65			达标		
汞(mg/kg)	0.154			≤38			达标		
砷(mg/kg)	5.75			≤60			达标		
铅(mg/kg)	9.4			≤800			达标		
铜(mg/kg)	28			≤18000			达标		
镍(mg/kg)	35			≤900			达标		

六价铬(mg/kg)	2.4	≤5.7	达标
四氯化碳(mg/kg)	未检出	≤2.8	达标
氯仿(mg/kg)	未检出	≤0.9	达标
氯甲烷(mg/kg)	未检出	≤37	达标
1,1-二氯乙烷(mg/kg)	未检出	≤9	达标
1,2-二氯乙烷(mg/kg)	未检出	≤5	达标
1,1-二氯乙烯(mg/kg)	未检出	≤66	达标
顺式-1,2-二氯乙烯 (mg/kg)	未检出	≤596	达标
反式-1,2-二氯乙烯 (mg/kg)	未检出	≤54	达标
二氯甲烷(mg/kg)	未检出	≤616	达标
1,2-二氯丙烷(mg/kg)	未检出	≤5	达标
1,1,1,2-四氯乙烷 (mg/kg)	未检出	≤10	达标
1,1,2,2-四氯乙烷 (mg/kg)	未检出	≤6.8	达标
四氯乙烯(mg/kg)	未检出	≤53	达标
1,1,1-三氯乙烷 (mg/kg)	未检出	≤840	达标
1,1,2-三氯乙烷 (mg/kg)	未检出	≤2.8	达标
三氯乙烯(mg/kg)	未检出	≤2.8	达标
1,2,3-三氯丙烷 mg/kg)	未检出	≤0.5	达标
氯乙烯(mg/kg)	未检出	≤0.43	达标
苯(mg/kg)	未检出	≤4	达标
氯苯(mg/kg)	未检出	≤270	达标
1,2-二氯苯(mg/kg)	未检出	≤560	达标
1,4-二氯苯(mg/kg)	未检出	≤20	达标
乙苯(mg/kg)	未检出	≤28	达标
苯乙烯(mg/kg)	未检出	≤1290	达标
甲苯(mg/kg)	未检出	≤1200	达标
间,对-二甲苯(mg/kg)	未检出	≤570	达标
邻-二甲苯(mg/kg)	未检出	≤640	达标
硝基苯(mg/kg)	未检出	≤76	达标
苯胺(mg/kg)	未检出	≤260	达标
2-氯酚(2-氯苯 酚)(mg/kg)	未检出	≤2256	达标
苯并(α)蒽(mg/kg)	未检出	≤15	达标
苯并(α)芘(mg/kg)	未检出	≤1.5	达标
苯并(b)荧蒽(mg/kg)	未检出	≤15	达标
苯并(k)荧蒽(mg/kg)	未检出	≤151	达标

蒎(mg/kg)	未检出	≤1293			达标				
二苯并（a,h）蒎(mg/kg)	未检出	≤1.5			达标				
茚并（1,2,3-cd）芘(mg/kg)	未检出	≤15			达标				
萘(mg/kg)	未检出	≤70			达标				
检测点位	6#LK5 井场周边表层								
现场检测日期	2024-09-07								
样品编号	XKHC2408064-TR-24-1-1								
检测项目	检测值		限值			达标情况			
pH 值(无量纲)	7.82		/			/			
水溶性盐总量(全盐量)(g/kg)	0.8		/			/			
铬(mg/kg)	52		/			/			
锌(mg/kg)	37		/			/			
石油烃（C10-C40）(mg/kg)	30		≤4500			达标			
镉(mg/kg)	0.11		≤65			达标			
汞(mg/kg)	0.164		≤38			达标			
砷(mg/kg)	2.81		≤60			达标			
铅(mg/kg)	11.4		≤800			达标			
铜(mg/kg)	26		≤18000			达标			
镍(mg/kg)	44		≤900			达标			
检测点位	7#LK2 井场								
	LK2 井场 0-0.5m		LK2 井场 0.5-1.5m			LK2 井场 1.5m-3m			
现场检测日期	2024-09-07		2024-09-07			2024-09-07			
样品编号	XKHC2408064-TR-25-1-1		XKHC2408064-TR-26-1-1			XKHC2408064-TR-27-1-1			
检测项目	检测值	限值	达标情况	检测值	限值	达标情况	检测值	限值	达标情况
石油烃（C10-C40）(mg/kg)	未检出	≤4500	达标	未检出	≤4500	达标	未检出	≤4500	达标
石油类(mg/kg)	未检出	/	/	未检出	/	/	未检出	/	/
石油烃（C6-C9)(mg/kg)	未检出	/	/	未检出	/	/	未检出	/	/
检测点位	8#LK2 井场表层								
现场检测日期	2024-09-07								
样品编号	XKHC2408064-TR-28-1-1								
检测项目	检测值		限值			达标情况			
pH 值(无量纲)	7.94		/			/			
水溶性盐总量(全盐量)(g/kg)	1.1		/			/			
石油类(mg/kg)	4L		/			/			

石油烃 (C6-C9)(mg/kg)	未检出	/	/
石油烃 (C10-C40) (mg/kg)	6L	≤4500	达标
镉(mg/kg)	0.15	≤65	达标
汞(mg/kg)	0.152	≤38	达标
砷(mg/kg)	5.19	≤60	达标
铅(mg/kg)	9.5	≤800	达标
铜(mg/kg)	33	≤18000	达标
镍(mg/kg)	34	≤900	达标
六价铬(mg/kg)	2.0	≤5.7	达标
四氯化碳(mg/kg)	1.3L	≤2.8	达标
氯仿(mg/kg)	1.1L	≤0.9	达标
氯甲烷(mg/kg)	1L	≤37	达标
1,1-二氯乙烷(mg/kg)	1.2L	≤9	达标
1,2-二氯乙烷(mg/kg)	1.3L	≤5	达标
1,1-二氯乙烯(mg/kg)	1L	≤66	达标
顺式-1,2-二氯乙烯 (mg/kg)	1.3L	≤596	达标
反式-1,2-二氯乙烯 (mg/kg)	1.4L	≤54	达标
二氯甲烷(mg/kg)	1.5L	≤616	达标
1,2-二氯丙烷(mg/kg)	1.1L	≤5	达标
1,1,1,2-四氯乙烷 (mg/kg)	1.2L	≤10	达标
1,1,2,2-四氯乙烷 (mg/kg)	1.2L	≤6.8	达标
四氯乙烯(mg/kg)	1.4L	≤53	达标
1,1,1-三氯乙烷 (mg/kg)	1.3L	≤840	达标
1,1,2-三氯乙烷 (mg/kg)	1.2L	≤2.8	达标
三氯乙烯(mg/kg)	1.2L	≤2.8	达标
1,2,3-三氯丙烷 mg/kg)	1.2L	≤0.5	达标
氯乙烯(mg/kg)	1L	≤0.43	达标
苯(mg/kg)	1.9L	≤4	达标
氯苯(mg/kg)	1.2L	≤270	达标
1,2-二氯苯(mg/kg)	1.5L	≤560	达标
1,4-二氯苯(mg/kg)	1.5L	≤20	达标
乙苯(mg/kg)	1.2L	≤28	达标
苯乙烯(mg/kg)	1.1L	≤1290	达标
甲苯(mg/kg)	1.3L	≤1200	达标
间,对-二甲苯(mg/kg)	1.2L	≤570	达标

邻-二甲苯(mg/kg)	1.2L	≤640	达标			
硝基苯(mg/kg)	0.09L	≤76	达标			
苯胺(mg/kg)	0.09L	≤260	达标			
2-氯酚(2-氯苯酚)(mg/kg)	0.06L	≤2256	达标			
苯并（α）蒽(mg/kg)	0.1L	≤15	达标			
苯并（α）芘(mg/kg)	0.1L	≤1.5	达标			
苯并（b）荧蒽(mg/kg)	0.2L	≤15	达标			
苯并（k）荧蒽(mg/kg)	0.1L	≤151	达标			
蒽(mg/kg)	0.1L	≤1293	达标			
二苯并（a,h）蒽(mg/kg)	0.1L	≤1.5	达标			
茚并（1,2,3-cd）芘(mg/kg)	0.1L	≤15	达标			
萘(mg/kg)	0.09L	≤70	达标			
检测点位	9#LK4 井场周边表层		10#集注站~LK1 采气管线周边耕地表层			
现场检测日期	2024-09-07		2024-09-07			
样品编号	XKHC2408064-TR-29-1-1		XKHC2408064-TR-30-1-1			
检测项目	检测值	限值	达标情况	检测值	限值	达标情况
pH 值(无量纲)	7.85	pH>7.5	/	7.91	pH>7.5	/
水溶性盐总量(全盐量)(g/kg)	0.7	/	/	0.8	/	/
石油烃（C10-C40）(mg/kg)	26	/	/	未检出	/	/
镉(mg/kg)	0.12	≤0.6	达标	0.15	≤0.6	达标
汞(mg/kg)	0.129	≤3.4	达标	0.119	≤3.4	达标
砷(mg/kg)	2.96	≤25	达标	2.21	≤25	达标
铅(mg/kg)	10.2	≤170	达标	8.5	≤170	达标
铜(mg/kg)	22	≤100	达标	26	≤100	达标
镍(mg/kg)	43	≤190	达标	43	≤190	达标
铬(mg/kg)	48	≤250	达标	54	≤250	达标
锌(mg/kg)	39	≤300	达标	40	≤300	达标

从土壤现状监测结果可以看出，工业用地土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）中第二类建设用地土壤污染风险筛选值标准，周边农用地满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618）中农用地土壤污染风险筛选值标准。

5.3 区域工业污染源

本项目建设地点位于陕西省榆林市横山区 LLW，根据本项目环境现状调查

和收集的区域污染源资料，区域工业污染源以天然气、煤矿开发企业为主。

与本项目最近的工矿企业为陕西能源赵石畔煤电有限公司，陕西能源赵石畔煤电有限公司是陕投集团旗下、陕西能源投资股份有限公司控股子公司，是榆林市国有资本运营管理有限责任公司、横山区国有资产经营公司参股的大型煤电一体化企业。

6 环境影响预测与评价

6.1 施工期环境影响分析

6.1.1 施工期大气环境影响分析

1、钻井柴油机、发电机废气

钻井柴油机、发电机废气中主要污染物为 NO_x 、 SO_2 、颗粒物、 CO 、 HC （碳氢化合物）等。施工期随着钻井数量的增加，局部污染物浓度有所增加，但影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。钻井作业的柴油机、发电机为流动废气污染源，非同时同地进行，且钻井井场选址距离居民点较远。因此，柴油机、发电机废气对项目所在区域环境空气质量影响较小。随着钻井工程的结束，大气中污染物浓度将逐步降低。

2、车辆尾气排放

工程施工期间建筑材料及钻井机械的运输需要大量车辆，且多为大动力柴油发动机，由于荷载重，尾气排放量大，将增加施工路段和运输道路沿线的空气污染物排放。由于项目所在区域地形开阔，风速较大，利于扩散，车辆运输间隔较大，钻井和地面工程建设时长较短。因此，车辆排放的尾气对项目所在区域环境空气产生的影响很小。

3、测试放喷废气

在钻井试气过程中，需放喷排放一定量的天然气，为降低天然气直接排放造成的污染，采用点火燃烧后进行排放。根据建设单位提供资料，每口井测试放喷时间约为 3d。单井试压作业中平均约有 $10 \times 10^4 \text{m}^3$ 的天然气燃烧排放，废气中的主要污染物为烟尘、 SO_2 及 NO_x 等。

因此，应科学设计燃烧排放口，使天然气完全燃烧，减轻对环境空气的污染。

4、施工扬尘及运输扬尘

施工扬尘污染主要发生在管沟开挖、基础处理、材料运输、土方回填以及开辟施工场地与管线组作业带清理环节中，对环境造成的不良影响表现为：导致环境空气中的 TSP 浓度升高，影响植物的光合作用与正常生长。

根据类似项目施工期环境空气实测数据，施工场地扬尘影响范围基本在下风向 100~150m 范围内，中心处浓度为 5~10 mg/m^3 ；管线施工过程主要对沿线两侧 100m 范围内住户造成一定影响，其影响范围限制在线路两侧。施工期运输道

路下风向 TSP 轴线净增浓度主要对道路两侧各 50m 范围影响较大，将形成扬尘污染带（最高允许浓度是 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），在 200m 处基本恢复到背景值。结合环境保护目标表，部分集输管线周边 200m 范围内有居民点分布，施工过程中可能对上述敏感目标环境空气造成短期不利影响。由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，采取洒水抑尘等控制措施后，施工扬尘影响范围有限，对区域环境空气质量影响小。

5、焊接烟气

焊接烟气主要是在管道敷设焊接时产生的，产生量较少。由于管线在布置时已考虑避开居民等环境敏感点，周围地域开阔，经大气扩散后对环境及敏感点的影响较小。

6.1.2 施工期地表水环境影响分析

1、钻井废水

施工期钻井场地内产生钻井废水全部存放于防渗泥浆罐内用于配制钻井泥浆，在井场内部循环使用，无法利用部分待在完井后由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至专业单位处置，不排入地表水体，因此正常情况下钻井废水不会对地表水体产生影响。

2、措施返排液

本项措施作业主要为酸化作业，作业完成后会有酸化废水排出，经处理后再利用，剩余措施返排液统一收集后进入废液收集罐，在井下作业完成后，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处理能力的单位处置。不排入地表水体，因此正常情况下措施返排液不会对地表水体产生影响。

3、施工生产废水

施工期搅拌砂浆、湿润建筑材料、清洗施工设备将产生少量的施工废水，废水中的主要污染因子为 SS，施工废水排入临时设置的沉淀池内，沉淀过滤后重复利用，不外排，对地表水环境影响较小。

4、管线试压废水

本项目管线采用充水试压，试压介质为清水，试压废水主要污染物为 SS，沉淀处理后回用于钻井施工，对地表水环境影响较小。

5、生活污水

道路和管道施工均分段进行，且主要依靠当地居民进行管沟开挖及抬管，施

工技术人员集中在施工沿线食宿，不设施工营地；站场施工一般在站内布设施工营地或租用周围村庄民房，租用民房的生活污水均依托居民原有设施。

井场施工时将在施工场地设施工营地，评价要求施工场地设置防渗旱厕，委托当地农民定期清理，用于农田施肥，不外排，对地表水环境影响较小。

6、河流穿越施工影响分析

本项目 LK1 注采气管线、双向输气管线以及采出水管线，均穿越黑河则 1 处，采用定向钻施工。

定向钻施工可常年施工，不受季节限制；工期短，质量好，不影响河流正常功能，可保证埋深；一般管道在河床规划冲刷线以下穿越，不会受洪水冲刷，安全性高。本项目定向钻穿越的出入土点距河床 150m 外，对水生生物和河流水质均不会造成影响。

综上，管线在穿越河流施工期间，采用定向钻施工，只要采取强化管理等措施，管线穿越施工对河流不会造成大的影响。

总体看，本项目施工期施工废水和生活污水均不排放，项目施工对地表水环境影响小。

6.1.3 施工期噪声环境影响分析

1、钻井噪声

钻井施工期噪声主要为钻井噪声。钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，噪声源强在 88~105dB(A)，对环境的影响较大。目前钻井噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。主要有：在柴油机、发电机及泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，并在场界设置施工围挡、在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声，通过以上措施可以降低噪声约 5dB(A)左右。

降噪前后的噪声源强见表 6.1.3-1，主要施工机械噪声随距离衰减见表 6.1.3-2。

表 6.1.3-1 采取噪声防治措施后的噪声源强 单位：dB(A)

设备名称	数量	声源强度	降噪措施	降噪后源强
柴油机	2 台(1 开 1 备)	105	加衬弹性垫料、 施工围挡	100
发电机	2 台(1 开 1 备)	105		95
钻机	1 台/队	100		95
振动筛	1 台/队	88		83
泥浆泵	2 台/队	95		90

表 6.1.3-2 主要施工机械噪声随距离衰减一览表

距离	10m	20m	32m	40m	50m	80m	100m	178m	200m	400m
钻机	75	69	65	63	61	57	55	50	49	43
柴油机	80	74	70	68	66	62	60	55	54	48
发电机	75	69	65	63	61	57	55	50	49	43
泥浆泵	70	66	60	60	56	54	50	45	44	38
振动筛	63	57	53	51	49	45	43	38	37	31

根据表 6.1.3-2 可知，距离钻井施工设备 32m 处昼间噪声可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，夜间有超标，距离钻井施工设备 178m 处昼、夜间均可达标；施工机械噪声主要对施工场界 200m 范围内的敏感点产生一定影响。

评价区居民点分散，且本项目井场选址过程考虑了避让。根据调查，本项目 8 座钻井井场周围 200m 范围内均无居民点，因此施工期井场噪声对周围环境影响较小。

2、试气放喷噪声

测试放喷根据试气计划依次进行；测试放喷时产生的高压气流噪声为 100dB(A)，均是昼夜连续作业。评价对井场试气噪声进行预测，预测模型同钻井工程噪声预测模式，预测结果见表 6.1.3-3。

表 6.1.3-3 放喷噪声影响范围预测结果 单位：dB(A)

噪声源	距声源距离							
	10	20	40	60	80	100	150	200
放喷测试	80.0	74.0	68.0	64.4	61.9	60.0	56.5	54.0

根据上表预测结果，在放喷测试时，在距放喷管 33m 处能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）昼间排放标准 70dB(A)；在距放喷管 185m 处能够满足其夜间排放标准 55dB(A)。

本项目气井距离周围居民点距离均大于 500m。因此，气井在钻井过程中，对周围敏感点噪声影响有限；一般放喷测试作业周期短，仅为几天，施工结束后，噪声消失。

3、场站、管线等地面工程施工噪声

地面工程建设主要包括注采井、集注站、保障点、管线及道路等需要进行土石方填挖作业的工程。在工程建设过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回

填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声，对施工区周围的环境将产生一定的影响。由于施工设备大多属于移动声源，要准确预测施工场地各厂界噪声值较困难，因此本评价只预测各噪声源单独作用时的超标范围，见表 6.1.3-4。

表 6.1.3-4 施工主要机械噪声衰减预测结果 单位：dB(A)

机械名称	距声源距离（m）							
	1	10	18	56	100	178	200	400
推土机	92	72	67	57	52	47	46	40
装载机	94	74	69	59	54	49	48	42
挖掘机	94	74	69	59	54	49	48	42
吊车	90	70	65	55	50	45	44	38
运输车辆	85	65	60	50	45	40	39	33
吊管机	90	70	65	55	50	45	44	38
电焊机	87	67	62	52	47	42	41	35
磨光机	95	75	70	60	55	50	49	43

地面工程施工设备距离厂界 18m 处内昼间噪声可满足《建筑施工现场环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，夜间有超标，距离厂界 100m 处昼、夜间均可达标；在距声源强度最高的磨光机 56m 处声环境敏感点噪声昼间可满足《声环境质量标准》（GB3096—2008）2 类标准，夜间有超标，在 178m 处昼、夜间均可达标。

本项目地面工程夜间不施工，因此施工期地面工程超标范围为 56m，根据环境保护目标表，本项目地面工程施工沿线 56m 范围内无噪声敏感点。施工期施工噪声对周边居民影响较小，且随着施工结束，噪声也随即消失。

6.1.4 施工期固废影响

1、钻井岩屑和废弃泥浆

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，并由钻井泥浆携带至地面，经振动筛分离后进入钻井泥浆罐中。本项目钻井使用聚合物钻井液，无毒，可生物降解，主要成份是水、聚合物、润滑剂等。钻井过程中钻井泥浆在封闭的钻井泥浆系统中循环使用，循环率 95%以上，能够实现钻井泥浆最大限度地回收再利用。

本项目岩屑和废弃泥浆经泥浆不落地工艺处理固液分离后，委托有能力单位处置，不外排。对土壤、地表水和地下水的环境影响不大。

2、含油废物

井场施工过程中，主要动力设备的燃料为柴油，另外还需要润滑油等辅助物料。因此在设备运行、维护、检修和场地清理过程中会产生一些含油废弃物，主要为废机油、废油桶、含油棉纱、废含油防渗布等。类比同类项目，每口井产生含油废弃物约 0.1t，则本项目施工期累计产生含油废弃物总量约为 3.7t。

废机油、废油桶、含油棉纱、废含油防渗布均为危险废物，现场以安全容器分类收集，施工结束后交有资质单位处置，对周围环境的影响较小。

3、施工废料

施工废料主要包括焊接作业中产生的废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料及施工过程中产生的废混凝土、废土石料等，产生量较少，由施工单位收集后回收利用，不外排。

4、定向钻废弃泥浆

本工程管线穿越河流、沙化土地封禁保护区均采用定向钻工艺施工。定向钻施工过程中需使用配制泥浆，设置泥浆池，泥浆中主要成分包括粘土、钻屑等，基本不含有害物质，施工中的泥浆进行沉淀晾晒处理，上层水自然蒸发，剩余泥浆及岩屑等晾干后拉运至当地一般固废填埋场处理。对周围环境影响较小。

5、生活垃圾

施工期各钻井单位均在场内设置生活垃圾收集点，生活垃圾在施工场地分类收集后，定期送往当地环卫部门指定地点处置，因而对评价区环境影响较小。

6.1.5 施工期地下水环境影响预测与分析

6.1.5.1 施工期地下水影响因素及污染途径识别

本项目在建设过程中，对地下水环境可能造成影响的工程活动主要为施工作业。施工过程中，会产生生活污水和生活垃圾等废物，建设期地下水环境影响识别见表 6.1.5-1。

表 6.1.5-1 施工期地下水环境影响途径识别一览表

工程活动	影响原因	影响途径或方式	影响对象与结果
钻井工程 施工	钻井泥浆通过井壁渗漏	钻井泥浆中的污染物直接渗漏到含水层中	地下水水质受到污染
	钻井泥浆泄漏	通过包气带入渗至含水层	浅层的第四系地下水水质受到污染
	柴油罐泄漏	通过包气带入渗至含水层	浅层的第四系地下水水质受到污染

井场施工	生活污水、少量施工废水泄漏	通过包气带渗入至含水层	浅层的第四系地下水水质受到污染
管线施工	主要为施工人员生活污水	通过包气带渗入至含水层	浅层的第四系地下水水质受到污染

6.1.5.2 正常状况下地下水环境影响分析

1、钻井废水对地下水环境影响

正常状况下，施工单位设置移动式废水收集设施，利用可拆卸式储液池收集储存废弃钻井液，并在收集装置下铺设防渗布，确保废物不落地，对地下水环境无影响。钻井结束后，井场钻井废水等委托有处理能力单位进行拉运、处理。

正常状况下，钻井过程采用全井段固井，各级尾浆返至地面，封固各地下含水层，避免各含水层之间的地下水串层及套外返水事故发生；全井段钻井采用常规水基钻井体系，保护地下水。

2、钻井泥浆、岩屑等固体废弃物对地下水环境影响

环评要求不得在钻井井场开挖泥浆池，不得对钻井废弃物进行就地固化处理。井场钻井泥浆经岩屑收集分离器进行固液分离，分离后的钻井液进入再生系统处理。固相经压滤机压滤后进入岩屑储存罐，处理后的液相输至可拆卸回用储液池，回用于钻井。可拆卸储液罐和岩屑储存槽均为地上设施，且环评要求在设备地面设置防渗措施，钻井结束后污染源切断，井场废弃物（废钻井泥浆、钻井岩屑）均委托有处理能力的单位进行处置，基本不会对地下水环境产生影响。

综上，在采取以上地下水防护措施后，正常状况下，井场的钻井废水、钻井过程中井筒的钻井废水、井场废钻井泥浆、钻井岩屑等对地下水无影响。

3、管道试压废水对地下水环境影响

根据工程分析，本工程管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，试压介质为清水，主要污染物为SS，沉淀处理用回用于钻井施工。

由上可见正常状况下管道试压废水基本不会对地下水环境产生影响。

6.1.5.3 非正常状况对地下水环境影响预测与评价

在气井钻井过程中，正常工况下，施工单位依据环保法规，积极采取地下水环境保护措施，对地下水环境将不会产生明显的影响。但在非正常工况下，如施工单位不按规定执行地下水环境保护措施；或者虽然执行了地下水环境保护措施，但环境保护措施失效，如气井表套破裂钻井液渗漏到保护目标含水层等，则可能对地下水环境造成影响。井场建设过程中，主要有施工人员产生的生活污水和钻

井过程中的钻井废水，可能会地下水环境造成影响。

根据产污环节、环境影响识别综合分析后，本项目施工期非正常工况主要考虑井漏事故对地下水可能造成的影响进行预测和评价。

1、预测模型

将本项目的泄漏点作为点状污染源，在预测评价过程中考虑最不利的工程状况，假设井漏正好发生在各含水层。含水层的各项水文地质参数均选取较不利的情况，以便对危害做出最大化的评估预测。项目水平井钻井周期为 115d，本次预测假定井漏连续泄漏 115d，115d 之后污染物停止泄漏，因此井漏规律概化为非连续恒定排放。根据概化的排放规律，本次预测采用平面一维稳定流动二维水动力弥散问题中的平面连续点源模型的叠加原理进行预测。根据《环境影响评价技术导则 地下水》附录 D 推荐的平面连续点源模型，预测模模型为：

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

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

$$C_{100d} = C(x, y, 100)$$

$$C_{1000d} = C(x, y, 1000) - C(x, y, 885)$$

式中：x, y——计算点处的位置坐标；

t——时间，d；

C(x,y,t)——t 时刻点 (x, y) 处的污染物质量浓度，mg/L；

M——含水层的厚度，m；

mt——单位时间内注入污染物的质量，g/d；

u——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

DL——纵向弥散系数，m²/d；

DT——横向 y 方向的弥散系数，m²/d；

π——圆周率；

K0(β)——第二类零阶修正贝塞尔函数；

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

C100d、C1000d——各预测时段污染物的浓度。

2、预测模型参数确定

(1) 预测参数

根据前文水文地质条件分析及工程特点，主要对第四系黄土潜水含水层及白垩系洛河组含水层进行分析预测。本次参数主要是根据中国地质调查局西安地质调查中心编写的《鄂尔多斯盆地地下水勘察报告》《榆林市南部地下水勘查报告》和《陕北能源化工基地地下水勘查研究》，以及区域地下水机民井调查资料等，参数值有效可靠。

表 6.1.5-2 各评价区含水层预测模型参数

含水层	含水层厚度 M (m)	渗透系数 K (m/d)	水力坡度 I	有效孔隙度 n	纵向弥散系数 D_L (m^2/d)	横向弥散系数 D_T (m^2/d)	地下水流速 u (m/d)
第四系黄土含水层	30	0.415	0.016	0.18	0.37	0.074	0.037
白垩系洛河组含水层	100	0.864	0.0085	0.12	0.61	0.122	0.061

(2) 评价因子

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)，预测因子要按照重金属、持久性有机污染物和其他类别进行分类，并对每一类别中的各项因子采用标准指数法进行排序，分别选取标准指数最大的因子作为预测因子。根据工程分析，施工期钻井废水主要污染物为 COD、SS、氨氮、石油类、氟化物、全盐量、氯化物、铅、镉、铁、锰、汞、砷等。根据地下水导则，各分类中选取标准指数最大的因子作为预测因子。最大浓度值及标准指数计算值见表 6.1.5-3、6.1.5-4。根据各成分标准指数统计结果，施工期选取氨氮、石油类、锰作为预测因子。

表 6.1.5-3 钻井废水中其他污染物标准指数

分类	污染物 (mg/L)					
污染因子	COD	氨氮	石油类	氟化物	全盐量	氯化物
浓度	207	35.5	2.89	0.55	21400	10300
地下水质量标准 III 类标准限值	3	0.5	0.05*	1.0	1000	250
Pi	20.9	71	57.8	0.55	21.4	41.2

备注：相关试验证明废水中 COD_{Cr} 约为 COD_{Mn}3.3 倍。

*参考地表水质量标准表 1 地表水环境质量标准基本项目标准限值

表 6.1.5-4 钻井废水中重金属污染物标准指数

分类	污染物 (mg/L)					
污染因子	铅	镉	铁	锰	汞	砷
浓度	0.0275	0.00534	3.52	3.64	0.00035	0.0043
地下水质量标准III类标准限值	0.01	0.005	0.3	0.1	0.001	0.01
Pi	2.75	1.07	11.73	36.4	0.35	0.43

预测因子检出限值和标准限值的确定见表 6.1.5-4 所示。

表 6.1.5-4 预测因子检出限和标准限值

预测因子	检出限		标准限值	
	分析方法	检出限值 (mg/L)	参考标准	标准限值 (mg/L)
石油类	《水质石油类的测定紫外分光光度法》(HJ 970-2018)	0.01	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准	0.05
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	0.0025	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准	0.5
锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	0.01	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准	0.1

(3) 预测源强

根据钻井废水监测结果, 钻井废水中石油类浓度为 2.89mg/L, 氨氮浓度为 35.5mg/L, 锰浓度为 3.64mg/L, 根据工程分析每口水平井产生钻井废水量为 3000.48m³, 假设钻井过程中钻井废水渗漏量为废水总量的 5%, 渗漏后全部进入含水层, 则钻井废水最大泄漏量为 150.02m³, 每天泄漏量为 1.3m³, 则石油类、氨氮、锰的源强分别为 3.76g/d、46.15g/d、4.73g/d。

3、环境影响预测分析

(1) 对第四系黄土潜水含水层的影响

根据预测情景, 本次预测利用连续源叠加原理进行预测, 其中污染物发生渗漏、泄漏时段, 将污染源概化为平面连续点源, 之后预测大尺度时间轴污染物对下游的影响时, 采用连续源模型叠加原理进行计算, 并画出平面二维等值线图, 当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下:

本次分析选取了 100d、1000d 和污染物最长超标时间三个时间点, 当井漏事故发生后, 随着时间推移, 污染物在第四系黄土含水层中的运移情况见表 6.1.5-5、

图 6.1.5.1~3，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，泄漏点下游场界（40m）处浓度随时间变化曲线图见图 6.1.5.4~6。

表 6.1.5-5 第四系黄土含水层各污染物运移特征表

污染物	预测时段	最大污染浓度（mg/L）	最远超标距离（m）	超标区面积（m ² ）	最大扩散距离（m）	影响区面积（m ² ）
石油类	100d	3.81	15	244	21	500
	829d	0.049	/	/	71	2596
	1000d	0.041	/	/	79	2736
氨氮	100d	46.8	16	296	31	1168
	862d	0.5	/	/	110	8976
	1000d	0.43	/	/	120	10180
锰	100d	4.8	14	200	22	522
	542d	0.1	/	/	58	2316
	1000d	0.05	/	/	82	3208

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在井漏 100d 时，第四系黄土层地下水中石油类浓度最大为 3.81mg/L，此时污染晕最大影响距离为 21m，最大影响区面积为 500m²，最远超标距离为 15m，超标面积 244m²。随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 829d 时，石油类最大浓度为 0.049mg/L，已低于标准限值，此时污染晕最大影响距离为 71m，最大影响区面积为 2596m²；第 1000d 时，石油类最大浓度为 0.041mg/L，此时污染晕最大影响距离为 79m，最大影响区面积为 2736m²；。

在井漏 100d 时，第四系黄土层地下水中氨氮浓度最大为 46.8mg/L，此时污染晕最大影响距离为 31m，最大影响区面积为 1168m²，最远超标距离为 16m，超标面积 296m²；随着时间的推移，氨氮浓度逐渐变小，第 862d 时，氨氮最大浓度为 0.49mg/L，已低于标准限值，此时污染晕最大影响距离为 110m，最大影响区面积为 8976m²；第 1000d 时，氨氮最大浓度为 0.43mg/L，此时污染晕最大影响距离为 120m，最大影响区面积为 10180m²。

在井漏 100d 时，第四系黄土层地下水中锰浓度最大为 4.8mg/L，此时污染晕最大影响距离为 22m，最大影响区面积为 522m²，最远超标距离为 14m，超标面积 200m²；随着时间的推移，锰浓度逐渐变小，第 542d 时，锰最大浓度为 0.1mg/L，已低于标准限值，此时污染晕最大影响距离为 58m，最大影响区面积为 2316m²；第 1000d 时，锰最大浓度为 0.05mg/L，此时污染晕最大影响距离 82m，最大影

响区面积为 3208m²;

根据各污染物在厂界处浓度变化历时曲线可知,整个预测时期内,下游场界各污染物均未出现超标现象。

(2) 白垩系洛河组含水层环境影响分析

根据预测情景,本次预测利用连续源叠加原理进行预测,其中污染物发生渗漏、泄漏时段,将污染源概化为平面连续点源,之后预测大尺度时间轴污染物对下游的影响时,采用连续源模型叠加原理进行计算,并画出平面二维等值线图,当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下:

本次分析选取了 100d、1000d、和污染物最长超标时间三个时间点,当井漏事故发生后,随着时间推移,石油类、氨氮、锰在白垩系环河组含水层中的运移情况见表 6.1.5-6、图 6.1.5.7~9,其中(0,0)点为泄漏点位置,横轴正方向为地下水流向,泄漏点下游厂界处浓度随时间变化曲线图见图 6.1.5.10~12。

表 6.1.5-6 环河组含水层各污染物运移特征表

污染物	预测时段	最大污染浓度 (mg/L)	最远超标距离 (m)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	影响区面积 (m ²)
石油类	100d	1.04	14	176	22	508
	238d	0.049	/	/	37	976
	1000d	<0.01	0	0	0	0
氨氮	100d	13	15	208	38	1532
	278d	0.49	/	/	68	4172
	1000d	0.12	/	/	152	12572
锰	100d	1.3	11	92	24	560
	172d	0.09	/	/	33	912
	1000d	0.012	/	/	78	628

从图表中可以看出,在假设的非正常状况下,在井漏 100d 时,白垩系环河组地下水中石油类浓度最大为 1.04mg/L,此时污染晕最大影响距离为 22m,最大影响区面积为 508m²,最远超标距离为 14m,超标面积 176m²。随着时间的推移,石油类浓度逐渐变小,第 238d 时,石油类最大浓度为 0.049mg/L,已低于标准限值,此时污染晕最大影响距离为 37m,最大影响区面积为 976m²;第 1000d 时,石油类最大浓度已小于检出限。

在井漏 100d 时，白垩系环河组地下水中氨氮浓度最大为 13mg/L，此时污染晕最大影响距离为 38m，最大影响区面积为 1532m²，最远超标距离为 15m，超标面积 208m²，随着时间的推移，氨氮浓度逐渐变小，第 278d 时，氨氮最大浓度为 0.49mg/L，已低于标准限值，此时污染晕最大影响距离为 68m，最大影响区面积为 4172m²；第 1000d 时，氨氮最大浓度为 0.12mg/L，此时污染晕最大影响距离为 152m，最大影响区面积为 12572m²。

在井漏 100d 时，白垩系环河组地下水中锰浓度最大为 1.3mg/L，此时污染晕最大影响距离为 24m，最大影响区面积为 560m²，最远超标距离为 11m，超标面积 92m²，随着时间的推移，锰浓度逐渐变小；第 172d 时，锰最大浓度为 0.1mg/L，已低于标准限值，此时污染晕最大影响距离为 33m，最大影响区面积为 912m²；第 1000d 时，锰最大浓度为 0.012mg/L，此时污染晕最大影响距离 78m，最大影响区面积为 628m²；

根据各污染物在厂界处浓度变化历时曲线可知，整个预测时期内，下游场界各污染物均未出现超标现象。

6.1.6 施工期土壤环境影响分析

本工程对土壤的影响主要集中在施工期，例如管线和道路施工，使区域地表形态改变、地表扰动、植被破坏，从而造成土壤结构和肥力改变；钻井过程中设备的漏油（润滑油）、钻井泥浆的泄漏及钻井废水处理不当，也可能造成土壤的污染。

1、土壤结构和肥力影响分析

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构，尤其是土壤中的团粒状结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复和发展。表层 0~25cm 的土壤层是农田土壤耕作层，也是农作物、植物根系生长和发达的层次。

工程开挖将扰乱和破坏土壤的耕作层，除开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放、施工机械碾压也将破坏土壤结构，增加土壤密度。此外，如果开挖土方管理不善，回填后所产生土层的混合和扰动，也将改变原有土壤层的性质。在施工过程，对土壤上层的影响最为严重，尤其是土壤的耕作层。同时土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大变化，即使同一土壤剖面，表层的土壤质地与底层的质地也截然不同。输气管道的开挖与回填，降低土壤的蓄水保肥能力，

易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复；在农田区降低土壤的耕作性能，影响农作物的生长，导致作物产量下降。

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化质差异较大。就养分状况而言，表土层（腐殖质层或耕层）远较心土层好，其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。

根据国内外有关资料统计，输气管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放、分层覆土的措施下，土壤中的有机质将下降 30~40%，土壤养分将下降 30~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。因此必须对表土实行分层堆放和分层覆土，最大限度减少管道施工对土壤养分的影响。

本工程的临时占地在施工结束后经 2~3 年后可恢复原有使用功能。部分经过重型施工机械碾压的地表，土体扰动剧烈，使得施工沿线的耕作土壤或自然土壤的理化性质、肥力水平将受到一定程度的影响，并进一步影响地表植被恢复，其影响预计持续 3~5 年。

2、土壤污染影响分析

钻井过程中设备的漏油、泥浆的泄漏及钻井废水均可能造成土壤的污染。因此，在钻井过程中必须进行严格的设备管理和维护，对泥浆及钻井废水采取适当的处理措施。

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾，以及废弃外涂层涂料等废物。这些残留于土壤中难于分解，埋于土壤中长时间残留。若在农田中，将影响土壤耕作和农作物生长。因此，管道施工管理中，应要求施工人员不随意丢弃施工废料和生活垃圾，施工结束后，必须把残留的固体废物清除干净，不得掩埋入土。本项目在采取相关措施后，土壤能够同化和代谢外界环境进入土壤的物质，项目对土壤环境的影响较小。

6.1.7 管道穿越影响分析

根据统计，本项目管线工程穿越沙化封禁保护区 13 次，采用定向钻的方式穿越；穿越黑河则 3 次，采用定向钻穿越；穿越水泥路 2 次，采用顶管方式。

1、黑河则穿越施工的影响分析

本项目管线穿越黑河则 3 次，均采用定向钻施工。

定向钻施工可常年施工，不受季节限制；工期短，质量好，不影响河流正常功能，可保证埋深；一般管道在河床规划冲刷线以下穿越，不会受洪水冲刷，安全性高。定向钻穿越的出入土点一般距河床几十米外，对水生生物和河流水质均不会造成影响。

2、道路穿越施工的环境影响分析

项目穿越水泥路采用顶管加套管方式施工，不会影响交通，施工影响较小。

3、沙化封禁保护区穿越施工影响

本工程采气管线共 13 次穿越沙化封禁保护区，为了最大限度降低对沙化封禁保护区的影响，设计采用定向钻方式穿越，可最大限度减少对沙化土地地表的影响。定向钻穿越管线埋深位于自然地貌以下不小于 6m，且埋置于林木自然根系以下。评价要求施工过程中应严格控制施工范围，不得随意扩大临时占地。在采取相应的防沙治沙措施后，对沙化封禁保护区的影响较小。

4、穿越王圪堵水库饮用水源保护区准保护区

本项目仅有 LK2 井场及配套的部分注、采气管线以及 LKJ1 侧向监测井位于王圪堵水库饮用水源保护区准保护区内，距离二级保护区最近距离约 520m，其他井场均远离王圪堵水库饮用水源保护区准保护区。

施工期的影响主要为钻井废水、泥浆、岩屑、含油废弃物等若不妥善处理，可能对水源保护区造成影响，评价要求，在王圪堵水库饮用水水源保护区准保护区内严格控制施工作业范围，远离饮用水源二级保护区，临时设施布设在井场永久占地范围内，不新增临时占地，注、采气管线采用定向钻方式穿越，施工过程中产生的废水、固废等按要求妥善处理，不外排，减小对饮用水水源准保护区的影响。采取以上措施后，对水源保护区的影响较小。

6.2 运营期环境影响预测与评价

6.2.1 大气环境影响预测与评价

本项目运行期废气污染源主要为集注站集输过程逸散、泄漏等无组织排放的烃类气体、H₂S 和注醇过程中逸散的甲醇以及甲醇储罐大小呼吸产生的无组织废气。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2—2018）要求，判定本项目环境空气评价工作等级为二级，采用估算模型 AERSCREEN 进行环境空气影

响预测分析及评价。

1、估算模型参数及预测因子

(1) 估算模型参数

估算模型参数见表 6.2.1-1。

表 6.2.1-1 AERSCREEN 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		40.4
最低环境温度/°C		-29
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(2) 预测因子：非甲烷总烃、H₂S、甲醇。

2、污染源排放源强及预测分析

(1) 源强分析

根据工程分析，预测无组织面源排放参数见表 6.2.1-2。

表 6.2.1-2 项目新建站场及典型井场非甲烷总烃排放参数

污染源名称	面源长度/m	面源宽度/m	与正北方向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)		
							非甲烷总烃	H ₂ S	甲醇
注气工艺区	176	78	0	10	4800	正常工况	0.4313	0.000085	/
采气工艺区	249	72	0	3	2880		0.2896	0.0049	/
储罐区	73	78	0	3	720		/		0.0313

(2) 预测结果及影响分析

项目集注站下风向最大落地浓度预测结果见表 6.2.1-3。

表 6.2.1-3 无组织面源最大落地浓度预测结果表

污染源	污染物	下风向距离/m	最大落地浓度(μg/m ³)	占标率(%)
无组织排 注气工艺区	非甲烷总烃	152	69.95	3.5

放		H ₂ S	152	0.014	0.14
	采气工艺区	非甲烷总烃	152	46.97	2.35
		H ₂ S	152	0.795	7.95
	储罐区	甲醇	106	66.16	2.21

根据预测结果，本项目建成投运后，其污染装置区下风向 0~2500m 范围内非甲烷总烃、H₂S、甲醇均未出现超标，各污染物下风向最大落地浓度占标率 7.95%，小于 10%。根据现场调查，项目集注站和井场选址处污染物扩散扩散条件较好，其无组织排放的气体不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目建设对区域大气环境的影响程度在环境可接受范围之内。

3、项目大气污染物排放量核算

根据工程分析，本项目主要大气污染物排放量核算见表 6.2.1-4~5。

表 6.2.1-4 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/ (t/a)
				标准名称	浓度限值/ (mg/m ³)	
1	注采气工艺装置	非甲烷总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4.0	2.904
		H ₂ S	密闭集输	《恶臭污染物排放标准》(GB14553-93)	0.06	0.0144
2	甲醇储罐	甲醇	卧式固定顶罐	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	12	0.0945

表 6.2.1-5 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	2.904
2	H ₂ S	0.0144
3	甲醇	0.0945

6.2.2 地表水环境影响预测与评价

根据工程分析，本项目运行期废水污染源主要为集注站产生的气田采出水（含醇采出水及不含醇采出水）、生产废水以及生活污水。

1、采出水

项目气田采出水、工艺废水经集注站内的污水罐收集后，管输至第二净化厂或拉运至第一净化厂采出水处理站处理，水质符合《气田水注入技术要求》

（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）要求后回注地层，不外排，不会对地表水环境产生影响。

2、生产废水

检修、擦洗设备废水产生量约为 $40\text{m}^3/\text{a}$ ，工艺装置区内修建检修废水收集池，废水中主要污染物为悬浮物、COD、石油类等。冲洗废水由废水收集池收集后，定期外运至第一、第二净化厂处理。

放空区废水与采出水污染成分类似，产生量约为 $0.7\text{m}^3/\text{a}$ ，该废水由放空区污水罐收集后，定期拉运至第一、第二净化厂采出水处理站处理。

3、初期雨水

站内排水采用雨污分流制。储罐区清洁雨水排出罐区后设切断阀和水封井，排至厂区排水沟；站内脱硫区、脱水区、工艺装置区、储罐区设污水管网，收集初期污染雨水与消防废水排至站内已建事故应急缓冲池，初期雨水按 1 次降雨厚度： $40\text{mm}/\text{次}$ 计算，收水面积 785m^2 ，则初期雨水产生量为 314m^3 。产生后分批次拉运至第一、第二净化厂采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。

4、生活污水

生活污水主要来源于值班室和保障点员工生活污水，本项目在集注站和保障点分别设有一套 $0.5\text{m}^3/\text{h}$ 和 $1\text{m}^3/\text{h}$ 的地理式一体化生活污水处理设施，生活污水经处理后达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T 18920-2020）要求后回用于绿化或洒水，不外排。

综上所述，项目运营过程中污水不外排，对周围水环境影响较小。

6.2.3 声环境影响预测与评价

1、预测模式

噪声预测采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的噪声预测模式。

（1）预测条件假设

- ①所有产噪设备均在正常工况条件下运行；
- ②考虑室内声源所在厂房围护结构的隔声、吸声作用；
- ③衰减仅考虑几何发散衰减，屏障衰减。

（2）室内声源

室内声源有室内向室外传播示意图 6.2.3.1。

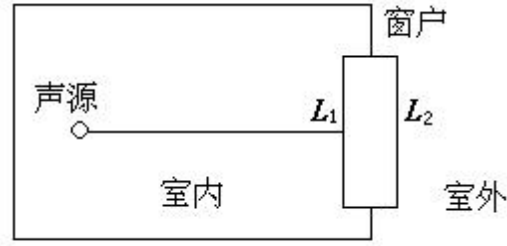


图 6.2.3.1 室内声源向室外传播示意图

室内声源采用等效室外声源声功率级法进行计算。先计算出某个室内靠近围护结构处产生的倍频带声压级：

$$L_{P1} = L_W + 10 \lg \left(\frac{Q}{4\pi r^2} + \frac{4}{R} \right)$$

式中：

L_{P1} ：某个室内声源靠近围护结构处的声压级。

L_W ：某个室内声源靠近围护结构处产生的声功率级。

Q ：指向性因数；通常对无指向性声源，当声源放在房间中心时， $Q=1$ ；当放在一面墙的中心时， $Q=2$ ；当放在两面墙夹角处时， $Q=4$ ；当放在三面墙夹角处时， $Q=8$ 。

R ：房间常数； $R = S \alpha / (1 - \alpha)$ ， S 为房间内表面面积， m^2 ； α 为平均吸声系数，本评价 α 取 0.15。

r ：声源到靠近围护结构某点处的距离， m 。

然后计算出所有室内声源在围护结构处产生的 i 倍频带叠加声压级：

$$L_{P1i}(T) = 10 \lg \left(\sum_{j=1}^N 10^{0.1 L_{P1ij}} \right)$$

式中：

$L_{P1}(T)$ ：靠近围护结构处室内 N 个声源的叠加声压级， $dB(A)$ ；

$L_{P1.j}$ ： j 声源的声压级， $dB(A)$ ；

N —室内声源总数。

在室内近似为扩散声场时，按下式计算出靠近室外围护结构处的声压级：

$$L_{P2i}(T) = L_{P1i}(T) - (TL_i + 6)$$

式中：

$L_{p2}(T)$: 靠近围护结构处室外 N 个声源的叠加声压级, dB(A);

TL_i : 围护结构的隔声量, dB(A)。

将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源, 计算出中心位置位于透声面积处的等效声源的倍频带声功率级:

$$L_W = L_{P2}(T) + 10 \lg s$$

式中: s 为透声面积, m^2 。

然后按室外声源预测方法计算预测点处的 A 声级。

(3) 室外声源

在不能取得声源倍频带声功率级或倍频带声压级, 只能获得 A 声功率级或某点的 A 声级时, 可按下式作近似计算:

$$L(r) = L(r_0) - A$$

式中:

$L(r)$: 点声源在预测点产生的声压级, dB(A);

$L(r_0)$: 参考位置 r_0 处的声压级, dB(A);

r : 预测点距声源的距离, m;

r_0 : 参考位置距声源的距离, m;

A : 各种因素引起的衰减量 (包括几何发散衰减、声屏障衰减, 其计算方法详见“导则”正文)。

(4) 噪声贡献值计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 LA_i , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ; 第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 LA_j , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_j , 则拟建工程声源对预测点产生的贡献值为:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1 LA_i} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1 LA_j} \right) \right]$$

式中:

t_j : 在 T 时间内 j 声源工作时间, s;

t_i : 在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

T : 用于计算等效声级的时间, s;

N: 室外声源个数;

M: 等效室外声源个数。

2、噪声源强

本项目运行期井场和管线无噪声产生，噪声主要来自集注站的压缩机、空压机、空冷器、机泵等设备运行时产生的噪声，设备声级在 85~100dB(A)，通过采取基础减振、室内隔音或安装隔声罩等降噪措施，设备噪声源强见表 6.2.3-1。

表 6.2.3-1 项目主要噪声源强表

序号	建筑物名称	声源名称	空间相对位置/m			运行台数	声源源强（声压级/距声源距离）	声源控制措施	距室内边界距离/m	室内边界声级/dB（A）	运行时段	建筑物插入损失 dB（A）	建筑物外噪声	
			X	Y	Z								声压级 dB（A）	建筑物外距离
1	压缩机区	压缩机厂房 1				4	≤100/1m	室内吸隔声，基础减振。房间屋面和墙体安装双侧空腔复合吸隔声墙体、安装隔声门、隔声采光窗；设置进风口消声器、屋顶设置风机消声器等	3	89.2	连续稳定	≥25dB（A）	≤64.2	1
		空冷器 2				4	≤95/1m		3	84.2			≤59.2	1
		压缩机厂房 2				3	≤100/1m		3	88.0			≤63	1
		空冷器 2				3	≤95/1m		3	83.0			≤58	1
2	集注气分离区	空冷器				8	≤90/1m	基础减振、设置进风口消声器等	室外	99	连续稳定	≥15dB（A）	≤84	/
3	脱水装置区	循环泵				4	≤85/1m	基础减振等	室外	91	连续稳定	≥5dB（A）	≤86	/
4	空氮站	空压机				1	≤98/1m	室内隔声，采用低噪声设备，房间设置隔声窗等	2	89.1	连续稳定	≥15dB（A）	≤74.1	1
		制氮撬块				1	≤85/1m		2					
5	储罐区	装卸泵				4	≤85/1m	基础减振等	室外	91	间断	≥5dB（A）	≤86	/

注：以厂区平面布置西南角为坐标原点（0,0）。

3、预测结果及评价

本项目投运后厂界噪声贡献值预测结果见表 6.2.3-2。

表 6.2.3-2 集注站厂界噪声贡献值预测结果 单位：dB（A）

噪声监测点		计算厂界最大贡献值	最大贡献值所在位置	超标分贝数	
				昼间	夜间
1	东厂界	42.8	(331,92)	0	0
2	南厂界	44	(112, -1)	0	0
3	西厂界	38.6	(-1,60)	0	0
4	北厂界	40.5	(298, 165)	0	0
评价标准		昼间 60dB（A）；夜间 50			

根据上述预测结果，采取降噪措施后，集注站内的高噪设备对厂界噪声的贡献值较小，昼、夜间厂界噪声贡献值均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，且厂界周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此本项目对周围环境噪声影响较小。

6.2.4 固体废物环境影响分析

本项目运行期产生的固体废物主要有清管废渣、脱水工艺产生的废活性炭、废三甘醇溶液，脱硫工序产生废脱硫剂、压缩机、空压机等运行产生的废润滑油，废光伏板，生活保障点等产生的生活垃圾等。按照《国家危险废物名录（2025 年版）》分类，以上固体废物除生活垃圾、废光伏板及废脱硫剂属一般废物外，其他均属于危险废物。

1、清管废渣环境影响分析

本项目在集注站、LK1、LK2、LK4、LK5 井场内设清管区。清管作业时，清理出的杂质主要为氧化铁、粉尘、机械杂质和凝析油等，属于危废。产生的清管废渣量约 0.189t，危险废物代码 HW08（900-249-08）。收集后在集注站危险废物贮存库暂存后定期送有资质单位处置，不外排。

2、废活性炭环境影响分析

本项目脱水工艺用到活性炭过滤器，过滤过程中会产生废活性炭，产生量按一次装入量估算，根据资料，正常情况下活性炭使用寿命大概是 2~3 年，每次更换废活性炭约 0.5t，属于危险废物 HW49（900-041-49），收集后在集注站危险废物贮存库暂存后定期送有资质单位处置，不外排。

3、废三甘醇环境影响分析

脱水系统三甘醇再生系统定期排放废三甘醇溶液，根据建设单位提供的资料，产生量约为 25.2t/a，属于危险废物 HW08（900-249-08），收集后在集注站危险废物贮存库暂存后定期送有资质单位处置，不外排。

4、废导热油环境影响分析

三甘醇重沸器采用电加热器导热油间接加热，定期排放废导热油，根据建设单位提供的资料，产生量约为 40t/3a，属于危险废物 HW08（900-249-08），每次更换后直接送有资质单位处置，不外排。

5、废润滑油环境影响分析

本项目集注站内压缩机组、空压机组等设备消耗润滑油。根据陕 224 储气库项目的实际运行情况类比，本项目产生的废润滑油量约为 12t/a。废润滑油属于危险废物 HW08（900-249-08），盛装于废润滑油罐内，定期送有资质单位处置，不外排。

6、废脱硫剂

脱硫系统采用氧化铁固体吸附脱硫工艺，根据建设单位提供的资料，年脱硫剂最大消耗量为 822t，属于一般固废，废脱硫剂在更换时直接由厂家拉走处置。

7、废光伏板

保障点运营期产生的废光伏板组件为一般固废，年产生量约 0.5t，报废后由厂家回收处置。

8、生活垃圾影响分析

运营期生活垃圾产生量为 9.13t/a。生活垃圾设置垃圾桶集中收集，定期交由当地环卫部门处置，对环境的影响小。

综上所述，评价认为，本工程在运行期产生的固体废物均得到了合理处置，处置率达到了 100%，对环境的影响较小。

6.2.5 地下水环境影响预测与分析

6.2.5.1 地下水影响因素及污染途径识别

本项目为天然气注采项目，本次建设内容主要为集注站、保障点、注采井和配套建设的管线工程（注气管线、采气管线、双输管线、采出水管线），运营期可能对地下水环境产生影响的识别见表 6.2.5-1。

表 6.2.5-1 运营期地下水环境影响途径识别一览表

装置	事件情形	污染源特征及污染方式	影响对象
集注站采出水缓冲罐	非正常状况罐体破裂且地面受损污染物下渗	污染物通过包气带进入含水层,主要污染物为 SS、COD、石油类、甲醇等	潜水含水层
甲醇储罐	非正常状况罐体破裂且地面受损污染物下渗	污染物通过包气带进入含水层,主要污染物为甲醇	潜水含水层
采气管线	非正常状况管线破损导致渗漏污染地下水	污染物通过包气带进入含水层,主要污染物为 COD、石油类、SS、甲醇等	潜水含水层
采出水输水管线	非正常状况管线破损导致渗漏污染地下水	污染物通过包气带进入含水层,主要污染物为 COD、石油类、SS 等	潜水含水层
一体化生活污水处理装置	非正常状况罐体破裂导致渗漏污染地下水	污染物通过包气带进入含水层,主要污染物为 COD、BOD ₅ 、氨氮等	潜水含水层

6.2.5.2 正常状况下厂区地下水影响分析

1、运营期废水对地下水环境影响

运营期采出水（含醇采出水和不含醇采出水）由站内采出水缓存罐储存，管输至第二净化厂或拉运至第一净化厂采出水处理系统处理，含醇采出水依托含醇采出水处理系统处理，不含醇采出水依托第一、第二净化厂生产废水处理系统，经处理达标后回注地层。

在采取上述措施后，正常状况下，运营期废水不会对地下水环境产生污染。

2、固体废弃物对地下水环境影响

本项目运营期的固废主要为管线清管时产生清管废渣、脱水过程产生的废活性炭、废三甘醇溶液、压缩机组产生的废润滑油以及生活垃圾、废光伏板、废脱硫剂等，项目产生的各类固废均有专门的贮存设施及场所，固废处置率 100%。

在采取上述措施后，正常状况下，运营期固体废物不会对地下水环境产生污染。

3、集输管线对地下水环境的影响

本项目集输管线主要包括天然气注气管线、采气管线、双输管线、采出水输送管线。本项目管线采用的管线材质为无缝钢管，天然气、采出水在管内密闭输送，在正常情况下不会对地下水环境产生影响。

6.2.5.3 非正常状况地下水环境影响预测及评价

根据前述分析，在非正常状况下，集注站采出水缓冲罐、甲醇罐、采气管线、采出水输水管线、一体化生活污水处理装置泄漏均可能会对地下水造成影响。

集注站采出水缓冲罐、甲醇罐可能发生泄漏，若地面防渗层也发生破损，则

滴落到地面的液体可能顺着裂缝下渗至含水层,污染地下水;但是储罐为地上罐,发生跑冒滴漏的区域皆位于可视范围内,企业应制定严格的管理制度,加强日常巡视管理,发现地面破损及时进行修补,发现跑冒滴漏及时进行封堵和清理,则装置区泄漏对地下水造成污染的可能性小。

本项目天然气主要成分为甲烷,另有少量的乙烷、丙烷、异丁烷、正丁烷等。注采天然气的管线选用封闭性能好的管线,在正常工况条件下管线的安全性能较好,不会发生天然气管线破裂的情况,对地下水环境不会产生影响。在非正常工况或者事故状态下,天然气管线可能会因为管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致管线破裂,从而发生天然气泄漏事故。由于天然气主要成分为极难溶于水的烷烃,其中甲烷占绝大多数;另外,评价区地下水位普遍埋藏较深,一般都大于 3m,本项目天然气管线埋于地下 1.5m,综合这两个方面考虑,天然气管线泄漏基本不会对地下水环境造成影响。

因此,本报告重点预测评价采出水输水管线泄漏对地下水的影响。

1、地下水溶质运移解析法预测模型

本项目地下水环境影响评价等级为二级,按照导则要求需要采用数学模型法进行预测。本次评价将以地下水评价范围作为地下水环境影响预测范围,在此范围内水文地质参数基本不变或变化很小,且非正常状况下污水的泄漏对地下水流场基本无影响,且评价范围内含水层水文地质条件简单,适合采用解析法进行计算。综合考虑以上因素,结合项目区水文地质条件及资料掌握程度,最终确定采用数学模型法中的地下水溶质运移解析法进行预测评价。

本次评价将非正常状况下的地下水溶质运移模拟看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题,本次预测将污染源概化为瞬时点源,利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解。

平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解为:

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

式中:

x, y——计算点处的位置坐标;

t——时间, d;

$C(x, y, t)$ —— t 时刻点 (x, y) 处的污染物浓度, mg/L;

M ——含水层的厚度, m;

m_M ——长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量, kg;

u ——水流速度, m/d;

n ——有效孔隙度, 无量纲;

D_L ——纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T ——横向弥散系数, m^2/d ;

π ——圆周率;

2、预测模型参数的确定

(1) 预测参数

本次预测评价重点是项目区潜水含水层, 根据前文水文地质条件分析及工程特点, 主要对第四系黄土潜水含水层进行分析预测。本次参数主要是根据中国地质调查局西安地质调查中心编写的《鄂尔多斯盆地地下水勘察报告》《榆林市南部地下水勘察报告》和《陕北能源化工基地地下水勘察研究》, 以及区域地下水机民井调查资料等, 参数值有效可靠。

表 6.2.5-2 各评价区含水层预测模型参数

含水层	含水层厚度 M (m)	渗透系数 K (m/d)	水力坡度 I	有效孔隙度 n	纵向弥散系数 D_L (m^2/d)	横向弥散系数 D_T (m^2/d)	地下水流速 u (m/d)
第四系黄土含水层	30	0.415	0.016	0.18	0.37	0.074	0.037

(2) 评价因子

采出水输水管线中的特征污染因子主要为 COD、石油类、甲醇等, 本次预测以石油类和甲醇作为重点分析对象。因石油类在《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中没有标准限值要求, 需参考《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的标准限值, 本项目地表水执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准, 石油类的标准限值为 0.05mg/L, 因此本项目参照执行 0.05mg/L。预测因子检出限值和标准限值的确定见表 6.2.5-3 所示。

表 6.2.5-3 预测因子检出限和标准限值

预测因子	检出限		标准限值	
	分析方法	检出限值 (mg/L)	参考标准	标准限值 (mg/L)
石油	《水质石油类的测定紫	0.01	《地表水环境质量标	0.05

类	外分光光度法》（HJ 970-2018）		准》（GB3838-2002）III类标准	
甲醇	《水质甲醇和丙酮的测定顶空/气相色谱法》（HJ895-2017）	0.2	前苏联《生活饮用水和娱乐用水水体中有害物质最高允许浓度》	3

（3）预测源强

考虑到采出水中的石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。假设采出水管线从腐蚀的管孔隙中流出，因此将泄漏点作为点状污染源，如果泄漏量较大，渗漏发生后管道压力会明显改变，工作人员能及时发现从而采取相应措施，影响相对较小；

假设含醇采出水在输送过程中由于腐蚀穿孔等原因产生泄漏，管线穿孔面积约 10^{-4}m^2 ，本次新建的采出水管线最大压力为 6.4MPa，根据伯努利方程计算出泄漏速率为 7.3kg/s，由于管线输送压力较大，本次设定管线泄漏 1min 后被发现并及时处理，则采出水一次泄漏量为 438kg。由于项目所在地区蒸发量较大，再加上包气带的阻隔作用，假设泄漏量中 20%能够进入到地下水含水层，则石油类的源强为 1.58g，甲醇的源强为 12.29kg。

3、环境影响预测分析

本次预测选取了 100d、1000d 和污染物最长超标时间三个时间点，当发生管线泄漏后，随着时间推移，石油类在黄土潜水含水层中的运移情况见表 6.2.5-2、图 6.2.5.1，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。泄漏点下游 30m 处浓度随时间变化曲线图见图 6.2.5.2。

表 6.2.5-2 管线泄漏黄土潜水含水层石油类运移特征表

预测时段		污染晕最大浓度 (mg/L)	最远超标距离 (m)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	影响区面积 (m ²)
石油类	100d	<0.01	/	/	/	/
甲醇	100d	10.95	17.7	272	28.7	852
	365d	2.99	/	/	52.5	2064
	1000d	1.09	/	/	88	3544

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度已小于检出限。甲醇浓度最大为 10.95mg/L，此时污染晕最大影响距离为 28.7m，最大影响区面积为 852m²，最远超标距离为 17.7m，超标面积 272m²。随着时间的推移，甲醇浓度逐渐变小，第 365d 时，甲醇最大浓度为 2.99mg/L，已低于标

准限值,此时污染晕最大影响距离为 52.5m,最大影响区面积为 2064m²;第 1000d 时,甲醇最大浓度为 1.09mg/L,此时污染晕最大影响距离为 88m,最大影响区面积为 3544m²。

6.2.6 土壤环境影响预测与分析

1、项目影响类型及影响源判定

根据《<环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目> 7.4 依据 HJ964 的规定,土壤盐化、酸化和碱化地区,建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型,按相应等级分别开展评价工作;非土壤盐化、酸化和碱化地区,按照土壤污染影响型,按相应等级开展评价工作。

根据现状调查,本项目所在区域土壤含盐量为 0.7~1.2,均小于 2g/kg,不属于 HJ964 中规定的盐化地区,各监测点 pH 为 7.82~8.02,大于 5.5 小于 8.5,不属于酸化碱化地区,因此本项目应按照土壤污染影响开展评价工作。

2、土壤环境影响

(1) 正常状况

项目运行期采用密闭系统进行集输。新建的注气管线、采气管线、双输管线、采出水输送管线运行期均为封闭集输,且管线均进行了防腐处理。正常情况下,基本不会对土壤环境造成污染。

井场运行期基本无污染物产生,在建设期做好标准化井场工作的前提下,对土壤的影响较小。

本项目集注站站内已按要求进行分区防渗,正常情况下,集注站运行不会对土壤环境造成污染。

(2) 非正常状况

项目井场设计了相应的分级防渗措施,管线进行了防腐处理,但在施工和运行过程中,难免发生因防治措施落实不到位,或自然、人为等原因造成的泄漏事故。在以上非正常情况下,采出水泄漏可能会对土壤环境造成污染。遇降雨条件,还可能会下渗至含水层中对地下水造成污染。结合以上分析,非正常状况下拟建项目的土壤环境影响源、影响途径及影响因子见表 6.2.6-1。

表 6.2.6-1 项目土壤影响因子识别表

污染源	污染情形	污染途径	特征因子
采出水输水管线	管线泄漏	垂直入渗	甲醇、石油烃

利用建立的评价区黄土溶质运移模型对管线泄漏的影响进行预测分析。

3、预测情景

根据工程分析，将输送介质采出水中所含的甲醇作为预测因子。假设采出水在输送过程中由于腐蚀穿孔等原因产生泄漏，管线穿孔面积约 10^{-4}m^2 ，本次新建的采出水管线最大压力为 6.4MPa，根据伯努利方程计算出泄漏速率为 7.3kg/s，由于管线输送压力较大，本次设定管线泄漏 1min 后被发现并及时处理，则采出水一次泄漏量为 438kg。由于项目所在地区蒸发量较大，再加上包气带的阻隔作用，假设泄漏量中的 20% 残留污染物进入土壤随降雨入渗对土壤进行影响，即进入土壤的甲醇总量为 12.29kg。根据工程分析含醇采出水中甲醇浓度为 139.5g/L。石油烃浓度取 18mg/L。

经资料查阅，项目所在区域属于沙盖黄土地貌，多年平均降雨量 405mm，降雨入渗系数为 0.4，则多年降雨入渗强度为 162mm (0.044cm/d)。本次预测考虑最不利条件下，即土壤入渗强度达到饱和状态时甲醇对土壤的影响，根据土壤理化性质调查饱和导水率为 $4.38 \times 10^{-3}\text{cm/s}$ ，故入渗强度取土壤饱和渗透系数 378.4cm/d。

4、预测模型

污染物在土壤包气带层中的运移和分布都受到多种因素的控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。一般认为，水在包气带中的运移符合活塞流模式，由于评价区土壤层包气带地层岩性单一，污染物的弥散、吸附和降解作用所产生的侧向迁移距离远远小于垂向迁移距离，因此本次重点预测污染物在包气带中垂向向下迁移情况。

(1) 包气带水分运移控制方程

处于非饱和状态的土壤水和饱和土壤水一样，从土水势高处向土水势低处运移。Richards 最早将达西定律引入非饱和土壤水流动，本次模拟含水率 θ 为因变量的垂向一维非饱和土壤水流数学模型（向下为正）为：

$$\left\{ \begin{array}{ll} \frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[D(\theta) \frac{\partial \theta}{\partial z} \right] - \frac{\partial K(\theta)}{\partial z} & 0 \leq t \leq T, 0 \leq z \leq L \\ \theta(z, t) = \theta(z) & t = 0 \text{ 时含水率在剖面上的分布} \\ D(\theta) \frac{\partial \theta}{\partial z} = -K(\theta) \big|_{z=0} = R(t) & 0 \leq t \leq T, \text{ 上边界入渗量与含水率函数} \\ \theta(z, t) = \theta(L, t) & 0 \leq t \leq T, \text{ 下边界埋深 } L \text{ 处含水率} \end{array} \right.$$

式中：

θ 表示含水率, t 表示某个时刻, z 地表下某处的埋深, T 表示模拟最终时间, L 表示地表到下边界的深度, $D(\theta)$ 表示非饱和带水的扩散率, $K(\theta)$ 表示非饱和带渗透系数。

国内外学者们通过大量试验先后提出了多种不同类型的经验公式应用较多的刻画土壤水分特征曲线的经验公式主要包括以下几种类型：Brooks-Corey(1964) 模型、Gardner(1970) 模型、Campbell(1974) 模型、Gardner-Russo(1980)模型及 Van Genuchten (1980)模型等。本次评价选用目前使用最广泛的 Van Genuchten 模型计算土壤水力特性参数 $\theta(h)$ 、 $K(h)$, 且不考虑水流运动的滞后现象。

Van Genuchten 模型：

$$\theta(h) = \theta_r + \frac{\theta_s - \theta_r}{[1 + |\alpha h|^n]^m}, \quad h < 0$$

$$\theta(h) = \theta_s, \quad h \geq 0$$

$$K(h) = k_s s_e^1 \left[1 - \left(1 - s_e^{\frac{1}{m}} \right)^m \right]^2$$

$$\text{其中, } m = 1 - \frac{1}{n} \quad (n > 1), \quad s_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}$$

式中：

θ_r 、 θ_s 分别为残余含水量和饱和含水量（%）；

s_e 为有效饱和度；

k_s 为饱和渗透系数（m/d）；

α 为空气进气值的倒数（泡点压力）（m⁻¹）；

m 、 n 均为土水特征方程的参数；

1 为孔隙传导参数，一般为 0.5。

（2）包气带溶质运移控制方程

一维非饱和溶质垂向运移控制方程如下：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc) \quad 0 \leq t \leq T, \quad 0 \leq z \leq L$$

$$c(z, t) = c_i(z) \quad t = 0 \text{ 时溶质浓度在剖面上的分布}$$

$$q_{mass} = q_{flow} \cdot c_{flow} \quad \text{上边界溶质通量边界}$$

$$-\theta \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, \quad z = L$$

式中： c ——污染物介质中的浓度，mg/L；

D ——弥散系数，m²/d；

q ——渗流速率，m/d；

z ——沿 z 轴的距离，m；

t ——时间变量，d；

θ ——土壤含水率，%。

3、模型概化及条件赋值

根据水文地质资料，本项目所在地土壤主要为风沙土，土壤厚度一般为0~49.5m，根据地下水监测结果，地下水水位最高为10m，因此，本次模拟厚度设置为10m，将土壤概化为一层。

①水力边界条件

上边界条件：概化为变压力水头/通量

下边界条件：为潜水面。

②溶质运移边界条件

上边界条件：溶质变通量边界；

下边界条件：零浓度梯度边界。

③初始条件

HYDRUS-1D 数值模型在求解包气带水流问题时需要给出初始条件，即每个结点计算初始时刻的压力水头或含水率，以作为后续计算的基础。而对于剖分后形成的众多结点，需要采取一定的处理方法来推测出包气带初始含水率。本次预测评价先赋给包气带含水率经验值，顶边界采用降水入渗补给强度、底边界为潜水面，模拟重力作用平衡下的稳定含水率分布，作为本次模拟预测的初始含水率。

本次模拟中，根据岩性资料结合 Hydrus1D 自带的不同岩性参数数据包经过调整后的 V-Genuchten-Mualem 公式中各个土壤水力参数值见表 6.2.6-2。

表 6.2.6-2 土壤预测参数

参数	θ_r	θ_s	a (1/cm)	n	l	K_s (cm/d)
粉砂	0.057	0.41	0.124	2.28	0.5	378.4
参数来源	HYDRUS 程序中所推荐的不同岩性经验值, K_s 为实测土壤饱和导水率					

④模型剖分

本次预测模型假设入渗面以下的包气带作为模拟剖面, 假设入渗面作为上边界, 潜水面作为下边界, 模型模拟期为 3650d。

模型剖分按 10cm 间隔, 共 301 个节点。模型运行 1000d, 本次工程设置了 4 个输出时间点, 编号依次为 T1~T4, 分别为 100d、365d、1000d、3650d。

4、预测结果及分析

利用所建立的包气带模型结构及参数对运营期采出水输送管线的渗漏对土壤环境的影响进行预测分析。

输出节点分别为 T1 (1d)、T2 (10d)、T3 (100d)、T4 (1000d), 预测结果见图 6.2.6.1、图 6.2.6.2、图 6.2.6.3。

土壤环境质量标准单位为 mg/kg, 预测结果为非饱和带土壤水中浓度 (单位为 mg/cm³), 因此需要对计算结果进行转换, 转换公式为:

$$X = X_0 \times \theta / G_s \times 1000$$

式中: X-土壤中污染物浓度, mg/kg;

X_0 -土壤水中污染物浓度, mg/cm³;

G_s -土颗粒容重 g/cm³; 根据土壤理化性质调查, 取 1.15;

θ -土壤含水率。

土壤预测结果如下:

表 6.2.6-3 甲醇—维非饱和溶质运移估算结果

污染物	天数 (d)	最大浓度 (mg/kg)	最大浓度对应深度 (m)	最大运移深度 (m)
石油烃	10	14000	-1.1	-4.1
	100	12000	-1.7	-7.8
	365	9960	-4.1	-10
	1000	7560	-9.7	-10
甲醇	10	1.81	-1.1	-4.1
	100	1.54	-1.7	-7.8
	365	1.29	-4.1	-10
	1000	0.99	-9.7	-10

由预测图可见，采出水管线发生渗漏后在较短时间会对浅层包气带产生污染，第 365 天，污染物会穿透包气带进入含水层，污染地下水。因此，本次环评要求建设单位在建设过程中对各类管线做好防腐处理，防止在运行过程中发生腐蚀泄漏时间导致污染物对土壤及地下水环境产生影响，同时建设单位应在运行过程中加强对各类管线的巡视和维护，在发生非正常的泄漏时间时应及时采取对应的应急措施将影响降至最小。

6.3 退役期环境影响评价

储气库开发进入退役期后，各种机械设备将停止使用，工作人员将陆续撤离，站场设备和管线将逐步拆除，日常生产过程产生的生产废水、生活污水、噪声及固体废物等将会消失。气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。在退役施工作业中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周边大气环境的影响，对于井口、站场设备和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置。在采取以上处理措施后，环境影响较小。

另外，井场、站场清理等工作还会产生部分废弃管线、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，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。退役后，人员撤离，区域内没有了人为扰动，井场范围内的自然环境会逐渐得以恢复。

7 生态环境影响评价

7.1 生态环境调查与评价

本项目位于陕西省榆林市横山区 LLW，主要为毛乌素沙漠南部边缘，是沙漠和黄土梁峁的交接地带，主要为固定沙丘和半固定沙丘，地形相对平坦。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《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）要求，本次生态环境调查采用现场调查、资料收集与遥感调查相结合的方法。

7.1.1 生态环境现状调查方法

1、调查评价因子

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）附录 A 及《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）附录 B，结合当地生态环境特征，主要现状调查评价因子见表 7.1.1-1 及表 7.1.1-2。

表 7.1.1-1 评价区主要生态影响评价调查因子

受影响对象	评价因子	工程内容	影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	施工期	直接影响	短期、可逆	中、弱
		运营期	直接影响、间接影响、累计影响	长期、不可逆	弱
		退役期	直接影响	短期、可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性等	施工期	直接影响	短期、可逆	中、弱
		运营期	直接影响、间接影响、累计影响	长期、不可逆	弱
		退役期	直接影响	短期、可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构等	施工期	直接影响	短期、可逆	中、弱
		运营期	直接影响、间接影响、累计影响	长期、不可逆	弱
		退役期	直接影响	短期、可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等	施工期	直接影响	短期、可逆	中、弱
		运营期	直接影响、间接影响、累计影响	长期、不可逆	弱
		退役期	直接影响	短期、可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等	施工期	直接影响	短期、可逆	中、弱
		运营期	直接影响、间接影响、累计影响	长期、不可逆	弱
		退役期	直接影响	短期、可逆	弱

生态敏感区	主要保护对象、生态功能等	施工期	直接影响	短期、可逆	中、弱
		运营期	直接影响、间接影响、累计影响	长期、不可逆	弱
		退役期	直接影响	短期、可逆	弱
自然景观	景观多样性、完整性等	施工期	直接影响	短期、可逆	中、弱
		运营期	直接影响、间接影响、累计影响	长期、不可逆	弱
		退役期	直接影响	短期、可逆	弱

表 7.1.1-2 评价区主要生态影响评价因子

工程内容	时期	生态环境评价因子
钻前工程	施工期	地表扰动面积及类型、生态系统完整性
天然气集输工程	施工期	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等
	运营期	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等
天然气处理工程	施工期	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等

2、调查内容

(1) 评价范围内的植物区系、植被类型，植物群落结构及演替规律，群落中的关键种、建群种、优势种；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型及空间分布。

(2) 项目建设区域存在的主要生态问题：水土流失。

(3) 调查现有工程的实际生态影响及采取的生态保护措施。

3、调查方法

(1) 现场调查法

通过野外调查，识别植物种类，对发现的动物进行记录，调查了解评价区土地利用类型及分布、植物种类及植被分布、陆生动物栖息地等状况。

陆生植物调查方法主要包括资料分析、现场调查、样方调查相结合等；陆生动物调查方法主要包括实地考察、样线调查、走访调查、查阅相关资料等。

(2) 资料收集法

收集项目区现有的可以反映生态现状或生态背景的资料，主要为现状资料和历史资料，包括相关文字、图件和影像等。资料收集主要收集了《陕西植被》、《陕西省生态功能区划》、《横山区志》、设计资料、《陕 17 储气库工程对毛乌素沙区生态影响评价报告》、《LLW 储气库工程占用陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区方案》等相关资料。

（3）遥感调查法

本次评价按照导则要求划定了生态环境影响评价范围。各井场、集注站场界周围 50m 范围，重点评价工程扰动区域。管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围；集输管线采用水平定向钻方式穿越陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区，且无永久占地，评价范围为线路中心线两侧外延 300m。重点评价临时占地带状区域。

收集整理项目涉及区域现有生物多样性资料，包括榆林市统计年鉴以及林业、环保、水利、农业、国土资源等部门提供的林业“一张图”数据、地理国情普查数据、POI 数据等相关资料，并参考了《中国植物志》、《陕西省植物志》等，并采取现场调查、3S 技术相结合的方法，利用遥感影像以及 DEM 数据，对评价区范围内 2023 年度的生态环境质量现状进行了分析。

①遥感信息源的获取

本次生态环境质量现状评价中，遥感影像是以中巴资源卫星图像数据源为信息源，拍摄时间为 2024 年 6 月，空间分辨率为 2.36m。该时段植物相对旺盛，植被和土地利用类型分异明显，也可以间接的反映土壤侵蚀的空间差异。评价所选用遥感影像的时间、分辨率和光潜数据生态环境信息丰富，保证了遥感解译结果的科学性和准确性，满足生态评价工作等级要求。

表 7.1.1-3 卫星参数及各波段主要用途

有效载荷	波段	波长范围 (μm)	地面分辨率 (m)	主要用途
CCD 相机	1	0.45~0.52	20	水体穿透性良好，很适用于海岸制图；用于区分针叶林与阔叶林、土壤与植被
	2	0.52~0.60	20	对应健康植被的绿反射区，很适合于植被的绿反射峰测量研究，也适用于水体污染监测
	3	0.63~0.68	20	探测绿色植物叶绿素吸收的差异，是区分土壤边界和地质体边界的最有用的可见光波段，受大气影响小，分辨率较高
	4	0.77~0.89	20	对应于植被峰值反射区，适用于植被探测和评估；用于估算生物量，分辨潮湿土壤
	5	0.51~0.73	20	用于分辨道路，裸露土壤，水，还能在不同植被之间有好的对比度，并且有较好的大气、云雾分辨能力
高分辨率相机 (HR)	6	0.50~0.80	2.36	为 2.36 米分辨率的黑白图像，用于增强分辨率

②遥感影像处理方法

评价采用 ENVI3.0 图像处理软件对数字图像进行镶嵌、几何精校正和波段合成等图像处理，利用假彩色合成得出格式的基础影像。然后利用 ArcGIS 10.8 软件平台对处理后的基础影像进行目视解译，而后结合土地利用变更调查数据和野外调查采集的样点数据对解译成果进行校核、优化地块边界，最后利用空间分析模块进行统计分析。

③统计方法

a.在目视解译成果的基础上，利用 ArcMap 模块，以上一步输出的 Shapefile 文件为基础，添加“LU”（土地利用）、“VEG”（植被类型）、“ERO”（土壤侵蚀类型）等字段，并叠加相应的地理国情普查数据，参照野外调查所采集的样点描述，逐一确定各多边形的专题属性并进行属性转换。

b.根据评价区的边界，挖取各单元的专题数据。利用 ArcGIS 提供的 ArcMap 模块，完成全部区域和各单元的专题数据统计及制图工作。

④分类系统

本次评价区分类系统包括土地利用、植被类型、植被覆盖度和生态系统类型等四个生态专题分类系统。土地利用现状分类采用国家标准《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），植被分类采用生态学植被分类系统，生态系统分类采用《全国生态状况调查评估技术规范——生态系统遥感解译与野外核查》（HJ 1166-2021），以Ⅱ级类型作为基础。并依据地理国情监测数据的地表覆盖类型的内在特征，将已有的地理国情监测数据进行数据转换，转换成专题属性数据，并依据分类标准完成专题分类系统。然后根据转化属性后的专题数据进行统计分析；先统计二级类型，统计内容包括监测区内各专题类型的斑块数、面积（km²）及占整个监测区面积的百分比；再根据二级类型数据统计一级类型的斑块数、面积和一级类型占监测区面积的百分比。最后对获得的专题数据进行分析。本次评价采用《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）附录 C 中 C.8.1 植被覆盖度方法评价生态系统现状，采用植被指数法进行分析，并结合实际地物覆盖情况对结果进行校核。生态系统类型按照《全国生态状况调查评估技术规范——生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）技术规范，对评价区范围内的生态系统进行分类，利用 ArcMap 模块中的空间分析工具进行面积统计和比例计算。项目专题图件具体制作流程见图 7.1.1.1。

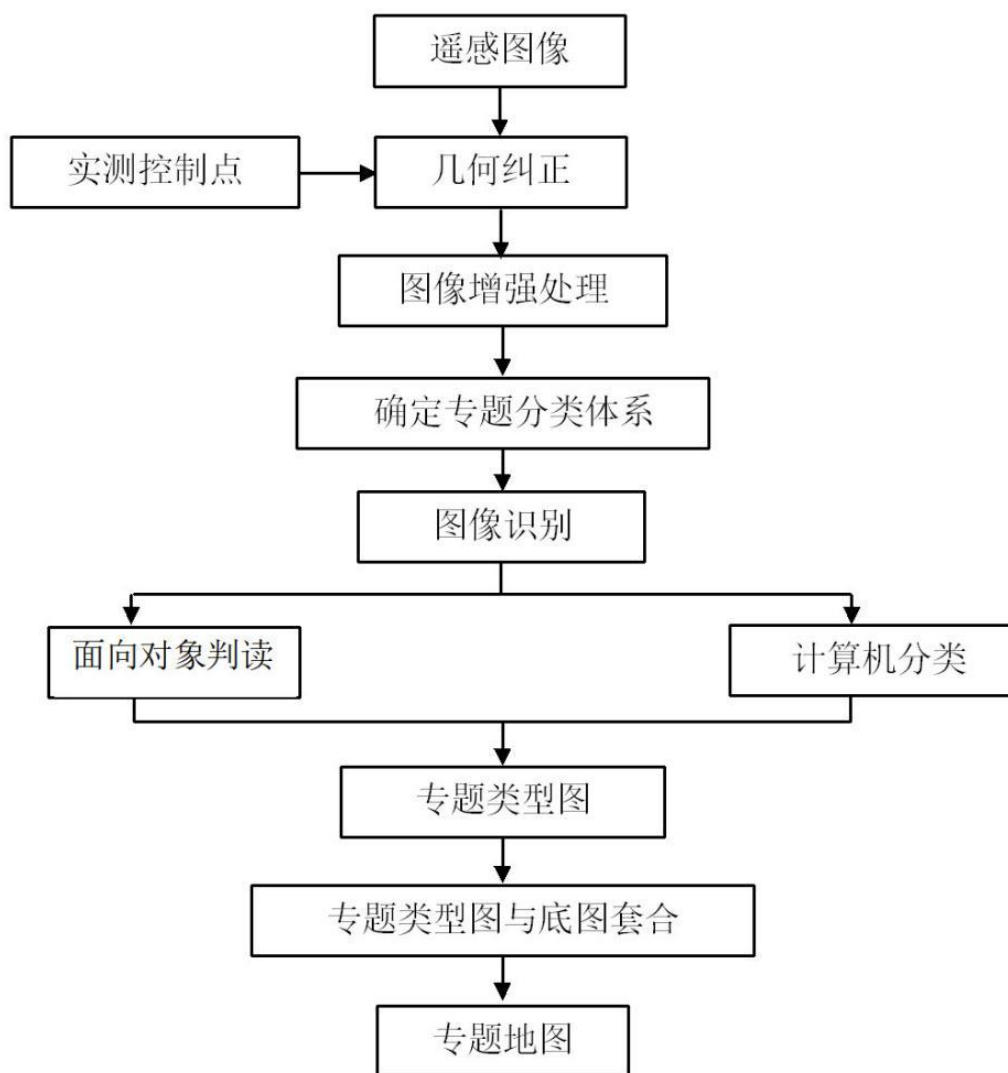


图 7.1.1.1 遥感解译图具体制作流程

7.1.2 生态环境功能区划及生态系统现状

1、生态功能区划

本项目评价区位于榆林市横山区，根据《陕西省生态功能区划》，本项目一级生态区属于长城沿线风沙草原生态区，二级生态区为中神榆横沙漠化控制生态亚区，三级生态区为横榆沙地防风固沙区。生态功能区划见图 7.1.2.1。

2、生态系统类型

按照《全国生态状况调查评估技术规范——生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）技术规范，对评价区范围内的生态系统进行了分类。评价范围内主要包括森林、灌丛、草地、湿地、农田、城镇、荒漠、其他等 8 个类型。具体见表 7.1.2-2 及图 7.1.2.2。

表 7.1.2-2 评价区生态系统类型及其在区域中所占比例

序号	生态系统类型		评价区范围		储气库范围	
			面积(hm ²)	比例	面积(hm ²)	比例
1	1 森林生态系统	13 稀疏林	54.794	6.83%	1.399	8.30%
2	2 灌丛生态系统	23 稀疏灌丛	244.696	30.51%	0.136	0.81%
3	3 草地生态系统	34 稀疏草地	418.718	52.21%	5.807	34.44%
4	5 农田生态系统	51 耕地	51.476	6.42%	0.358	2.13%
5	6 城镇生态系统	61 居住地	3.615	0.45%	0.000	0.00%
6		63 工矿交通	20.772	2.59%	9.160	54.33%
7	7 荒漠生态系统	72 沙地	7.447	0.93%	0.000	0.00%
8	8 其他生态系统	82 裸地	0.418	0.05%	0.000	0.00%
合计			801.936	100.00%	16.860	100.00%

根据遥感解译统计结果，项目评价区总体上主要的以草地生态系统及灌丛生态系统为主，其中草地生态系统以稀疏草地为主，占评价区总面积的 52.21%，其他生态系统均较少；储气库工程占地以工矿交通占地为主，主要是 LLW 集注站为已建工矿用地，其次为稀疏草地生态系统，其他生态系统均较少。

7.1.3 土地利用现状调查

本次土地利用现状依据《国土空间调查、规划、用途管制用地用海分类指南》（自然资发〔2023〕234 号）要求，在“国土变更调查数据”的基础上，通过 3S 技术和现场调查综合得出结果。详见表 7.1.3-1 及图 7.1.3.1。

表 7.1.3-1 评价范围内各类土地面积统计

序号	地类名称		评价区范围		储气库范围	
	一级类	二级类	面积(hm ²)	比例	面积(hm ²)	比例
1	01 耕地	0103 旱地	51.476	6.42%	0.358	2.13%
2	03 林地	0301 乔木林地	40.214	5.01%	0.048	0.28%
3		0307 其他林地	14.581	1.82%	1.351	8.01%
4		0305 灌木林地	244.696	30.51%	0.136	0.81%
5	04 草地	0401 天然牧草地	314.057	39.16%	3.974	23.57%
6		0404 其他草地	104.662	13.05%	1.833	10.87%
7	06 工矿仓储用地	0602 采矿用地	9.650	1.20%	9.160	54.33%
8	09 特殊用地		0.392	0.05%	0.000	0.00%
9	10 交通运输用地	1003 公路用地	0.838	0.10%	0.000	0.00%
10		1006 农村道路	9.541	1.19%	0.000	0.00%

11	12 其他土地	1202 设施农用地	0.350	0.04%	0.000	0.00%
12		1205 沙地	7.447	0.93%	0.000	0.00%
13		1206 裸土地	0.418	0.05%	0.000	0.00%
14	20 城镇村	203 村庄	3.615	0.45%	0.000	0.00%
合计			801.936	100.00%	16.860	100.00%

通过上表可知：总体而言，评价区主要土地类型为天然牧草地及灌木林地，分别占评价区总面积 39.16%、30.51%，其他土地类型很少；储气库工程占地除集注站工矿占地外，主要为天然牧草地及其他草地，其他占地类型很少。

7.1.4 陆生植物资源现状调查

项目评价区处于沙生植被和干草原植被带，自然植被覆盖率较低。以无定河为界，北部为沙漠，在明代古长城以北的流动、半固定、固定沙丘沙地主要有白沙蒿、黑沙蒿、沙蓬、沙竹等半灌丛和草群。乔木大多是人工栽植，主要有杨、柳、榆、刺槐、油松、沙枣、侧柏等。南部为黄土丘陵，有部分耕地。主要粮食作物包括玉米、马铃薯、谷子、高粱、豆类、水稻、红薯、蔬菜和瓜类等。油料作物主要有向日葵、大麻、花生、芝麻、蓖麻等。

野生植物多为旱生和沙生品种，常见的有 60 科 500 余种。可以食用的主要有苦菜、甜苣、地椒、沙蓬等，可以药用的主要有黄芪、远志、茵陈、薄荷等。

根据现场调查，项目评价区主要的植物为樟子松、油松、侧柏、杨树、刺槐等乔木，锦鸡儿、沙棘等灌丛，铁杆蒿、针茅杂类、长芒草、狗尾草、百里香杂类草丛等。

本次调查过程中，评价区范围内未发现国家及地方重点保护野生植物及《中国生物多样性红色名录》中列为极危、濒危和易危的物种，国家和地方列入拯救保护的极小种群物种以及特有种以及古树名木等。评价要求在施工过程中，若发现以上保护植物，应及时上报当地林业部门，并采取避让等保护措施。

1、主要植被类型

评价区域地处干旱区，植被种类不丰富，植被类型从大类上分为草甸草原、灌木、森林、栽培植被等 4 类。各植被类型面积及占总面积比例见表 7.1.4-3 及图 7.1.4.1

表 7.1.4-3 各植被类型面积及占总面积比例

序号	植被类型	评价区范围	储气库范围

	植被 型组	植被型	植被亚型	群系	面积 (hm ²)	比例	面积 (hm ²)	比例
1	I 草 本植 被 (草 地)	一、杂类 草草地	(一) 温带 其他丛生禾 草草地	1、阿尔泰狗娃花、 其他杂类草草丛	1.389	0.17%	0.193	1.14 %
2				2、狗尾草草丛	5.564	0.69%	0.000	0.00 %
3				3、蒿草、其他杂类 草草丛	419.213	52.28 %	5.614	33.30 %
4	II 灌 丛	二、落叶 阔叶灌 丛	(二) 温带 落叶阔叶灌 丛	4、锦鸡儿灌丛	244.696	30.51 %	0.136	0.81 %
5	III 森 林	三、落叶 阔叶林	(三) 温带 落叶阔叶林	5、杨树林	38.612	4.81%	1.399	8.30 %
6		四、常绿 针叶林	(四) 温带 常绿针叶林	6、樟子松林	16.183	2.02%	0.000	0.00 %
7	IV 栽 培植 被	五、一年一熟粮食作物或经济作物田			51.476	6.42%	0.358	2.13 %
8	V 生产生活服务区				24.386	3.04%	9.160	54.33 %
9	VI 植被稀少地带				0.418	0.05%	0.000	0.00 %
合计					801.936	100.0 0%	16.86 0	100.0 0%

从植被类型面积统计看：评价区野生植被主要以蒿草、其他杂类草草丛为主，占评价区总面积的 52.28%，其次为锦鸡儿灌丛，占评价区总面积的 30.51%，其他类型植被均很少。评价区植物群落主要以陕北常见植物为主，物种生境较单一。储气库工程占地野生植被主要以蒿草、其他杂类草草丛为主，占总面积的 33.3%，其他类型植被均很少。

2、植被覆盖度

植被覆盖度指森林、草地、灌丛、农业植被等在地面的垂直投影面积占统计区总面积的百分比。本区域内植被覆盖度的调查利用遥感估算的方法，通过 NDVI 指数进行计算，并根据 NDVI 指数值通过等间隔断裂法，将植被覆盖度分为低覆盖度、中低覆盖度、中覆盖度、中高覆盖度、高覆盖度等五类。

评价范围内植被覆盖度情况见图 7.1.4.2 及表 7.1.4-4。

表 7.1.4-4 植被覆盖现状表

序号	植被覆盖度	评价区范围		储气库范围	
		面积(hm ²)	比例	面积(hm ²)	比例
1	低覆盖度 (<10%)	60.100	7.49%	10.016	59.41%

2	中低覆盖度（10%~30%）	391.084	48.77%	2.845	16.87%
3	中覆盖度（30%~50%）	261.412	32.60%	2.905	17.23%
4	中高覆盖度（50%~70%）	36.350	4.53%	0.706	4.18%
5	高覆盖度（>70%）	1.514	0.19%	0.030	0.18%
6	农业植被覆盖	51.476	6.42%	0.358	2.13%
合计		801.936	100.00%	16.860	100.00%

根据植被覆盖度遥感影像解译结果图和数据统计结果，评价区内植被覆盖度以中低覆盖度为主，占 48.77%，其次为中覆盖度，占 32.6%。储气库工程占地避开了植被生长相对较好的区域，主要以低覆盖度为主，占 59.41%。

3、生物量调查

（1）植被生物量

在野外样方实地调查的基础上，通过遥感解译的评价区内植被类型面积统计数据，估算处不同植被类型的群落组成比例，参照有关区域植被生物量测算结果，得出评价区不同植被类型单位面积生物量指标；以评价区植被类型图量算的面积数据为基础，计算出评价区生物量见表 7.1.4-5 所示。

表 7.1.4-5 评价区植被生物量统计表

类型	平均生物量（t/hm ² ）	面积（hm ² ）	总生物量（t）	生物量比例（%）
乔木林地	70.62	54.7944	3869.5805	39.90%
灌木林地	19.76	244.696	4835.1970	49.86%
草地	2.37	418.7184	992.3626	10.23%
合计	/	718.2090	9697.1401	100.00%

注：各植被类型平均生物量取值参考：1）方精云、刘国华等，我国森林植被的生物量和净生物量，生态学报，1996（5）；2）冯宗炜，王效科，吴刚.中国森林生态系统的生物量 and 生产力，北京：科学出版社，1999；3）黄玫，季劲钧、曹明奎、李克让，中国区域植被地上与地下生物量模拟，生态学报，2006（26）

由表 7.1.4-7 可知，评价区总生物量 9697.1401t，其中灌木林地生物量最多，为 4835.1970t，占评价区生物量的 49.86%，其次是乔木林地，为 3869.5805t，占评价区生物量的 39.90%，草地生物量为 992.3626t，占评价区生物量的 10.23%。

（2）自然体系生产力

在对评价区自然体系生产力进行评价时，主要根据评价区不同植被的平均净生产力来推算评价范围平均净生产力，其计算公示为：式中：Sa—评价范围平均

$$Sa = \sum (Si \times Mi) / Ma$$

净生产力（gC/（m².a））；

Si—某一植被类型平均净生产力（gC/（m².a））；

Mi—某一植被类型在评价区的面积（m²）；

在对不同植被的平均净生产力进行取值时，主要参照国内该区域中关于自然生态系统生产力和植被生物量的研究成果，并结合评价区内地表植被覆盖现状和植被立地情况综合判断，评价区各植被类型自然体系生产力情况见表 7.1.4-6。

表 7.1.4-6 评价区植被平均净生产力统计

植被类型	面积（hm ² ）	占评价区总面积比（%）	平均净生产力（gC/（m ² .a））
乔木林地	54.7944	6.83%	1023.6
灌木林地	244.696	30.51%	822.99
草地	418.7184	52.21%	267.5
耕地	51.476	6.42%	891.98
合计	769.685	95.98%	/
评价区平均净生产力			539.692
评价标准			642.48

注：（1）评价区总面积不含居民用地、水域等；（2）各植被类型平均净生产力取值参考 smith（1976）和国内学者对本区域植被平均净生产力的研究结果；（3）评价标准采取中科院地理科学和资源研究所陈利军等对国内大陆生态系统平均净生产力值的研究结果。

从表 7.1.4-6 中可以看出：评价区生产力水平较低的草地植被面积最大，且各植被类型平均净生产力水平在全国均属较低水平，因此整个评价区自然体系平均净生产力（NPP）为 539.692gC/（m².a），低于国内大陆平均水平。

4、主要植被类型样方调查

（1）样方布设原则

- ①尽量在本次建设工程附近设置样方，并考虑布点的均匀性。
- ②调查的植被为调查区分布较广泛的类型，尽可能兼顾其他分布较少的植被类型；
- ③兼顾各种生态恢复措施，了解临时占地范围内的植被情况。

（2）样方点位选取

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）导则要求，生态二级评价项目每种群落类型的样方调查不少于 3 个，调查时间宜选择植物生长旺盛季节。

为了客观了解、全面反映评价区内现有植被情况，本次样方调查时间为 2024 年 8 月，当地植被生长旺盛的季节。

样方调查根据评价区内植被类型现状遥感解译结果，确定了生态样方调查植物群落，每一类植物群落设置 3 个样方。根据遥感解译结果，评价区野生植被以低矮植被为主，主要以蒿草、狗尾草、阿尔泰狗娃花其他杂类草草原为主，其次为锦鸡儿灌丛，乔木占地较少，主要有樟子松林、杨树林等。

本次样方调查植物群落选择据此开展，选取 18 个样方调查点位，主要为樟子松乔木样方 3 个、杨树样方 3 个，锦鸡儿灌木样方 3 个，沙蒿、狗尾草、阿尔泰狗娃花草本样方各 3 个，符合导则要求。样方、样线布设点位见图 7.1.4.1。

（3）调查方法

对于乔木和高大灌丛群落，设置 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 的样方，低矮灌丛设置 $5\text{m} \times 5\text{m}$ 的样方，草本植物群落的样方大小设为 $1 \times 1\text{m}$ 。调查项目主要有种类组成、多度、冠幅、高度、盖度、饱和度等，并以此来评价评价区内的物种总盖度、物种多样性。

评价区主要植被群落特征如下：

①樟子松群落-1

样方编号	Y-01	群落类型	樟子松群落	样方大小	20m×20m
调查地点	LK5 井场附近				
纬度 (°)		地貌	() 山地 () 低洼地 () 平原 () 丘陵 (◆) 高原		
经度 (°)		坡位	(◆) 平地 () 下部 () 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔 (m)	1159	植被起源	() 原生 () 次生 (◆) 人工		
坡向	SE	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度 (°)	5	土壤类型	风沙土	周围植被	长芒草、沙蒿、阿尔泰狗娃花等
垂直结构	层高 (m)	盖度/郁闭度 (%)	优势种		
乔木层	5	8	樟子松		
灌木层	/	/	/		
草本层	沙蒿	40	沙蒿		
饱和度 (种)	4				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王东东	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度 (%)：60					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度/郁闭度	
1	樟子松	8 棵	4	8	
2	沙蒿	Cop2	0.3	40	
3	长芒草	Cop1	0.4	30	
4	阿尔泰狗娃花	Sp	0.2	10	

②樟子松群落-2

样方编号	Y-02	群落类型	樟子松群落	样方大小	20m×20m
调查地点	LK4 注、采气管线附近				
纬度 (°)		地貌	() 山地 () 低洼地 () 平原 () 丘陵 (◆) 高原		
经度 (°)		坡位	() 平地 (◆) 下部 () 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔 (m)	1172	植被起源	() 原生 () 次生 (◆) 人工		
坡向	E	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度 (°)	10	土壤类型	风沙土	周围植被	长芒草、沙蒿等
垂直结构	层高 (m)	盖度/郁闭度 (%)	优势种		
乔木层	4	50	樟子松		
灌木层	/	/	/		
草本层	0.3	15	长芒草		
饱和度 (种)	3				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王东东	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度 (%)：50					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度/郁闭度	
1	樟子松	18 棵	4	50	
2	长芒草	Cop2	0.3	15	
3	沙蒿	Cop1	0.2	10	

③樟子松-3

样方编号	Y-03	群落类型	樟子松群落	样方大小	20m×20m
调查地点	集注站附近				
纬度(°)		地貌	() 山地 () 低洼地 () 平原 (◆) 丘陵 () 高原		
经度(°)		坡位	() 平地 () 下部 (◆) 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔(m)	1141	植被起源	() 原生 () 次生 (◆) 人工		
坡向	W	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度(°)	12	土壤类型	风沙土	周围植被	锦鸡儿、阿尔泰狗娃花、沙蒿等
垂直结构	层高(m)	盖度/郁闭度(%)	优势种		
乔木层	3.5	8	樟子松		
灌木层	1.2	10	锦鸡儿		
草本层	0.2	40	阿尔泰狗娃花		
饱和度(种)	4				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王东东	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度(%)：50					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度/郁闭度	
1	樟子松	11 棵	3.0	8	
2	锦鸡儿	Cop2	1.2	10	
3	阿尔泰狗娃花	Cop3	0.2	25	
4	沙蒿	Cop1	0.2	20	

④杨树-1

样方编号	Y-04	群落类型	杨树群落	样方大小	20m×20m
调查地点	LK3 井场附近				
纬度 (°)		地貌	(◆) 山地 () 低洼地 () 平原 () 丘陵 () 高原		
经度 (°)		坡位	() 平地 () 下部 (◆) 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔 (m)	1138	植被起源	(◆) 原生 () 次生 () 人工		
坡向	E	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度 (°)	5	土壤类型	风沙土	周围植被	阿尔泰狗娃花、狗尾草、沙蒿等
垂直结构	层高 (m)	盖度/郁闭度 (%)	优势种		
乔木层	8	10	杨树		
灌木层	/	/	/		
草本层	0.3	30	沙蒿		
饱和度 (种)	4				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王东东	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度 (%)：45					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度/郁闭度	
1	杨树	9 棵	6	10	
2	沙蒿	Cop3	0.3	30	
3	阿尔泰狗娃花	Cop2	0.2	10	
4	狗尾草	Cop2	0.2	10	

⑤杨树-2

样方编号	Y-05	群落类型	杨树群落	样方大小	20m×20m
调查地点	LK4 井场附近				
纬度（°）		地貌	（ ）山地（ ）低洼地（ ）平原（ ）丘陵（◆）高原		
经度（°）		坡位	（◆）平地（ ）下部（ ）中部（ ）上部（ ）梁顶		
海拔（m）	1186	植被起源	（◆）原生（ ）次生（ ）人工		
坡向	/	干扰程度	（ ）无干扰（◆）轻微（ ）中度（ ）强烈		
坡度（°）	/	土壤类型	风沙土	周围植被	沙蒿、长芒草、阿尔泰狗娃花等
垂直结构	层高（m）	盖度/郁闭度（%）	优势种		
乔木层	9.0	8	杨树		
灌木层	/	/	/		
草本层	0.3	40	沙蒿		
饱和度（种）	4				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王东东	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度（%）：55					
序号	植物名称		多度	平均高度	盖度/郁闭度
1	杨树		8 棵	7.0	8
2	沙蒿		Cop3	0.3	40
3	长芒草		Cop2	0.3	10
4	阿尔泰狗娃花		Cop2	0.2	15

⑥杨树-3

样方编号	Y-06	群落类型	杨树群落	样方大小	20m×20m
调查地点	LK1 井场附近				
纬度 (°)		地貌	() 山地 () 低洼地 () 平原 () 丘陵 (◆) 高原		
经度 (°)		坡位	() 平地 () 下部 (◆) 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔 (m)	1117	植被起源	(◆) 原生 () 次生 () 人工		
坡向	S	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度 (°)	5	土壤类型	风沙土	周围植被	锦鸡儿、狗尾草、沙蒿等
垂直结构	层高 (m)	盖度/郁闭度 (%)	优势种		
乔木层	8	12	杨树		
灌木层	1.8	3	锦鸡儿		
草本层	0.15	40	狗尾草		
饱和度 (种)	3				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王东东	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度 (%)：50					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度/郁闭度	
1	樟子松	7 棵	8.0	12	
2	锦鸡儿	Sol.	1.8	3	
3	狗尾草	Cop3	0.15	40	
4	沙蒿	Cop1	0.2	20	

⑦锦鸡儿灌丛-1

样方编号	Y-07	群落类型	锦鸡儿群落	样方大小	5m×5m
调查地点	LK2 井场附近				
纬度 (°)		地貌	() 山地 () 低洼地 () 平原 () 丘陵 (◆) 高原		
经度 (°)		坡位	(◆) 平地 () 下部 () 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔 (m)	1166	植被起源	(◆) 原生 () 次生 () 人工		
坡向	/	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度 (°)	/	土壤类型	风沙土	周围植被	狗尾草、长芒草
垂直结构	层高 (m)	盖度 (%)	优势种		
乔木层	/	/	/		
灌木层	1.2	25	锦鸡儿		
草本层	0.2	50	狗尾草		
饱和度 (种)	3				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王东东	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度 (%)：65					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度	
1	锦鸡儿	1 丛	1.2	25	
2	狗尾草	Cop3	0.2	50	
3	长芒草	Cop1	0.3	15	

⑧锦鸡儿灌丛-2

样方编号	Y-08	群落类型	锦鸡儿群落	样方大小	5m×5m
调查地点	集注站附近				
纬度(°)		地貌	() 山地 () 低洼地 () 平原 () 丘陵 (◆) 高原		
经度(°)		坡位	() 平地 (◆) 下部 () 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔(m)	1141	植被起源	(◆) 原生 () 次生 () 人工		
坡向	S	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度(°)	10	土壤类型	风沙土	周围植被	狗尾草、沙蒿等
垂直结构	层高(m)	盖度(%)	优势种		
乔木层	/	/	/		
灌木层	1.3	20	锦鸡儿		
草本层	0.2	35	狗尾草		
饱和度(种)	3				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王杰	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度(%)：50					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度	
1	锦鸡儿	2 丛	1.2	20	
2	狗尾草	Cop2	0.2	35	
3	沙蒿	Sol	0.3	5	

⑨锦鸡儿灌丛-3

样方编号	Y-09	群落类型	锦鸡儿群落	样方大小	5m×5m
调查地点	双向输气管线附近				
纬度(°)		地貌	() 山地 () 低洼地 () 平原 () 丘陵 (◆) 高原		
经度(°)		坡位	() 平地 () 下部 (◆) 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔(m)	1119	植被起源	(◆) 原生 () 次生 () 人工		
坡向	SE	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度(°)	8	土壤类型	沙地	周围植被	狗尾草、羊毛草
垂直结构	层高(m)	盖度(%)	优势种		
乔木层	/	/	/		
灌木层	1.2	20	锦鸡儿		
草本层	0.3	45	狗尾草		
饱和度(种)	3				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王东东	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度(%)：55					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度	
1	锦鸡儿	1 丛	1.2	25	
2	狗尾草	Cop3	0.2	45	
3	羊毛草	Sp	0.2	10	

⑩沙蒿群落-1

样方编号	Y-10	群落类型	沙蒿群落	样方大小	1m×1m
调查地点	LK5 注、采气管线附近				
纬度 (°)		地貌	() 山地 () 低洼地 () 平原 () 丘陵 (◆) 高原		
经度 (°)		坡位	(◆) 平地 () 下部 () 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔 (m)	1164	植被起源	(◆) 原生 () 次生 () 人工		
坡向	NE	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度 (°)	5	土壤类型	风沙土	周围植被	阿尔泰狗娃花等
垂直结构	层高 (m)	盖度 (%)	优势种		
乔木层	/	/	/		
灌木层	/	/	/		
草本层	0.3	35	沙蒿		
饱和度 (种)	2				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王杰	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度 (%)：50					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度	
1	沙蒿	Cop3	0.3	35	
2	阿尔泰狗娃花	Cop1	0.2	20	

⑪沙蒿群落-2

样方编号	Y-11	群落类型	沙蒿群落	样方大小	1m×1m
调查地点	LK3 井场附近				
纬度 (°)		地貌	(◆) 山地 () 低洼地 () 平原 () 丘陵 () 高原		
经度 (°)		坡位	() 平地 () 下部 (◆) 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔 (m)	1137	植被起源	(◆) 原生 () 次生 () 人工		
坡向	E	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度 (°)	5	土壤类型	风沙土	周围植被	阿尔泰狗娃花、狗尾草
垂直结构	层高 (m)	盖度 (%)	优势种		
乔木层	/	/	/		
灌木层	/	/	/		
草本层	0.3	50	沙蒿		
饱和度 (种)	3				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王杰	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度 (%)：55					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度	
1	沙蒿	Cop3	0.3	50	
2	阿尔泰狗娃花	Sol	0.2	8	
3	狗尾草	Sol	0.2	5	

⑫沙蒿群落-3

样方编号	Y-12	群落类型	沙蒿群落	样方大小	1m×1m
调查地点	LK2 井场附近				
纬度 (°)		地貌	() 山地 () 低洼地 () 平原 () 丘陵 (◆) 高原		
经度 (°)		坡位	(◆) 平地 () 下部 () 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔 (m)	1182	植被起源	(◆) 原生 () 次生 () 人工		
坡向	/	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度 (°)	/	土壤类型	风沙土	周围植被	狗尾草
垂直结构	层高 (m)	盖度 (%)	优势种		
乔木层	/	/	/		
灌木层	/	/	/		
草本层	0.5	50	沙蒿		
饱和度 (种)	2				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王东东	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度 (%)：50					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度	
1	沙蒿	Cop3	0.3	50	
2	狗尾草	Sol	0.2	5	

⑬阿尔泰狗娃花群落-1

样方编号	Y-13	群落类型	阿尔泰狗娃花群落	样方大小	1m×1m
调查地点	LK5 井场附近				
纬度 (°)		地貌	() 山地 () 低洼地 () 平原 () 丘陵 (◆) 高原		
经度 (°)		坡位	(◆) 平地 () 下部 () 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔 (m)	1458	植被起源	(◆) 原生 () 次生 () 人工		
坡向	SE	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度 (°)	5	土壤类型	风沙土	周围植被	狗尾草
垂直结构	层高 (m)	盖度 (%)	优势种		
乔木层	/	/	/		
灌木层	/	/	/		
草本层	0.2	40	阿尔泰狗娃花		
饱和度 (种)	2				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王东东	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度 (%)：40					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度	
1	阿尔泰狗娃花	Cop3	0.2	40	
2	狗尾草	Sol.	0.1	3	

⑭阿尔泰狗娃花群落-2

样方编号	Y-14	群落类型	阿尔泰狗娃花群落	样方大小	1m×1m
调查地点	集注站附近				
纬度(°)		地貌	() 山地 () 低洼地 () 平原 () 丘陵 (◆) 高原		
经度(°)		坡位	(◆) 平地 () 下部 () 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔(m)	1144	植被起源	(◆) 原生 () 次生 () 人工		
坡向	SW	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度(°)	3	土壤类型	风沙土	围植被	沙蒿
垂直结构	层高(m)	盖度(%)	优势种		
乔木层	/	/	/		
灌木层	/	/	/		
草本层	0.3	45	阿尔泰狗娃花		
饱和度(种)	2				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王杰	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度(%)：48					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度	
1	阿尔泰狗娃花	Cop3	0.2	45	
2	沙蒿	Cop1	0.2	10	

⑮阿尔泰狗娃花群落-03

样方编号	Y-15	群落类型	阿尔泰狗娃花群落	样方大小	1m×1m
调查地点	LK5 注、采气管线附近				
纬度 (°)		地貌	() 山地 () 低洼地 () 平原 () 丘陵 (◆) 高原		
经度 (°)		坡位	(◆) 平地 () 下部 () 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔 (m)	1170	植被起源	(◆) 原生 () 次生 () 人工		
坡向	NE	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度 (°)	5	土壤类型	风沙土	周围植被	沙蒿
垂直结构	层高 (m)	盖度 (%)	优势种		
乔木层	/	/	/		
灌木层	/	/	/		
草本层	0.2	30	阿尔泰狗娃花		
饱和度 (种)	2				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王杰	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度 (%)：35					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度	
1	阿尔泰狗娃花	Cop3	0.2	30	
2	沙蒿	Cop1	0.2	10	

⑩狗尾草群落-1

样方编号	Y-16	群落类型	狗尾草群落	样方大小	1m×1m
调查地点	LK5 井场附近				
纬度 (°)		地貌	() 山地 () 低洼地 () 平原 () 丘陵 (◆) 高原		
经度 (°)		坡位	(◆) 平地 () 下部 () 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔 (m)	1166	植被起源	(◆) 原生 () 次生 () 人工		
坡向	SE	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度 (°)	5	土壤类型	风沙土	周围植被	狗尾草
垂直结构	层高 (m)	盖度 (%)	优势种		
乔木层	/	/	/		
灌木层	/	/	/		
草本层	0.15	40	狗尾草		
饱和度 (种)	1				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王杰	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度 (%)：65					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度	
1	狗尾草	Soc.	0.15	40	

⑪狗尾草群落-2

样方编号	Y-17	群落类型	狗尾草群落	样方大小	1m×1m
调查地点	LK4 井场附近				
纬度(°)		地貌	() 山地 () 低洼地 () 平原 () 丘陵 (◆) 高原		
经度(°)		坡位	(◆) 平地 () 下部 () 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔(m)	1181	植被起源	(◆) 原生 () 次生 () 人工		
坡向	/	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度(°)	/	土壤类型	风沙土	周围植被	沙蒿
垂直结构	层高(m)	盖度/郁闭度(%)	优势种		
乔木层	/	/	/		
灌木层	/	/	/		
草本层	0.1	30	狗尾草		
饱和度(种)	1				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王杰	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度(%)：30					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度/郁闭度	
1	狗尾草	Soc.	0.2	30	

⑩狗尾草群落-3

样方编号	Y-18	群落类型	狗尾草群落	样方大小	1m×1m
调查地点	LK2 注、采气管线附近				
纬度(°)		地貌	() 山地 () 低洼地 () 平原 () 丘陵 (◆) 高原		
经度(°)		坡位	() 平地 () 下部 (◆) 中部 () 上部 () 梁顶		
海拔(m)	1171	植被起源	(◆) 原生 () 次生 () 人工		
坡向	W	干扰程度	() 无干扰 (◆) 轻微 () 中度 () 强烈		
坡度(°)	3	土壤类型	风沙土	周围植被	狗尾草
垂直结构	层高(m)	盖度/郁闭度(%)	优势种		
乔木层	/	/	/		
灌木层	/	/	/		
草本层	0.2	55	狗尾草		
饱和度(种)	1				
调查人	王东东、王杰				
记录人	王杰	调查日期	2024.8.23		
附：物种多样性调查记录					
群落总盖度(%)：55					
序号	植物名称	多度	平均高度	盖度/郁闭度	
1	狗尾草	Soc.	0.3	55	

(4) 样方调查成果

植被样方调查结果见表 7.1.4-9。

表 7.1.4-9 植被样方调查结果统计

样方	群落类型	采样点	与本项目位置关系	建群种及优势种	群落高度(m)	盖度(%)	饱和度(种)
Y-01	樟子松群落		LK5 井场附近	樟子松、长芒草、沙蒿	5	60	4
Y-02	樟子松群落		LK4 注、采气管线附近	樟子松、长芒草、沙蒿	4	50	3
Y-03	樟子松群落		集注站附近	樟子松、锦鸡儿、阿尔泰狗娃花	3.5	50	4
Y-04	杨树群落		LK3 井场附近	杨树、沙蒿	8	45	4
Y-05	杨树群落		LK4 井场附近	杨树、沙蒿	9.0	55	4
Y-06	杨树群落		LK1 井场附近	杨树、锦鸡儿、狗尾草	8	50	4
Y-07	锦鸡儿群落		LK2 井场附近	锦鸡儿、狗尾草	1.2	65	3
Y-08	锦鸡儿群落		集注站附近	锦鸡儿、狗尾草	1.3	50	3
Y-09	锦鸡儿群落		双向输气管线附近	锦鸡儿、狗尾草	1.2	55	3
Y-10	沙蒿群落		LK5 注、采气管线附近	沙蒿、阿尔泰狗娃花	0.3	50	2
Y-11	沙蒿群落		LK3 井场附近	沙蒿	0.3	55	3
Y-12	沙蒿群落		LK2 井场附近	沙蒿	0.3	50	2
Y-13	阿尔泰狗娃花群落		LK5 井场附近	阿尔泰狗娃花	0.2	40	2
Y-14	阿尔泰狗娃花群落		集注站附近	阿尔泰狗娃花	0.2	48	2
Y-15	阿尔泰狗娃花群落		LK5 注、采气管线附近	阿尔泰狗娃花、沙蒿	0.2	35	2
Y-16	狗尾草群		LK5 井场附近	狗尾草	0.15	40	1

	落						
Y-17	狗尾草群落		LK4 井场附近	狗尾草	0.1	30	1
Y-18	狗尾草群落		LK2 注、采气管线附近	狗尾草	0.3	55	1

根据资料收集及样方调查，评价区内最主要的群落类型为樟子松、杨树、锦鸡儿、蒿草、狗尾草、阿尔泰狗娃花等所构成乔木、灌丛和草丛，属典型的沙生植被。

7.1.5 陆生动物资源现状调查

（1）野生动物资源

评价区地处中温带，野生动物的地理分布在动物地理区划中属古北界—蒙新区—东部草原亚区。目前该区的野生动物组成比较简单，种类较少。根据现场调查及资料记载，该区的野生动物（指脊椎动物中的兽类、鸟类、爬行类和两栖类）约有 40 多种，隶属于 13 目 23 科，其中兽类 4 目 7 科，鸟类 7 目 13 科，爬行类 1 目 2 科，两栖类 1 目 1 科。主要有野兔、鼠兔、黄鼠等，以及沙燕、喜鹊、山鸡、麻雀为主的鸟类，常栖息于山崖、河流中的主要有崖鸽、布谷鸟、水貂、鸳鸯、绿头鸭等。此外，还有种类和数量众多的昆虫。评价区家畜有主要山羊、绵羊、牛等。

（3）野生动物样线调查

依据国家林业局野生动植物保护与自然保护区管理司和国家林业局调查规划设计院编制的《全国第二次陆生野生动物资源调查技术规程（20110406）》、《生物多样性观测技术导则》（HJ710-2014）、《环境影响评价技术导则（生态影响）》（HJ 19-2022）及《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）作为抽样和调查标准，在本项目生态调查范围内，结合评价区地形地势等地貌特征、陆生脊椎动物生境类型，对工程选址选线周边的陆生脊椎动物生境类型分布位置进行抽样和调查，结合评价区主要为草地和灌丛生态系统，生境类型较为单一，共设置 4 条样线。实地调查了该区域的动物资源情况。本次设置每条样线长度在 1000~2000m，调查时沿样线两侧行走，行走速度以保持在 2km/h 以下，并统计沿样线左右爬行类、鸟类以及哺乳动物种类等情况。

调查时间为 2024 年 8 月，早 6:00~8:00，晚 5:00~7:00，动物样线调查记录见下表。样线分布情况见图 7.1.4.1。

样线 1 动物样线调查记录表

样线编号	样线 1	生境类型	沙地、草地	观测日期	2024.8.23
地点	集注站~LK4 管线附近			海拔	1139~1192
起点坐标			终点坐标		
样线长度	1200m	人为干扰类型	无	人为干扰强度	弱
中文名	学名			数量	备注
草兔	<i>Lepus capensis</i>			1 处	/
麻雀	<i>Passer montanus saturatus</i>			若干	/

样线 2 动物样线调查记录表

样线编号	样线 2	生境类型	灌木、农田	观测日期	2024.8.23
地点	双向输气管线附近			海拔	1116~1135
起点坐标			终点坐标		
样线长度	1800m	人为干扰类型	农耕	人为干扰强度	中
中文名	学名			数量	备注
麻雀	<i>Passer montanus saturatus</i>			若干	/
山斑鸠	<i>Streptopelia orientalis</i>			2	/
喜鹊	<i>Pica pica</i>			2	/

样线 3 动物样线调查记录表

样线编号	样线 3	生境类型	草地、农田	观测日期	2024.8.23
地点	集注站~LK2 管线附近			海拔	1144~1161
起点坐标			终点坐标		
样线长度	980m	人为干扰类型	农耕、交通	人为干扰强度	中
中文名	学名			数量	备注
麻雀	<i>Passer montanus saturatus</i>			若干	/
草兔	<i>Lepus capensis</i>			1 处	仅发现粪便
斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>			1	/

样线 4 动物样线调查记录表

样线编号	样线 4	生境类型	林地、灌木	观测日期	2024.8.23
地点	LK5 井场附近			海拔	1160~1170
起点坐标			终点坐标		
样线长度	1500m	人为干扰类型	交通	人为干扰强度	中
中文名	学名			数量	备注
麻雀	<i>Passer montanus saturatus</i>			若干	/
山鸡	<i>Phasianus colchicus</i>			1	/

通过现场调查,评价区域内未发现国家及陕西省重点保护野生动物名录所列的物种、《中国生物多样性红色名录》中列为极危、濒危、和易危物种以及国家

和陕西省列入拯救保护的极小种群物种、特有种，也未发现迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等。

项目区周围动物较少，主要为常见动物，如：草兔、山鸡、麻雀、斑鸠等，动物生境较单一，未发现国家及陕西省重点保护的野生动物及濒危动物。

7.1.6 荒漠化现状调查

土地荒漠化数据在国家林业和草原科学数据中心公布的第六次全国荒漠化和沙化土地现状及动态变化数据的基础上，并结合实地踏勘结果，将荒漠化类型分为工矿型荒漠化、沙质荒漠化等。具体见表 7.1.6-1 及图 7.1.6.1。

表 7.1.6-1 土地荒漠化类型及其在区域中所占比例

序号	荒漠化类型	评价区范围		储气库范围	
		面积(hm ²)	比例	面积(hm ²)	比例
1	工矿型荒漠化区	24.386	3.04%	9.160	54.33%
2	轻度沙质荒漠化区	466.189	58.13%	4.065	24.11%
3	中度沙质荒漠化区	159.865	19.94%	1.728	10.25%
4	重度沙质荒漠化区	100.021	12.47%	1.548	9.18%
5	潜在荒漠化区	51.476	6.42%	0.358	2.13%
合计		801.936	100.00%	16.860	100.00%

通过上表可知：总体而言，评价区主要以轻度沙质荒漠化区为主，占 58.13%，其次为中度沙质荒漠化区、重度沙质荒漠化区，其他土地荒漠化类型很少；储气库工程占地主要为集注站工矿用地，以工矿型荒漠化区为主，其次为轻度沙质荒漠化区。

7.1.7 土壤侵蚀现状调查

土壤侵蚀强度分级根据 SL190 要求，按照高程、坡度以及植被覆盖情况确定土壤侵蚀强度等级，调查范围内的土壤侵蚀以风力侵蚀和水力侵蚀为主。评价区土壤侵蚀现状分布见图 7.1.7.1 及表 7.1.7-1。

表 7.1.7-1 土壤侵蚀强度面积统计

序号	土壤侵蚀强度	评价区范围		储气库范围	
		面积(hm ²)	比例	面积(hm ²)	比例

1	轻度蚀侵蚀区	141.381	17.63%	0.114	0.68%
2	中度侵蚀区	491.153	61.25%	13.901	82.45%
3	强烈度侵蚀区	92.722	11.56%	1.684	9.99%
4	极强烈度侵蚀区	72.430	9.03%	1.161	6.88%
5	剧烈侵蚀区	4.249	0.53%	0.000	0.00%
合计		801.936	100.00%	16.860	100.00%

根据上表统计结果，评价区以中度侵蚀为主，占 61.246%，其次为强度侵蚀、强烈度侵蚀；储气库工程占地以中度侵蚀为主，占 82.45%，其次为强烈度侵蚀。

7.1.10 评价区主要生态环境问题及变化趋势

根据《陕西省生态功能区划》，本项目一级生态区属于长城沿线风沙草原生态区，二级生态区为中神榆横沙漠化控制生态亚区，三级生态区为横榆沙地防风固沙区。

该区主要环境问题是流动沙丘多，危害严重；生态环境敏感性是沙漠化敏感；主要功能是沙漠化控制功能；主要保护措施与发展方向是保护沙生植被，控制放牧与樵采，营造防风沙林。

7.1.11 生态环境敏感目标

项目建设地位于榆林市横山区，根据榆林市“多规合一”及“三线一单比对成果”，本项目不涉及生态保护红线，涉及的生态环境敏感目标主要为陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区、王圪堵水库饮用水源保护区准保护区及国家二级公益林（属于一般生态空间）。

项目评价范围内无法律法规、政策等规范性文件划定或确认的国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定的生态保护区域；无重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。

无受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。

7.2 生态环境影响评价

7.2.1 施工期生态环境影响分析

项目对生态环境的影响主要在施工期。项目施工期由于占用土地、填挖方及

临时用地等，使评价区内的耕地、林地和草丛等遭到铲除、剥离、压占等一系列人为破坏，造成评价区内植被破坏，农作物产量、生物量、生物多样性及生态价值下降，同时项目施工改变项目区原有地形地貌，改变土地利用现状等会对植被和动物生存造成影响。

1、土地利用影响分析

(1) 土地利用方式影响分析

本项目占地包括永久性占地和临时性占地。永久占地包括井场、集注站、道路等的永久征地；临时占地主要用于上述井场施工过程中临时营地的搭建以及集输管线敷设过程中临时占地。

①永久占地

永久占地虽然改变了土地的原有类型，将原有的小部分草地、灌木林地变为工业与交通用地，降低了土地的第一生产力，但从宏观角度分析，由于其所占评价区域比例极小，不会对评价区内的土地利用结构产生明显影响。并且工程建成后，道路两侧、井场周边绿化措施的实施，在一定程度上可补偿地表植被的生态损失。

永久占用土地自施工期就已开始，并在整个运行期内一直持续，对土地利用的影响是永久性的，即对土地利用产生不可逆的影响。但这部分占地面积很小，且分散在项目开发范围内，并非集中占用，对当地的土地利用影响相对而言比较小；在施工结束后进行绿化，不会对周边景观造成影响。

②临时占地

本工程临时性占地共计 24.734hm²，主要有井场施工期临时占地、管线施工作业带、施工人员临时生活区占地、定向钻临时施工营地等。临时占地 2~3 年之内基本可以得到恢复。临时占地对土地利用的影响时间一般为一个种植季节或一个生长季节，随着工程生态恢复措施的及时落实，可以逐渐恢复原有土地利用类型，对评价区土地利用类型的影响是暂时的，影响程度是可控的。

1) 管线施工占地

本工程大部分临时占地是在管道开挖埋设施工过程中，项目穿越沙化封禁保护区区域管线基本采用定向钻穿越施工，大幅减少了施工临时占地，管线施工作业带根据管径不同设计宽度为 8~22m，由于管道施工分段进行，施工时间较短，施工完毕后，在敷设完成后该地段土地利用大部分恢复为原利用状态。

由于管道沿线两侧各 5m 不能再种植深根植物，一般情况下，该地段可以种植根系不发达的草本植物，以改善景观、防止水土流失。因此从用地类型看使得原有土地利用方式发生一定改变，但并没有影响土地利用性质。本工程临时占用耕地要恢复原有土地利用类型，临时占用草地、沙地等用地类型，也均恢复原状，沙地要求采取防沙固沙措施，临时占地采取恢复措施后对土地利用性质影响不大。

②井站场、临时生活区临时占地

施工期井场临时占地范围内的植被将被清除铲掉，场地需压实平整。施工结束后将恢复其原来的用地性质，不会对区域土地利用产生较大影响。

总之，临时性工程占地短期内将影响沿线土地的利用状况，使土地的利用形式发生临时性改变，暂时影响这些土地的原有功能。施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，这一影响将逐渐减小或消失。

(2) 土地利用结构影响分析

①工程占地类型统计

本项目总占地 38.445hm^2 ，永久占地 13.711hm^2 ，临时占地 24.734hm^2 。永久占地主要为集注站、井场、保障点占地；临时占地中占地比重最大的为管线工程，其次为井场工程。从本项目的不同占地类型来看，永久及临时占地类型主要为林地，其次为草地，还有少量耕地。

②工程占地类型与评价区关系

总体来看，本项目占地在评价区总面积中比重为 4.79%，且其中的 64.34% 属临时占地，工程结束后经过 2~3 年时间即可恢复。故项目对评价区土地利用结构影响小。

(3) 对基本农田的影响分析

本项目井场、集注站等永久占地不占用基本农田，管线占地穿越农业区段耕地为旱地，管线穿越永久基本农田面积约 0.9368hm^2 。主要农作物为玉米和果树等。在管线穿越段填挖方占压和清除一定数量的农作物，使填挖区被生土覆盖或出露生土，会影响土壤肥力从而影响农作物生长。在管线建设中，管沟范围内农作物的地上部分与根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近农作物的根系，施工带两侧的农作物由于挖掘出的土石堆放、人员践踏、施工车辆和机具的碾压，会造成地上部分破坏甚至死亡。

评价要求穿越农作物区段施工选择合理施工时段，避开播种和植物生长期，

尽可能选择在农作物收获后的时段施工，如确因工期需要，应提前与周边农户沟通协商补偿。施工过程中应分层开挖分层堆放，施工结束后表层耕作土应回填至耕地和园地范围内，将利于农作物生长。

（4）对公益林的影响分析

本项目仅有双向输气管线（与采出水管线、LK1 采气管线同沟）选线部分区域（约 3.37hm² 临时占地）涉及国家二级公益林。应按相关要求加强施工管理，施工过程中严格控制施工作业范围，不得随意扩大施工范围，注重保护森林资源，按照“占补平衡”的原则对占用的二级公益林地进行补偿和生态恢复。管线施工前均需办理临时用地手续，征得相关管理部门同意。施工结束后，应及时回填开挖的管沟，对施工作业带遗留的废弃碎石等进行清理，对因施工活动导致硬化的地面进行翻松，然后将表土回填在地表，将施工对生态系统的影响降至最低，不降低原有生态功能。

（5）对王圪堵水库饮用水源准保护区的影响分析

本项目仅有 LK2 井场及 2.47km 注、采气管线以及 LKJ1 侧向监测井位于王圪堵水库饮用水源保护区准保护区内，距离二级保护区最近距离约 520m，其他井场均远离王圪堵水库饮用水源保护区准保护区。

根据《中华人民共和国水污染防治法》第六十七条及《陕西省饮用水水源保护条例》第二十六条：禁止在饮用水水源准保护区内新建、扩建对水体污染严重的建设项目；改建建设项目，不得增加排污量。

根据《榆林市生态环境局关于加强王圪堵水库饮用水水源保护区保护的通告（征求意见稿）》，王圪堵水库饮用水水源保护区准保护区内，禁止新建、扩建对水体污染严重的建设项目，改建增加排污量的建设项目等。

本项目 LK2 井场为天然气气井，配套注、采气管线也为天然气管线，LKJ1 侧向监测井为监测井，运营期不产生水污染物，均不属于对水体污染严重的建设项目，不属于《中华人民共和国水污染防治法》及《榆林市生态环境局关于加强王圪堵水库饮用水水源保护区保护的通告（征求意见稿）》中在饮用水水源准保护区内禁止的行为。评价要求，在王圪堵水库饮用水水源保护区准保护区内严格控制施工作业范围，远离饮用水源二级保护区，临时设施布设在井场永久占地范围内，不新增临时占地，注、采气管线采用定向钻方式穿越，减小对饮用水水源准保护区的影响。采取以上措施后，对水源保护区的影响较小。

（6）涉及沙化封禁保护区

LLW 储气库工程建设可研方案经过反复比选、调整和优化，尽量避让横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区和其它生态敏感区，但因地质条件、井场布局等限制，部分工程无法避让，需少量占用沙化土地封禁保护区面积。本项目涉及沙化封禁保护区内永久占地 11.94hm²，临时占地 10.57hm²。

永久占地仅占封禁保护区总面积的 0.27%，工程建设造成封禁保护区沙地面积积极小幅度的缩减和封禁保护治理成果的部分损失，项目管线涉及穿越沙化土地封禁保护区基本采用定向钻施工方式，最大限度的减少了对沙化土地封禁保护区地表的扰动。工程建设期间，建设单位严格按设计和审批范围施工，严格执行环境保护“同时设计、同时施工、同时投入使用”三同时制度，做好防护，及时同步高标准实施配套防沙治沙生态恢复措施，2~3 年内基本得到恢复；后期运营期间，在气井设计使用寿命周期内，在满足工艺流程前提条件下，集注站应优先采用计算机远程控制无人值守，以最大限度减少对沙化土地封禁保护区的影响。另外，必须严格按照沙化土地封禁保护区主管部门划定的区域，严格管控和规范集注站、井场工作人员活动方式、活动范围。建设活动实施后，封禁保护区仍符合设立条件，生态服务功能不会受到明显影响。

建设单位已取得《国家林业和草原局办公室关于陕西长庆 LLW 储气库占用国家沙化土地封禁保护区有关意见的函》（办函沙字〔2024〕200 号）。

建设单位于 2021 年 5 月委托陕西正和生态科技有限公司编制了《陕 17 储气库工程对毛乌素沙区生态影响评价报告》；2023 年委托西安绿环林业技术服务有限责任公司编制了《LLW 储气库工程占用陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区方案》，该方案简述了沙化土地封禁保护区的概况，明确了项目建设占用土地封禁保护区的情况，分析了工程建设对沙化封禁保护区的影响，并提出了防沙治沙方案及年度实施计划等。

2、土壤影响分析

工程施工期对土壤的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于挖方取土、填方堆放、土层扰乱以及对土壤肥力和性质的破坏，使占地区土壤失去其原有的植物生长和农业生产能力。根据建设项目的工程内容，管线工程和道路工程施工过程的土石方开挖、回填对土壤的影响最大。工程对土壤的生态影响，主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响两个方面。

（1）土壤性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工践踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响。

①扰乱土壤耕作层，破坏土壤耕层结构

土壤耕作层是土壤肥力集中、腐殖质含量高、水分相对优越的土壤，平均深度一般为15~25cm，土层松软，团粒结构发达，能够较好的调节植物生长的水、肥、气、热条件。地表开挖必定扰乱和破坏土壤耕作层，这种扰乱和破坏，除令开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤耕作层及其结构。由于耕作层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在施工过程中，该工程对土壤耕作层影响较严重。

②混合土壤层次，改变土体构型

无论是自然土壤还是农业土壤，在形成过程中由于物质和能量长期垂直分异的结果，形成质地、结构、性质和厚度差异明显的土壤剖面构型。工程土石方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型被破坏，将明显的改变土体中物质和能量的转移和传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。

③影响土壤紧实度

自然土壤在自重作用下，形成上松下紧的土壤紧实度垂直差异。施工过程中的机械碾压，尤其在坡度较大的地段，甚至掺灰固结，这种碾压或固结，将大大改变土壤的紧实程度，与原有的上松下紧结构相比，极不利于土壤的通气、透水作用，影响作物生长。

（2）土壤肥力影响

自然土壤或农业土壤中的有机质、氮、磷、钾等养分含量，均表现为表土层远高于心土层；在土壤肥力的其它方面如紧实度、空隙性、适耕性、团粒结构含量等，也都表现为表土层优于心土层。施工期土石方的开挖与回填，将扰动甚至打乱原土体构型，使土壤养分、水分含量及肥力状况受到较大的影响，影响植被正常生长。

根据资料报道，工程开挖对土壤养分及土壤肥力的影响相当明显，即使在实行分层开挖、分层堆放、分层回填措施下，土壤的有机质也将下降30~40%左右，

氮下降 30~40%，磷下降 14~46%，钾下降 10~35%，由此表明工程开挖对土壤养分具有明显的影响。

本项目主要土地利用类型为耕地、草地和林地，土壤中的养分含量相对较高。因此在土石方开挖、回填过程中，必须严格对表层土实行分层堆放和分层回填，尽量减小因工程开挖施工对土壤养分的影响。

3、对陆生动植物的影响分析

拟建工程施工期对植被的影响主要为建设过程中的植被剥离、清理和占压，临时占地土方回填后，可以恢复原植被类型，但永久占地难以恢复。对动物的影响主要为栖息地破坏引起的动物逃离、施工噪声对动物的干扰。

(1) 对植被的影响

施工期对植被的影响主要有占地范围内原有植物的剥离、清理及占压。在施工过程中，土壤开挖区范围内植物的地上部分与根系均被清除，施工带两侧的植被由于挖掘土石方的堆放、人员的践踏、施工车辆和机具的碾压而受到不同程度的破坏，会造成地上部分破坏甚至死亡。

工程填挖方均占压和清除一定数量的地表植物，使填挖区被生土覆盖或出露生土，植物恢复须经过较长时间。此外，石材、水泥的堆放也会占压一定的植物，尤其是水泥的抛撒，可造成附近土壤板结，影响植物生长。

施工便道建设相对简单，主要为开拓推平、局部填挖等建设。在开拓推平中，使道路所经地方的植物全部清除，一般便道宽度可达 3~5m。

本项目对植被的影响，因具体工程类型的不同而有所差异，其中井场建设对植被的影响呈片状分布，而施工道路和管道影响则呈线状分布。从工程类别的影响来看，井场和道路为永久占地，原有植被全部遭到破坏，代之出现的是人工栽植的绿化植被；管线、便道等为临时占地，原有植被破坏面积估计可占到 80% 以上，其中大部分在 2~3 年内可得到恢复，要达到较好的恢复程度，需要 3~5 年时间。

(2) 对动物的影响

评价区无重点保护的野生动物，常见动物为区域内广泛分布的种类，如野兔、田鼠、蛇等。项目施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开站场和管道沿线区域，向周边事宜的生境中迁移。因此，在施工过程中应加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物生境的干扰，夜间尽量减

少活动；合理安排施工时间，在动物活动频繁季节停止施工。在此基础上，项目建设对野生动物的影响小。

4、对农业生产的影响分析

（1）农业损失计算

根据现场勘查，项目选址选线占用一定面积的耕地、草地和林地，进行井站场及管线设施建设。占地必将造成一定程度的农业损失，按照各种占地类型的亩产值，临时占地农业损失及永久占地农林损失见表 7.2.1-1。

表 7.2.1-1 农林损失预测

占地类型	亩产值（或价格） （元/年）	永久占地		临时占地	
		面积（亩）	总农业损失 （万元/年）	面积（亩）	总农业损失 （万元/年）
耕地	750.00	0	0	14.05	1.05
草地	300.00	11.38	0.34	18.26	0.55
林地	1000.00	211.25	21.13	307.32	30.73
合计		222.63	21.47	339.63	32.33
横山区 2023 年农林牧渔总产值 （亿元）		52.11			
农业损失所占比例（‰）		0.04		0.026	

根据表中计算结果可以看出，本项目实施后，永久占用土地造成的农林损失约为 21.47 万元/年，约占横山区农林牧渔总产值的 0.04‰；施工期临时用地每年造成的农林损失为 32.33 万元/年，相当于横山区农林牧渔总产值的 0.062‰。项目临时占地对农林生产的影响累计时限约为 3 年，评价中对于临时占地（租借后退还土地）的农林损失按照损失 1 年产量，影响 2 年产量计算（竣工后第一年 20%，第二年 10%），临时占地总计造成的农林损失约为 42.03 万元，随着临时占地在 2~3 年内的恢复，农林损失将逐渐消失。

（2）农业及生态补偿

项目建设过程中，钻井、集注站建设、管线敷设和道路建设等将临时或永久占用当地土地，引起植被破坏和农作物减产。所占土地主要是林地，其次为草地和少量耕地。项目对耕地不仅影响当年的农作物产量，而且对未来两三年的产量也有比较大的影响。对林地主要是破坏生态环境，造成局部水土流失等影响，因此应该对拟建项目进行占地农业和生态补偿。

长庆油田用地采取“先借后征”的政策，即先借用一年土地修建临时道路、井场等，之后根据生产情况按需征用。借用一年土地，赔产两年作为补偿，退还

的土地再按赔产两年的标准作为土地复垦费。因此，对于临时占地，农民一般只需停产 1 年，而得到的补偿费用相当于 4 年的农业产出，既可弥补借地带来的农业损失，又可提高农民收入。

拟建工程永久占地不涉及耕地，对于部分管线临时占地涉及基本农田的，根据《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规[2019]1 号）文件要求，项目开工前，建设单位应按程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。并在施工中，严格控制管线施工作业带宽度，不在基本农田范围内布设永久设施，施工结束后，及时进行生态恢复及复耕，尽快恢复原有土地用途。

5、景观生态影响分析

（1）景观格局影响分析

本项目施工期主要是对原有景观的破坏，站场、井组建设破坏其所占地及其附近的原有景观，形成片状人工景观；管线工程、道路工程等线状项目的建设，对原有景观的连通性造成一定程度的破坏影响，同时将形成线状景观。本项目不会使评价区内的基底景观格局发生变化，但将增加评价区范围的廊道和斑块的数量和多样性，使景观格局的破碎化程度有所增大。由于工程占地面积小，临时占地施工完后很快可以得到恢复，评价认为本项目对评价区景观格局影响小。

（2）景观生态影响分析

从景观生态功能和生态关系分析，管线工程、道路工程的建设，会造成项目所涉及的地表其两侧一定程度上的景观隔离，但从生物传播关系来看，这种隔离作用仅限于土壤微生物和对以根系作为传播途径的植物有较大的影响，对花粉和种子传播植物以及动物的隔离作用较小。从生态系统中的食物链关系以及更广范围的生物互惠关系来看，由于项目在区域总面积中所占比重很小，其影响相对较小。

6、对水土流失的影响分析

水土流失是自然因素和人为因素共同作用的结果，在该区域造成水土流失的主要因素是自然因素，首先是气候因素，其次是地理位置因素。干旱多风的气候

因素决定了这一区域的土壤植被类型和地表覆盖程度：植被稀疏，地表裸露，遇有强风则发生风蚀，遇有强降雨则易发生水蚀。加之项目区沟壑密度较大，土壤结构松散，是极易形成水蚀的地区。在自然侵蚀的基础上，通过人为生产建设活动的诱发作用，往往会加速侵蚀的发生。

本项目主要涉及横山区 LLW 镇。根据《陕西省水土流失重点防治区划分成果图》，项目拟建地横山区全域属于陕西省水土流失重点治理区。

(1) 对土地资源的破坏和影响

项目建设过程中，土方的开挖、堆积、填筑、地表的剥离、碾压、夷平、占压等活动，都将不同程度地扰动原地貌，造成土地和地表植被的损坏。工程扰动地貌、破坏土地和植被面积 38.445hm²，在施工破坏和弃土堆放过程中，原地貌形态和土壤结构均不同程度地受到改变和破坏，经过多年培肥或自然熟化过程才形成的原地表植被附着层土壤被直接剥离、压埋，造成土壤生产力的迅速降低和丧失。

(2) 对区域生态环境的影响

施工过程对施工区植被造成破坏，由于该区天然植被覆盖层对抗拒自然侵蚀极为重要，对维持区域生态结构的稳定起主导作用，植被破坏后，生态系统稳定性将受到干扰，区域生态环境功能将有所下降。

(3) 水土流失影响

根据分析，本项目水土流失主要发生时段为施工期。项目在建设过程中，井场基础开挖回填、道路平整、管线开挖等施工活动等大量破坏地表并产生临时堆土，如不采取切实可行的水保措施，不仅会造成大量的水土流失，而且会对当地环境造成严重影响。因此，必须制定切实可行的工程、植物和临时措施，有效防治水土流失。

7、对生物量影响分析

参照前述土地利用数据，结合植被类型图，并参照前述有关参数，计算出已确定工程生产力与生物量损失。因临时占地在施工结束后即进行植被恢复工作，一般在 3 年基本可恢复原有水平，综合考虑临时占地生产力损失期按 1.5 年（3 年以上已逐渐在恢复）计算。具体见表 7.2.1-1。

表 7.2.1-1 工程建设导致的生产量与生产力损失

气田土地	占地类型	生产力损失	生物量损失

利用类型	永久占地 (hm ²)	临时占地 (hm ²)	平均生产力 tC/(hm ² ·a)	永久占地 损失量	临时占地 损失量	平均生物 量 t/hm ²	永久占地 损失量	临时占地 损失量
灌木林地	14.08	20.49	82.299	1158.77	1686.307	19.76	278.22	404.88
草地	0.76	1.22	26.75	20.33	32.635	2.37	1.80	2.89
耕地	0	0.94	89.198	0	83.846	8.4	0	7.90
小计	14.84	22.65	/	1179.10	1802.788	/	280.02	415.67

根据上表可知，本次建设工程在 1.5 年的周期内，永久占地植被净生产力损失 1179.10t，临时占地植被净生产力损失 1802.788t；永久占地生物量损失 278.05t/hm²，临时占地生物量损失 412.8t/hm²。

根据生态环境现状调查，评价区总生物量为 9697.1401t，永久占地生物量损失为 280.02t，储气库工程生物量损失占比为 2.88%，临时占地生物量损失 415.67t，生物量损失占比为 4.28%。

评价区植被净生产力损失及生物量损失总体而言较低，临时占地经过几年后可恢复。因此，本项目建设对评价区生物量影响较小。

8、对生态系统及生物多样性影响分析

本项目的建设将对草地生态系、灌丛生态系统、森林生态系统统和农田生态系统的结构和功能产生一定影响，但本项目占地面积较小，仅 38.445hm²，其中，临时占地比例为 64.34%，占地分散，仅对局部生态系统的结构和功能产生临时性影响，且管线施工大部分采用定向钻施工，对区域生态系统的影响很小。道路工程为线性工程，对区域植被分布产生带状和破碎化影响，致使区域植被覆盖率、生物量有所降低，从占地的数量、比例和占地类型看，区域种群数量不会因此改变。从整个评价区来看，该工程不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。

根据生态环境现状调查及遥感解译，项目评价区生态系统相对单一，主要以草地生态系统为主，其次为灌丛生态系统，其他生态系统均很少。植被类型也相对单一，主要以沙生草丛和灌木为主，局部零星分布乔木林地，植被主要有蒿草、狗尾草、阿尔泰狗娃花以及其他杂类草、锦鸡儿灌丛、樟子松林等。野生动物分布较少，以常见动物为主。施工影响主要在施工期，井场、集注站及管线施工较分散，且主要影响范围集中在施工作业带及井场、集注站施工范围内，在加强管理，严格控制作业带范围，施工过程中采取相应的生态保护措施，施工结束后及时进行生态恢复（以当地适生植被为主）等措施后，评价认为，对评价区内的各

生态系统及生物多样性影响较小。

7.2.2 运行期生态环境影响分析

根据前述分析，项目运行过程中的废气、废水和固体废物均得到有效处置，污染物排放量少，对生态环境造成影响很轻微。临时占地在项目运行过程中将得到进一步恢复，因此对生态环境的影响主要体现在站场及道路对动植物及景观生态的影响。

1、土地利用影响分析

运行期对土地的占用为永久性占用，改变了原有土地利用性质，并且难以恢复，但本项目永久性占地面积为 13.711hm²，仅占评价区总面积的 1.72%，占地范围相对也较小，对土地利用类型的影响较轻。

2、动物及植被的影响分析

随着施工期的结束，建筑设备和人员的撤离，对动物的影响因子大大减少，且集注站、各井场、道路的绿化措施种植的大面积植被，为动物提供了良好的栖息地和觅食场所，这都为动物多样性恢复提供了有利的条件。

运行期对动物的影响主要是站场噪声。站场设备噪声较小，对动物影响小；项目区地广人稀，动物活动及栖息空间广阔，对动物栖息及活动影响很小。另外评价区域内的道路随着储气库的生产建设，交通量也会有所增大，交通噪声将对道路两侧动物形成惊扰作用，但对于已经适应环境的野生动物，如鸟类，基本不存在影响。

3、景观影响分析

本项目注、采气管线均采用地下埋设，运行期管线上部的植被均已进行生态恢复，由于管线两侧不能种植深根植物，原林地不能恢复，取而代之的是草地，其景观的改变作用仅体现于原有林地的减少，但总体影响不大。而且本项目管线大部分采用定向钻穿越，对地表植被的影响小，对沿线景观影响也较小。

4、农业生态的影响分析

本项目运行期注、采气管线、施工便道等临时占地均已进行生态恢复，项目永久占地均不占用耕地。项目管线临时占用的耕地在生产期均恢复耕地功能，将不会改变农业生产的现有格局，评价认为在采取补偿措施后，项目对区域农业影响程度较小。

5、对区域生态功能影响分析

评价区位于神榆横沙漠化控制生态功能区中的横榆沙地防风固沙区，主要生态功能为沙漠化控制功能。建设期工程若不采取防治措施，将造成评价区局部土壤侵蚀加剧，土壤水土保持功能降低。

工程采取工程措施（表土剥离及覆土）、植物措施（绿化）和临时措施（临时拦挡），可有效降低水土流失产生量，在项目区扰动土地治理率、水土流失总治理率、土壤流失控制比、拦渣率、林草植被恢复率、林草覆盖率等六项指标全部达到相应的防治目标要求后，项目区原有水土流失可得到基本治理、新增侵蚀得到防治、生态环境得到改善。因此，在采取上述防治措施后对评价区土壤的水土保持功能影响较小。

7.2.3 闭井期生态环境影响分析

闭井期集注站、井场等有关设施拆除，一般地下设施保留不动。评价要求建设单位严格按照土地复垦方案对废弃的站场拆除设施，进行复垦。采取以上措施后，可将生态环境影响降低到最低限度。

7.3 生态环境保护与恢复措施

7.3.1 施工期生态环境保护措施

1、替代方案与避让措施

（1）井场、管线和道路等地面建设工程在设计时，应对选址、选线进行多方案比选，合理选址、选线；尽量避开敏感区域。本项目集注站、井场选址均不涉及永久基本农田。

（2）合理选择管道线路走向，尽量减少管道与河流交叉，合理选择河流穿越位置，设法避开不良地质、特殊地质和水土流失严重地段。

（3）尽量利用丛式井布置技术，尽可能减少占地。

（4）管道走向尽量利用荒草地等贫瘠地段，避开农田、林地，避开人口稠密区。

（5）为减少农业损失，合理安排施工时间，尽量避开农作物生长和收获季节。

（6）尽量利用已有道路和生活设施，减少施工临时用地，尤其是少占农田、林地；施工便道的选线应避免和尽量减少对地表植被的破坏和影响。

（7）避开大面积的林区，对穿越局部林木稠密地段，尽量采用弹性敷设避

绕，无法避让时，采用合适的施工工艺，如定向钻穿越等方式最大限度的减少植被破坏和地表扰动。

2、生态减缓措施

（1）站场（集注站、井场及保障点）

①加强施工管理，划定施工边界，严格控制施工范围。

②合理组织土方调配、及时填平压实。

③及时对站场、井场厂界周边采取植被恢复措施。

（2）管线

①在管线施工期，要采取尽量少占地，少破坏植被的原则，在满足设计要求的前提下，尽量控制管线施工作业带宽度，不同管径的管线作业带宽度控制在8~22m；尽量缩小施工范围、缩小破土、施工宽度，减少破坏植被的土地面积；各种施工活动应严格控制在施工区域内，并将临时占地面积控制在最低限度，以免造成土壤与植被的不必要的破坏，对于施工过程中破坏的植被，要制定补偿措施，进行补偿。

②加强施工管理，严格控制施工范围，尽量减小施工作业带宽度。在施工设计图纸中应将施工作业带明确规定到施工图纸，在施工文件中规定管沟回填结束后完成地貌和植被的恢复措施和恢复的具体时限，对施工期产生的施工扬尘、施工噪声、施工人员生活污水、施工垃圾和生活垃圾均应提出明确的环保要求，严格控制施工车辆、人员活动范围。

③施工作业带清理应由熟悉施工段区域内自然状况、施工技术要求的人员带队进行，尽量缩小施工作业带范围；应注意保护农田、林木、自然植被，并尽量减少施工占地。对于植被生长较好的地段，尽量不要设置工棚、料场等临时设施。

④对穿越局部林木稠密地段，尽量采用弹性敷设避让，并控制施工作业带宽度，加强施工人员安全防火教育，规范施工人员的行为，严禁砍伐、破坏施工作业带以外的作物和植被，对于施工中必须破坏的树木，要制定补偿措施，按照“损失多少必须补偿多少”的原则，进行原地恢复或异地补偿。施工结束后进行生态重建，同时及时收集清理施工作业带中的固体废弃物。

⑤加强林地土壤的保护和利用。林地表层土壤是经过多年物理、化学、生物作用而形成的熟化土壤，具有较高的养分和有机质，对于植物生长发育有着重要作用，是深层生土所不能替代的。因此，在施工前，要保护利用好表层的熟化土

壤（主要为0~30cm的土层）。首先要把表层的熟化土壤尽可能地集中堆放，施工结束后再进行熟土回填，使其得到充分、有效的利用。

⑥对植被良好区域开挖地表、平整土地时，实现分层开挖、分层堆放和分层回填。尽可能将表土堆在一旁，施工完毕，应尽快整理施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被；对施工过程中产生的临时堆土和弃渣采取编织袋挡土墙临时拦挡；施工结束后，对管沟及时进行回填平整；对临时占地及弃土坡面进行植被恢复或者平整土地，恢复原有土地利用性质。

⑦合理组织土方调配、及时填平压实。在工程建设期，应首先计划安排好挖方量和填方量，及时将挖方量运往填方地点，铺平压实，并播放草籽、长草护坡，以免发生风蚀、水蚀。

⑧选择最佳施工时间，应避免在春季大风季节及夏季暴雨时节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地的暴露时间。根据地表植被的生物学特征，因地制宜地选择施工季节，避开植物生长期，使其对生态环境的破坏减少到最小。

⑨施工及运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土壤，严格控制施工作业区域以外的其它活动。

⑩施工产生的弃土，应合理规划，合理利用；多余土方可用于修筑进站道路，不得随意弃土。

⑪对施工过程中无法避让的不良地段，应采取挡土墙、坡面防护，拦石网工程等。对于通过特殊地质段采取加强排水措施等，使工程对不良地质及特殊地质地段的影响得到有效控制和缓解。

⑫施工中尽量利用现有道路和生活设施，不随意开设施工便道，减少施工临时用地，尤其是少占用高密度植被区，对注、采气管线采取防腐措施，防止注采管道泄漏对地表植被和土壤造成影响。

⑬制定严格的施工操作规范，建立施工期生态环境监理制度。

3、永久基本农田作业区生态保护与恢复措施

①优化管线选址、选线，尽可能减少管线临时占地涉及的基本农田，双向输气管线穿越基本农田段采用定向钻施工方式穿越；

②施工前须办理相关用地及补偿手续；

③基本农田范围内不得规划建设永久占地，不得布设道路、料场、营地等施

工临时占地；

④严格划定施工作业范围，尽可能少的占用耕地；

⑤采取“分层开挖、分层堆放、分层回填”的作业制度。开挖时将 0~30cm 耕作层的熟土和底层生土分开堆放，并采用土工布覆盖，保护土壤原有理化性质；管沟填埋时，也应分层回填，即底土回填在下，表土回填在上。分层回填前应清理留在土壤中的固体废物，回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。回填后多余的土应平铺在田间或作为田埂、渠埂，不得随意丢弃；

⑥施工时间应尽量避免农作物生长季节，减少农业生产的损失。要保护农田林网，使农田生态系统的功能相对稳定；

⑦施工结束后及时进行复垦，恢复耕种。

4、二级公益林生态保护与恢复措施

本项目仅有双向输气管线（与采出水管线、LK1 采气管线同沟）选线部分区域（约 3.37hm² 临时占地）涉及公益林，占用的公益林均属于国家二级公益林。

参照《国家级公益林管理办法》，本项目涉及二级公益林应采取以下生态保护措施：

（1）按照相关要求取得林业部门依法核发林木采伐许可证；

（2）公益林实行“总量控制、区域稳定、动态管理、增减平衡”的管理机制，要求建设单位对所占公益林实施占补平衡；

（3）在施工过程中，应严格按照划定的施工场界界限施工建设，施工完毕后及时进行复植及绿化，以减小对公益林生态状况可能产生的影响；

（4）加强对施工人员的管理和教育，在公益林区附近施工时注意对林地的保护，严禁施工人员和设备超界破坏林地。

（5）严格按照《国家级公益林管理办法》及《建设项目使用林地审核审批管理办法》相关要求，对永久占用的二级公益林地进行补偿和异地恢复。

5、野生动物保护措施

评价区无国家级野生保护动物，不需要采取特殊的保护措施，但要加强对施工人员生态环境保护意识的宣传教育，严禁对野生动物滥捕滥杀，同时严禁对周围林、灌木进行滥砍滥伐、破坏野生动物的栖息环境。具体保护措施如下：

（1）井场选址时，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动

植物生境；

(2) 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，最大限度减少对野生植物生境的破坏。

(3) 加强管理，确保各环保设施正常运营，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的野生植被；

(4) 加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，不得随意砍伐、践踏、破坏野生植物，禁止猎杀野生动物；

(5) 强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对野生植物的生命及生存环境的威胁。车辆在有野生动物的地区行驶及作业时，禁鸣喇叭。在道路边和营地，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等环境保护警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高作业人员保护生态环境的意识。

(6) 车辆在有野生动物的地区行驶及作业时，禁鸣喇叭。

(7) 在道路边和营地，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等环境保护警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高作业人员保护生态环境的意识。

6、对河流保护措施

本项目管道穿越黑河时采用定向钻穿越施工方式，定向钻穿越管道对河流的影响较小、管道的安全性高。对水生生物和河流水质基本不会造成影响。

7、对王圪堵水库饮用水源准保护区的保护措施

本项目仅有 LK2 井场及配套的部分注、采气管线以及 LKJ1 侧向监测井位于王圪堵水库饮用水源保护区准保护区内，距离二级保护区最近距离约 520m，其他井场均远离王圪堵水库饮用水源保护区准保护区。

评价要求，在王圪堵水库饮用水水源保护区准保护区内严格控制施工作业范围，远离饮用水源二级保护区，临时设施布设在井场永久占地范围内，不新增临时占地，注、采气管线采用定向钻方式穿越，减小对饮用水水源准保护区的影响。

8、施工迹地恢复措施

本工程施工迹地包括钻井井场、道路等的永久征地以及井场、管线和道路施工临时占地。从本工程施工期的不同施工占地类型来看，施工迹地占地类型主要为灌木林地、草地等。

①施工迹地恢复措施主要采取人工恢复和自然恢复相结合的方式，加快植被的自然恢复。施工便道在工程结束后会形成条带状的裸露地表景观，在进行植被恢复之前应首先进行土壤改良，然后采取人工种植和植被恢复措施进行生态恢复。施工迹地生态恢复时应及时收集、处理施工场地及周围因施工而产生的垃圾与各种废弃物，工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。表土开挖前需先将表层腐殖质土的进行分层剥离与堆放，同时采取拦护等措施，尽量减少土壤养分的流失；

②施工结束后，需及时进行回填平整，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

③对于施工迹地等破坏区，施工结束后应按照《土地复垦规定》进行土地复垦和植被恢复工作。凡受到施工车辆、机械破坏的地方均要进行土地平整、疏松，并在适当季节进行植树或栽种农作物（根据不同地段的生态环境特点选择适合于当地生长的树种、农作物），尽快恢复原有土地利用功能。加强对绿化植物的管理和维护，减少运行初期因植被未恢复而造成水土流失。

9、生态环境整治措施

（1）主体工程施工应与水土保持工程同步进行，统一验收合格后才能竣工。

（2）管线施工时，雨季施工要做好临时排水及拦挡措施。

（3）大风天气应尽可能不进行土方施工，对易起尘场所，如各施工区的道路、管沟开挖土料堆放区、机械和人为活动扰动频繁区域，应采取遮盖、洒水等抑尘措施。

（4）管道敷设时，应分层开挖管沟，地表耕作土层集中堆放，安排挖方土堆放地，并采取临时覆盖措施。

（5）各施工场地平整时，要在各开挖面采取临时拦挡措施。挖方及时回填，不能立即回填的，在指定场所集中堆放，并做好临时防护措施。

（6）各区域施工产生的建筑垃圾，要及时清运，堆放至指定场所，并实施平整、碾压覆土等，以利恢复植被。

（7）建筑用的砂石料堆放应设苫布围挡；砂石料堆放区的活动在扬沙天气和降水天气应停止施工，对容易诱发沙尘、粉尘及污染土壤的建材，进行覆盖。在靠近村庄等人口密集的施工区，工地应实施半封闭隔离施工，如防尘隔声板护围，以减轻施工扬尘及噪声对周围人口及环境的影响。粉状材料（石灰、水泥）

运输采用袋装或罐装，禁止散装运输。

10、生态环境恢复措施

本项目开发区属毛乌素沙漠南部边缘，生态系统较为脆弱，防治水土流失是该地区生态建设的重要内容。本项目的建设在确保局地生物敏感区得到有效保护的前提下，有效地防止区域水土流失加剧为生态恢复措施的主要目标。

为达到上述目标，从该地区的生态功能和地区环境特点来看，除生态敏感区外，继续维持该地区原系统的结构，保持系统的自然属性是重要的和必须的。因此，依托于项目建设，重新建设一个稳定的生态系统，以更好地发挥防风固沙的生态功能。

生态环境恢复措施建议如下：

(1) 管线沿线施工作业结束后应及时恢复原貌，对管沟回填后多余土方严禁集中堆弃，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。

(2) 管线临时占地在施工结束后，属于草地和沙地的播撒草种或种植苜蓿、沙打旺、沙棘等生长快，耐干旱的品种，避免种植深根系植物，尽快复垦并与周围景观协调一致。

根据设计资料，按施工作业带宽度确定植被恢复范围，采用草方格固沙，草方格用沙蒿等植物制做，尺寸为 $1\text{m} \times 1\text{m}$ ，草方格上洒草籽 $10\text{kg}/\text{亩}$ 。

(3) 加强管线边坡防护：边坡植被宜选择种植生长快、郁闭早、耐干旱、根系发达、耐贫瘠、防护作用持久的优良灌木，形成边坡防护体系，防治暴雨冲刷。

(4) 填埋管线时，建议采用新型挖沟器，根据管径大小做到尽量窄挖，按原土层顺序回填并压实，保证管线及两侧地面高度一致，以使影响区域尽快植被恢复。

(5) 井场绿化区域为围栏至征地线之间，种植沙柳，行株距为 $1\text{m} \times 1\text{m}$ 。

(6) 按照生态环境补偿原则，建设单位有义务和责任承担该地区生态环境恢复重建工作，在项目建设总投资中应在环保投资中增加生态恢复及补偿的费用。

(7) 建设单位应设置专门的生态环境及水土保持监理机构，负责生态环境保护 and 生态环境恢复补偿的监督管理工作；成立或委托有关实体承担生态环境恢复工作。

(8) 对于生态敏感区及周边 300m 的区域要保持原系统的结构，周边受到干扰破坏的区域，原则上应采取恢复措施。

(9) 根据当地生态恢复的经验，植被恢复应同时配以栅栏、草方格等机械物理措施，还应根据生长季节和气象条件进行。当工程结束时，恰逢雨季或播种季节，则应根据当地条件，立即种植苗木或种子，随后再建造草方格等进行防风固土。

(10) 根据管线施工临时占地植被类型，因地制宜的进行恢复。

根据评价区的环境特征、气候等环境因素，结合类比工程资料，推荐评价区植被恢复以草为主，灌木为辅，植被种类应选择当地易生长的物种，对于无植被地带，采用种植沙蒿、沙打旺进行防护，种植方式为穴状种植，种植行距 1m×1m。林地采用灌草结合的方式进行植被恢复，其中灌木采用沙蒿、沙柳、红柳、荆条等，草种采用长芒草、狗尾草、芨芨草、铁杆蒿等，按施工作业带范围进行草籽播撒，播撒量 10kg/亩。

表 7.3.1-1 本工程植被恢复及防风固沙措施一览表

名称	植被恢复措施	恢复植被的具体做法
井场	种植沙柳	围栏至征地线之间，种植沙柳，行株距为 1m×1m
集注站	/	已在注采试验阶段完成绿化
保障点	草坪绿化	2500m ² 草坪绿化
道路	种植灌木	进站前 300m 长道路两侧各 5m 宽，灌木 2m×3m/株
	草方格固沙	按植被覆盖率计算沙丘面积，道路两侧各 5m 宽，草方格 1m×1m，洒草籽 10kg/亩
管线	草方格	按管线施工作业带范围，草方格 1m×1m，洒草籽 10kg/亩。

11、防沙治沙保护措施

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日修订）及《陕西省生态环境厅关于加强光伏风电等沙区开发建设项目环评管理的通知》（陕环环评函[2022]24 号）有关规定，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

根据本项目土地利用现状解译结果以及多规合一检测结果，项目工程占地范围内涉及陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区，区域生态环境脆

弱。

建设单位已取得《国家林业和草原局办公室关于陕西长庆 LLW 储气库占用国家沙化土地封禁保护区有关意见的函》（办函沙字〔2024〕200 号）。

建设单位于 2021 年 5 月委托陕西正和生态科技有限公司编制了《陕 17 储气库工程对毛乌素沙区生态影响评价报告》；2023 年委托西安绿环林业技术服务有限责任公司编制了《LLW 储气库工程占用陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区方案》，该方案简述了沙化土地封禁保护区的概况，明确了项目建设占用土地封禁保护区的情况，分析了工程建设对沙化封禁保护区的影响，并提出了防沙治沙方案及年度实施计划等。

本次评价参照《LLW 储气库工程占用陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区方案》提出以下防沙治沙措施：

（1）工程措施

草方格沙障是榆林毛乌素沙区针对流动和半固定沙地普遍应用的低立式或平铺式固沙型沙障，主要用以隔绝风沙流与沙表的直接接触，以削弱风力的侵蚀，固定地表。施工方便，见效快。草方格沙障是临时用地恢复植被的主要工程措施。

沙障材料最好因地制宜，就地取材。使用农作物秸秆（包括麦草、稻草、谷草、玉米秸秆）或沙蒿(生物活沙障)等，尺寸为 1m×1m，4000kg/亩。

施工时，先在作业范围内划好施工方格网线，要使沙障与当地的主害风向垂直。将修剪均匀整齐的麦草或稻草等材料横放在方格线上，用板锹之类的工具置于铺草料中间，用力插下去，插入沙层内约 10~15 厘米，使草的两端翘起，直立在沙面上，露出地面的高度约 15~20 厘米。再用工具拥沙埋掩草方格沙障的根基部、踩实，使之牢固。沙障规格 1m×1m，沙障行带与主风方向垂直，总体呈网格状在沙丘上分布。

在需要固定落沙坡时，先要从沙丘顶部做成网状方格，然后依次向下作业。沙障建成后，要加强巡护，防止人畜破坏。沙障损坏时，应及时修复。当破损面积比例达到 60%时，需重新设置沙障。重设时应充分利用原有沙障的残留效应，沙障规格可适应加大。

本项目管线施工范围内，按施工作业带宽度确定植被恢复范围，设置草方格固沙。

（2）生物措施

①营造防风固沙林（带）

在集注站、井场、输气管道沿线等施工临时占地以及风蚀严重的风口等地段，采取人工营造防风固沙林（带）措施，以加快植被修复和防风固沙效能的发挥。根据项目区立地类型及其特点，造林树种本着“适地适树、乔灌搭配、提质增效”的原则，在设置沙障后，需在草方格沙障上洒草籽 10kg/亩，以形成植物活沙障，其次，选择在本地区表现出耐干旱、造林成活率高、生长较快的树种作为主栽树种。管道单侧 5 米外通过营造 2-3 行乔木防风固沙林带，树间可插种沙柳、柠条等灌木类植物，降低风沙流动速率，减轻风蚀，预防沙化土地扩展，最终达到与现有灌木和草本植被组成乔灌草混交结构。

井场：井场周围栽种 3 行乔木（如樟子松等），行株距为 1m×1m。

站场：围墙外 5m 范围种乔木（如樟子松等），行株距为 2m×2m。

道路：道路两侧各 5m 范围内 2m×3m 的行株距种植灌木，灌木主要为羊柴、沙柳和柠条儿或周围已有的植物种类、其余部分按植被覆盖率计算沙丘面积采用草方格固沙。

管道：管道中心线 5 米外单侧扩延 10 米范围以“两行一带”模式，营造 2-3 行樟子松防风固沙林带，降低风沙流动速率，减轻风蚀，修复和营造防风固沙林。

②人工种草措施

在输气管道沿线，采取草方格沙障固沙+人工种草措施加快植被修复，减轻风蚀危害。在管道中心线两侧 5 米范围内播种草本植物。根据项目区立地类型，草种宜选择在本地区适应性好、耐干旱、生长较快而且羊畜不喜啃食的沙蒿、苦豆子等为主，以确保植被快速恢复。

③平茬复壮措施

沙生植物由于受沙地环境中水分蒸发量大的影响，植株长势会逐年衰弱甚至枯死，另外，在工程施工中机械设备、人员不可避免对现在植被压折、踩踏，造成植被损伤和损毁，植被自然恢复困难，必须采取平茬复壮抚育措施，使植物保留部分生长更加健壮，这也是恢复沙区植物生长状况的重要手段。

平茬复壮重点安排在机械设备和人员进出沿线以及输气管线作业带以外区域。平茬复壮采取人工作业，对象主要选择沙柳、花棒、柠条、紫穗槐等，时间安排在春季树木萌动前进行。

（3）其他措施

①根据本项目可研报告内容，本项目注、采气管线及双向输气管线涉及穿越沙化封禁保护区基本采用定向钻穿越施工，最大限度的降低对沙化封禁保护区地表的扰动。

②严格施工过程控制，对注、采气管线和双向输气管道的作业带宽度严格控制，以减少对植被的破坏。

③规范施工便道施工：临时施工便道的修建，原则上要求尽可能利用或修缮已有的乡村道路。

④根据施工过程实际情况，施工现场可设置不低于2米高的金属浸塑围栏板围挡，以减少施工扬尘扩散范围。做到坚固、稳定、整洁、美观。

⑤在风沙区施工时在保证作业面的情况下，应尽量做到少开挖，尽可能保护现有植被。对开挖过程中破坏的地表采用植被覆盖，对弃土进行妥善置放，可以减少水土流失及冲刷。尽量避免在春季沙尘暴可能多发时段以及夏季暴雨时节施工，减少裸地的暴露时间，遇有大风天气时，避免进行挖掘、回填等大土方量作业或采取喷水抑尘措施，必要时，采取临时搭设沙障等防护措施。

⑥对堆放的施工废料要采取表面固化或遮盖蓬布、密目网等必要的防扬尘措施。多余土方及时清运出场或就地平铺，现场裸露地面要进行碾压，及时洒水，确保无扬尘。土方、散料运输时要采取全覆盖的密封措施，防止遗洒、飞扬，减少污染。汽车运输时控制车速，材料卸车时尽量减少落差，减少扬尘。

⑦弃沙、土堆的位置对输气管道周边固沙和防护的影响很大，因此，必须根据施工需要进行合理调配。弃沙、土堆要设在背风坡，并在取、弃土完毕后对其进行及时防护以免成为新的沙源。

⑧施工结束后，施工单位负责清理现场，要对施工过程产生的垃圾和固体废弃物，要分类收集，及时清运和分类处理，以免引起风蚀和沙埋。凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，恢复原貌。

⑨工程防护和植物防护相结合是防治沙害的最有效措施。结合井场、输气管道沿线沙地的治理情况，采取适当的治沙措施进行造林种草，并在管道的下风侧，设置直立式沙障，将沙障的基础埋深至土层中，以减弱沙丘的移动速度和破坏力减少管道施工对环境的影响。同时在局部流沙地段，结合线路工程的扫线，降低沙丘的相对高度，尽量减小与周边地段的相对高差，减小风蚀作用，并适当增大管道埋深，将管线置于稳定层中。

⑩项目竣工验收后，必须严格划定人员活动范围，管控人员流动；井场、输气管线运行过程中，如遇到改线、抢修、维护等需进入沙化土地封禁保护区巡检或维修作业施工，需报当地沙化土地封禁保护区主管部门批准和备案，并对巡检及维修作业造成的生态破坏及时修复。

评价建议严格落实《LLW 储气库工程占用陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区方案》中提出的具体防沙治沙措施及年度实施计划。

7.3.2 运行期生态环境保护措施

(1) 施工结束后，应严格执行水土保持方案，栽种当地适生植物，并维护至可自行生长繁衍状态，在植被恢复的同时，美化站（场）区环境，以减少水土流失。

(2) 为保证管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行；管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土层进行回填，以使植被得到有效恢复、减轻对农作物生长的影响。

(3) 加强各种防护工程的维护、保养与管理，保证防护工程的防护功能；加强对道路和注、采气管线沿线生态环境的监测与评估，及时对发现滑坡、坍塌等隐患工点提前采取防治措施；加快对道路两侧的绿化，布设道路防护林，提高植被覆盖率，尽早恢复生态环境。

(4) 加强宣传教育，提高注、采气管线沿线居民的环境保护意识，加强对绿化工程的管理与抚育，造林后应立即封禁，禁止采伐项目周边道路沿线两侧栽植的乔、灌木，禁止在管线沿线附近取土，以避免造成管线破坏、导致污染事件。

(5) 采取先进的自动报警系统，加强事故防范及应急处理措施，避免采气管道发生破裂漏气、火灾爆炸事故，对周围环境和人群健康带来的危害。

(6) 运行期做好植被恢复的管护工作，管护时间 5 年。每年对需补充栽植植被，待其完全成长并达到一定的成活率或覆盖度后可任其自然生长，但要防止人为破坏。

抚育主要措施有：

①该区内植物生长面临的主要困难为缺水，所以应注意洒水或喷灌，尤其在干旱季节，春秋两季，保证植物生长必需的水量，使其不致旱死或枯萎；可以选

择用拉水罐车浇灌；

②建立监测系统,对复垦区的植被生长状况进行监测和记录,如有不良情况,及时解决；

③注意防止病虫害,抚育期内定期对其进行喷洒农药,冬季注意保暖,乔木应注意修剪；

④有一定的防护措施如警示标志等,防止人为破坏或牲畜践踏。

7.3.3 闭井期生态环境保护与恢复措施

拟采取的生态保护与恢复措施如下：

（1）井场生态恢复与重建

退役期各井场应拆除注采气设备、井下打水泥筛封好井口、拆除井场围墙,挖松固化地面,并对井场土地进行平整、覆土和植被恢复。恢复初期可撒播草籽,后期可种植乔、灌木。

（2）道路、管线生态恢复与重建

①各井场的进场道路及集注站进展道路,在征求当地政府及群众意见后,可作为当地农业生产使用,不予拆除和恢复；对于不再利用的道路,应进行生态恢复,恢复地表植被覆盖。

②加强对注、采气管线沿线居民的环境保护教育,提高其环保意识,禁止挖掘废弃的天然气管道,以避免对地表产生破坏和干扰,加速水土流失。

（3）集注站生态恢复与重建

集注站退役后1年内完成地面建筑物的清除,并对集注站土地进行平整、覆土及植被恢复,18个月内达到土地使用功能,恢复初期可撒播草籽,后期可种植乔、灌木。水土保持措施以植被和工程措施相结合,防治水土流失。

7.3.4 生态恢复目标和指标

根据《陕西省生态功能区划》，评价区属于神榆横沙漠化控制生态功能区中的横榆沙地防风固沙区。

根据《土地复垦技术标准》、《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）等技术文件，确定生态保护目标见表 7.3.4-1。

表 7.3.4-1 项目生态恢复目标一览表

项目	指标	生态恢复目标值	
		站场（集注站、井场）	管线
1	土地复垦率	85%	85%
2	地质灾害治理率	100%	100%
3	扰动土地治理率	95%	95%
4	水土流失总治理度	90%	95%
5	土壤流失控制比	0.8	0.8
6	表土保护率（%）	90	90
7	拦渣率	98%	95%
8	林草植被恢复率	98%	95%
9	复垦 5 年后植被成活率	90%	90%

7.3.5 生态保护、恢复与补偿实施计划和费用

根据工程生态保护、恢复与补偿措施，给出生态恢复计划见表 7.3.7-1。

表 7.3.7-1 生态恢复实施计划及费用估算

区域	植被恢复措施	恢复面积 hm ²	恢复时间（年）	费用（万元）
井场	土地平整、覆土、临时占地种植当地易活植被，对钻井后临时场地覆土平整后恢复植被。	4.8	1	32.95
	井场周围种植沙柳，行株距为 1m×1m		1	
	加强对植被的抚育、补种工作，提高井场植被覆盖度。		3	
集注站、保障点	临时占地生态恢复，保障点内进行草坪绿化	2.49	1	16.0
管线区	土地平整、覆土、临时占地生态恢复、播撒草籽等。按管线施工作业带范围，草方格 1m×1m，洒草籽 10kg/亩	15.38	1	204.03
	定期对管线恢复区的植被进行补种和抚育，提高植被覆盖度。		3	

道路区	土地平整、覆土、临时占地生态恢复、播撒草籽等。	0.89	1	4.45
	道路两侧各 5m 范围内 2m×3m 的行株距种植灌木，灌木主要为羊柴、沙柳和柠条儿或周围已有的植物种类、其余部分按植被覆盖率计算沙丘面积采用草方格固沙		1	
	加强对植被的抚育、补种。		3	
合计			/	257.43

评价根据生态恢复工程量，初步估算生态保护、恢复与补偿费用约 257.43 万元。评价要求建设单位落实生态保护与恢复费用，建议当地政府部门根据储气库实际情况制定生态补偿费用指标向建设单位收取费用，并统一安排生态恢复工作。

7.4 生态环境监测计划

根据 HJ19-2022 要求，采掘类项目应针对项目规模、生态影响特点及所在区域的生态敏感性，开展生态监测。考虑到储气库开发主要生态扰动与破坏活动集中在施工期，因此本次生态监测计划重点也针对施工期提出，并兼顾运行期的生态保护目标影响及生态恢复工程效果影响，具体监测计划见表 7.4-1。

表 7.4-1 生态监测计划一览表

阶段	监测因子	监测方法	监测频次	监测点位
施工期	井场占地面积、类型	遥感解译、无人机航测，结合人工现场勘查	施工前、后各 1 次，进行对比	沙化封禁保护区内井场施工区、管线作业带；涉及国家二级公益林及永久基本农田的管线作业带
	植物群落变化			
	生境质量变化			
运行期	水土保持工程效果	施工迹地监测扰动后土壤侵蚀类型、侵蚀量	施工期并延续至正式投运后 5 年	沙化封禁保护区内井场施工区、管线作业带；涉及国家二级公益林及永久基本农田的管线作业带
	绿化植被成活率，生态保护对策措施的有效性、生态修复效果等	生态修复工程采用植被类型、高度、盖度、生物量、成活率，补耕补种作物产量	施工期并延续至正式投运后 5 年	重点在沙化封禁保护区内井场施工区、管线作业带，涉及国家二级公益林及永久基本农田的管线作业带代表点开展长期跟踪生态监测
闭井期	闭井退出工程效果	对地面设施拆除、封闭情况进行记录	闭井后 1 次性进行	退役井、站场占地范围
	生态修复工程效果	生态修复工程采用植被类型、高度、盖度、生物量、成活率	每年 1 次，持续 3 年	

7.5 结论

本工程由钻井、集注站、保障点、道路和管线建设等工程组成。工程不同阶

段对生态环境的影响不同，对生态环境的重点影响时期是施工期，运行期和闭井期影响不大。施工期生态环境影响主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，其中对土地利用、土壤、植被的影响相对较大，各施工环节均要严格执行相关环保措施。

通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓，对生态环境的影响在可接受范围内。

8 环境风险评价

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）要求，对于涉及有毒有害和易燃易爆危险物质的生产、使用、储存（包括使用管线运输）的建设项目可能发生的突发性事故（不包括人为破坏及自然灾害引发的事故）应进行环境风险评价。环境风险评价以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

8.1 依托工程环境风险防范措施回顾

1、依托工程环境风险防范措施

本项目依托工程主要包括北-3 集气站、第一净化厂、第二净化厂采出水处理系统。本次评价主要调查北-3 集气站及所属老井以及依托工程的风险防范措施落实情况，本项目依托工程采取了相应的风险防范措施，措施有效可行，且已通过竣工环保验收。详见表 8.1-1。

表 8.1-1 现有工程及依托工程采取的风险防范措施

序号	类别	采取的措施
1	地面建设	1) 井场、集气站与居民区、村镇、相邻建构筑物 and 公路的防火间距均满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）的规定。 2) 站内各建、构筑物严格执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）的规定的防火、防爆间距分区布置。
2	北 3 集气站	1) 集气站进、出站区设置截断阀或回止阀。 2) 集气站内部主要压力容器设置防止超压的先导式安全阀及放空阀。 3) 设置了放空火炬。 4) 站内所有阀门选用环保安全型。 5) 集气站内设置可燃气体检测和报警系统。 6) 集气站内设置明显的禁火标志，所用电器设备和照明应符合防火要求，并配备充足消防器材和设施。 7) 按照《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）中站场防洪标准进行设计，集气站均按照洪水重现期 10~25a 设计实施。 8) 配备有应急物资。
3	第一净化厂采出水处理站	1) 站内采用移动式灭火器进行消防； 2) 站内安装有毒气体检测系统，罐区四周设有防火堤、事故应急缓冲池，抢修维修设备等。
4	第二净化厂采出水处理站	1) 各生产装置之间应严格按防火防爆间距布置，厂房及建筑物按《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）规定等级设计。 2) 工艺设计中采取了先进的 DCS 自动控制系统，在工艺设计中设置有安全连锁和事故紧急停车措施。 3) 在易聚集可燃性气体的地方设置可燃性气体浓度报警器，在装置区主要通道和消防通道设置火灾报警按钮，配电室、控制室及电缆夹层设

		感烟探测器，信号均引至主控室。各车间设置自控检测仪表，有毒气体泄漏报警仪等设施。主控室设 UPS 不间断电源及事故照明。 4) 按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的有关规定，第二净化厂为三级站场，设置有三级消防站，配备车辆 3 台，消防定员 21 人。 5) 厂内建设紧急停车系统、生产监控超限报警系统、安全泄压和放空系统、有毒气体探测系统、防爆电气设备、防雷静电接地系统、应急电源、防腐和阴极保护系统、通风系统、电视监控系统、安防系统等； 6) 严格按照《石油天然气工程设计防火规范》和可研报告要求建设火灾报警系统、可燃气体检测报警系统、消防设施、防护服、安全防护、逃生和救生设施等。 7) 按 GB2894《安全标志及其使用导则》的要求在厂内设置安全标志； 8) 厂区内设置风向标。 9) 按照《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）中站场防洪标准进行设计，天然气处理厂按照洪水重现期 25~50a 设计实施。 10) 设置有火炬及放空系统。

2、现有工程及依托工程应急预案情况

长庆油田分公司第一采气厂编制完成了《中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第一采气厂（榆林区域）突发环境事件应急预案》，并于 2022 年 8 月 19 日在榆林市生态环境局完成备案（备案登记编号：610800-2022-16-M）。

8.2 拟建工程风险调查

8.2.1 建设项目风险源调查

项目风险源及风险物质主要存在于施工期和运行期，各阶段风险源调查如下：

（1）施工期风险源调查

施工期风险源主要为钻井井场。在钻井过程中，当钻穿高压气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故，喷出的大量烃类气体会污染环境空气，如遇明火则会引发火灾爆炸事故；钻井过程中使用的柴油储罐若发生泄漏，则可能引发火灾爆炸事故。

（2）运行期风险源调查

根据本项目建设内容，本项目注采、集输主要产品为天然气（甲烷）。项目冬季采气阶段前 30 天因井口温度场未形成，为防止水合物产生，需注入甲醇防冻。采出的天然气中含有微量的 H_2S 。

“三废”涉及的物质主要包括：

①废气：天然气注采过程无组织逸散烃类气体，放空火炬废气和食堂油烟等，废气污染物主要包括： SO_2 、 NO_x 、非甲烷总烃、 H_2S 、颗粒物；

②废水：含醇采出水、不含醇采出水、生产污废水、生活污水等，废水污染

物主要包括 COD、BOD₅、氨氮、SS、石油类、甲醇；

③固废：废润滑油、清管废渣、废活性炭、废三甘醇溶液、废导热油、废脱硫剂、废光伏板、生活垃圾等。

根据上述调查，结合《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，附录以外的危险物质，参照 GB30000.18、GB30000.28 按照已知组分的危险物质进行估算，本项目涉及的危险物质主要包括柴油、天然气、H₂S、甲醇及火灾爆炸事故次生的 CO 等。危险物质基本情况一览表见表 8.2.1-1。

表 8.2.1-1 本项目危险物质数量及分布一览

所属单元		单元规模	最大运行压力 (MPa)	在线量 (m³)	危险物质名称	临界量 (t)	项目存在量 (t)		q/Q
施工期	钻井井场柴油储罐（单井场）	2 具 30m³	常压	60m³	柴油	2500	43.4		0.017
运行期	集注站		100m³×2 具	/	170m³	甲醇	10	136	13.6
	集注站~河口（1#）阀室双向输气管线		L450M-711×20, L=4.9km	14	1731.9	甲烷	10	173.94	17.3940
	集注站~北-3 集气站双向输气管线		L360QS-457×12.5, L=2.04km	5.9	298.9			12.65	1.2650
	注采管线	LK1 注采气管线	L360QS-219×25, L=4.8	33	107.6			25.48	2.5478
	注气管线	LK2 注气管线	L450Q-219×18, L=4.2	33	110.4			26.14	2.6139
		LK3 注气管线	L450Q-323.9×25, L=0.7	33	41.2			9.76	0.9759
		LK4 注气管线	L450Q-168×14, L=2.8	33	43.1			10.20	1.0199
		LK5 注气管线	L450Q-323.9×25, L=2.9	33	170.8			40.43	4.0432
	采气管线	LK1 采气管线	L360QS-323.9×14/16, L=4.8	12.5	321.1	甲烷	10	28.79	2.8791
						硫化氢	2.5	2.67E-5	1.07E-5
		LK2 采气管线	L360QS-457×22, L=4.2	12.5	562.4	甲烷	10	50.43	5.0430
						硫化氢	2.5	4.68E-5	1.87E-5
		LK3 采气管线	L360QS-610×28, L=0.7	12.5	168.7	甲烷	10	15.12	1.5124
						硫化氢	2.5	1.4E-5	5.6E-6
		LK4 采气管线	L360QS-323.9×16, L=2.8	12.5	187.3	甲烷	10	16.79	1.6795
						硫化氢	2.5	1.56E-5	6.24E-6
		LK5 采气管线	L360QS-508×24, L=2.9	12.5	481.7	甲烷	10	43.20	4.3197

						硫化氢	2.5	4.0E-5	1.6E-5	

注：天然气的密度取 0.7174kg/m^3 ，甲醇密度 800kg/m^3 ，第一个采气期采出气硫化氢浓度 83.2mg/m^3 。

8.2.2 环境敏感目标调查

本次评价主要采用资料收集及现场调查的方法对评价区域内的环境状况进行调查，重点对集注站周边 5km、双输管线及注、采气管线两侧 200m 范围内的环境敏感点进行了现场调查，该范围内的环境敏感点调查结果表 8.2.2-1。

表 8.2.2-1 环境敏感点调查结果

类别	环境敏感特征					
环境空气	集注站					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离	属性	人口数
	1	庙畔	NW	1900	居住区	665
	2	皮缠界	N	1780		35
	3	哈兔湾	W	1615		240
	4	白家湾	SW	1580		210
	5	马家窑子	S	3810		45
	6	梁家畔	NW	960		180
	7	张家湾	W	740		6
	厂址周围 500m 范围内人口数小计					0
	厂址周围 5km 范围内人口数小计					1381
	大气环境敏感程度 E					E3
	集注站-河口（1#）阀室双向输气管线周边 200m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离	属性	人口数
	/	/	/	/	/	0
	集注站-河口（1#）阀室双向输气管线每公里管段人口数（最大）					0
	集注站-河口（1#）阀室双向输气管线大气环境敏感程度 E 值					E3
	集注站-LK2 注、采气管线周边 200m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离	属性	人口数
	1	庙畔	E	73	居住区	1 户 4 人
	集注站-LK2 注、采气管线每公里管段人口数（最大）					4
	集注站-LK2 注、采气管线大气环境敏感程度 E 值					E3
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离	属性	人口数
	LK1 井丛注、采管线	200m 范围内均无环境保护目标				
	LK3 注、采气管线					
	LK4 井丛注、采					

	气管线		
	LK5 井丛注、采气管线		
	管线每公里管段人口数（最大）		0
	大气环境敏感程度 E		E3

8.3 拟建工程环境风险潜势初判

8.3.1 危险物质及工艺系统危险性 P 的分级确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），建设项目 P 的分级按照分析危险物质数量与临界量的比值（Q）和所属行业及生产工艺特点（M）进行确定。

（1）危险物质数量与临界量的比值（Q）

计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q。当存在多种危险物质时，则按下式计算物质数量与其临界量比 Q：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q₁, q₂, ..., q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ..., Q_n——每种危险物质的临界量，t。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：①1≤Q<10；②10≤Q<100；③Q≥100。

本项目涉及的危险物质数量与临界量的比值（Q）见表 8.2.1-1。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 中，在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

本项目以集注站、各集输管线为危险单元，计算集注站、各集输管线的最大储存量，由表 8.2.1-1 可知，集注站至河口（1#）阀室双向输气管线中的风险物质储存量最大，Q 为 17.39。因此，本项目 Q=17.39，10≤Q<100。

（2）所属行业及生产工艺特点（M）

分析项目所属行业及生产工艺特点，按照表 C.1 评估生产工艺情况。具有多套工艺单元的项目，对每套生产工艺分别评分并求和。将 M 划分为：

①M>20；②10<M≤20；③5<M≤10；④M=5。

分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。本项目对比计算 M 值情况详见表 8.3.1-2。

表 8.3.1-2 行业及生产工艺（M）

行业	评估依据	分值	本项目情况	得分
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加油站的油库）、油气管线（不含城镇燃气管线）	10	本项目为地下天然气气库	10
项目 M 值Σ				10

由表 8.2-2 可知，M=10，以 M3 表示。

（3）危险物质及工艺系统危险性（P）等级确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）表 C.2 判断项目危险物质及工艺系统危险性（P）等级，详见表 8.3.1-3。

表 8.3.1-3 危险物质及工艺系统危险性（P）等级确定

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q<100	P1	P2	P3	P4
1≤Q<10	P2	P3	P4	P4

综上所述，本项目危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P3。

8.3.2 环境敏感程度分级 E 的分级确定

1、大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 8.3.2-1。

表 8.3.2-1 大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数量大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人。
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数量大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人。
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数量小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人。

根据本项目周边环境敏感目标统计见表 8.3.2-2。

表 8.3.2-2 本项目周边环境敏感特征一览表

名称	周边 5km 范围内人口数	周边 500m 范围内人口数	天然气输送管段周边 200m 范围内，每 km 管段人口数(最大)	大气环境敏感程度 E 值
集注站	1381	0	/	E3
集注站-河口（1#）阀室双向输气管线	/	/	0	E3
集注站-LK2 注、采气管线	/	/	4	E3
LK4 井丛注、采气管线	/	/	0	E3
LK1 注采气管线	/	/	0	E3
LK3 井丛注采气管线	/	/	0	E3
LK5 井丛注采气管线	/	/	0	E3

本项目集注站周边 5km 范围内人口总数最大为 1381 人，小于 1 万人；周边 500m 范围内人口总数最大为 0 人，小于 500 人。输气管段周边 200m 范围内，每 km 管段人口数最大为 4 人，小于 100 人。

综上，本项目大气环境敏感程度为 E3。

2、地表水环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）依据事故情况下危险物质泄漏到水体功能的排放点受纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况，确定本项目地表水环境敏感程度分级为 E2，具体分级过程见表 8.3.2-3、表 8.3.2-4、表 8.3.2-5。

表 8.3.2-3 地表水功能敏感性分区

分级	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的。
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的。
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区。
本项目	本项目周边地表水为黑河则，水域环境功能为Ⅲ类，项目集注站距离黑河则较远，且集注站设置有应急事故池，事故状态下厂区的消防废水和初期雨水可收集入应急事故池内不外排。敏感特征属于低敏感区 F3。

表 8.3.2-4 环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标

S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜區；或其他特殊重要保护区域。
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域。
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标。
本项目情况	发生事故时，本项目事故废水不外排，天然气管线泄漏的天然气泄漏主要扩散至空气当中，不进入地表水体，对地表水基本无影响。因此，环境敏感性目标分级为 S3

表 8.3.2-5 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

3、地下水环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，确定地下水环境敏感程度分级为 E1。具体分级过程见表 8.3.2-6、表 8.3.2-7、表 8.3.2-8。

表 8.3.2-6 地下水功能敏感性分区

分级	地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感 G2	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区。
本项目情况	本项目为 G2

表 8.3.2-7 包气带防污性能分级

分级	环境敏感目标

D3	Mb $\geq$ 1.0m, K $\leq$ 1.0 $\times$ 10 ⁻⁶ cm/s, 且分布连续、稳定。
D2	0.5m $\leq$ Mb $\leq$ 1.0m, K $\leq$ 1.0 $\times$ 10 ⁻⁶ cm/s, 且分布连续、稳定。 Mb $\geq$ 1.0m, 1.0 $\times$ 10 ⁻⁶ cm/s $<$ K $\leq$ 1.0 $\times$ 10 ⁻⁴ cm/s, 且分布连续、稳定。
D1	岩(土)层不满足上述“D2”和“D3”条件。
本项目情况	厂址区包气带厚度为 30-78m, Mb $\geq$ 1.0m, 包气带垂直渗透系数经验值为 8.25 $\times$ 10 ⁻³ cm/s, 且分布较连续、稳定, 确定本项目为 D1

表 8.3.2-8 地下水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

8.3.3 环境风险潜势划分

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018), 建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV+级。根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度, 结合事故情形下环境影响途径, 对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析, 环境风险潜势划分原则见表 8.3.3-1。

本项目大气、地表水、地下水环境风险潜势判定结果见表 8.3.3-2。

表 8.3.3-1 建设项目环境风险潜势划分原则

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区 (E3)	III	III	II	I
注: IV+为极高环境风险				

表 8.3.3-2 本项目环境风险潜势判定结果

类别	本项目情况	分级结果
大气	环境低度敏感区 E3, 中度危害 P3	II
地表水	环境低度敏感区 E3, 中度危害 P3	II
地下水	环境高度敏感区 E1, 中度危害 P3	III

8.3.4 评价工作等级和评价范围

1、评价工作等级划分

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照表 8.3.4-1 确定评价工作等级。

风险潜势为IV及以上，进行一级评价；风险潜势为III，进行二级评价；风险潜势为II，进行三级评价；风险潜势为I，可开展简单分析。

表 8.3.4-1 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a
本项目实际情况	本项目大气环境、地表水环境和地下水环境的风险潜势分别为II、II、III，根据导则，建设项目环境风险潜势综合等级取各要素等级的相对高值，即III级。最终确定本项目环境风险评价等级为二级。			

2、评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）、《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）、《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）及项目工程分析，本项目各要素风险评价范围见表 8.3.4-2。

表 8.3.4-2 本项目环境风险评价范围一览表

环境要素	评价工作等级	评价范围
大气环境	三级	集注站项目边界 3km
		天然气集输管线中心线两侧 100m
地表水	三级	与地表水评价范围一致
地下水	二级	与地下水评价范围一致

8.4 拟建工程环境风险识别

8.4.1 资料收集和准备

1、事故统计

根据国家安全生产监督管理总局的统计资料，2001 年至今发生的与天然气运输、使用、甲醇储存等有关事故统计结果见表 8.4.1-1。

表 8.4.1-1 2001 年至今发生的与天然气有关的重大事故统计

序号	事故时间	事故过程	事故类型	死亡人数
1	2008.10.22	8 时 0 分，中石油天然气运输公司海南分公司的一辆气罐车，过滤网发生堵塞，在海南三亚市澄迈县琼城汽车修理部进行维修过程中，由于缺氧一名修理工倒在罐内，其他人在施救过程中，不慎碰到气罐上方的 380V 电线，引爆气罐内残留的液化气，造成 3 人死亡，5 人受伤。	爆炸	3

2	2013.12.26	泸州市江阳区摩尔玛商场发生天然气爆燃事故，导致商场起火燃烧。事故造成 4 人死亡，40 人受伤。	爆炸	4
3	2011.7.2	山东济南济青高速公路华山出口以西 2 公里道路北侧，一根天然气主管道爆炸起火，济青高速公路被迫关闭，附近村庄村民迅速疏散。事故没有造成人员伤亡。	爆炸	0
4	2008.07.10	4 时 30 分，安徽合肥市由合肥建工集团承建的安徽中油洁能燃气有限公司合肥市龙塘天然气加气站工程，在挖孔桩井下施工时，发生不明气体中毒事故，造成 3 人死亡。	中毒	3
5	2007.07.07	15 时 0 分，中国冶金建设集团第八冶建设安装工程有限公司兰州分公司（建筑施工一级资质），承接安装兰州天然气管道工程，在天然气兰州东岗门站外管线准备试压，安装试压接头时，1 人被不明气体熏倒。随后又有 2 人下井施救，均被熏倒。这起事故共造成 3 人死亡，2 人受伤。	中毒	3
6	2002.07.13	1 时 40 分，辽宁营口市煤气公司渤海大街东段维修天然气管道过程中，发生火灾事故，当场死亡 4 人，轻伤 4 人。	火灾	5
7	2002.06.07	长庆天然气甲醇污水处理站陕西靖边县乔沟湾集气管道主干线被一施工铲车挖出像胳膊一样粗的缺口，导致天然气大量泄漏，307 国道交通中断达 3h。通过紧急关闭泄漏点两侧管道阀门等手段，天然气才停止继续泄漏。	泄漏	0
8	2006.1.20	西南某气田距工艺装置区约 60m 处，因 $\phi 720$ 输气管线螺旋焊缝存在缺陷，在一定内压作用下管道被撕裂，导致天然气大量泄漏，泄漏的天然气携带硫化亚铁粉末从裂缝中喷射出来遇空气氧化自燃，引发泄漏天然气管外爆炸(第一次爆炸)，因第一次爆炸后的猛烈燃烧，使管内天然气产生相对负压，造成部分高热空气迅速回流管内与天然气混合，引发第二次爆炸。12 时 20 分左右，距工艺装置区约 63m 处发生了第三次爆炸。当第一次爆炸发生后，集输站值班宿舍内的职工和家属，在逃生过程中恰遇第三爆炸点爆炸，导致多人伤亡。输气管理处接到事故报告后，输气处调度室立即通知两集注站紧急关断干线截断球阀并进行放空。	泄漏引起火灾和爆炸事故	10
9	2005.1.30	榆林市天然气化工厂，一辆甲醇罐车装车过量，发生外溢，流到南大门外的待装区后着火，并迅速形成一道 100 多米长的火墙。停在待装区内的 6 辆甲醇罐车也被引燃，共有 36 只轮胎被烧损。	泄漏引起火灾和爆炸事故	0
10	2002.2.19	番禺某化工有限公司粗甲醇储罐爆炸事故，粗甲醇储罐的顶盖掀翻，从顶部冒出了一点火苗，随着温度升高，发生大火，除发生事故的储罐外，没有对周边设备造成损失	爆炸事故	0
11	2012.6.6	广东云浮市郁南县大湾工业园精细化工基地一甲醇储罐爆炸起火。着火罐容量为 2000 立方的浮顶罐，储有 700m ³ 甲醇。着火罐周边有 2000 和 3000 m ³ 的储罐各 2 个，其中 1 个 2000 m ³ 储罐储有 300 m ³ 甲醛，其余为空罐。	爆炸	0

12	2008.8.2	贵州兴化化工有限责任公司甲醇储罐区一精甲醇储罐发生爆炸燃烧，引发该罐区内其他 5 个储罐相继发生爆炸燃烧。事故造成现场的施工人员 3 人死亡，2 人受伤	爆炸	3
13	2021.6.28	天津金牛座科技发展有限公司（以下简称金牛座公司）在使用钻机进行土壤取样钻孔作业时，导致地埋的燃气管道破损，造成燃气泄漏，施工人员未采取应急抢险措施并逃离现场	管道破损	0
14	2019.12.23	川东北气田所属钻井队对晓阳村境内的罗家 16H 气井起钻时，突然发生井喷，这是中国历史上最严重的一次井喷事故。234 人死亡，900 多人受伤	钻井井喷	234
15	2019.06.19	中原油田采油二厂濮 3-347 井突发特大井喷引发大火，火势高 20 余米，无人伤亡	钻井井喷	0

2、典型事故

（1）输气管线泄漏事故

2006 年 1 月 20 日 12 时 17 分，中国石油西南油气田分公司威青输气管线汪洋-富加-文宫段Φ720 输气管线发生天然气泄漏着火事故。造成 10 人死亡、3 人重伤、47 人轻伤，威青线及与其并行的威成线中断输气近 30 小时，沿线的四川省仁寿县、简阳市和资阳市城区用气受到影响。

输送介质为净化天然气（不含 H₂S），该管线于上世纪 70 年代建设投用。2005 年经检测，决定更换部分管段，2006 年 1 月 19 日换管工作全部完成。1 月 20 日 12 时 07 分，管线在投运过程中发生爆管事故，大约 5 分钟后，发生第二次爆管着火，造成人员伤亡。

发生爆管事故的管线埋深为 1m 左右，此次事故系施工单位违章野蛮施工造成。在此之前重庆天然气运销部就施工单位违章施工曾进行多次制止，并送达违章通知书要求其停工，但施工单位不听劝阻，在管线上堆土达 9m 高，造成管线受力位移而断裂。

（2）西南油气田分公司输气管线泄漏爆炸事故

2006 年 1 月 20 日 12 时 17 分，西南某气田距工艺装置区约 60m 处，因Φ720 输气管线螺旋焊缝存在缺陷，在一定内压作用下管道被撕裂，导致天然气大量泄漏，泄漏的天然气携带硫化亚铁粉末从裂缝中喷射出来遇空气氧化自燃，引发泄漏天然气管外爆炸(第一次爆炸)，因第一次爆炸后的猛烈燃烧，使管内天然气产生相对负压，造成部分高热空气迅速回流管内与天然气混合，引发第二次爆炸。12 时 20 分左右，距工艺装置区约 63m 处发生了第三次爆炸。当第一次爆炸发生后，集输站值班宿舍内的职工和家属，在逃生过程中恰遇第三爆炸点爆炸，导致

多人伤亡。输气管理处接到事故报告后，输气处调度室立即通知两集气站紧急关断干线截断球阀并进行放空。13 时 30 分，事故现场大火扑灭。

事故原因分析：

①因 $\Phi 720$ 管材螺旋焊缝存在缺陷，在一定内压作用下管道从被撕裂，导致天然气大量泄漏。泄漏的天然气携带硫化亚铁粉末从裂缝中喷射出来遇空气氧化自燃，引发泄漏天然气爆炸(系管外爆炸)。第一次爆炸后的猛烈燃烧，使管内天然气产生相对负压，造成部分高热空气迅速回流管内与天然气混合，引发第二次爆炸，约 3min 后引发第三次爆炸。

②管道运行时间长，疲劳损伤现象突出。此段输气管线建于 1975 年，1976 年投产。由于受当时制管技术、施工技术、防腐技术以及检测技术等条件的限制，管线存在缺陷。

③管道建设时期，受国内防腐绝缘层材料及防腐绝缘手段、当时施工工艺技术的限制，使管道不能得到有效保护，导致管道的外腐蚀比较严重。

④管道内壁腐蚀时间较长。该管道曾在相当长时期内输送低含硫湿气，管线处于较强内腐蚀环境，发生管内腐蚀，并伴有硫化亚铁粉末产生。

⑤随着城镇建设快速发展，输气站及进、出管道两侧 5 至 50m 范围内新增了较多建、构筑物，使输气站被大片建筑物包围，无法改建安全逃生通道。

(3) 靖边天然气泄漏事故

2004 年 6 月 7 日，长庆第一采气厂陕西靖边县乔沟湾集气管道主干线被一施工铲车挖出像胳膊一样粗的缺口，导致天然气大量泄漏，307 国道交通中断达 3h。险情发生在下午 3 时许，事故地点在距靖边县城约 12km 处。随着正在靖安(靖边~安塞)高速公路施工的铲车挖掘下去，顿时现场周围的人发现，输送天然气的管道被挖破，大量天然气啸叫着喷射出来，在距事发现场 2km 外，也能清晰听到类似喷气式飞机所发出的声响。由于长庆第一采气厂、县委县政府以及公安消防救护等相关单位抢险及时，所幸没有造成人员伤亡。到当天下午 6 时许，通过紧急关闭泄漏点两侧管道阀门等手段，天然气才停止继续泄漏。截止晚 8 时许，险情基本排除。

原因分析：第三方破坏及地方建设危及输气管道安全的现象屡屡发生，特别是部分地段公路改(扩)建，城镇开发区建设及农村建房造屋、挖砂取石导致江河穿越管道裸露悬空等危及输气管道安全的事件不断，严重威胁到输气管道的安

全运行。

3、储气库事故概率调查

地下储气库的历史,可以追溯到 20 世纪初。加拿大于 1915 年开始建设地下储气库,是地下储气库建设最早的国家,至 1993 年末有 38 座储气库,美国在 1916 年建成了第一个储气库,储气库数量占目前世界总量的 3/4,1993 年末有 386 座地下储气库的。到目前为止世界上有 600 多座地下储气库,主要分布在欧洲和北美洲,其中 76%的地下储气库是枯竭型油气藏改建而成的。中国的地下储气库起步较晚,20 世纪 70 年代在大庆油田曾经进行过利用气藏建设气库的尝试,真正开始研究地下储气库是在 20 世纪 90 年代初。到目前为止,已建成大张坨、板 876、板中北、板 808、板 828、板中南、江苏金坛盐矿和江苏刘庄气田等地下储气库。

表 8.4.1-2 枯竭油气藏型地下储气库事故概览表

序号	所在地	发生时间	事故描述	事故原因
1	美国科罗拉多州	2006年10月	气体泄漏,储气库运行中断,当地13户庭(共计52人)紧急疏散	注采井泄漏,固井质量存在问题
2	英国北海南部	2006年2月	爆炸及火灾,2人受伤,31人紧急疏散	机械事故,引发爆炸
3	美国伊利诺伊州	1997年2月	爆炸及火灾,3人受伤	油田在储气库区勘探钻井过程中气体迁移
4	德国巴伐利亚	2003年	注采井井筒环空压力升高	固井质量存在问题
5	美国加利福尼亚州	2003年4月	气体泄漏约25min,并发生油气混合	压缩机组阀门破裂
6	美国加利福尼亚州	1975年	气体从气藏迁移至邻近区域并泄漏至地表	气体首先迁移至浅表地层,地表橡树砍伐后泄漏至地面
7	美国加利福尼亚州	1950~1986年	储气库气量损耗	储气库气体在注气过程中发生迁移,1986年停止注气,2003年关停储库
8	美国加利福尼亚州	1940年至今	储气库气体迁移	地质构造存在断层,导致储气库气体迁移至邻近区域
9	美国加利福尼亚州	1993年10月	爆炸,造成200万美元的经济损失	气体脱水处理装置发生爆炸
10	美国路易斯安那州	1980~1999年	注气量超负荷,注入气体发生迁移	储气库气体在注气过程迁移,储库仍维持运行
11	美国加利福尼亚州	1974年	爆炸,火灾持续 19 d,气量损耗	事故原因未明
12	美国加利福尼亚州	20世纪	注气量超负荷,气体在注	注入气归属其他公

		70年代	气过程迁移	司，2003年关停储库
13	美国加利福尼亚州	20世纪70年代	气体迁移气体由储气库迁移至地表	已关停储库
14	美国加利福尼亚州	不详	注采井损毁	地震导致注采井损毁
15	美国加利福尼亚州	不详	套管鞋泄漏，注采井损坏	套管鞋泄漏修复过程中注采井不慎损坏
16	美国加利福尼亚州	不详	套管腐蚀，注采井损坏	腐蚀套管修复过程中注采井不慎损坏

文献报道了 16 起事故，从第一座储气库建成至今已 103 年，累计建成了储气库 600 余座，因此，储气库事故率为 0.281×10^{-3} 次/(库•a)。

8.4.2 物质危险性识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B、GB3000.18、GB30000.28，项目涉及的危险物质主要包括天然气、甲醇、H₂S、柴油以及火灾爆炸产生的次生污染物 CO 等。主要分布于集注站、注、采气管线、双输管线、钻井井场等。

危险物质的具体理化性质见表 8.4.2-1~8.4.2-5。

表 8.4.2-1 甲烷的理化性质

标识	中文名：天然气		英文名：natural gas	
	分子式:CH ₄		分子量：16	
	危规号:21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8	
理化性质	外观与形状:无色无臭易燃易爆气体		溶解性:微溶于水，溶于乙醇、乙醚	
	熔点(℃):-182		沸点(℃):-161.49	
	相对密度:(水=1)0.45（液化）		相对密度:(空气=1)0.55	
	饱和蒸汽压(kPa)53.32（-168.8℃）		禁忌物:强氧化剂、卤素	
	临界压力(MPa)：4.59		临界温度(℃):-82.3	
	稳定性:稳定		聚合危害:不聚合	
危险特性	危险性类别:第 2.1 类易燃气体		燃烧性:易燃	
	引燃温度(℃):482～632		闪点(℃):-188	
	爆炸下限(%):4.145		爆炸上限(%):14.555	
	最小点火能(MJ):0.28		最大爆炸压力(kPa):680	
	燃烧热(MJ/mol):889.5		燃烧(分解)产物:一氧化碳、二氧化碳、水	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇火星、高热有燃烧爆炸危险			
	灭火方法:切断气源。若不能切断气源，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: 泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。			

健康危害	侵入途径:吸入。
	健康危害:当空气中浓度过高时,使空气中氧气含量明显降低,使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤
	急性中毒:当空气中浓度达到 20~30 %时,可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快,共济失调。若不及时脱离,可至窒息死亡。
	工作场所最高允许浓度:未制定;前苏联 MAC 300 mg/m ³
急救	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。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处,并立即隔离,严格限制出入。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(如下水道),以避免发生爆炸。切断气源,喷雾状水稀释,抽排(室内)或强力通风(室外)。如有可能,将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方,或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处,注意通风,漏气容器要妥善处理,修复、检验后再用。
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素(氟、氯、溴)等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天贮罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。验收时要注意品名,注意验收日期,先进仓的先发用。平时要注意检查容器是否有泄漏现象。搬运时轻装轻卸,防止钢瓶及附件破损。运输按规定线路行驶,勿在居民区和人口稠密区停留。

表 8.4.2-2 H₂S 理化性质及危险特性表

标识	中文名: 硫化氢		英文名: hydrogen sulfide	
	分子式: H ₂ S		分子量: 34	
	危规号:21006	UN 编号: 1016	CAS 号: 630-08-0	
理化性质	外观与形状:无色有恶臭气体		溶解性:溶于乙醇、水	
	熔点(℃):-84.5		沸点(℃):-60.4	
	相对密度:(水=1)（液化）		相对密度:(空气=1)1.19	
	饱和蒸汽压(kPa)2026.5（-24.5℃）		禁忌物:强氧化剂、碱类	
	临界压力(MPa): 9.01		临界温度(℃):100.4	
	稳定性:稳定		聚合危害:不聚合	
危险特性	危险性类别:第 2.1 类易燃气体		燃烧性:易燃	
	引燃温度(℃):260		闪点(℃):无意义	
	爆炸下限(%):4.0		爆炸上限(%):46.0	
	最小点火能(MJ):0.077		最大爆炸压力(kPa):0.49	
	燃烧热(MJ/mol):3524kcal/kg		燃烧(分解)产物:硫氧化物	
	危险特性: 危险特性:与空气混合能形成爆炸性混合物,遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硝酸或其它强氧化剂剧烈反应,发生爆炸。气体比空气重,能在较低处扩散到相当远的地方,遇明火会引着回燃。			
	灭火方法:消防人员必须穿戴全身防火防毒服。切断气源。若不能切断气源,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: 抗溶性泡沫、雾状水、干粉。			

健康危害	侵入途径:吸入。
	健康危害:本品是强烈的神经毒物,对粘膜有强烈刺激作用。
	急性中毒:短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热感、咳嗽、胸闷、头痛、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度(1000mg/m ³ 以上)然时可在数分钟内突然昏迷,呼吸和心跳骤停,发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。
	长期低浓度接触,引起神经衰弱综合症和植物神经功能紊乱。
	工作场所最高允许浓度:中国 MAC10 mg/m ³
急救	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。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处,并立即隔离,小泄漏时隔离 150m,大泄漏时隔离 300m,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。从上风向进入现场,尽可能切断泄漏源。合理通风,加强扩散。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,将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液,管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器要妥善处理、修复、检验后再用。
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。保持容器密封;配备相应品种数量的消防器材;禁止使用易产生火化的机械设备和工具。

表 8.4.2-3 甲醇理化性质及危险特性表

标识	中文名: 甲醇	英文名: methyl alcohol;Methm2nol
	分子式: CH ₃ OH	分子量: 32
	危规号:32058 UN 编号: 1230	CAS 号: 67-56-1
理化性质	外观与形状:无色澄清液体,有刺激气味	溶解性:溶于水,可混溶于乙醇、醚苯等有机溶剂。
	熔点(℃):-97.8	沸点(℃):64.8
	相对密度:(水=1)0.79	相对密度:(空气=1)1.11
	饱和蒸汽压(kPa)13.33 (21.2℃)	禁忌物:酸类、酸酐、强氧化剂、碱金属
	临界压力(MPa): 7.95	临界温度(℃):240
	稳定性:稳定	聚合危害:不聚合
危险特性	危险性类别:第 3.2 类中闪点易燃气体	燃烧性:易燃
	引燃温度(℃):385	闪点(℃):11
	爆炸下限(%):4.5	爆炸上限(%):44.0
	最小点火能(MJ):0.215	最大爆炸压力(kPa):
	燃烧热(MJ/mol):641	燃烧(分解)产物:一氧化碳、二氧化碳
	危险特性:易燃,其蒸汽与空气可形成爆炸性混合物。遇明火、高位能引起燃烧。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。在火场中,受热的容器有爆炸危险。其蒸汽比空气重,能在较低处扩散到相当远的地方,遇明火会引着回燃。	
	灭火方法:尽可能将容器从火场移至空旷处时持火场容器冷却,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: 抗溶性泡沫、二氧化碳、砂土、干粉。
健康危害	侵入途径: 吸入、食入、经皮肤吸收。
	健康危害: 对中枢神经系统有麻醉作用: 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。
	急性中毒: 短时大量吸入出现轻度眼及上呼吸道刺激症状(口服有胃肠道刺激症状); 经一断时间潜伏后出现头痛、头晕、乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧、谵忘, 甚至昏迷。视神经及视网膜病变, 可有视物模糊、复视等, 重者失明。
	工作场所最高允许浓度: 中国 MAC50 mg/m ³
急救	皮肤接触脱叫的衣着用肥皂水彻底冲洗皮肤。
	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。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处, 并立即隔离, 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。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: 用砂土或其它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。
储运	储运于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防止阳光直射。与氧气、氧化剂等分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天贮罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。罐装时应注意流速 (不要超过 3m/s) 且有接地装置, 防止静电积聚。

表 8.4.2-4 CO 理化性质及危险特性表

标识	中文名：一氧化碳		英文名：Carbon monoxide	
	分子式：CO	分子量：28.01	危险货物编号：21005	UN 编号：1016
理化特性	外观与形状	无色无臭气体		
	熔点（℃）：-199.1		饱和蒸气压（kPa）：无资料	
	沸点（℃）：-191.4		相对密度：0.79 (水=1); 0.97 (空气=1)	
	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂。		
毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC：30mg / m³		前苏联 MAC：20mg / m³
		美国 TVL-TWA：OSHA 50ppm, 57mg / m³; ACGIH 50ppm, 57mg / m³		
		美国 TLV-STEL：ACGIH 400ppm, 458mg / m³		
	侵入途径	吸入		
	毒性	LC ₅₀ ：1807 ppm 4 小时(大鼠吸入)		
	健康危害	一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力；中度中毒者除上述症状外，还有面色潮红、口唇樱红、脉快、烦躁、步态不稳、意识模糊，可有昏迷；重度患者昏迷不醒、瞳孔缩小、肌张力增加、频繁抽搐、大小便		

		失禁等；深度中毒可致死。慢性影响：长期反复吸入一定量的一氧化碳可致神经和心血管系统损害。		
	急救	迅速脱离现场至空气新鲜处。呼吸困难时给输氧。呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术。就医。		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃。[燃烧(分解)产物]：一氧化碳、二氧化碳。		
	闪点（℃）	<-50	自燃温度（℃）	610
	爆炸下限（V%）	12.5	爆炸上限（V%）	74.2
	危险特性	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	稳定性	稳定	聚合危害	不能出现
	禁忌物	强氧化剂、碱类。		
	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。雾状水、泡沫、二氧化碳。		
储运注意事项	易燃有毒的压缩气体。储存于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、氧化剂等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型，开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。验收时要注意品名，注意验瓶日期，先进仓的先发用。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。运输按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。			
泄漏处置	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽，切断火源。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿一般消防防护服。切断气源，喷雾状水稀释、溶解，抽排(室内)或强力通风(室外)。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。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。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。			

表 8.4.2-5 柴油理化性质及危险特性表

标识	中文名：柴油	英文名：Dieseloil; Dieselfuel
	分子式：C _x H _y	分子量：190~220
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化性质	外观与形状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：不溶于水
	熔点(℃)：-18	沸点(℃)：282~338
	相对密度：(水=1)0.87~0.9	禁忌物：强氧化剂、卤素
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：易燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度(℃)：257	闪点(℃)：65
	最小点火能(MJ)：0.2	最大爆炸压力(MPa)：0.82
	燃烧热：9700 大卡/kg	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高温、容器内压力增大，有开裂和爆炸的危险	
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处时持火场容器冷却，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、1211 灭火剂、砂土	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收	

	健康危害：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎；能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。
	工作场所最高允许浓度：未制定

8.4.3 生产设施风险识别

根据本工程的特点，可将本项目分成钻（完）井工程（包括钻井、完井和固井等施工作业过程）、注采气及井下作业、管道（包括注、采气管线和双输管线）、集注站、运输车辆和生活保障点等功能单元。各功能单元存在的危险因素见表 8.4.3-1。

表 8.4.3-1 各功能单元潜在的危害分析

功能单元	主要事故类型	产生原因
钻（完）井	井喷和井喷失控	（1）钻井进入气层后，钻井液（泥浆）密度偏低，致使泥浆液柱压力达不到抑制地层压力的要求，或泥浆密度附加值不高； （2）起钻未灌钻井泥浆或没有灌满； （3）地层实际压力比预计值要大得多； （4）封井器没有或失灵无法关井； （5）工作人员思想麻痹，违规操作。
	火灾、爆炸	井喷引发的火灾爆炸；现场存放的柴油等油料发生泄漏引起火灾爆炸危险事故。
	井漏	水平井钻井液密度选择范围变小，容易出现井漏和井塌或者钻遇到大面积裂缝发育带容易发生严重井漏、井喷；固井施工中可能会因泥浆对漏失层强烈的挤压作用发生漏失。
	钻井泥浆渗漏	泥浆发生渗漏
	柴油储罐泄漏	柴油罐意外破损导致柴油泄漏，进而引起周边土壤污染，若遇明火则会发生火灾爆炸事故。
注采气及井下作业	井喷	射孔施工中，若压井液失衡，未采取防喷措施或防喷装置损坏，抢喷工具和配件未准备好，抢喷失败等原因导致井喷；试气作业时未按要求安装井控装置、违章操作等导致井喷；采气作业时因井控失效发生井喷。
	火灾、爆炸	井喷失控可导致火灾爆炸事故；试气过程中流程管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致油气泄漏，泄漏油气遇火源着火、爆炸。
管道	天然气泄漏	因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致的管线破裂。
	火灾、爆炸	因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误，导致带压的天然气泄漏后，在空气中形成爆炸性气体，遇火源会发生火灾、爆炸事故。
	采出水管道泄漏	因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致的管线破裂。
集注站	天然气泄漏	站内管道、设备因设计缺陷、制造质量差、焊接质量差等，造成穿孔、破裂，将导致可燃物质（天然气）的泄漏。
	火灾、爆炸	站内管道、设备穿孔、破裂，将导致可燃物质（天然气、甲醇）的泄漏，泄漏的可燃气体或液体遇到火源（明火、机械

		火花、静电火花等)可能造成火灾爆炸事故;设备、管道设计缺陷、制造质量差、焊接质量差等,导致物料泄漏,发生火灾爆炸事故;设备发生腐蚀导致严重泄漏或者违章操作、操作失误等引起超压爆炸事故。
	中毒、窒息	因意外原因导致站内设备破坏,大量泄漏的天然气使空气中的氧分含量减少较多时,抢险人员若没有可靠的预防措施就直接进入抢险时,可能造成人员缺氧窒息;甲醇储罐、注醇设备、管道损坏致使甲醇发生泄漏,引起人员中毒。
	废水泄漏	采出水储罐由于腐蚀等原因破损发生泄漏
生活保障点	污水泄漏	一体化污水处理设施由于腐蚀等原因破损发生泄漏

8.4.4 危险物质向环境转移途径识别

通过以上物质识别、生产设施识别过程看出,本项目所涉及的危险物质的扩散途径主要有:

(1) 钻井过程发生井喷事故后,大量烃类气体直接扩散进入环境空气,对大气环境造成影响。井场柴油储罐发生泄漏事故,会导致大量柴油释放到环境中,污染周边土壤;同时,高浓度的污染物会对周边一定范围内的人员造成窒息伤害。在遇到明火后,进一步引发火灾和爆炸事故风险,发生事故后伴生/次生的 CO 等通过大气扩散对环境空气造成影响,对一定范围内的人员造成中毒伤害。

(2) 井场井喷事故大量天然气从井口喷射释放,遇明火发生火灾产生次生污染物 CO,经扩散对环境空气造成污染,对井场职工和附近人员造成伤害。

(3) 井场移动式注醇撬甲醇储罐破裂,泄漏甲醇沿裂缝向土壤下渗,可能造成土壤和地下水污染;若遇明火发生火灾事故,产生次生污染物 CO,经扩散对环境空气、集注站职工和附近人员造成污染和伤害。

(4) 危险固体废物等运输车辆运输过程存在储运设施泄漏和交通事故造成罐体损坏泄漏的事故,可能污染事故发生地土壤、地下水,若发生在河流附近,可能污染地表水。

(5) 集注站采出水及其他生产污废水、生活污水储罐防渗层破损,泄漏废水沿裂缝向土壤下渗,可能造成土壤和地下水污染。

(6) 集注站管道、设备穿孔、破裂,导致天然气泄漏,遇明火发生火灾,产生次生污染物 CO,经扩散对环境空气、站场附近人员造成污染和伤害。

(7) 集输、注、采气管线由于管道设计缺陷、管材质量缺陷,管道腐蚀,施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂,导致天然气泄漏事故。天然气泄漏,遇明火发生火灾,产生次生污染物 CO,经扩散对环境空气、管线附

近人员造成污染和伤害。

(8) 扑救火灾时产生的消防污水、伴生泄漏物料以及污染雨水沿地面漫流，可能会对地表水、地下水产生污染。

(9) 采出水管线

本项目采出水管线采用定向钻方式穿越黑河，采出水输送管道发生泄漏事故，泄漏的采出水没有及时收集处理，通过包气带进入地下水环境从而对土壤、地下水造成污染。

8.4.5 风险识别结果

根据以上物质危险性识别、生产系统危险性识别，评价给出风险识别结果，见表 8.4.5-1。

表 8.4.5-1 本项目环境风险识别一览表

危险单元	主要风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
井场	气井	甲烷、CO	井喷、易燃气体发生火灾引发次生污染物排放	污染物进入环境空气	环境空气、井场周围居民
	气井	钻井废水	井漏	地下水	地下水
	气井	甲醇、CO	泄漏、火灾引发次生/伴生污染物排放	泄漏物质进入土壤、地下水	环境空气、土壤、地下水
	钻井废弃物地上存储设施	钻井废水	泄漏	泄漏物质进入土壤、地下水	地表水、土壤、地下水
	柴油储罐	柴油	泄漏、火灾引发次生/伴生污染物排放	泄漏物质进入土壤、地下水	环境空气、土壤、地下水
集注站	站内天然气管线	甲烷、CO	易燃气体发生火灾引发次生污染物排放	污染物进入环境空气	环境空气
	甲醇储罐	甲醇、CO	泄漏、火灾引发次生/伴生污染物排放	泄漏物质进入土壤、地下水	环境空气、土壤、地下水
	采出水储罐	石油类、SS、pH、甲醇、COD、氨氮等	污废水泄漏	污染物进入土壤、地下水	土壤、地下水、地表水
生活保障点	一体化污水处理装置	SS、COD、BOD ₅ 、氨氮等	污水泄漏	污染物进入土壤、地下水	土壤、地下水、地表水
管线	双输、注、采气管线	甲烷、CO	易燃气体发生火灾引发次生污染物排放	污染物进入环境空气	环境空气、周边居民

	采出水管 线	石油类、SS、 甲醇等	泄漏	污染物垂直 入渗	管线泄漏点周边 土壤、地下水

8.5 拟建工程风险事故情形分析及源项分析

8.5.1 大气风险事故情形分析及源项分析

1、井喷

钻井作业中，当钻头钻入气层后，由于气层压力的突然增大，钻井泥浆开始湍动，并出现溢流，随之发生井喷，此时如能够及时关井，控制井口，将气流引入放喷管线泄压、点火，再采取补救措施，如加重泥浆强行压井，平衡井内压力可使井喷得到控制。若井喷后，未能及时关井，失去对井口控制，大量天然气将从井口喷射释放，这不但将使天然气资源受到严重浪费，有毒气体大量急剧扩散，容易造成井场职工和附近人员中毒。发生井喷还易酿成火灾，造成人员伤亡，设备毁坏，气井报废，自然环境受到严重污染。因此，井喷失控是钻井工程中性质严重、损失巨大的灾难性事故。

通常井喷可能由以下因素引起发生：

（1）钻井进入气层后，钻井液（泥浆）密度偏低，致使泥浆液柱压力达不到抑制地层压力的要求，或泥浆密度附加值不高；

（2）起钻不灌钻井泥浆或没有灌满；

（3）地层实际压力比预计值要大得多；

（4）封井器没有或失灵无法关井；

（5）工作人员思想麻痹，违规操作。

天然气的喷射释放速率，将随着井筒内的泥浆液柱压力减少而增大，当井筒内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速度，此时可能形成最大爆炸云团，遇明火就会爆炸。此外，喷射释放速率变化取决于井的产气速率，整个释放时间，取决于对井喷事故的处理效率，抢换新的井口装置。

根据本项目钻采工程方案，开采过程中井喷有关参数取值如下：

①原始地层压力：24.48~30.87MPa，平均 30.5MPa；

②目前地层压力：6.14~14.15MPa，平均 8.36MPa；

③最大无阻流量：36.52×10⁴m³/d；

④井口直径：0.24m；

⑤燃烧热：32080~35601kJ/m³。

若发生井喷事故，按最大无阻流量计，天然气平均释放速率为 4.23m³/s（3.13kg/s，天然气密度为 0.74kg/m³）。预测时间：参照安全生产行业标准，假定井喷失控 15min 后井口点火，即天然气泄漏时间 15min。

井喷事故源项见表 8.5.1-1。

表 8.5.1-1 井喷源强计算参数

名称	源类型	形状	泄漏口直径	泄漏源高度	事故源强
甲烷	点源	近圆形	0.24	10m	3.13kg/s

2、柴油罐泄漏

钻井施工时的井场柴油储罐如果发生破损导致柴油泄漏，泄漏后直接渗漏可能导致对土壤造成污染。

本项目钻井施工柴油罐为符合标准的专用油罐，油罐地面基础均进行防渗硬化处理，周围设置有围堰，柴油发生泄露事故概率极低，有围堰收集泄露的柴油，且井场严禁烟火，因此，柴油泄露遇明火发生火灾的概率极低，可忽略不计。

3、集输管线破裂

造成集输管线破裂事故的主要原因有：

- （1）内、外腐蚀作用；
- （2）母体材料缺陷或焊口缺陷隐患；
- （3）意外重大的机械损伤；
- （4）地震、地陷、洪水等自然灾害破坏作用
- （5）第三方破坏，他人在管道附近旁或上方进行其它生产活动或建筑时，

误挖掘破坏或交通工具误撞击管线地上部分等造成管道或阀门破裂。

根据工程分析，本项目最长管线为集注站至河口（1#）阀室双向输气管线，管径为 L450M-711×20，压力为 14Mpa，存在的环境风险相对较大，作为本次评价对象。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中有关气体的泄漏公式计算天然气初始泄漏速率。气体泄漏速度 Q_G 按下式计算：

$$Q_G = Y C_d A P \sqrt{\frac{M \gamma}{R T_G} \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{\gamma - 1}}}$$

式中： Q_G ——气体泄漏速度，kg/s；

C_d ——气体泄漏系数，当裂口形状为圆形时取 1.00；

A——裂口面积，m²，假设管道泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm），裂口面积为 0.00196m²；

P——容器压力；

M——分子量，主要成分是甲烷；

R——气体常数，J/（mol·k）；

TG——气体温度，K；

Y——流出系数；对于临界量 Y=1.0

γ ——气体的绝热指数（热容比）。

本评价设定在事故状态下双输管线全管径断裂，管线两端截断阀立即启动，启动时间为 3s。截断阀启动时间内，管道内压强恒定，天然气泄漏为临界泄漏状态，天然气泄漏量按照导则推荐的气体泄漏公式计算；截断阀启动后，管道内气压随天然气的扩散而减小，泄漏过程客观地被分为两个性质不同的阶段，即临界泄漏阶段和亚临界泄漏阶段，当管道内气压与外环境大气压相同时，泄漏停止，设定截断阀启动后的天然气泄漏时间为 15min，可估算天然气平均泄漏速率。

本评价设定天然气管存量最大的输气管道（集注站至河口（1#）阀室双输管线）泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm），裂口断面呈圆形，管道温度为 15° C，根据可研报告，双输管线管道压力为 14Mpa，运用气体泄漏速率公式计算天然气泄漏量，具体见表 8.5.1-2。

表 8.5.1-2 输气管道天然气泄漏速率

P (Pa)	P ₀ (Pa)	C _d	A (m ²)	M (kg/mol)	R (J/mol·k)	T _G (K)	γ	Q _G (kg/s)
14×10 ⁶	101325	1	0.00196	0.016	8.314	288	1.315	47.52

管道两端截断阀启动时间为 3s，启动时间内天然气泄漏量为：142.56kg。

截断阀启动后，天然气平均泄漏速率公式为：

$$Q = (M1 - M2 + M_{\text{泄漏}}) / t$$

式中：Q 为截断阀启动后天然气平均泄漏速率，kg/s；

M1 为正常状态下天然气管存量，kg；M1=171665.72kg；

M2 为天然气停止泄漏时管存量，kg；M2=1242.43kg；

M 泄漏为截断阀启动时间内天然气泄漏量，kg；M 泄漏=142.56kg；

t 为天然气泄漏时间，t=15min。

由上式计算，截断阀启动后，天然气平均泄漏速率为：189.52kg/s。

4、集注站甲醇储罐泄漏

集气站甲醇储罐容积为 100m³，按 85%储量计算，假定甲醇储罐 100%发生泄漏。则甲醇泄漏量为 67.32t（甲醇密度按 792kg/m³），甲醇储罐围堰面积为 24×11m，则液池最大等效半径为 9.17m。发生泄漏后，安全系统报警，操作人员在 30min 内使储罐泄漏得到控制。泄漏的甲醇在地面形成液池，常温下引起蒸发。甲醇储罐是在常温、常压条件下贮存的，发生泄漏时，甲醇沸点为 64.8℃，因此通常不会发生闪蒸，泄漏后在其周围形成液池，而挥发主要原因是液池表面气流运动使液体蒸发。泄漏后甲醇蒸发量按以下公式进行估算（甲醇气化热 3280J/kg，液池表面蒸气压 13.33kPa，100mmHg，21.2℃）。

$$Q = \alpha \times P \times \frac{M}{RT_0} \times u^{\frac{(2-n)}{(2+n)}} \times r^{\frac{(4+n)}{2+n}}$$

式中：Q-质量蒸发速度，kg/s；

a, n—大气稳定度系数；

p—液体表面蒸气压，Pa；

R—气体常数；

T₀—环境温度，K；

u—风速，m/s；

r—液池半径，m。

具体计算参数见表 8.5.1-3。

表 8.5.1-3 液体蒸发量计算参数

名称	a	n	p	R	T ₀	M	u	r	Q
甲醇	5.285×10 ⁻³	0.3	13330	8.314	294.35	0.032	2.1	9.17	0.1

根据计算甲醇的蒸发速率为 0.1kg/s。

5、火灾爆炸事故伴生 CO

天然气泄漏，极易引发火灾。天然气瞬时大量泄漏，易产生不完全燃烧，会产生一氧化碳。

依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 F 中，天然气火灾、爆炸伴生/次生中一氧化碳产生量计算公式如下：

$$G_{CO}=2330qCQ$$

式中：G_{co}——一氧化碳的产生量，kg/s；

q——不完全燃烧值，取 1.5%~6.0%，天然气取 2%；

C——物质中碳的含量，取 85%；

Q——参与物质燃烧的量，t/s；

表 8.5.1-4 大气风险事故源强汇总

阶段	风险类型	预测因子	泄露速率 (kg/s)	次生危险 物质	CO 排放速率 (kg/s)
施工期	井喷	甲烷	3.13	CO	0.12
运营期	天然气管道 破裂	甲烷	189.52	CO	7.51
	甲醇储罐泄 漏	甲醇	0.1	/	

8.5.2 地下水风险事故情形分析

1、集注站储罐泄漏

本次集注站新建 1 具 100m³ 的采出水罐及 2 具 100m³ 的甲醇储罐。储罐为卧式地上储罐，储罐区设置有围堰，只要做好罐区围堰的防渗，加强管理，及时储罐泄漏，也可及时发现，对土壤及地下水污染影响较小。

2、注醇设施泄漏

井场采气阶段注醇时间较短，且为井口移动式注醇撬，若甲醇发生泄漏，易发现且处理容易，泄漏量较少，对土壤及地下水污染影响较小。

3、采出水管线发生泄漏

本项目采出水输送管道采用埋地敷设方式，若发生泄漏，采出水在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，采出水中凝析油粘度较大，渗透深度有限，泄漏后覆盖表土或渗入土壤后，可能堵塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，从而造成土壤长期处于缺氧还原状态，土壤养分释放慢，不能满足农作物生长发育的需要而致其死亡，从而使农作物产量减少或降低有机物的生物量。高矿化度采出水可能向土壤深层迁移，甚至影响到地下潜水。采出水管线泄漏影响分析详见土壤专题评价和地下水环境专题评价内容。

8.5.3 地表水风险事故情形分析

本项目采出水管线穿越黑河段采用定向钻方式，若管线发生泄漏事故时，采出水在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，基本不会对地表水产生影响。集注站天然气泄漏发生火灾爆炸产生的消防废水及受污染雨水从雨水排放口排放，造成周边地表水污染。

8.5.4 风险事故发生的概率和危害程度分析

1、井喷

根据统计，国内油气田钻井作业发生井喷的概率小于 0.2%。“一五”到“八五”期间，全国累计发生井喷 271 口，占完成井数的 0.16%。其中井喷失控后又着火的 81 口，占井喷井的 30%，占完井口的 0.05%，因井喷失控着火烧毁钻机和井架后周围地层塌陷埋掉钻机的共 61 口，占全国完井数的 0.038%。

由于陕北地区气藏多属低压气藏，发生井喷概率很小，即使发生井喷，压井措施容易成功，故该建设工程井喷失控的发生概率应小于全国水平。

2、天然气泄漏

根据有关资料统计，天然气泄漏多发生于管道，其中外力事故中的人为因素较高，由外部人员和管道操作者导致的事故占 80%以上，由自然因素造成的事故只占 20%以下。此外，腐蚀也是管道泄漏的主要原因之一。

管道事故按破裂大小可以分为 3 类，针孔、裂纹（损坏处直径 $\leq 20\text{mm}$ ）；穿孔（损坏处直径 $> 20\text{mm}$ ，但小于管道直径）；断裂（损坏处直径等于管道直径）。各种事故发生的概率见表 8.5.4-1。

表 8.5.4-1 天然气泄漏不同事故发生概率 单位： 10^{-3} 次 $\cdot\text{km}^{-1}\cdot\text{a}^{-1}$

序号	事故原因	针孔/裂纹	穿孔	断裂	总计
1	外部原因	0.073	0.168	0.095	0.336
2	带压开孔	0.02	0.02	/	0.04
3	腐蚀	0.088	0.001	/	0.098
4	施工缺陷和材料缺陷	0.073	0.044	0.01	0.127
5	地移动	0.01	0.02	0.02	0.050
6	其他	0.044	0.01	0.01	0.064
7	合计	0.308	0.272	0.135	0.715

由上表可以看出，管道事故发生的概率为 0.715×10^{-3} 次 $\cdot\text{km}^{-1}\cdot\text{a}^{-1}$ ，其中针孔/裂纹发生的频率最高，穿孔次之，断裂最少。

根据《天然气输气管道环境风险评价》(向启贵、熊军，中国石油西南油气田分公司天然气研究院，2002)，通过对我国四川地区 14 条输气干线事故情况统计记录分析，得到输气干线管道针孔/裂纹泄漏占事故总数的 54%，穿孔和破裂分别占事故总数的 29%和 17%。

从欧洲 1970~1992 输气管道事故的统计数据看，管道泄漏事故引起火灾的

可能性为 2.7%，穿孔事故引起火灾的可能性为 1.9%，管径小于 406mm 的管道破裂后着火的可能性为 9.9%，管径大于 406mm 的管道破裂后着火的可能性为 23.5%。

根据 American Petroleum Institute. Risk based resource document [S] . API PR581, 2000. 天然气泄漏后发生蒸汽云爆炸的概率为 4.0%。

综上所述，本次风险评价的管道破裂的概率为：

$$0.715 \times 10^{-3} \text{ 次} \cdot \text{km}^{-1} \cdot \text{a}^{-1} \times 6.5 \text{ km} \times 17\% = 0.79 \times 10^{-3} \text{ 次} \cdot \text{a}^{-1}.$$

泄漏后未着火的概率为：

$$0.715 \times 10^{-3} \text{ 次} \cdot \text{km}^{-1} \cdot \text{a}^{-1} \times 6.5 \text{ km} \times 17\% \times (1-23.5\%) = 0.604 \times 10^{-3} \text{ 次} \cdot \text{a}^{-1}.$$

泄漏后着火的概率为：

$$0.715 \times 10^{-3} \text{ 次} \cdot \text{km}^{-1} \cdot \text{a}^{-1} \times 6.5 \text{ km} \times 17\% \times 23.5\% = 0.186 \times 10^{-3} \text{ 次} \cdot \text{a}^{-1}.$$

泄漏后发生蒸汽云爆炸的概率为：

$$0.715 \times 10^{-3} \text{ 次} \cdot \text{km}^{-1} \cdot \text{a}^{-1} \times 6.5 \text{ km} \times 17\% \times 4.0\% = 0.0316 \times 10^{-3} \text{ 次} \cdot \text{a}^{-1}.$$

3、采出水罐及甲醇罐泄漏

储罐典型泄漏事故类型为：一是全部破裂，二是接头/输料管泄漏。储罐完全破裂为重大事故，参照化工行业重大事故概率分类，发生的概率为 0.003125~0.01 次/年。泄漏事故一般为转存时泄漏，此为一般性事故，参照同行业泄漏事故统计数据，发生概率为 0.05 次/年。

4、采出水管线泄漏

采出水管线可能因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致管线破裂。采出水管线管径为 80mm，泄漏孔径为 10%孔径的泄露频率为 $5 \times 10^{-6} / (\text{m} \cdot \text{a})$ ，全管径泄漏概率为 $1 \times 10^{-6} / (\text{m} \cdot \text{a})$ 。

5、天然气火灾爆炸产生的次生有毒物质 CO

天然气是主要以甲烷为主要成分的气体混合物，以及极少量的其它烷烃等，其发热值高，与其它化石燃料相比，天然气燃烧时仅排放少量的 CO₂、粉尘和极微量的 CO、CXHY、NO_x。天然气是一种清洁的能源，通过检索国内外文献及资料，未见由于天然气燃烧爆炸事故产生的 CO 和 NO_x 所带来的人员伤亡事故。针对天然气管道事故而言，由于燃爆事故带来的 CO 和 NO_x 的影响远小于热辐射和火灾爆炸冲击波带来的影响范围，所以本次评价中不考虑燃爆事故带来

的 CO 和 NO_x 的影响。

8.5.5 最大可信事故

本项目井下设置有安全阀，地下储气系统套管破裂或者遭遇地震以及人为破坏时，可以实现自动或人为关井，实现井下控制，保证气井的安全。

通过事故类比调查及国内外油气田勘探开发的类比资料分析，结合工程分析、周边自然环境、主要物料危险性识别、生产设施危险性识别以及开发工艺过程危险因素分析可知，本工程的主要风险类型是天然气的泄漏及火灾爆炸污染事故。因此，可以确定本工程的最大可信事故为：

(1) 采气井场发生井喷事故，喷发大量的天然气引起甲烷窒息及火灾爆炸事故；

(2) 采出水管线发生破裂，导致污染地下水及土壤；

(3) 双输管线发生破裂，导致大量天然气泄漏，引起甲烷窒息及火灾爆炸事故。

8.6 拟建工程风险事故影响分析

8.6.1 大气环境风险影响分析

根据本项目涉及的化学物质危害性，本项目有害物质在大气中扩散影响物质为甲烷及次生污染物 CO。根据源项分析可知，天然气输气管线发生泄漏时的泄漏速率远大于井喷时的天然气泄漏速率，因此，本次仅考虑事故源最大的天然气双输管线发生泄漏时在大气中的扩散影响。

由于天然气双输管道周围居民点较少，虽然天然气泄漏发生爆炸产生的 CO 会对下风向一定距离的环境空气质量产生不利影响，但是不会对人群健康造成影响。

建设单位应加强管线火灾事故应急预案，积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边村庄居民，避免造成人员伤亡和财产损失。

8.6.2 地表水环境风险分析

1、消防废水、污染雨水

在火灾爆炸事故处理过程中，会产生消防污水、雨水等伴生/次生污染物。根据石油化工行业的设计规范，本次新建的主要工艺装置区内有集水明沟及集水

坑，事故状态下利用站场坡向将消防废水收集至排水管网中，通过管线重力流输送至应急缓冲池内。

本项目拟将应急防范措施分为三级防控体系，具体如下：

一级防控措施：在主要工艺装置区设置防火堤及排水明沟集水坑，利用装置区防火堤及集水坑作为一级防控措施，主要防控初期雨水、消防废水等。

二级防控措施：雨水排口设置截断/转换阀门和连通应急缓冲池管线。当无法利用装置围堰、防火堤控制事故废水时，应关闭雨排水系统的出口阀门切断防漫流设施与外界的通道，再通过集水沟槽、排水口将消防废水排入应急缓冲池。

三级防控措施：本项目集注站南侧已建设一座有效容积 811m³ 的应急缓冲池作为三级防控措施，收集事故状态下的消防废水和初期雨水。

各工艺装置区设计雨水、事故污水收集切换系统，正常情况时，事故污水收集管网阀门关闭；当发生事故，开启事故污水收集管网阀门，污水收集至事故应急池。收集的废水统一拉运至第一、第二净化厂采出水处理站处理达标后回注，不外排。集注站距离黑河则较远，站内一旦发生环境风险事故，废水基本不会排入周边地表水体，不会对地表水造成影响。

2、甲醇泄漏

项目中涉及的液态有毒有害物质主要为甲醇储罐中的甲醇，甲醇泄漏后，直接渗漏可能导致对土壤、地下水的污染；若遇到暴雨天气，也可能流入附近地表水体，导致对地表水的环境影响。

本项目集注试验站设置有甲醇储罐，甲醇储罐为地上储罐，储罐区地面应采用重点防渗，且本次评价要求在储罐区设置围堰。若甲醇储罐泄漏，防渗层可有效防止甲醇进入土壤和地下水；泄漏的甲醇收集在围堰或事故收集池内。

本项目不设注醇管线，采气阶段注醇时间较短，均为井口移动式注醇撬，若甲醇撬发生破裂，易发现且处理容易，泄漏量较少，不会对地表水产生影响。

3、采出水管线破裂风险事故

本项目采出水管线穿越黑河段采用定向钻方式，若管线发生泄漏事故时，采出水在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，主要影响地下水及土壤，基本不会对地表水产生影响。

总体来讲，本项目采用相应的防控措施后，事故状态下对周边地表水的影响较小。

8.6.3 地下水环境风险分析

本次集注站建设 1 具 100m³ 的采出水罐、2 具 100m³ 的甲醇储罐，储罐为卧式地上储罐，储罐区设置有围堰，1 具 20m³ 的埋地废润滑油储罐，罐基础进行了重点防渗，运行期加强管理，对土壤及地下水污染影响较小。

本项目采出水输送管道采用埋地敷设方式，若发生泄漏，采出水在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，可能污染地下水及土壤。

风险事故对地下水影响见“地下水评价专题评价”。

8.6.4 闭井期环境风险分析

项目进入闭井期后，建设单位将对采气井进行封井，封井环境风险主要体现在封井不严，造成天然气泄漏，对大气环境造成影响。天然气主要成分为甲烷，并含有硫化氢，泄漏后将对泄漏点周边环境空气造成短期不利影响，并有可能对人畜造成窒息危害或中毒。当空气中天然气甲烷浓度或硫化氢浓度超过爆炸下限后，遇火还可能发生火灾爆炸，此时不完全燃烧产生的 CO、SO₂ 将对下风向环境空气产生不利影响，短期内可能会使局部区域环境空气中污染物浓度超标。

因此，建设单位应严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《长庆天然气井永久性封井技术规范》（Q/SYCQ 3005-2021）进行封井操作，防止天然气泄漏。

8.7 拟建工程环境风险防范措施

8.7.1 风险管理措施

（1）严格执行国家安全卫生标准规范及相关的法律法规，在进行地面开发建设的同时，对安全、防火、防爆、劳动保护等方面进行综合考虑；

（2）制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；

（3）对施工单位及个人定期进行环保安全教育，增强职工的环保意识和安全意识；

（4）在施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平；

（5）在作业前进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题；

(6) 风险管理是一个动态、循环的过程，应对不断变化的风险进行评价，并对相应安全维护措施做出调整。风险管理过程见图 8.7.1。

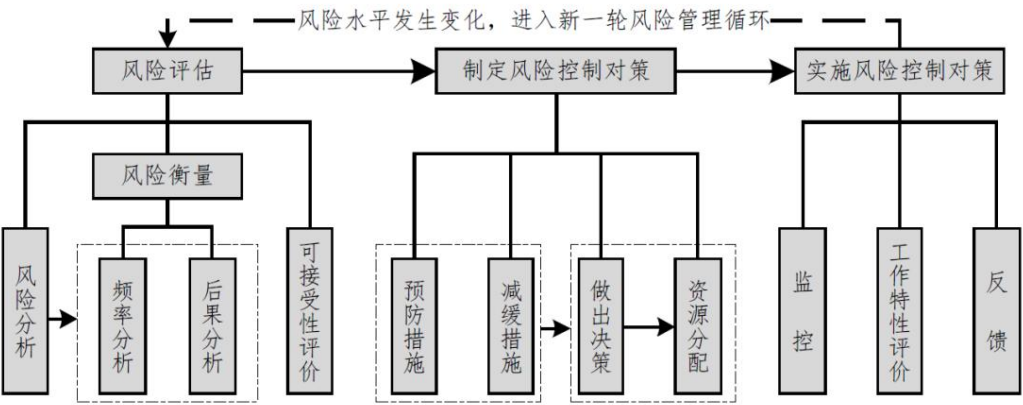


图 8.7.1 风险管理过程示意图

8.7.2 技术防范措施

1、钻井作业事故风险防范措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定。

(2) 抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，严格按照设计施工，并制订严格的井场岗位责任制，有效防范雨季事故的发生。

(3) 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。泥浆比重和粘度要经常进行检查，罐内每周不得少于一次。

(4) 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。

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

(6) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(7) 柴油储罐设置在井场主导风向上风向，与井口的距离不得小于 50m，在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(8) 柴油储罐存放区地表铺设防渗材料；钻井井场采用高架柴油罐储存，定期对储罐管线及连接件进行密封检查；柴油储罐四周设置临时防火堤，堤内容积应大于单个储罐容量，确保事故条件下将泄漏油品限制在防火堤内，全部截留和回收。

(9) 井场设置可燃气体检测报警器检测报警器，以便及时发现事故隐患。

2、井喷的防范措施

(1) 在井场选址时按照《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2015)，考虑与村庄等环境敏感保护目标的位置，而且在钻井期严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014)要求。

(2) 钻井或修井时，在井口安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生。

(3) 在钻进或循环时，如果泥浆液面快速上升，要停泵，在一条阻流管线打井的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。

(4) 起下钻时，当发现井内液体流出而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突发井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板，如果不下过钻铤，则可用万能防喷关井。

(5) 在准备顶部压井用加重泥浆期间，应泵入泥浆以压缩井内天然气和降低压力。

(6) 如果在关井期间压力要超过极限时，应该通过全密闭闸板防喷器下面的紧急压井管线和紧急阻流管线在采用最大许可阻流器压力下进行循环。

3、注采、双输管线泄漏的防范措施

(1) 施工期事故防范措施

①严格按照《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)、《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)和《气田集输设计规范》(GB50349-2015)进行选线，施工前对选线区域进行详细的地质勘查，选择有利地形，避开不良工程地质地段，尽量避开城镇、企业、水利工程设施和人口稠密地区，减少外部干扰，充分考虑通过时其相互影响和规划发展。

②管线尽可能沿道路布设，以便于维护和事故处理。设计敷设线路时应避开地势低洼处及洪水汇集口，管道埋设于最大冻土深度 100mm 以下。

③管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。

④为减轻管线的内外腐蚀，外部可采取防腐涂层，内壁也可采用涂层或定期加注缓蚀防腐剂，还可采用电极保护。

⑤当管线经过坡地、冲沟、陡坎、易坍塌、易冲刷等不良地段时，应采取挡

土墙、坡面防护、冲刷防护、滑坡错落整治、拦石网工程、换填渗水土和加强排水等相应的环保及水土保持措施，以防止因地质或自然灾害引发的管线泄漏事故发生。

⑥集输管线严格按照管道规范进行铺设，在穿越如河流、冲沟、公路等敏感地点段对集输管线进行加厚处理，并在穿越道路段设置套管，全面预防管线泄漏；管线两端站场进、出口安装截断阀以及压力检测装置，确保发生泄漏事故时第一时间响应并启动截断阀，将泄漏量控制到最小；

⑦管道与已建管道、光缆、电缆交叉时，从其下方穿越，并采取有效的保护措施。

⑧管线穿越活动断裂带时，应确定断层走向，使管道与断层保持合理交角，使埋地管线在断层错位作用下单纯受拉，增加管线抵抗断层位移和保持管身结构完整的能力。

⑨建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，确保施工质量。在施工过程中，加强监理，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

⑩贯彻《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，在管线敷设线路上设置永久性标志，以提醒人群避免在管线两侧 5m 内建设大型工程以及取土、打井和种植根深植物。

（2）运行期事故防范措施

①在运行过程中，定期清管，以减轻管道内的腐蚀。

②加强对管线的巡视检查，及时处理管道沿线的异常情况，按照管道检修标准定期对管道进行防腐维护、运行情况检查；

③定期用检测仪器对管线管壁的厚度进行减薄测试，壁厚低于规定要求管段应及时更换，消除暴管隐患。

④在有条件的地方安装自动控制装置，时刻检测管线的压力变化情况，对管线泄漏事故及时发现，及时处理；管道重点区域应用应力、振动及视频在线监测，提升管道完整性智能化管理水平；

⑤定期检查截断阀、安全阀等管道安全防护系统，使管道在超压时能够得到安全处理，将危害影响范围减小到最低程度；

⑥在运行期，建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通，协助规划部门做好管道、站场周边的规划。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，

在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物；禁止取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工；禁止修渠、修晒场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物。在穿越河流的管道线路中心线两侧各 500m 地域范围内，禁止挖砂、挖泥、采石等；

⑦气井及站场生产数据采用集中监控方式，便于结合站场进站气量、压力等数据综合判断气井支干线积液或冻堵情况。

（3）特殊地段关心事故防范措施

①管道通过地形起伏的流动沙丘时，对可能受到风蚀而造成管道埋深不够或悬空的局部地段适当加大管道埋深，并采取草袋稳固等其他水土保持或防风固沙措施。

②管线穿越公路及河流两侧应设置警示牌。

（4）管线事故防范管理措施

①在管道系统投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作和维修人员进行培训，持证上岗，避免因严重操作失误而造成的事故；

②制定应急操作规程，在规程中说过发生管道事故应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与管道操作人员有关的安全问题；

③通过定期进行安全活动提高操作人员的安全意识，及时识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施；

④对职工应进行防止硫化氢、天然气、甲醇等有毒介质中毒的知识教育，使其掌握防毒器具的使用方法以及中毒急救措施；

⑤对管道附近的居民加强教育，进一步宣传贯彻、落实《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，减少、避免发生第三方破坏的事故；

⑥制定事故应急预案，配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。加强应急预案的演练工作，根据演练实际情况，认真总结经验，找出不足，不断完善应急预案。

4、采出水输送管线风险防范措施

（1）施工期事故防范措施

①采出水输送管线选线同天然气集输管线要求，严格按照《石油天然气工程

设计防火规范》(GB50183-2004)、《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)进行选线,施工前对选线区域进行详细的地质勘查,选择有利地形,避开不良工程地质地段,尽量避开城镇、企业、水利工程设施和人口稠密地区。

②在管线的起点、折点、终点以及每隔 0.5km 处,设置管线标志桩,同时保证管线的埋深,防止因天气或外力原因对管线的损坏。

③管沟开挖一定要保证沟底平整连续,同时沟底与管线接触面要密实,在管道安装以后不得有不均匀沉降,以防止管线局部悬空,沟底不得有明显可见的碎石等硬物与管线接触。

④采出水输送管线穿越河流段采用定向钻穿越方式,并在穿越段加厚管壁,防止因管线破裂导致采出水直接进入地表水体;穿越道路段采用顶管或大开挖方式穿越,穿越段加厚管壁并设置套管,预防管线泄漏。

⑤采出水输送管线配套设置首、末站数据采集模块 2 套,利用已建数据采集处理服务器,完成采出水输送管线两端压力、流量数据以及首、末站相关运行数据的采集、分析和存储,分析结果推送至公司级集群化泄漏监测平台,可及时检测管线运行情况及沿线风险事故的发生情况。

⑥加强施工管理,优化选材,尤其是管道接头的施工质量控制,做好防晒保护措施,严格执行管道试压规范要求。

(2) 运行期事故防范措施

①根据压力、流量的双重监测,出现异常后(压力波动超过 1MPa,流量差异大于 1%),马上停止采出水输送,及时进行巡查确定管线泄漏区域并及时组织维修。定期进行管线的巡检(包括管道附件,如里程桩、转角桩、标志桩等),检查管壁厚度,管线使用期超过 5 年,适当增加检查次数。

②采水管线使用寿命约 10 年,即将达到使用寿命时,及时更换采水管线,防止管线老化引起的泄漏事故。

③运行过程中加强管道运行压力监测,做好日常巡检;在暴雨、大风或其他恶劣天气过后,及时对管线穿跨越处、斜坡等特殊地段安全情况及水工保护完好情况进行巡查,发现隐患及时处理及维护。

5、集注站天然气泄漏事故防范措施

(1) 集注站进、出站区设置截断阀或回止阀

集注站灭火最重要的措施是迅速截断气源,为此在进出集注站的天然气管道

上应设置截断阀或回止阀，保证在管道发生水合物堵塞、检修管道或管道超压时对注采管道和双输管道可进行及时放空。截断阀或回止阀宜具有自控功能和手动功能，并应设置在操作方便、在事故发生时能迅速截断气源的地方，当集注站发生火灾或泄漏事故时，操作人员能够迅速靠近并及时关闭阀门，截断来气或防止下游天然气导流进站内。

（2）集注站内部主要压力容器设置防止超压的安全阀及放空阀主要目的是停产检修时放掉管道和设备中的天然气，以预防火灾和中毒事故的发生，泄压气体就近引入同级压力的放空管线。对带有液烃的气体放空管线，在进入火炬之前经分液罐分离。站内设置紧急放空系统符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）的有关规定。

（3）集注站甲醇储罐及采出水储罐罐区设置围堰，围堰有效容积不小于单个储罐的最大容积，罐区按要求进行防渗处理。

（4）设置放空火炬

本项目依托集注站已建的放空火炬，位于站场生产区最小频率风向的上风侧，火炬布置在站外地势较高处。

（5）站内所有阀门选用环保安全型。

（6）集注站内设置可燃气体泄漏检测报警系统（GDS）

集注站内设可燃气体泄漏检测报警系统。在新增工艺装置区可燃气体有可能泄漏的场所，设置可燃气体探测器，信号接入中控室可燃气体报警系统（GDS）进行报警，再由可燃气体报警系统（GDS）将报警信号上传 SIS 和 PCS 系统。可燃气体报警产品应该具有 CCCF 认证。

（7）集注站内设置火灾报警及消防控制系统（FA）

集注站内设火灾报警及消防控制系统。火灾报警信号进 SIS 系统，进行联锁停车。火灾报警信号上传至 PCS 系统。火灾自动报警系统系统具有 CCCF 认证。

工艺装置区内设置火焰探测器，在控制室和机柜室内设置感烟探测器。对火灾信号进行自动检测报警。

（7）集注站内设置明显的禁火标志，所用电器设备和照明应符合防火要求，并配备充足消防器材和设施。

6、天然气、采出水管线河流穿越段风险防范措施

本项目 LK1 注、采气管线、双向输气管线以及采出水管线，均穿越黑河则 1

处采用定向钻穿越,加大管道埋深,减少第三方人员和河流冲刷破坏管道的风险;对穿越段每道管道焊缝进行 100%超声波监测和 100%射线检测;

7、事故废水风险防范措施

LLW 储气库集注站南侧建设有有效容积 811m³ 的事故应急池 1 座,用于收集集注站生产装置区事故后的事故消防废水,本项目依托已建的事故应急池。为了便于维护、清理,事故应急池主体采用敞口形式,事故应急池外设泵棚 1 座,内设污水外输泵 2 台,站场内通过防火堤或围堰及明沟,利用站场坡向将事故消防废水收集至排水管网中,通过管线重力流输送至事故应急池内,由罐车拉运至第一、第二净化厂采出水处理站处理。池内污水不得长期占用池容,应在收集后及时处理。

8、地下水环境风险防范措施

(1) 源头控制措施

加强工艺装置区、罐区及废水收集系统隐患排查和管理,降低环境风险。

(2) 分区防渗措施

本项目储罐区、危废贮存库、厂区事故水池应按照地下水污染防治措施要求进行防渗处理。

(3) 跟踪监测

根据地下水环境影响分析结果,集注站上游、集注站内及下游(北侧)设置监测井,作为非正常状况下的影响跟踪监测点,定期对地下水进行跟踪监测,降低环境风险,减轻事故状态对地下水的影响。

9、储气库地下气藏天然气泄漏的风险防范措施

为了保障及维护储气库的封闭性,防止天然气在地层内及地表串漏,应从堵井固井提高井筒质量、加强监管等方面着手制定防范措施:

(1) 储气库注采井生产套管要采用气密扣,固井水泥浆都应返到地面,保证气库盖层顶界以下生产套管的固井质量;

(2) 由于钻井作业时间较长,钻井过程中要考虑钻具对套管的磨损,二开后套管内钻具应加防磨保护工具(如套管防磨接头等)。套管防磨接头应有备用,发生磨损后及时更换;

(3) 运营期间,要对储气库的运行参数(如库容量、垫气量、工作气量、压力、温度、注采井生产能力、流体性质等)、注采气井井下管柱腐蚀情况等进

行长期动态跟踪与监测，以确保能在第一时间发现储气库的异常情况。

(4) 为落实储层侧向及盖层封闭性，部署常规监测井 4 口，其中侧向监测井 3 口、盖层监测井 1 口；并利用老井，设置微地震监测井 2 口。同时，对库区外围的气田生产井密切观察生产动态特征变化。

8.7.3 应急预案

1、应急预案总体要求

长庆油田分公司第一采气厂根据《陕西省突发事件应急预案管理暂行办法（陕政办发[2009]125 号）》、关于印发《陕西省突发环境事件应急预案管理暂行办法》的通知（陕环发[2011]88 号）等文件要求，编制了《长庆油田分公司第一采气厂突发事件总体应急预案》及《长庆油田分公司第一采气厂突发环境事件应急预案》。

其中《长庆油田分公司第一采气厂突发环境事件应急预案》属厂级突发环境事件指导性文件，阐述了预案适用范围与事件分级，明确了应急组织指挥体系与职责、预防与预警机制、应急处置、后期处置、应急保障、预案监督与管理等要求，用于指导第一采气厂突发环境事件的响应、救援等应急管理工作。该预案于 2022 年 8 月 19 日经榆林市生态环境局备案，备案号 610800-2022-16-M。

本项目属于第一采气厂管辖范围，本项目突发环境事件应急管理将纳入《长庆油田分公司第一采气厂突发环境事件应急预案》中，并根据项目建设情况及时修订应急预案。

2、应急预案内容

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的相关要求，建议企业将本次项目纳入长庆采气一厂的应急预案体系进行管理，加强演练，增加应急资源设施等。

同时按照有关要求，对工程环境风险可能影响区域的公众进行信息公开，并对附近公众进行教育、培训，提高公众安全意识。在发生事故后，第一时间发布准确信息，使公众了解事故真相，避免不准确信息误导公众和造成不良社会影响。

本项目建设单位—长庆油田分公司第一采气厂应负责与地方生态环境管理部门、应急管理部门、村委会建立起良好的公共安全健康应急预防体系，定期或不定期组织周围村民开展安全、健康、环保培训教育，将事故应急措施、方案以及撤离方案等及时传达给居民，并且经常组织事故情况下的应急演练。

3、环境风险应急体系

第一采气厂环境突发事件专项应急组织机构由应急领导小组、应急领导小组办公室、应急工作主要部门、应急工作支持部门、现场应急指挥部组成。第一采气厂环境突发事件应急组织体系如下图。

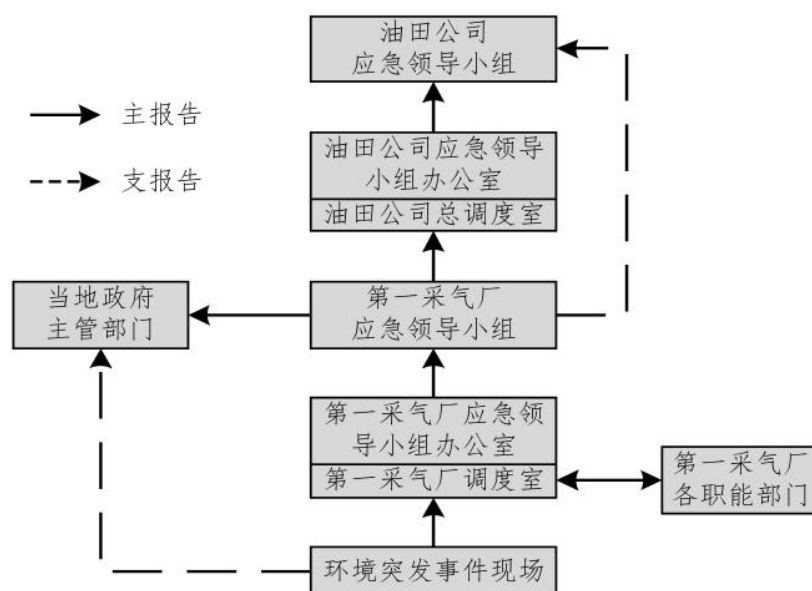


图 8.7.2 第一采气厂环境突发事件应急组织体系图

为防范和应对突发性环境污染事故的发生，要求建立既能对污染隐患进行监控和警告，又能对突发性污染事故实施统一指挥协调、现场快速监测和应急处理的应急系统。

应急系统由应急响应、应急监测和应急处理系统三部分组成。

(1) 事故应急响应

突发性环境污染事故应急处置刻不容缓，响应速度至关重要，任何人接到污染事故报警，必须马上报告应急办公室。应急组织各环节相互配合，确保响应迅速。应建立车间—厂区—地方三级应急响应防控体系。

突发性环境污染事故应急通讯系统包括事故报警、应急指挥、应急信息发布三部分。

事故报警应设立专用电话，电话号码为大众所熟知，同时充分利用社会上现有的 110、119、120 等救援电话，做到 24h 畅通。

(2) 事故应急监测

要求应急监测人员快速赶赴现场，根据事故现场的具体情况布点采样，利用

快速监测手段判断污染物的种类，给出定性、半定量和定量监测结果，确认污染事故的危害程度和污染范围等。

（3）事故应急监测布点

事故应急监测布点原则应参照《突发环境事件应急监测技术规范》中要求，当天然气在储存、运输途中发生泄漏事故后，大气监测点的布置应以事故发生地为中心，在下风向按照一定间隔的扇形或圆形布点，并根据污染物特性在不同高度处布点，同时在事故发生点上风向适当布置对照点，在可能受影响的居民区或人群密集区必须布点，采样时应注意风向的变化，随时调整采样点的位置。

（4）救援路线

通常应事先安排好合理的救援路线，确保能够在事故发生时起到缩短事故持续时间、尽量挽回人员伤亡损失的目的。

厂区日常应按照救援路线进行定期演练，一旦发生重大风险事故，应立即组织疏散厂区工作人员、周围企业的工作人员，以及下风向可能会受到影响的人群。

4、各级应急预案之间的衔接和应急联动机制

（1）应急预案之间的衔接

油田公司应急预案，以场外指挥与协调为主，着重应急响应的资源协调、技术支持、法律、商务及信息管理。企业的应急预案，以某一特定范围或某一专业领域的突发事件为对象，着重对现场突发事件的应急处置、抢险、减灾和应急恢复。企业下属单位的应急预案，以现场设施、活动或场所为对象，针对某一重大危险源、某一工程项目、施工现场或公众聚集活动。强调对具体突发事件现场的应急处置和应急行动。本工程应急预案属于长庆油田分公司下属单位储气库建设项目部的应急预案。

（2）应急预案应急联动机制

长庆油田分公司建立各厂区域应急联动机制。企业在制定应急预案和应急程序时，应明确本企业与合作企业的职责、权限和处置程序。根据属地管理原则，企业应按照有关法律、法规，参加和配合当地政府突发公共事件的应急处置和救援工作。

8.8 评价结论与建议

8.8.1 项目危险因素

本项目涉及的危险物质主要包括天然气、H₂S、甲醇、柴油及火灾爆炸产生的次生污染物 CO 等，主要分布于井场、集注站、注采双输管线、注采气管线、采出水输水管线等单元。

项目涉及危险物质的扩散途径主要有：钻井过程发生井喷事故后大量烃类气体直接扩散进入环境空气，对大气环境的影响；井场井口装置发生泄漏及火灾爆炸事故后有毒有害气体直接扩散进入环境空气，对大气环境的影响；集注站阀门、管道，集气管线发生天然气泄漏事故及火灾爆炸事故后，有毒有害气体进入大气对环境空气的影响；采出水、甲醇储罐、采出水管线等发生泄漏事故，污染物进入土壤，对土壤、植被以及地下水的影响。

根据项目危险特性及物质毒性分析，筛选出可以控制的两个节点间的最大危险物质存在量作为功能单元为主要危险区，其主要危险特征为天然气泄漏和火灾爆炸产生的伴生污染物进入大气环境造成危害。

8.8.2 环境敏感性及事故环境影响

1、环境敏感性

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）“附录 D 环境敏感程度（E）的分级”的要求识别表明，本项目周边大气环境敏感程度为低度敏感区（E3）、地表水环境敏感程度为低度敏感区（E3）、地下水环境敏感程度为高度敏感区（E1）。

2、事故环境影响

（1）大气环境影响

由于天然气双输管道周围居民点较少，虽然天然气泄漏发生爆炸产生的 CO 会对下风向一定距离的环境空气质量产生不利影响，但是不会对人群健康造成影响。

（2）地表水环境影响

本项目采用相应的防控措施后，事故状态下对周边地表水的影响较小。

（3）地下水环境影响

在积极、及时采取防治措施后，可将污染限制在较小范围，并最终得以消除，

基本不会影响到区域内的地下水环境。

8.8.3 环境风险防范措施和应急预案

1、环境风险防范措施

本项目通过事故风险隐患排查、可燃气体监测，建设应急缓冲池，以及针对潜在环境风险配备相应的应急物资储备来降低环境风险。

加强可燃气体、有毒气体的检测。当集注站工艺设备和管线以及注采气输气管线发生火灾或爆炸时，根据事故级别启动应急预案。地下水采取源头控制，分区防渗，跟踪监控措施，可有效预防泄漏事故对地下水的影响。

2、风险应急预案

长庆油田分公司第一采气厂编制完成了《中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第一采气厂（榆林区域）突发环境事件应急预案》，并于 2022 年 8 月 19 日在榆林市生态环境局完成备案（备案登记编号：610800-2022-16-M）。

8.8.4 环境风险评价结论与建议

经环境风险评价分析，通过制定并落实切实可行的事故防范措施，编制突发环境事件应急预案并定期组织演练，能够将事故风险降到最低限度，项目环境风险可防可控。

9 环境保护措施及可行性分析

9.1 施工期污染防治措施及可行性分析

9.1.1 废气污染防治措施

1、井场测试放喷燃烧废气

在钻井试气过程中，需放喷排放一定量的天然气，为降低天然气直接排放造成的污染，采用点火燃烧后进行排放，排放量较小。不完全燃烧情况下，将产生CH₄、CO等废气，对环境空气产生污染。

因此，评价建议应科学设计燃烧排放口，使天然气完全燃烧，将烃类污染物燃烧转化成危害较小的水蒸气及CO₂，减轻对环境空气的污染，措施可行。

2、柴油机废气污染防治措施

针对钻井过程中的柴油机和柴油发电机尾气，评价提出以下污染防治措施：

- (1) 采用低能耗、高效率的柴油机和柴油发电机；
- (2) 采用污染物指标符合国家标准且低含硫量的优质柴油，减少污染物排放；
- (3) 在钻井施工环节因地制宜部署实施“电代油”能源替代；
- (4) 定期对施工机械进行维护保养，保持设备处于良好运转状态，确保施工机械用柴油机尾气达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及2020修改单中相关要求。

3、车辆尾气及施工机械尾气污染防治措施

按照《榆林市车辆优化工程专项行动工作方案》要求，加强对施工机械和运输车辆的保养及维护，保证发动机正常运行，使汽车燃料充分燃烧，合理设计施工站场进出口道路，保证车辆能够迅速的进出而减少怠速时间，减少汽车尾气的排放量。

施工过程中使用的非道路移动机械必须是经有资质的第三方检验机构对烟气进行检测并符合《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》及其修改单中相关标准限值，并按照横山区环保相关要求申请编码登记挂牌的非道路移动机械。

4、施工扬尘防治措施

- (1) 在开发初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先应合理

规划、选择最短的工区道路运输路线，尽量利用现有公路网络；其次建议对使用频繁的道路路面进行硬化处理；运输车辆进入沙地区域，应中、低速行驶（速度小于 40km/h），特别是路过村庄等人群居住地时，速度小于 20km/h；运输车辆加盖篷布。

（2）施工作业区区域外的地区严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成水土流失；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

（3）合理选址选线，尽量避免施工运输对土地的扰动；在保证施工安全的前提下，管沟开挖结合现场实际情况并严格按照《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）要求确定开挖宽度，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，及时开挖，及时回填，防止临时堆土风化失水而起沙起尘，临时堆土应放置背风一侧，从管沟挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如果有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置沙障；施工完成一段，立即在管线两旁安全距离外进行补偿绿化，并确保绿化面积和植被成活率，边施工，边进行植被绿化恢复。

（4）合理规划施工进度，及时开挖及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇有四级风以上天气不得进行土方回填、转运以及其他可能产生扬尘污染的施工。

（5）强化施工工地扬尘控制措施。加强施工扬尘监管，积极推进绿色施工，绿色运营。施工工地内堆放水泥、灰土、砂石等易产生扬尘污染物料和建筑垃圾、工程渣土，应当遮盖或者在库房内存放。建筑土方、工程渣土、建筑垃圾应当及时清运，在场地内堆存的，应当采用密闭式防尘网遮盖。土方、拆除等工程作业时应当分段作业，采取洒水压尘措施，缩短起尘操作时间。

（6）地基开挖施工、渣土运输等施工阶段，洒水、覆盖、冲洗等防尘措施要持续进行；严格落实车辆出入工地清洗制度，严禁带泥上路；对进出厂道路进行硬化，并加大洒水、清扫频次。建设单位、施工企业、监理企业各司其职，责任落实到位，将扬尘治理工作作为工作重点，减轻扬尘的环境影响。

（7）根据《榆林市扬尘污染防治条例》要求，工程建设单位应当在施工前向工程主管部门、生态环境主管部门提交工地扬尘污染防治方案，施工过程中做好各项防尘措施。

(8) 各井场道路在施工前期即按照道路设计标准进行修建，并定期进行维护保养，从根本上降低施工期道路扬尘污染；实施路面切割、挖掘、破碎、清扫等作业时，采取洒水、喷淋等抑尘措施。

(9) 在保证施工安全的前提下，管沟开挖宽度及作业带宽度严格控制在设计范围内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失及土地沙化。

(10) 施工完成后，在绿化季节到来时应立即对管线施工临时占地进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。

5、焊接烟气

焊接烟气主要是在管道敷设焊接时产生的，主要污染物为 NO_x 、 O_3 及 MnO_2 、 Fe_2O_3 、 CH_4 等，产生量较少。由于管道在布置时已考虑避开居民等环境敏感点，周围地域开阔，经大气扩散后对环境及敏感点的影响较小。

综上所述，本项目施工期环境空气污染具有随时间变化程度大，漂移距离近、影响距离和范围小等特点，其影响只限于施工期，随着建设期的结束而停止，不会产生累积的污染影响。

在采取上述相应防治措施情况下，施工期废气对周围环境空气影响可大大减轻，厂界施工扬尘可达到《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）标准限值要求，对周边环境的影响较小，措施可行。

9.1.2 废水污染防治措施

1、钻井废水

(1) 钻井过程必须采用无毒无害的水基钻井液，避免对浅层地下水造成污染。

(2) 钻井过程实施泥浆不落地措施，主要包括以下内容：

①井场建设地上移动式泥浆罐，钻井废水排入泥浆罐，对钻井废水循环使用。

②施工中确保钻井废水全部进入移动式泥浆罐中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

③严格操作程序，减少钻井液的跑冒滴漏，减少废钻井液产生量。

④钻井结束后，钻井废水与泥浆罐内的废弃泥浆经固液分离后一并由防渗漏、防溢流的泥浆罐车统一运至有处理能力的单位处置。

⑤根据周围地形合理选择钻井泥浆罐的位置，充分考虑防洪，防止因洪水爆发使泥浆罐中泥浆、废水外流。

⑥为防止暴雨季节泥浆罐废水溢流造成土壤、地表水等的污染，泥浆罐要留设一定的防雨水容量。

(3) 钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

(4) 开钻前应当在井场周围修筑不低于 20cm 的土护堤，井架、柴油机、振动筛等大型机械下要铺设防渗布，防渗布四周应设置 10cm 高的围堰。

2、措施返排液

本项目采用可回收酸化液体系，酸化废水返排液井场处理后重复利用，剩余措施返排液，统一收集后进入废液收集罐，在井下作业完成后，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至专业单位处置。

根据建设单位提供的资料，第一采气厂 2024 年与靖边县中强恒兴环保科技有限公司签订了钻井废液外运及处置合同，靖边县中强恒兴环保科技有限公司年处理能力 50 万吨（其中年处理泥浆上清液 20 万吨、压裂返排液（含废酸返排液）30 万吨）。

靖边县中强恒兴环保科技有限公司建设油田油气钻井泥浆上清液及压裂返排液回收处理项目，位于陕西省榆林市靖边县东坑镇毛窑村十组，是一家专注于油气钻井泥浆上清液及压裂返排液处置、综合利用的环保企业。该项目于 2019 年取得榆林市生态环境局靖边分局的环评批复（靖环批复[2019]32 号），2021 年 8 月通过竣工环保验收自主验收会。靖边县中强恒兴环保科技有限公司项目包括钻井泥浆上清液 20 万吨、压裂返排液 30 万吨，2024 年压裂返排液已处理量 2.56 万 t/a，剩余处理量 27.44 万吨/年。本项目新增酸化废水量为 2000m³，远小于靖边县中强恒兴环保科技有限公司的年处理余量，且该公司位于第一采气厂榆林区域天然气开发区域内，运输距离相对较短，依托该公司处理可行。

3、管道试压废水

本项目管线试压采用充水试压。充水试压将产生试压废水，主要污染物为 SS，沉淀处理后回用于钻井施工。

4、施工废水

(1) 施工期生产废水设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水抑尘。

(2) 施工过程中，尽量选择先进的设备、机械，以有效减少跑、冒、滴、漏的数量及机械维修次数，从而减少含油废水的产生量；

(3) 机械、设备及运输车辆的冲洗、维修、保养应尽量集中于固定的维修点，并在地面铺设地面应铺设塑料布，及时回收废油，防止废油落地；

(4) 加强施工机械维护，防止施工机械漏油；

(5) 在具体施工中合理布置施工场地，禁止在黑河则河道内、水源保护区内清洗含油施工机具，抛弃施工垃圾、生活垃圾、排放污废水。

5、施工生活污水

管线和道路施工均分段进行，且主要依靠当地农民进行管沟开挖及抬管，施工技术人员集中在施工沿线食宿，不设施工营地，生活污水依托当地居民生活污水设施。

井场及集注站施工营地采用防渗旱厕，委托当地农民定期清理后，用于农田施肥，不外排。总体来看，施工期生活污水产生量较小，不外排，措施可行。

采取以上地表水污染防治措施后，施工期废水可得到有效的控制，对地表水环境影响小，污染防治措施可行。

9.1.3 噪声控制措施

本项目站场施工期噪声主要来源于各种施工机械设备，如使用的挖掘机、推土机、装载机、运输车、混凝土振捣棒等，大多为不连续性噪声；井场施工噪声主要来源于钻机、泥浆泵、振动筛等连续性噪声以及完井后的试气放喷噪声。

为了减轻施工噪声影响，评价提出以下要求：

(1) 合理安排施工作业时间，地面工程施工尽量避免在夜间（22：00～06：00）进行高噪声施工作业，造成噪声扰民；

(2) 尽量选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；同时做好施工设备及运输车辆的维护保养，有效降低机械设备运转及车辆行驶的噪声源强；

(3) 井场施工时，在柴油发电机及泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，厂界四周设置围挡，在钻井过程中平稳操作，各种管材轻拿轻放，减少撞击性噪声；

(4) 测试放喷作业等高噪声施工，应安排在昼间进行，夜间严禁高噪声施工；

(5) 合理安排强噪声施工机械的工作频次，合理调配车辆来往行车密度，尽量避开附近居民休息时间，降低车速，减少鸣笛；

(6) 合理选择运输车辆线路，尽量避开集中居民区，途径村庄时限速禁止

鸣笛，减少噪声扰民影响；

(7) 加强施工组织和施工管理，合理安排施工进度，环保施工、文明施工、快速施工。

本项目井场、集注站周围 500m 范围内无居民点分布，在采取以上措施后，施工期噪声对环境影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，随着施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

9.1.4 固体废物污染防治措施

1、钻井废弃物

本项目产生的钻井泥浆、岩屑严格按照《榆林市生态局关于进一步加强油气开采废弃物处置环境管理的通知》（榆政环发[2020]113 号）要求进行不落地集中处置。即在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对钻井岩屑进行不落地收集，在完井后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至就近专业单位进行集中处置。

本项目钻井施工产生的废弃岩屑，应在施工现场配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式泥浆罐，对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，并由防渗漏、防溢流的罐车统一运至具有处理能力的油（气）开采废弃物集中处置场所处置。

第一采气厂 2024 年已与陕西环保(集团)靖边大兴环境服务有限公司签订了钻采废弃物委外处置合同（见附件 9），能够保证钻井泥浆、岩屑全部集中处置。

2、建筑垃圾

施工现场碎砖、水泥等建筑垃圾，应优先回收利用，不能回收利用的回填于场地基础处理或道路铺设，临时堆放在场地时必须采取覆盖等防尘措施。管道切割废料交相关单位回收利用。

3、含油废弃物

钻井及站场施工过程中，主要动力设备燃料为柴油，另外还有润滑油等其他油类。施工机械在使用、维护和检修过程中会产生含油废弃物，主要为废防渗布、废机油、废润滑油、废油桶、含油棉纱等。

废机油、废润滑油、废油桶、含油棉纱、防渗布等均为危废，以安全容器分类收集临时贮存后，最终交有资质单位妥善处理。

4、生活垃圾

各井场开钻前、站场施工前首先应设置集中生活垃圾堆放点，生活垃圾统一收集后，送当地环卫部门指定地点集中处置，生活垃圾处置措施可行。

5、穿越工程泥浆

本项目穿越黑河则及沙化封禁保护区进行定向钻施工时，设置泥浆池，泥浆中主要成分包括粘土、钻屑等，基本不含有害物质，施工中的泥浆进行沉淀晾晒处理，上层水自然蒸发，剩余泥浆及岩屑等晾干后拉运至当地一般固废填埋场处理。

6、施工期固体废物处置要求

结合上述固废污染防治措施，本次评价提出以下要求：

- ①加强环境管理，严禁废弃钻井泥浆、岩屑随意堆放，防止对土壤的污染；
- ②场地平整、管线开挖等产生的土石方等，用于回填、平整土地等；
- ③施工期建筑垃圾与生活垃圾应分类堆放、分别处置，严禁乱堆乱倒；
- ④穿越跨越施工时，严禁将施工固体废弃物遗留在河道内，以免影响河流的行洪能力和河水的水质，必须收集后运往指定地点统一处理。

9.1.5 管道穿跨越的环保措施

本工程主要穿跨越工程包括黑河、沙化封禁保护区、道路等。本次评价针对管道穿跨越提出以下环保要求：

1、穿越黑河环保措施

(1) 本项目双向输气管线及 LK1 注采管线采用水平定向钻方式穿越，施工时不破坏河床不影响行洪，对河道影响小；

(2) 尽量避开灾害性地质地段（如活动地震断裂带、滑坡、岩溶等），选择在有良好、稳定地层的地方；

(3) 合理布设施工场地及施工便道，严格控制施工范围；

(4) 禁止在河道及河漫滩区内清洗施工机具、抛弃施工垃圾、排放污废水等；

(5) 施工前应对机械设备进行维修保养，防止施工过程中含油物质跑冒滴漏；施工机械检修期间，地面应敷设防渗布，及时回收废机油，防止废油落地污染土壤及雨季随地表径流流入水体污染河流，施工结束后委托有资质单位处置。

2、穿越沙化封禁保护区环保措施

本工程管线共 13 次穿越沙化封禁保护区，根据《油气输送管道工程水平定

向钻穿越规范》SY/T 6968-2021 3.0.4 规定，本次沙化保护区穿越均为大、中型穿越。其中中型穿越采用水平定向钻一次穿越、大型穿越采用导向孔对穿工艺。采用水平定向钻穿越方式可最大限度减少对沙化土地地表的影响。

定向钻穿越管线埋深位于自然地貌以下不小于 6m，且埋置于林木自然根系以下。评价要求施工过程中应严格控制施工范围，不得随意扩大临时占地。具体措施详见生态章节。

3、穿越王圪堵水库饮用水源保护区准保护区环保措施

本项目仅有 LK2 井场和 2.47km 注、采气管线以及 LKJ1 侧向监测井位于王圪堵水库饮用水源保护区准保护区内，距离二级保护区最近距离约 520m，其他井场均远离王圪堵水库饮用水源保护区准保护区。

评价要求，在王圪堵水库饮用水水源保护区准保护区内严格控制施工作业范围，远离饮用水源二级保护区，临时设施布设在井场永久占地范围内，不新增临时占地，注、采气管线采用定向钻方式穿越，减小对饮用水水源准保护区的影响。

4、道路穿越

本项目 LK2 注、采气管线穿越野淌路（沥青路），采用顶管+套管方式穿越，对道路交通影响较小。

9.1.6 地下水环境保护措施

1、钻井方案及保护措施

各井型全井段采用常规水泥浆体系，为保护地下水源，同时满足井控要求，表层套管下深执行以下原则：导管封固上部黄土段漏失层，保护潜水含水层，保证井架基础安全，建立井口，固井水泥返至地面；一开钻进延长组稳定的泥岩段地层完钻，下套管，固井水泥返至地面。水平井针对易漏失层，选用四开井身结构，其中二开穿过刘家沟组和石千峰组上部地层，进入石千峰中部稳定的泥岩地层完钻，下套管有效封隔刘家沟和石千峰上部易漏地层，固井。

2、钻井液与完井液

钻井作业采用环境友好型钻井液体系和添加剂，配备完善的固控设备，第四系、白垩系全段采用无毒无害泥浆钻进。

直井、定向井全井段采用常规水基钻井液体系，导管使用搬土浆钻进预防黄土层坍塌和漏失；一开二开均使用低固相聚合物钻井液实现快速钻进。水平井三开和四开使用强抑制性、强封堵性的氯化钾聚磺钻井液体系，抑制石千峰、石盒

子大段泥岩、封堵山西组、太原组和本溪碳质泥岩、煤层段。

3、钻井泥浆废水治理措施

环评要求不得在钻井井场开挖泥浆池，不得对钻井废弃物进行就地固化处理。井场钻井泥浆经岩屑收集分离器进行固液分离，分离后的钻井液进入再生系统处理。固相经压滤机压滤后进入岩屑储存罐，处理后的液相输至可拆卸回用储液池，回用于钻井。可拆卸储液罐和岩屑储存槽均为地上设施，且环评要求在设备地面设置防渗措施，钻井结束后污染源切断，井场废弃物（废钻井泥浆、钻井岩屑）均委托第三方机构进行处置。

4、施工期井场分区防渗

施工期井场分区防渗要求见表 9.1.6-1 及图 9.1.6.1。

表 9.1.6-1 施工期井场分区防渗要求

污染源名称	防渗分区	防渗技术要求
泥浆罐	重点防渗区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$; 或参照 GB18598 执行
钻井井口及周围		
柴油罐区		
材料房、录井房等	一般防渗区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$; 或参照 GB16889 执行
井口管架、滑道等		
发电房等		
井场道路、辅助工程等	简单防渗区	一般地面硬化

9.1.7 土壤污染控制措施

1、源头控制措施

（1）废水源头防控措施

①施工期污废水严禁排放；

②钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水用于配置泥浆，在井场内循环使用；

③钻井结束后，钻井废水在移动式钻井废水罐中存放，首先用于新钻井的泥浆配置，最终不能利用的交有能力的处置单位处置，不外排；

⑤酸化废水返排液回收后优先考虑在井场处理后循环利用，无法利用的交有能力的处置单位处置，不外排。

（2）固废源头防控措施

①钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用无毒无害的水基钻井液。钻井液循环使用，钻井完毕后，废弃的泥浆优先资源化利用，不能利用的交有处理能力第三方处置；

②加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、漏，减少设备破损和泄漏发生；

③钻井岩屑收集后具备条件的优先资源化利用，不能利用的交有处理能力第三方处置，不得随意倾倒、堆放、遗撒和丢弃

④施工前在场地内设置生活垃圾集中存放点，生活垃圾统一收集后送指定地点集中处置。

2、过程防控措施

(1) 开钻前在井架、柴油机、振动筛等大型机械下铺设防渗布，防治钻井过程中施工机械设备携带的钻井液和油污散落地表污染土壤；

(2) 设置泥浆不落地系统，对产生的泥浆进行收集、处理，液相送作业废水处理站处理，固相送有处理能力的单位统一处理。

(3) 措施返排液全部采用储罐存放收集，定期对储罐进行检查，防止储罐泄漏污染土壤；

(4) 管道、站场等施工过程中土壤应分层开挖、分层回填。开挖时将剥离表土集中堆放于开挖区一侧，并将 0~40cm 表层土、底层土分开堆放；在施工结束后回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

3、污染治理措施

(1) 井场、站场施工结束后，及时清理施工过程产生的岩屑、含油废弃物和生活垃圾等固体废物；

(2) 井场、站场竣工交付前，对永久和临时占地以及施工营地范围进行检查，对遗留的固体废物进行二次清理；

(3) 已发生岩屑、油污污染的施工场地，应及时清理污染物并对污染土壤进行替换，并对置换出的污染土壤进行合理处置。

4、土壤恢复措施

(1) 对临时占地实行剥离表土、分层堆放、分层覆土，施工结束后分层回填，以减小对土壤耕作层和土壤养分。

(2) 永久占地进行表土剥离后用于后期绿化，保护表土层。

(3) 施工期结束前应对临时占地进行土地整理, 恢复原状, 保持土体紧实度, 有利于施工结束后植被的生长。

9.2 运行期环境保护措施及可行性分析

9.2.1 环境空气污染防治措施

1、无组织废气

(1) 储气库运营期的注采气、处理、外输等采用全密闭生产工艺, 一般情况下不会泄漏, 正常生产调压及特殊工况放空排放的天然气均进入火炬系统, 通过放空火炬燃烧。尽量减少就地直接放空排入大气。

(2) 加强采气井密封系统, 井口设置紧急切断阀, 一旦发生事故, 紧急切断气源, 最大限度地减少集输过程中的排放量。

(3) 采用技术质量可靠的仪表、阀门、控制设备等, 保证生产正常进行和操作平衡, 减少放空和安全阀启跳, 减少气体泄漏。

(4) 集输系统采取有效措施控制管道天然气泄漏事故发生, 发生事故立即抢修, 努力控制和减少污染。

(5) 建议集注站内各管道等有阀门的地方, 定期和不定期的进行天然气测漏检验, 及时消除隐患, 尽量减少无组织逸散。

(6) 挥发性物料采用浸没式装载, 出料管口距离罐底高度小于 200mm。

(7) 建议采气树及管道等有阀门的地方, 定期和不定期的进行天然气测漏检验, 及时消除事故隐患, 使烃类气体泄漏量符合标准限值。

(8) 井场进场道路应铺设碎石, 车辆进入井场时应控制车速, 降低车辆行驶造成的道路扬尘。

2、食堂油烟

项目运营后保障点食堂设一套油烟净化设施, 风量为 $4000\text{m}^3/\text{h}$, 平均日运行 6h, 油烟产生浓度约为 $1.8\text{mg}/\text{m}^3$, 油烟经净化效率 $\geq 75\%$ 的油烟净化器处理后, 油烟排放浓度为 $0.45\text{mg}/\text{m}^3$, 可满足《饮食业油烟排放标准(试行)》(GB18483-2001) 最高允许排放浓度 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 和净化设施最低去除效率的相关要求, 实现达标排放。

3、非正常排放

本项目非正常排放的废气采用集注站已建的放空火炬进行放空燃烧处理, 措

施可行。本项目集注站已设置高、低压放空火炬各一座，高压放空火炬 DN700×80m，低压放空火炬 DN200×80m，高低压火炬共用一座塔架。

9.2.2 水污染防治措施

1、废水的产生情况

本项目产生的废水主要包括采出水、生产废水、初期污染雨水、消防废水、生活污水，废水产生量见表 9.2.2-1。

表 9.2.2-1 本项目废水产生量

编号	废水类型		主要污染因子	废水产生量 (m³/d)	年运行时间 (d)	年产生量 (t/a)
1	采出水	不含醇废水	石油类、SS	29.6	90	2664
		含醇废水	石油类、SS、 甲醇	34.4	30	1032
2	生产废水	检修及设备清洗废水	SS、COD、石油类	10	4	40
		放空区废水	石油类、SS	/	/	0.7
3	初期污染雨水		石油类、SS	314m³/次	/	/
4	消防废水		石油类、SS	486m³/次	/	/
5	生活污水		COD、BOD ₅ 、 SS、NH ₃ -N	2.6	365	949
合计			4685.7 (t/a)			

2、拟采取的污水处理措施

(1) 采出水

①处理措施

本次新建 100m³ 的地上卧式采出水罐 1 具。集注站采气过程产生的采出水收集储存在站内采出水罐内，通过新建的采出水外输管线输送至第二净化厂或拉运至第一净化厂采出水处理系统进行处理。处理满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）要求后回注地层，不外排。

②采出水处理依托可行性分析

a.设计规模及处理工艺

采出水处理主要为含醇采出水、不含醇采出水处理，其中含醇采出水首先经过脱醇处理，甲醇回收重复利用，脱醇后的采出水与不含醇采出水可以共同采一套采出水处理设施。

第一净化厂建有 200m³/d 含醇采出水处理系统及 600m³/d 不含醇采出水处理系统；第二净化厂建有 200m³/d 含醇采出水处理系统及 120m³/d 不含醇采出水处理系统。

含醇采出水因气田开采过程中为抑制水合物生成而向气井注入甲醇产生，在集气站分离后集中拉运至净化厂，采用常压精馏工艺进行处理。原料储罐中的甲醇污水经原料泵抽出后进入双滤料过滤器，过滤出水中部分杂质，然后与加药装置的药剂一起进入管道混合器，充分混合后先进入原料换热器与塔底出水预换热至约 60℃，然后再通过原料加热器用导热油加热至 90~95℃后通过精细过滤器进一步过滤出杂质，然后进入精馏塔。

塔底水经塔底出水泵抽出后一部分进入釜式再沸器，被加热气化后返回精馏塔底；另一部分经换热器冷却后出装置去回注系统。塔顶甲醇气体经蒸发式冷凝器冷却至 40℃左右进入回流罐，由回流泵抽出后一部分返回塔顶作为回流，控制塔顶温度在 67℃左右；另一部分出装置，去甲醇储罐。塔底水进入不含醇水处理系统。含醇采出水处理工艺见图 9.2.2.2。

不含醇采出水处理工艺为：沉降除油+气浮过滤，工艺流程见图 9.2.2.3。

b.处理余量分析

根据建设单位提供第一净化厂、第二净化厂含醇及不含醇采出水处理系统运行资料，经过校核本项目依托第一、第二净化厂采出水处理系统处理能力可满足本项目新增天然气产能采出水处理负荷需求。具体见表 9.2.2-2。

表 9.2.2-2 采出水处理系统处理量

采出水类型	依托站场	设计规模 m ³ /d	现状负荷 m ³ /d	富余能力 m ³ /d	本次新增 m ³ /d	符合情况
不含醇采出水	第一净化厂	600	150	450	29.6	符合
	第二净化厂	120	50~70	50~70		
含醇采出水	第一净化厂	200	100	100	34.2	符合
	第二净化厂	200	160	40		

c.回注达标性分析

第二净化厂采出水处理站内有 2 口在用回注井，位于内蒙古乌审旗纳林河乡水清湾村，回注井基本情况具体见表 9.2.2-3。

表 9.2.2-3 第二净化厂采出水处理站回注井基本资料统计表

序号	JH2-W2	JH2-W3
地理位置	内蒙古自治区乌审旗纳林河乡	内蒙古自治区乌审旗纳林河乡

完井日期	2017.10	2017.10
完钻层位	纸坊组	纸坊组
目的层位	延长组	延长组
完钻井深 (m)	1896	1869
井身结构	表层套管 (型号*下深)	$\Phi 244.5\text{mm} \times 500\text{m}$
	表层套管下入层位	延安组
	生产套管 (型号*下深)	$\Phi 139.7\text{mm} \times 1893\text{m}$
	水泥反高	地面
	固井质量	合格

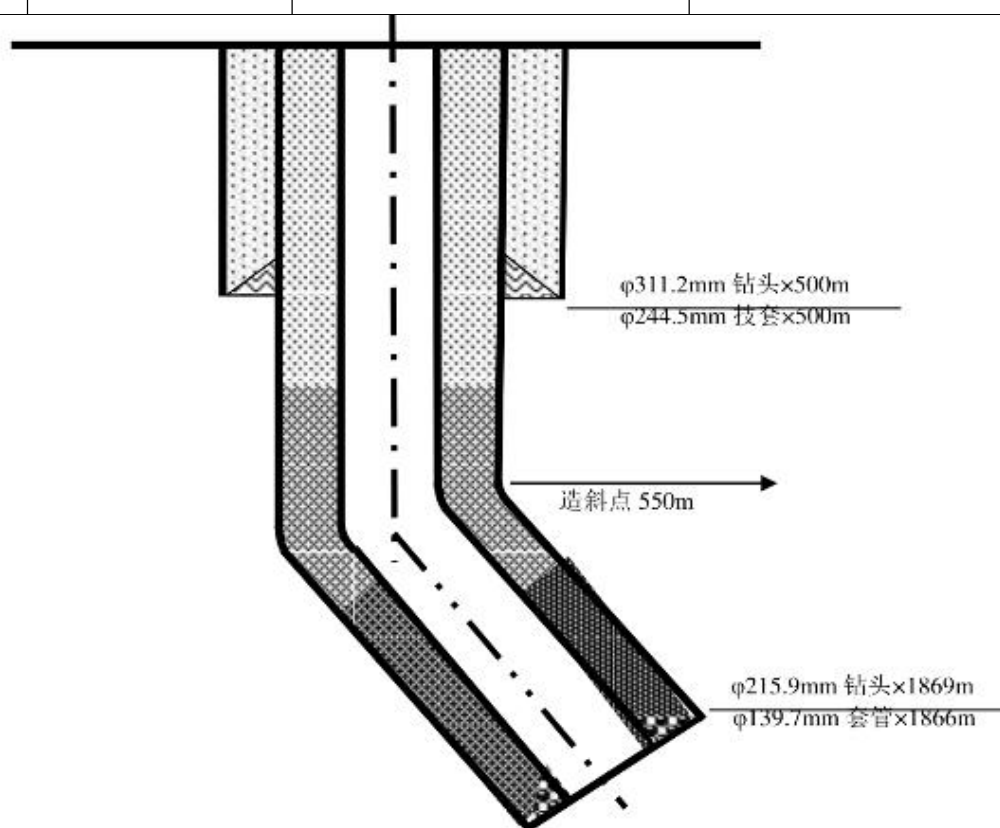


图 9.2.2.4 JH2-W2 注水井井身结构图

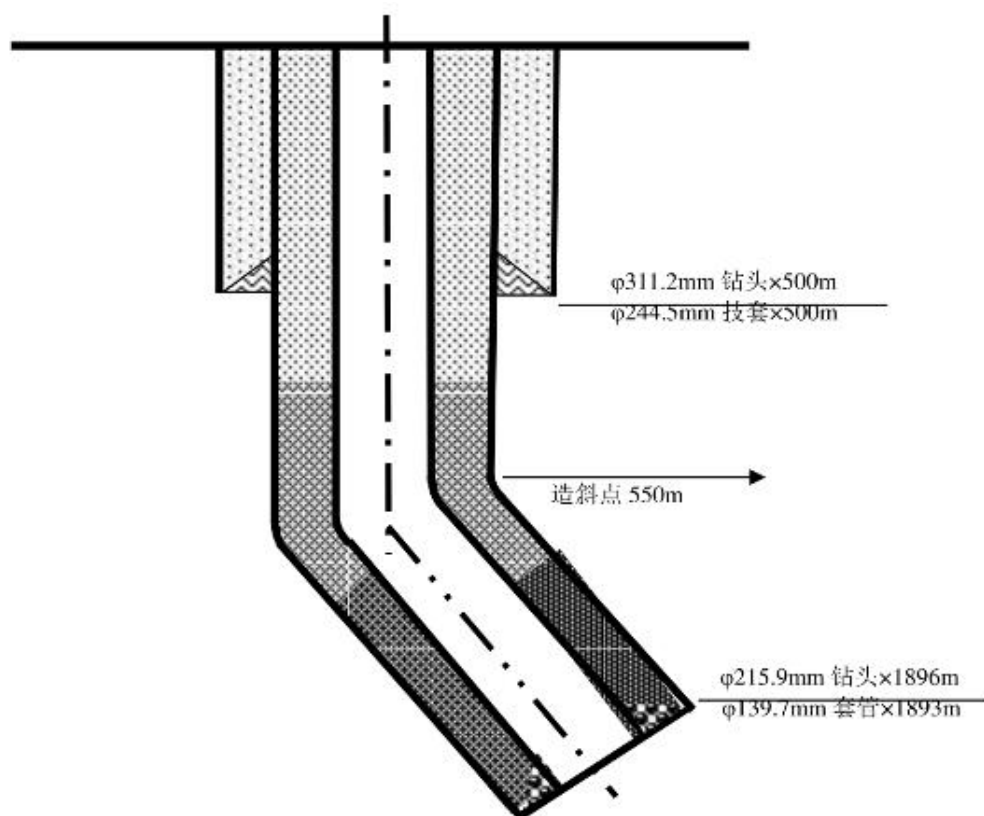


图 9.2.2.5 JH2-W3 注水井井身结构图

根据建设单位提供的第二净化厂 2024 年上半年水质监测报告显示，第二净化厂采出水处理站回注水水质情况见表 9.2.2-4。

表 9.2.2-4 采出水处理回注达标情况

水质因子	出口水质	《气田水回注技术规范》 (Q/SY 01004-2016) 标准限值	是否达标
pH	7.3~7.5	6~9	是
悬浮固体含量, mg/L	69~73	200	是
含油, mg/L	29.2~29.5	100	是
甲醇, mg/L	36.2~38	/	/

由上表可知第二净化厂采出水处理站回注井井口处水质 pH 值、悬浮物及石油类均符合《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）标准要求。

综上所述，本项目运营过程中产生的采出水依托第二净化厂采出水处理系统处理达标回注可行。

（2）生产废水、初期雨水、消防废水

项目生产废水包括：检修清洗废水、放空区废水。

检修清洗废水产生量为 40m³/a,经废水收集池收集后，定期外运至第一、第二净化厂不含醇采出水回注站处理，不外排；放空区废水与采出水污染成分类似，

产生量约为 0.7m³/a，该废水由放空区污水罐收集后，定期拉运至第一净化厂、第二净化厂采出水处理站处理。

消防废水及初期污染雨水：合计 800m³/次，站内排水采用雨污分流制。储罐区清洁雨水排出罐区后设切断阀和水封井，排至厂区排水沟；站内脱硫区、脱水区、工艺装置区、储罐区设污水管网，收集初期污染雨水与消防废水排至站内已建事故应急缓冲池，有效容积为 811m³，满足需求，后期拉运至第一、第二净化厂不含醇采出水处理系统处理。

①设计规模及处理工艺

第一净化厂采出水处理站位于靖边县黄蒿界乡庙湾村，始建于 2014 年 4 月，于 2015 年 10 月投产，采取“除油+沉降+气浮过滤”工艺，设计回注能力 600m³/d，回注压力 25Mpa，实际处理规模 600m³/d。工艺流程见图 9.2.2.3。

②处理余量分析

根据建设单位提供第一净化厂采出水处理系统运行资料，经过校核本项目依托第一净化厂采出水处理系统处理能力可满足本项目本项目生产废水处理负荷需求。具体见表 9.2.2-5。

表 9.2.2-5 水处理系统处理量

废水类型	设计规模 m³/d	现状负荷 m³/d	富余能力 m³/d	本次新增 m³/d	符合情况
生产废水	600	150	450	10m³/次	符合
消防废水及初期污染雨水				800m³/次	符合

根据分析，第一净化厂采出水处理站余量能够满足本项目生产废水产生量处理要求。

③回注达标性分析

a.回注井情况

第一净化厂采出水处理站内有 2 口回注井，分别为 JH1-W1、JH1-W2，2 口回注井基本情况具体见表 9.2.2-6。

表 9.2.2-6 第一净化厂采出水处理站回注井基本资料统计表

井号	JH1-W1	JH1-W2
完井日期	2014.11.25	2014.12.24
完钻层位	石盒子组	山西组
回注层位	石千峰组石盒子组	石千峰组石盒子组

完钻井深 (m)	2945	3422
回注压力 MPa	8.6	19.8
排量 (m³/h)	15	15
日均回注量(m³)	150	160

b.回注水质情况

根据建设单位提供的第一净化厂采出水处理站采出水监测报告显示,第一净化厂采出水处理站回注水水质情况见表 9.2.2-7。

表 9.2.2-7 采出水处理回注达标情况

水质因子	出口水质	《气田水回注技术规范》 (Q/SY 01004-2016) 标准限值	是否达标
pH	7.4~7.91	6~9	是
悬浮固体含量, mg/L	18~38	200	是
含油, mg/L	0.06~10.1	100	是

由上表可知第一净化厂采出水处理站回注井井口处水质 pH 值、悬浮物及石油类均符合《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016) 标准要求。

综上所述,本项目运营过程中产生的不含醇采出水依托第一净化厂采出水处理站处理达标后回注措施可行。

(3) 生活污水

本项目运营期生活保障点产生的生活污水量为 2.6m³/d, 拟在生活保障点设地埋式生活污水处理装置 1 套, 处理工艺为 A/O 生化工艺, 处理规模为 1m³/h (72m³/d), 设计处理规模满足生活污水处理量需求。

表 9.2.2-8 生活污水处理后水质分析

名称 \ 项目	COD	BOD ₅	NH ₃ -N	SS
进水水质	400	150	25	200
出水水质	40	7.5	2.5	10
处理效率(%)	90	95	90	95
《城市污水再生利用城市杂用水水质》城市绿化、道路清扫、消防、建筑施工	/	10	8	/
《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 中一级 B	60	20	15	20

拟建项目生活污水处理工艺从技术上是可行的,也是生活污水处理领域普遍采用的成熟技术,生活污水处理设备出水水质达到《城市污水再生利用城市杂

用水水质》（GB/T18920-2020）中的城市绿化、道路清扫、消防、建筑施工指标要求，可作为绿化道路浇洒用水。

根据可研内容，本项目生活保障点绿化面积 1200m²，道路及停车场面积为 500m²，根据《陕西省行业用水定额》(陕西省地方标准 DB61 / T943-2020)，绿化用水定额为 2.0L/m²•d、道路洒水的用水量为 2.5L/m²•d，则保障点绿化洒水和道路洒水需水量为 3.65m³/d，本项目生活污水产生量为 2.6m³/d，则生活污水处理后可全部用于绿化。

综上，项目采取的污水处理措施可行。

9.2.3 噪声控制措施

本项目集注站噪声源主要为压缩机、空压机、空冷器以及各类机泵等设备产生的机械噪声和非正常工况下的放空噪声等。

（1）设备选型时尽量选用低噪声设备。

（2）对主要产生噪声源的设备，加装防噪声罩或消音器。管道设计中合理选择支架，降低气流振动噪声。

（3）压缩机降噪

①压缩机厂房屋面和墙体安装双侧空腔复合吸隔声墙体，安装隔声门、隔声采光窗；设置进风口消声器、屋顶设置风机消声器等。

②空冷器区顶棚和隔墙安装吸、隔声降噪体，进风口安装消声片降低进风噪声，出风口安装导流消声筒等降低排风噪声。

（4）设计时充分考虑站场的总平面布置，在满足工艺流程的前提下，把产生噪声的设备集中布置，合理规划，结合功能分区与工艺分区，合理地进行噪声分区。即生活设施区、值班室与生产区分开布置，站内主要声源要相对集中。

（6）站场工艺管道设计尽量减少弯头、三通等管件，并考虑控制气流速度降低站场气流噪声。

在采取上述噪声控制措施后，运行期厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，对周边环境影响较小，措施可行。

9.2.4 固体废物储存和处置措施

本项目运行期固体废物主要是清管废渣、废活性炭、废三甘醇溶液、废导热

油、废脱硫剂、废润滑油以及废光伏板、职工生活垃圾。

1、固废污染防治措施

（1）清管废渣处置措施

本项目在集注站、LK1、LK2、LK4、LK5 井场内设清管区。在清管作业时，将清出管道内的杂质，杂质含有氧化铁、粉尘、机械杂质、凝析油等。根据工程分析，清管废渣产生量约 0.189t。根据《国家危险废物名录》（2025 年版），清管废渣属于危险废物（危废代码：HW08-900-249-08）。以安全容器收集，委托有资质单位处置。

（2）废活性炭处置措施

本项目脱水工艺用到活性炭过滤器，过滤过程中会产生废活性炭，产生量按一次装入量估算，根据资料，正常情况下活性炭使用寿命大概是 2~3 年，每次更换废活性炭约 0.5t，属于危险废物 HW49（900-041-49），集中收集暂存于厂内，定期交有资质单位处置。

（3）废三甘醇溶液处置措施

脱水系统三甘醇再生系统定期排放废三甘醇溶液，根据建设单位提供的资料，产生量约为 25.2t/a，属于危险废物 HW08（900-249-08），暂存于厂内危废贮存库，定期交有资质单位处置。

（4）废导热油

三甘醇重沸器采用电加热器导热油间接加热，定期排放废导热油，根据建设单位提供的资料，产生量约为 40t/3a，属于危险废物 HW08（900-249-08），每次更换后直接交有资质单位处置。

（5）废润滑油处置措施

本项目集注站内压缩机组、空压机组等设备消耗润滑油。根据《国家危险废物名录》（2025 年版），废润滑油属于危险废物（危废代码：HW08-900-249-08）。根据陕 224 储气库项目的实际运行情况类比，本项目产生的废润滑油量约为 12t/a。盛装于废润滑油罐内，暂存于厂内，定期交有资质单位处置，定期交有资质单位处置。

（6）废脱硫剂

脱硫系统采用氧化铁固体吸附脱硫工艺，根据建设单位提供的资料，年脱硫剂最大消耗量为 822t，属于一般固废，更换时由厂家拉走处置。

（7）废光伏板

运营期产生的废光伏板组件为一般固废，年产生量约 0.5t，报废后由厂家回收处置。

（8）生活垃圾处置措施

本工程生活垃圾产生量为 9.13t/a 站内分类集中收集，定期交由当地环卫部门处置。

2、危废贮存场所（设施）污染防治措施

本次环评要求严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求在集注站新建危废贮存库一座。

危险废物暂存时必须满足以下要求：

①本项目危险废物应设专用存储装置，专用存储装置应根据危险废物成分，采用不易破损、变形、老化，能有效地防止渗漏、扩散的容器；

②危险废物贮存库要做好“六防”（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐），基础必须防渗，防渗层至少为 1m 厚黏土层（渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s），或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其他人工材料，渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s；

③不相容的危险废物要分别存放或存放在不渗透间隔分开的区域内，每个部分都应有防漏裙脚或储漏盘，防漏裙脚或储漏盘的材料要与危险废物相容；

④在贮存库内或通过贮存分区方式贮存液态危险废物的，应具有液体泄漏堵截设施，堵截设施最小容积不应低于对应贮存区域最大液态废物容器容积或液态废物总储量 1/10（二者取较大者）；用于贮存可能产生渗滤液的危险废物的贮存库或贮存分区应设计渗滤液收集设施，收集设施容积应满足渗滤液的收集要求；

⑤危险废物贮存区设置危险废物贮存标志，在标签上详细标明危险废物的名称、重量、成分、特性以及发生泄漏、扩散污染事故时的应急措施和补救方法；

⑥项目产生的危废最终应委托有资质的单位进行处置，按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号公布）相关要求做好转移记录。

3、危废运输过程的污染防治措施

①危险废物转移过程应按严格《危险废物转移管理办法》（2021 年 11 月 30 日生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号公布）执行，报批危险废物转移计划，填制转运联单；转运前应检查危险废物转移联单，核对品名、数量和标志；

②含油污泥在转运前应检查盛装容器、转运设备的稳定性、严密性，确保运输途中不会破裂、倾倒、溢流；

③转运车辆均需装配 GPS 定位仪，车辆应根据《道路运输危险废物车辆标志》（GB13392）设置明显标志。

④建设单位应合理规划原料运输路线，禁止经过水源保护等敏感目标；

⑤运输人员应进行专项的业务培训（包括事故应急处理措施），转运过程中应设专人看护，运输车辆采用厢式货车；运输车辆的车厢、底板必须平坦完好，周围栏板必须牢固，防止在运输过程中渗漏、溢出、扬散；

⑥建设单位应根据《危险废物经营单位编制应急预案指南》制定原料运输的事故应急处理预案，一旦发生事故，及时采取相应措施进行处理。

4、日常管理要求

要求企业履行申报的登记制度、建立危废台账管理制度，及时登记各种危废的产生、转移、处置情况。应按照当地危险废物转移联单申报程序进行申报转移，经环保行政管理部门批准后方可实施，禁止私自处置危险废物。对危险废物的转移运输要实行《危险废物转移管理办法》，执行危险废物转移联单制度。

5、危险废物全过程控制措施

①每年制定清管作业计划，履行危险废物报审手续，领取转移联单后，实施清管作业，并做好转运、储存记录。严禁在生产场所或清理作业现场存放危废。

②建立危险废物管理台账，明确产生源、产生数量、处置方式、处置去向、接收单位（地点）等信息。

③每年定期由质量安全环保科通过招标形式选商，确定全年委外处置单位，制定危废转运、处置一体化作业计划。根据危废产生量安排运输车辆，做好拉运过程监控。

④办理相关委外转移手续，由县、市环保部门对转移地点和数量进行现场核查，同意后下发转移批复，领取危险废物转移联单后方可实施转运工作。转移过程严格按照批复数量和内容进行转移，严禁随意改变转移地点和超量。

⑤建设单位应制定并执行危废贮存库管理措施，设专人看护，现场悬挂国家规定样式的危险废物识别标识牌、警示标识及储存点名称牌；制定危废贮存库应急处置措施，并配备足量的消防、应急器材；建立完整的出入库台帐，按照规范要求如实登记危险废物的产生量、贮存量及处置去向；严禁生活垃圾、一般工业

固废进入危废贮存库。

综上所述，在采取以上固废污染防治措施后，项目运行期产生的各种固体废物均能够得到妥善处理，对周边环境影响较小，措施可行。

9.2.5 地下水污染防治措施

地下水污染的特殊性（隐蔽性、难以逆转性和复杂性）决定了地下水污染的防治应首先立足于“防”，从源头控制、减少污染物的量，可以有效防止污染物进入地下水环境。针对本项目特点，建议从以下几个方面进行控制污染：

1、源头控制措施

（1）本项目产生的生产废水、采出水依托第二净化厂、第一净化厂采出水处理站进行处理。

（2）集注站内管线采用“可视化”原则，尽可能地上铺设，以便巡查，管道发生破裂等，可第一时间发现，以减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

（3）加强生产设施、设备等的维护保养，加强巡检，将污染物“跑、冒、滴、漏”降到最低限度。

（4）完善工艺输送管网建设和维护工作，对管道的完好性、密封性、防腐性进行定期检查，如果出现破损、老化及渗漏，应及时进行更换、处置。

（5）采出水输水管线设置压力在线监测装置，在线监测输水压力变化情况。压力突变应紧急切断。

2、分区防渗措施

（1）污染防治区划分

根据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013），根据装置、单元的特点和所处的区域及部位，可将建设场地划分为非污染防治区、一般污染防治区和重点污染防治区，本项目污染防治分区见表 9.2.5-1 及图 9.2.5.1。

表 9.2.5-1 本项目污染防治分区

污染源名称	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	判断结果
工艺装置区	厂址区包气带厚度为 30-78m，Mb ≥1.0m，包气带垂直渗透系数经验值为 8.25 ×	易	其他类型	一般污染防治区
危废贮存库		难	其他类型	重点污染防治区
废润滑油储罐		难	其他类型	重点污染防治区
应急事故池		难	其他类型	重点污染防治区

采出水、甲醇储罐区	10 ⁻³ cm/s, 且分布较连续、稳定, 防污性能“弱”	易	其他类型	一般污染防治区
地上管廊区		易	其他类型	一般污染防治区
运输道路、辅助工程等		易	其他类型	非污染防治区

根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性, 参照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 表 7、《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013), 提出本项目的防渗技术要求, 其中污染控制难易程度分级和天然包气带防污性能分级分别参照导则中表 5 和表 6 进行相关等级的确定, 具体见表 9.2.5-2。

表 9.2.5-2 项目厂址区污染防渗要求

污染源名称	防渗分区	防渗技术要求
危废贮存库	重点防渗区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s; 或参照 GB18598 执行
废润滑油储罐		
应急事故池		
采出水、甲醇储罐区	一般防渗区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s; 或参照 GB16889 执行
工艺装置区		
地上管廊区		
运输道路、辅助工程等	简单防渗区	一般地面硬化

根据防渗技术要求, 参照相关的标准和规范, 结合施工过程中的可操作性和技术水平, 针对不同的防渗区域采用的防渗措施如下。具体设计时可根据实际情况在满足防渗标准的前提下作必要的调整。

①重点防渗区

根据地下水污染防渗分区表确定本项目危废贮存库、应急事故池、废润滑油储罐区为重点防渗区, 参考《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013), 要求等效黏土层厚度不小于 6.0m, 渗透系数不大于 1×10⁻⁷cm/s, 具体做法可参照《危险废物填埋场污染控制标准》(GB18598-2019) 执行。危废贮存库按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 要求, 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 10⁻⁷cm/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 10⁻¹⁰cm/s), 或其他防渗性能等效的材料。

②一般防渗区

一般防渗区主要为工艺装置区、甲醇采出水储罐区及地上管廊区，要求等效黏土层厚度不小于 1.5m，渗透系数不大于 $1\times 10^{-7}\text{cm/s}$ ，也可参考《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2024）标准执行。

③简单防渗区

简单防渗区：厂区道路、辅助工程地面等，应进行一般地面硬化。

3、跟踪监测

为了及时发现项目运行中出现的对地下水环境的不利影响，防范地下水污染事故发生，保证周边水源井的供水安全，减缓对地下水环境的不利影响，并为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料，建议建设单位在项目正式运行前，在现有监测计划的基础上结合本项目工程布局完善地下水环境跟踪监测点，并在项目运行中定期监测、定期整理研究、定期预报、识别事故并及时采取措施，尽可能减小项目在非正常状况下对地下水环境的影响。

按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）和《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209—2021）的相关要求进行地下水监测井的布设。本项目共布设监测井 3 口。具体布点情况见表 9.2.5-3

表 9.2.5-3 集注站跟踪监测井分布表

编号	点位	监测因子	井深	井结构	监测点类型	监测层位
1	集注站东侧	初次监测应包括 GB/T14848-2017 表 1 常规指标（微生物指标、放射性指标除外）+石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬、甲醇； 后续监测：在前期监测中曾超标的污染物+石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬、甲醇	地下水水位下 10m	监测井井径应满足洗井和取水要求的口径为准，井管外径设计应不小于 146mm，内径不小于 50mm	背景点	第四系潜水含水层
2	集注站事故应急池西侧				跟踪监测点	第四系潜水含水层
3	集注站西侧厂界处				跟踪监测点	第四系潜水含水层

信息公开内容包括以下内容：

①建设项目所在场地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，排放污染物的种

类、数量、浓度；

②生产设备、管廊或管线、贮存与运输装置、污染物贮存与处理装置、事故应急装置等设施的运行状况、跑冒滴漏记录、维护记录等。

4、应急响应

(1) 居民供水应急预案

在调查评价区范围内，第四系地下水和白垩系地下水是居民供水的主要供水水源。在项目运行过程中，导致居民不能正常供水时，建设方应采取如下措施：

临时性供水措施：居民饮用供水水源由于建设项目的出现后，建设方应及时采用拉水车拉运的方式，首先保障居民的饮用供水，并上报当地政府相关部门。

永久性供水措施：由于项目运行引起现有居民供水水源出现供水安全问题后，建设方应出资，会同地方水行政部门、地质勘探部门，采取施工新井的方式或者通过管道引用其他水源，及时解决居民的供水问题。另外建设方要对由于供水所导致的村民农业生产损失给以补偿。

(2) 地下水污染风险应急预案

制定预案目的是为了有序开展地下水污染事故处理，有效控制地下水环境污染范围和程度，降低污染事故所引起的社会恐慌程度，保障周边居民供水安全，科学修复地下水环境。

污染事故发生后，应及时进行现场污染控制和处理，包括阻断污染源、清理污染物等措施；必要时及时向各级政府承报。同时对污染事故风险及时作出初步评估，影响到水源地和周边居民供水安全时，及时采取应对措施。

应急处理结束，在调查监测基础上，对事故所引起的地下水环境风险做出精确综合评价，包括对地下水环境短期影响、长期影响；对现有供水井供水安全的影响等。在事故造成地下水环境污染时，建设单位要提出地下水环境修复治理方案，经地下水环境监管部门审查通过后，组织实施地下水环境污染的修复治理工程，并由地下水环境监管部门进行工程验收。

9.2.6 土壤污染防治措施

土壤环境影响预测和评价结果显示，在没有适当的土壤防护措施情况下，项目污染物渗漏将对下层的土壤环境构成威胁。为了确保土壤环境不受污染，需采取适当的防护及管理措施。

针对项目可能发生的土壤污染情景，本项目按照“土壤环境质量现状保障措施、源头控制、过程防控”相结合的原则制定了土壤污染防治措施，从污染物的产生、入渗等全阶段进行控制。

1、源头控制措施

本项目土壤污染防治的重点主要是针对废水、固体废物的源头防控。

(1) 本评价要求钻井井场设泥浆不落地系统，钻井废水排入泥浆罐中用于配制泥浆，循环使用。钻井完毕后，废弃泥浆、钻井岩屑委托有资质单位处理。

(2) 在工艺、管道等采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

(3) 施工前在场地内设置生活垃圾集中存放点，生活垃圾统一收集后送指定地点集中处置；

(4) 对于集注站污水池、污水罐内的污水，及时拉运至第一净化厂采出水处理站、第二净化厂进行处理，达标后回注，不外排。

(5) 为防止物料泄漏到地面上，对于储存和输送有毒有害介质的设备和管线排液阀门应设为双阀，设备及管道排放出的各种含有毒有害介质液体，应加以收集，不得任意排放。

(6) 检修、拆卸时必须采取措施，集中收集，不得任意排放，少量残液或冲洗水必须集中回收，分质处理。

(7) 运行期产生的废润滑油、废活性炭、废三甘醇溶液、废导热油、清管废渣等危废暂存于危废贮存库，定期交由有资质单位处理。

2、过程防控措施

(1) 加强设施的维护和管理，选用优质设备和管件，储罐及管线进行防腐防渗处理，并加强日常管理和维修维护工作，防止和减少跑冒滴漏现象的发生和非正常状况情况发生；

(2) 危废贮存库应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）中相关要求建设，暂存点内底面及踢脚进行基础防渗，防渗系数至少满足 1m 厚粘土层（渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯等人工防渗材料（渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ），或其他防渗性能等效的材料。

3、跟踪监测

为了及时准确掌握项目区及周边敏感点土壤环境质量状况和土壤中污染物

的动态变化，本项目拟建立覆盖全区的土壤长期监控系统，包括科学、合理地设置土壤监测点，建立完善的监测制度，以便及时发现并及时控制。

本项目土壤环境跟踪监测措施包括制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，以便及时发现问题，采取防治土壤污染措施。按照《中华人民共和国土壤污染防治法》、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》的要求制定监测计划，监测结果应及时向社会公开。

土壤环境跟踪监测计划应明确监测点位、监测指标、监测频次以及执行标准等。监测计划见表 9.2.6-1。

表 9.2.6-1 土壤跟踪监测计划一览表

序号	监测点位		监测因子	监测层位	监测频次	执行标准
1	占地范围内	集注站危废贮存库附近	初次监测：GB36600 表 1 基本项目+石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）； 后续监测：在前期监测中曾超标的污染物+石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬	深层土壤	3 年一次	《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》GB36600-2018
				表层土壤（0~0.5m）	每年一次	
2		集注站采出水罐附近		表层土壤（0~0.5m）	每年一次	
3		LK2 井场		表层土壤（0~0.5m）	每年一次	
				深层土壤	3 年一次	

9.3 闭井期环境污染防治措施

闭井期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，主要污染防治措施如下：

- （1）气井闭井后，对井口和采气管线进行拆除，对废弃井的井眼进行封堵。
 - （2）井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置，避免对土壤和浅层地下水造成污染。属于危险废物的，应送有资质的单位进行处置，废弃设备、管线经清洗后回收再利用，建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处置。
 - （3）对井场永久占地范围内的砂砾石铺垫进行清理，并及时进行植被恢复。
- 对报废井、套损井、服役期满井采取彻底的水泥封井措施，在表层套管（或技术

套管)内注 200m 以上的水泥塞封弃井。

(4) 退役期作业车辆应固定线路和作业范围,禁止随意开路、停放,践踏和破坏植被,应尽量减少占用和破坏植被,将影响严格控制在征地范围内。

(5) 井场封堵完成后建立封井档案,封堵完成后,及时将相关资料上报环保部门备案。在保留各类绿化、生态保护设施的基础上,恢复井场或原管线敷设带的原有地貌,使其与区域整体生态景观保持和谐一致。

(6) 服务期满后,应按照污染地块土壤环境管理的有关规定,开展土壤和地下水环境调查,并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。

评价认为,在采取上述闭井期污染防治措施后,可减缓闭井期对环境的影响。

9.4 环保投资估算

根据《建设项目环境保护设计规定》的有关要求,环保投资必须纳入工程投资概算,主要针对施工期及运行期废气、废水、噪声、固废等污染治理及生态恢复费用。本项目建设总投资 610579 万元,估算环保投资约 3231.31 万元,占建设总投资的 0.53%。运行期环保设施运行维护及环境管理等保障措施费用约 80 万/年,具体见表 9.4-1。环保投资估算最终以设计为准。

环保投资应专款专用,并纳入工程投资概算,从设计、施工到实际运行应严格执行“三同时”制度。

表 9.4-1 环保设施及污染防治投资估算表 单位: 万元

时段	项目	措施	总费用 (万元)
施工期	钻井废水、废钻井液、钻井岩屑	废液收集罐,移动式收集设施,委托有资质单位处置	400
	措施返排液	委托有处理能力的单位处置	199.2
	生活污水	防渗旱厕(可重复使用)	4
	生活垃圾	生活垃圾处置	2.4
	噪声	噪声防治	16
	风险防范	管线穿越处风险防范措施:壁厚加厚+套管+定向钻穿越	100
运营期	生活污水	0.5m ³ /h 地埋式生活污水一体化处理装置	8
		1m ³ /h 地埋式生活污水一体化处理装置	12
	采出水和生产废水	采出水罐	84.7
	噪声	集注站压缩机厂房降噪,(屋面、墙体降噪、基础减振)	1131.26
		空冷器厂房降噪	752.32
		厂界声屏障	63.7

		其它产噪设备降噪措施	30
	固废	生活垃圾桶	0.3
		危险废物贮存库 72m ²	20
	生态	生态保护与植被恢复	257.43
	地下水、土壤	分区防渗、跟踪监测井	150
	环境风险	应急事故水池、集注站监测报警装置	纳入主体工程
合计			3231.31

10 环境经济损益分析

10.1 经济效益分析

长庆气区是西部资源区和东部消费市场的结合区，主要通过陕京一线、陕京二线、陕京三线、陕京四线等国家重要输气管网向京津冀地区城市供气。随着下游用户的不断增加，冬夏季供气规模差别越来越大。

为了确保冬季供气，高产井放大压差生产增加应急供气能力，暂时缓解高峰供气需求。但这种调峰模式降低了气井稳产能力，经济效益差；地面系统超负荷运行，安全风险增加。LLW 储气库的建设为长庆气田保持长期稳定生产，增加经营收益提供了保障。

根据本项目可研报告，由经济效益费用流量表计算得出全部投资的经济内部收益率（EIRR）为 6.33%，大于社会折现率 6%，表明项目超过社会对资金的获利能力要求。

10.2 社会效益分析

长庆气区是西部资源区和东部消费市场的结合区，主要通过陕京一线、陕京二线、陕京三线、陕京四线等国家重要输气管网向京津冀地区城市供气。天然气作为清洁能源，不仅提高居民生活品质，而且大幅度减少城市 SO_2 、 CO_2 及固体颗粒排放量，对改善城市大气环境起着积极的促进作用。LLW 储气库的建设将有力支持京津冀地区清洁能源发展，保障冬季高峰安全稳定供气。

天然气在发电、工业、民用燃料和化工原料等领域的使用已占相当高的比重，对促进社会进步、经济发展和人们生活质量提高发挥着越来越重要的作用。本项目的开发建设可以促进该地区其它产业的发展，对加快农村经济结构调整，改善当地居民的交通条件，增加地方税收和财政收入也具有重要意义。

本工程的建设符合长庆气田地下储气库建设的总体规划，对满足长庆气田周边地区及陕西、京津冀地区季节调峰起到重要作用，项目的社会效益显著。

10.3 环境经济损益分析

10.3.1 环境代价分析

本项目的环境代价主要有三部分：资源和能源流失代价、对环境生产和生活资料造成的损失代价、对人群及动植物造成的损失代价。

1、生态破坏代价

（1）占地农作物损失

根据对建设期的占地农业生产经济损失的计算，建设期工程占地所造成的农作物损失约 42.03 万元。

（2）永久占地损失

项目永久占地总面积 13.711hm²，按当地企业、政府租用土地费用标准（3.1 万元/hm²·a），估算占地损失为 42.5 万元/a。

2、环境污染代价

根据《环境保护税法》及陕西省环保税收费标准，本项目无应税大气污染物；项目采出水依托处理后回注地层，生活污水处理后用于站场绿化，均不外排；噪声在采取有效控制措施后，可确保厂界噪声达标排放；工业固废均外委处置。

3、小结

由上分析得知，生态破坏代价和环境污染代价详见表 10.3.1-1。

表 10.3.1-1 建设项目环境代价汇总表

分类	项目	单位（万元/a）
生态破坏代价	占地农作物损失	42.03
	永久占地损失	42.5
环境污染代价	环境保护税	0
合计	/	84.53

10.3.2 环境成本分析

1、生态保护成本

根据生态保护措施的投资计算，估算工程生态保护投资约 257.43 万元，生态保护投资包括生态补偿、植被绿化以及水土保持投资等，投资主要为施工期 1 年和恢复期 2 年共 3 年，则每年生态保护投资约为 84.53 万元。

2、污染防治成本

（1）污染防治设备投资

工程用于污染防治的投资 3231.31 万元，设备使用寿命以 15 年计，则每年投入防治污染的费用为 215.42 万元/a。

（2）设备运行管理费

该费用主要包括环保设备的材料消耗、人员工资、动力费、维检费及其他支出费用，经估算得出环保设备的运行管理费 30 万元/a。

(3) 环境管理及监测费用

该费用主要包括项目环境管理、生产过程污染物排放监测费用及其他支出费用，经估算得出处理点环境管理与环境监测投资费用约 50 万元/a。

3、小结

根据以上的计算，得出的环境成本详见表 10.3.2-1。

表 10.3.2-1 建设项目环境成本汇总表

分类	项目	单位（万元/a）
生态保护成本	生态保护投资	84.53
污染防治成本	污染防治设备投资	215.42
	环保设备运行及管理费	30
	环境管理及监测费用	50
合计	/	379.95

10.3.3 环境收益分析

1、污染防治收益

根据工程分析，本工程共回收利用泥浆约 81950.6t，按价值 250 元/t 计算，则可节省资金 204.88 万元，本项目生产按 15 年计，则平均每年收益约 13.66 万元/a。

2、天然气取代煤炭燃料的环境收益

LLW 储气库的建设将有力支持京津冀地区清洁能源发展，保障冬季高峰安全稳定供气。而且大幅度减少城市 SO₂、CO₂ 及固体颗粒排放量，对改善城市大气环境起着积极的促进作用。

(1) 天然气替代燃煤后大气污染物的环境收益

以项目天然气产量替代等热值的标准煤量。天然气发热量取 37.6MJ/m³，标准煤发热量取 29.271MJ/kg，含硫量取 1%，煤灰分取 25%，燃烧效率按 75%计算，本项目产能折合标准煤 287.74×10⁴t/a。

本项目天然气燃烧每年可减少排放 SO₂11173.6t、NO_x1214.04t、烟尘 178.12t，如表 10.3.3-1 所示。

表 10.3.3-1 开发方案与等量煤使用污染物排放比较

污染物	煤（t/a）	天然气（t/a）	污染物减排量（t/a）
SO ₂	11509.6	336	-11173.6
NO _x	1726.44	512.4	-1214.04
烟尘	178.12	/	-178.12

按照大气污染治理费用估算，本项目可减少燃煤用户污染治理费用 1543.08 万元/a。

(2) 天然气替代燃煤后固体废物的环境收益

天然气取代燃煤可减少灰渣的产生，其减少量由下式计算：

$$H=a\times M$$

式中：H—灰渣量，（t/a）；

a—灰渣排放系数（取 0.23）；

M—替代燃煤量，（t/a）。

经计算，工程实施后可减少灰渣产生量 661802t/a，约减少灰渣处理费用 1986.78 万元/年。

4、小结

通过以上分析计算，本建设项目环境收益见表 10.3.3-2。

表 10.3.3-2 建设项目环境收益汇总表

分类	项目	单位（万元/a）
污染防治收益	钻井泥浆回收收益	13.66
	取代燃煤收益	3529.86
合计	/	3543.52

10.3.4 环境经济效益分析

工程建设在环境保护方面收益为+2771.96 万元/a，使得企业利润总额提高，虽然项目建设和生产导致的一定程度的环境污染影响和生态破坏损失，在可接受程度和范围之内。本项目环境经济损益分析见表 10.3.4-1。

表 10.3.4-1 环境经济损益分析表 单位：万元/a

环境代价	环境成本	环境收益	损益分析
-80.77	-381.23	+3543.52	+3081.52

注：“+”表示受益，“-”表示损失

根据计算，本项目环保工程经济效益系数为：

$$\text{环保工程经济效益系数} = \frac{\text{环境收益}}{\text{环境成本}} = 9.29$$

该工程环境成本为 381.23 万元/年，年环境收益为 3543.52 万元/年，计算出年环保费用经济效益系数为 9.29，也就是每年 1 元的环保费用可减少环境损失 9.29 元，环保投资效益较明显。

本项目环保工程经济效益系数较高，说明采取环保措施后的环境收益效果比较明显。虽然项目建设对环境保护产生一定程度的不利影响，但对环境污染影响

和生态破坏损失在可接受程度和范围之内,在保证各项环境保护措施实施的情况下,项目的经济效益、社会效益和环境效益将得到协调发展,因此从环境经济角度来看,本项目是合理可行的。

11 环境管理与监测计划

11.1 环境管理体系

11.1.1 环境管理现状

中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第一采气厂依据《石油天然气健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276）标准，建立了QHSE管理体系；同时按照中石油公司《质量健康安全环境管理体系要求》（Q/SY2.2），在整合职业安全健康、环境、质量三大体系基础上，进一步完成了QHSE管理手册和程序文件；此外，第一采气厂还建立健全了各项环境管理制度，明确了管理时效。

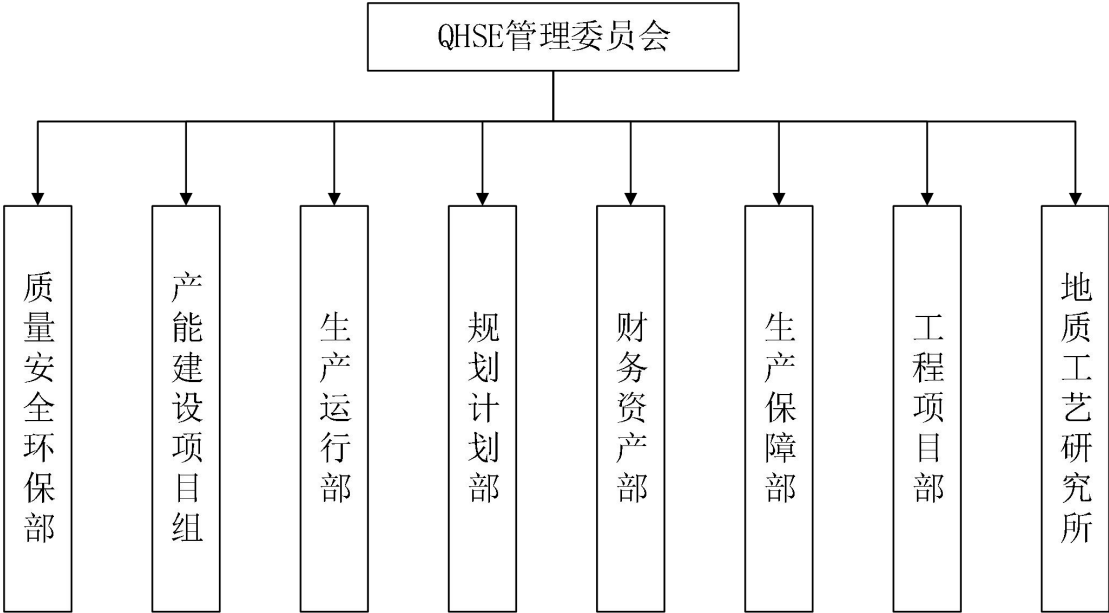


图 11.1.1 第一采气厂 QHSE 组织结构框图

11.1.2 管理机构设置、人员配备及职责

目前，第一采气厂结合 QHSE 管理体系，各项管理导入了“自我监控、自我完善、自我改进”的三级监控机制，企业环境管理实行一级机构二级管理制度。

（1）QHSE 委员会

第一采气厂 QHSE 委员会作为环境保护的最高决策机构，委员会确定环境保护责任制，确定生态保护和污染防治的目标、任务、保障措施等，审议环境保护发展规划、年度工作计划、环保业绩指标和考核奖惩，定期讨论决定重大环境保护事项。

厂长为环境保护第一责任人，各部门、单位的主要负责人为本部门、单位环境保护第一责任人，对本部门、单位的环境保护工作负总责。

（2）质量安全环保部

质量安全环保部是环境保护综合监管部门，主要履行以下职责：

①贯彻执行国家和地方政府环境保护法律法规、规划、计划和相关要求，以及集团公司、勘探与生产分公司、油田公司环境保护规章制度、规划、计划和相关要求；制定环境保护规章制度、规划和计划，并监督执行。

②制定第一采气厂环境保护目标和指标；监督、检查、考核所属单位环境保护目标责任制的落实；组织环境管理体系建设和审核工作。

③指导、监督所属单位落实排污许可制度、重点污染物排放总量控制制度；组织开展第一采气厂环境监测、环境统计和环境信息公开工作。

④组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理、环境事件应急和调查；配合突发环境事件应急预案的制定和演练。

⑤组织建立并完善污染源档案等环境保护基础资料、统计报表及技术档案，指导相关单位开展环境信息公开。

⑥非产能建设项目的环境保护“三同时”管理、生态治理恢复等。

⑦负责第一采气厂温室气体排放监督管理，指导、监督温室气体排放核算与报告和温室气体排放控制工作；污染物排放申报、环保税当量核算。

⑧组织环境保护宣传教育、培训和对外交流工作；组织清洁生产工作，开展清洁生产审核，开展绿色矿山创建；环境保护技术类支持工作。

⑨开展与属地政府相关主管部门的环境保护业务联系。

（3）产能建设项目组

①组织产能建设项目的环境影响评价、环境监理、环保验收等工作，并向有关部门、单位移交全套环保资料。

②负责产能项目建设过程的环境保护“三同时”管理、生态治理恢复等。

（4）生产运行部

负责业务范围内的环保设备的运行和操作规程修订、环境应急处置、设备设施检测等环境保护管理内容；

（5）规划计划部

负责环保隐患治理项目投资计划的下达和权限范围内隐患项目的审批；负责结转结余投资的归口管理；

（6）财务资产部

负责环保费用预算管理、会计核算、资金拨付及资金使用监督；参与环保隐患项目的销项管理；

（7）生产保障部

负责业务范围内的环保设备的运行和操作规程修订、生活污水检测等环境保护管理内容；

（8）工程项目部

负责业务范围内污染防治工作落实等环境保护管理内容；环保隐患项目的概预算审查；

（9）地质工艺研究所

负责业务范围内的工艺技术、环境敏感区避让和退出、采出水回注井控制和检测等环境保护管理内容。

（10）厂属各基层单位的环境保护主要职责

①按照“属地管理”原则，贯彻执行国家、地方政府环境保护法律法规、规划、计划和相关要求，以及集团公司、勘探与生产分公司、油田公司、第一采气厂环境保护规章制度、规划、计划和相关要求；

②建设项目建成后由建设方移交第一采气厂时，确认该建设项目的环保设施、环保措施及其它环保要求的符合性；

③及时建立、更新、完善环境保护岗位责任和环保设施，落实生产管理制度，保证环保设施、设备完好并正常运行；

④做好环保设备设施的运行维护，保证生活污水处理装置、采出水处置装置、固废贮存场所、酸气焚烧炉等环保设施的正常运行；

⑤按照要求对日常生产、清管、清罐、清池以及其它生产施工过程中产生的污水(油)、废气、固废等进行分类收集和处置，做好作业全过程环境保护措施，防止环境污染；

⑥负责环保基础工作管理，建立完整、规范、准确的环境基础资料；对本单位环保设施、污染源、污染物、废弃物进行建档，做好日常台账管理维护工作；

⑦按照要求落实减排责任，实施污染物减排；

⑧制定本单位突发环境事故（事件）应急程序，做好突发环境事故（事件）的风险控制、应急处置和事后恢复等工作；

⑨配合完成本单位的环境监测任务；

⑩负责本单位有关的环境事件和污染纠纷的协调和处理。

11.1.3 环境管理规章制度

建设单位已经制定了较为完善的环境管理体系和管理制度，本项目可直接纳入执行。

(1) 环境管理体系文件

环境管理程序文件清单见表 11.1.3-1。

表 11.1.3-1 环境管理体系程序文件清单

实施部门	主要编制内容
长庆油田分公司第一采气厂	1、环保法律法规、环境指标与方案管理程序
	2、环境管理体系培训管理程序。
	3、原辅材料、能源及给排水管理程序。
	4、集输送前预处理、站场及其辅助设施管线大气污染物控制、气田采出水处理、环境噪声治理及清管渣、处置管理程序。
	5、井场、集气站、处理厂、管线环境风险应急管理、控制及事故状态下应急响应程序。
	6、环保设施监督管理及违章、纠正与预防污染措施程序。
	7、节能降耗、污染防治、减污增效、资源化利用监督、检查管理程序。
	8、环境监控、文件记录控制管理程序与环境管理内部审核程序。
	9、强化风险事故应急管理，定期开展 HSE 审核程序。
	10、建立合同方环境行为影响程序与供应商管理程序。

(2) 环境管理制度

主要环保管理规章制度、规程见表 11.1.3-2、11.1.3-3。

表 11.1.3-2 环境保护管理制度表

实施部门	主要内容
长庆油田分公司第一采气厂	1、内部环境保护审核、例会制度
	2、环境质量管理目标与指标统计考核制度
	3、节能降耗、减污增效、清洁生产管理、审计和岗位职责奖惩制度
	4、内部环境管理监督与检查制度
	5、环保设施与设备定期检查、保养和维护管理考核制度
	6、环境保护定期、不定期监测制度
	7、污染源监控与监测计划制度
	8、危险化学品贮运、使用转移联单管理制度
	9、环境保护档案管理与环境污染风险事故应急预案及报告管理制度
	10、环境保护宣传、教育与培训制度

表 11.1.3-3 环保设施管理规程表

实施部门	主要管理内容

长庆油田分公司第一采气厂	1、环保设施与设备使用、维护规程
	2、气田采出水污水罐维护和保养管理规程
	3、隔声降噪、消声设备的维护和保养管理规程
	4、井场及临时占地区生态恢复管理技术规程
	5、重点排污口安装污染物在线自动监测系统运行、维护和管理规程
	6、环保设备安全操作规程及安全管理规章
	7、企业生态环境保护、水土保持与环境绿化规划
	8、重点环保设施污染控制点巡回检查制度

11.1.4 环境管理内容

1、环境管理工作内容

结合本项目环评工程分析的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，结合本项目安全评价、职业卫生评价篇章的成果，侧重在以下方面开展工作：

- （1）工艺流程分析；
- （2）污染生态危害和影响分析；
- （3）泄漏事故危害和风险影响分析；
- （4）建立预防危害的防范措施；
- （5）制定环境保护措施；
- （6）建立准许作业手册和应急预案。

2、施工期环境管理

1) 施工前期环境管理

根据国家和地方环境管理部门的有关规定，项目建设前期环境管理要求如下：

- （1）项目设计各阶段必须有环境保护专业人员参与相关的设计工作；
- （2）可行性研究阶段，建设单位委托持证单位编制环境影响报告书；
- （3）初设和施工图设计阶段，依据《环境影响报告书》及其审查意见，落实各项环境保护措施要求，做好环保工程单项设计；
- （4）环保工程投资概算均纳入工程总投资中，确保环保工程的实施。

2) 施工期环境管理

（1）管理体系

工程施工管理组成应包括建设单位、监理单位、施工单位在内的三级体系，同时要求工程设计单位做好服务与配合。

- ①施工单位应加强自身的环境管理，须配备必须经过相关培路定能力和资质

的专、兼职环保管理人员，并赋予相应的职责和权力。

②监理单位应根据环境影响报告书、环保工程施工设计中及施工合同中规定执行的各项环保措施作为监理工作重要内容，对建设项目任项环保工程建设质量把关，监督施工单位落实施工中采取的各项环保措施。

③在工程施工承发包工作中，应将环保工程摆在与主体工程同等的地位，环保工程质量、工期及与之相关的施工单位资质、能力都将作为重要的发包条件；其次是及时掌握工程施工环保动态；定期检查和总结工程环保措施实施情况，资金使用情况，确保环保工程的进度要求；第三是协调各施工单位关系，消除可能存在环保项目遗漏和缺口；出现重大环保问题或环境纠纷时，积极组织力量解决，并协助施工单位处理好地方生态环境管理部门、公众三入相互利益的关系。

（2）监督体系

从工程施工的全过程而言，地方环保、水利、交通、环卫等部门是工程施工期环境监督的主体，而在某一具体或敏感环节，银行、审计、司法部门及新闻媒体也是监督体系的重要组成部分。

（3）施工期环境管理

①建设单位与施工单位签定工程承包合同中，应包括施工期间环境保护条款，工程施工中生态环境保护、施工期间环境污染控制、污染物排放管理、施工人员环保教育及相关奖惩条款。

②施工单位应提高环保意识，加强驻地和施工现场的环境管理，合理安排施工计划，做到组织计划严谨，文明施工；环保工程与主体工程同时施工、同时运行，环保工程费用专款专用，不偷工减料、延误工期。

③施工单位应特别注意工程施工中的水土保持，尽可能保护好沿线土壤、植被，弃土弃渣须运至设计中指定地点弃置，严禁随意堆置，防止对地表水环境产生影响。

④施工现场、驻地及临时设施，应加强环境管理，妥善处置施工—三废”。

⑤认真落实各项补偿措施，做好工程各项环保设施的施工监理与验收，保证环保工程质量，真正做到环保工程—三同时”计划。

3、运营期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻运营期对环境的影响，本项目在运营期管理的主要内容是：

- (1) 与当地环保部门及其授权监测部门保持密切联系，监管项目污染物的排放情况，落实污染物总量控制指标；对污染事故、纠纷进行处理；
- (2) 完善环保设施运行与维护管理制度，并落实实施；
- (3) 建立企业内部环境审核制度；
- (4) 定期和不定期开展全员清洁生产教育和培训；
- (5) 开展 ISO14000 环境认证；
- (6) 跟踪国家和地方环境保护相关法律、法规、部门规章、相关规划要求，及时调整企业环境目标，制定达到新环境目标的工作方案并实施；
- (7) 开展环境回顾工作，查找工程运行过程中环境不足，提出整改方案并实施。

11.3 污染物排放清单

11.3.1 污染物排放管理

本项目由地面工程、钻井工程、油气集输工程、公用工程、环保工程等组成。建设项目污染物排放清单详见表 11.3.1-1。

表 11.3.1-1 本项目污染物排放清单

类别	污染物排放清单				排污口位置	拟采取的环保措施及主要参数	执行的环境标准及污染物排放管理要求
	污染物种类	排放浓度 mg/m ³	排放速率 kg/h	总排放量 t/a			
废气	非甲烷总烃	/	/	2.904	集注站、井场	采取密闭集输、加强设备运行管理	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求
	硫化氢	/	/	0.014			《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 中二级标准
	甲醇	/	/	0.0945			《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中二级标准
	油烟	0.45	/	0.004	保障点	净化效率不低于 75% 的油烟净化装置	《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）
废水	不含醇采出水	/	/	2644	/	管输至第二净化厂或拉运至第一净	《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）
	含醇采出	/	/	1032	/		

	水					化厂采出水处理站进行处理	和《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）
	生产废水	/	/	40.7	/	拉运至第一、第二净化厂采出水处理站处理	
	生活污水	/	/	949	/	集注站和保障点分别设置一套 0.5m³/h 和 1m³/h 的一体化污水处理装置处理后回用于厂区绿化	《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T 18920-2020）
噪声	机械设备噪声	/	/	/	集注站	机泵等设备选用低噪声设备，压缩机、空冷器采厂房屋面和墙体安装双侧空腔复合吸隔声墙体，安装隔声门、隔声采光窗；设置进风口消声器、屋顶设置风机消声器等，北侧厂界处设置声屏障。	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准
固废	清管废渣	/	/	0.189	/	均属危险废物，临时放置在危废贮存库，最终交有资质单位处置	按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存于危废贮存库；做好危险废物贮存情况的记录；严格执行危险废物转移联单制；委托有资质的单位进行运输、处置。
	废活性炭	/	/	0.5	/		
	废三甘醇溶液	/	/	25.2	/		
	废导热油			40/3a			
	废润滑油	/	/	12	/		
	废光伏板	/	/	0.5	/	厂家回收	/
	废脱硫剂	/	/	822	/	厂家回收	/
	生活垃圾	/	/	9.13	/	集中收集，交由当地环卫部门统一处理。	/

11.3.2 排污口管理

按照《排污口规范化整治技术要求》，项目排污口规范化管理要求见表

11.3.2-1。排污口标识规范化管理要求见表 11.3.2-2。

表 11.3.2-1 排污口规范化管理要求表

项目	主要要求内容
基本原则	1、凡向环境排放污染物的一切排污口必须进行规范化管理； 2、将总量控制的污染物排污口及行业特征污染物排放口列为管理重点； 3、排污口设置应便于采样和计量监测，便于日常现场监督、检查； 4、如实向环保行政主管部门申报排污口位置与排放去向等方面情况
技术要求	1、排污口位置必须按照环监（1996）470 号文要求实行规范化管理； 2、具体设置应符合《污染源监测技术规范》中的规定和要求
立标管理	1、污染物排放口必须实行规范化管理，应按照国家《环境保护图形标志》（GB15562.1-1995）与《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022）的相关规定，设置环保图形标志牌； 2、环保图形标志牌位置应距污染物排放口及固废贮存(处置)场较近且醒目，设置高度一般为标志牌上缘距离地面约 2m； 3、重点排污单位污染物排放口以设置立式标志牌为主，一般排污单位污染物排放口可根据实际情况设置立式或平面固定式标志牌； 4、对危险废物贮存点，必须设置警告性环境保护图形标志牌
建档管理	1、使用《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容； 2、严格按照环境管理监控计划及排污口管理要求，工程建成运行后将主要污染物种类、数量、排放浓度与去向，立标及环保设施运行情况记录在案，并及时上报； 3、选派专职环保员对油田环保设施进行监督管理，防止“跑、冒、滴、漏”污染环境并引发重大环境风险事故，要求责任到人，奖罚分明

表 11.3.2-2 排污口标识规范管理要求表

排放口	图形标志设置部位		
	污水排放口	废气排放口	一般固体废物
图形符号			
背景颜色	绿色		
图形颜色	白色		
排放口	噪声排放源	危险废物	
图形符号			
背景颜色	绿色	黄色	/
图形颜色	白色	黑色	/

11.3.3 信息公开

按照《企业环境信息依法披露管理办法》（2021 年第四次部务会议审议通过）等规定，企业应当建立健全环境信息依法披露管理制度，规范工作规程，明确工作职责，建立准确的环境信息管理台账，妥善保存相关原始记录，科学统计归集相关环境信息。

建设单位应落实以下环境信息公开要求：

（1）按照《企业环境信息依法披露管理办法》要求，设区的市级生态环境主管部门应当于每年 3 月底前确定本年度企业名单，并向社会公布。企业名单公布前应当在政府网站上进行公示，征求公众意见；公示期限不得少于十个工作日。建设单位应及时关注，明确本单位是否列入名录。

（2）重点排污单位应当自列入重点排污单位名录之日起，纳入企业名单。实施强制性清洁生产审核的企业应当自列入强制性清洁生产审核名单后，纳入企业名单，并延续至该企业完成强制性清洁生产审核验收后的第三年。

（3）如果本单位列入重点排污单位名录，则应当按要求公开下列信息：

①企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；

②企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；

③污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；

④碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；

⑤生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；

⑥生态环境违法信息；

⑦本年度临时环境信息依法披露情况；

⑧法律法规规定的其他环境信息。

实施强制性清洁生产审核的企业披露年度环境信息时，除了披露以上环境信息外，还应当披露以下信息：

①实施强制性清洁生产审核的原因；

②强制性清洁生产审核的实施情况、评估与验收结果。

(4) 披露时限

企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息。

11.3.4 排污许可要求

本项目建成投运前，建设单位应按照《排污许可管理条例》及《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）要求，及时更新排污许可。

11.4 环境监测计划

(1) 环境监测计划

根据项目生产特点和主要污染源及污染物排放情况、《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）等监测标准，确定项目施工期、运营期主要污染源、主要排放口和主要监测指标等，结合长庆油田分公司第一采气厂环境监测计划，制定项目环境监测计划见表 11.4-1~11.4-3，监测结果应及时向社会公开。后期发布新的国家或地方相关的石油天然气自行监测导则、标准等，应按照新标准导则实施。

表 11.4-1 施工期监测计划建议清单

监测类别	监测项目	监测点位置	测点数	监测频次
场界噪声	施工场界 Leq(A)	集注站施工场界四周	1	一次
环境空气	TSP	施工场地上、下风向	2（集注站、LK2 井场）	一次

表 11.4-2 运行期环境现状监测计划建议清单

类别	监测项目	监测点		监测频率	控制指标
地下水	初次监测应包括 GB/T14848-2017 表 1 常规指标（微生物指标、放射性指标除外）+石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬、甲醇； 后续监测：在前期监测中曾超标的污染物+石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬、甲醇	集注站东侧	背景点	半年一次	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准
		集注站事故应急池西侧	跟踪监测点		
		集注站西侧厂界处	跟踪监测点		
土壤环境	初次监测：GB36600 表 1 基本项目+石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃	集注站危废贮存库附近	深层土壤	3 年一次	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管
			表层土壤（0~0.5m）	每年一次	

	(C10~C40) ; 后续监测: 在前期监测中 曾超标的污染物+石油 类、石油烃 (C6~C9)、 石油烃 (C10~C40)、砷、 六价铬、PH、含盐量	集注站采 出水罐附 近	表层土壤 (0~0.5m)	每年一次	控标准(试行)》 (GB36600-2 018)
		LK2 井场	深层土壤	3 年一次	
			表层土壤 (0~0.5m)	每年一次	

表 11.4-3 运行期污染源监测计划建议清单

类别	监测项目	污染 物	监测点	监测频率	控制指标
无组织 废气	非甲烷总烃	无组 织烃 类	集注站厂界 外上风向 1 个, 下风向 3 个	每季度一次	《陆上石油天然气 开采工业大气污染 物排放标准》 (GB39728-2020) 油 气集中处理站边界 污染物控制要求
			装置区	1 次/年	《挥发性有机物无 组织排放控制标准》 (GB37822-2019)
	硫化氢	硫化 氢	集注站厂界 外上风向 1 个, 下风向 3 个	每季度一次	《恶臭污染物排放 标准》(GB14554-93)
	甲醇 (冬季)	无组 织甲 醇	集注站厂界 外上风向 1 个, 下风向 3 个	1 次/年	《大气污染物综合 排放标准》 (GB16297-1996)
噪声	Leq(A)	环境 噪声	集注站厂界 四周	每季度一次	《工业企业厂界环 境噪声排放标准》中 2 类标准

(2) 监测方法

污染源监测采样、样品保存分析方法应严格按照国家环保总局编制的《空气和废气监测分析方法》、《地下水环境监测技术规范》、《工业企业厂界噪声测量方法》等监测技术规范要求执行。

11.5 环境保护建议及要求

本项目环保设施 (措施) 建议清单见表 11.5-1。

表 11.5-1 环保设施 (措施) 清单 (建议)

类别	位置	污染源或污染 物	污染防治设施	数量	验收标准

废气	集注站	非甲烷总烃	密闭集输	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求
		硫化氢			《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1中二级标准
		甲醇			《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中二级标准
	保障点	食堂油烟	安装处理效率不低于75%的油烟净化装置	1套	《饮食业油烟排放标准》
废水	采出水		设置100m³采出水罐1具，管输至第二净化厂或拉运至第一净化厂采出水处理站处理	1具	《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）
	生产废水、初期雨水、消防废水		检修、清洗废水由废水收集池收集后，定期装车外运至第一、第二净化厂采出水处理站处理。初期雨水、消防废水收集至应急事故池内，定期装车外运至第一、第二净化厂采出水处理站处理。	依托	
	生活污水		集注站新建0.5m³/h一体化污水处理设施	1套	《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T 18920-2020）
			保障点新建1m³/h一体化污水处理设施	1套	
噪声	站场	压缩机、空冷器、泵类等设施	压缩机、空冷器厂房屋面和墙体安装吸隔声墙体，安装隔声门、隔声采光窗；设置进风口消声器、屋顶设置风机消声器，北侧墙体安装隔声屏障等	/	《工业企业厂界环境噪声排放标准》2类标准
固废	站场	清管废渣	建设72m²危废贮存库一座，送危废贮存库暂存，定期委托有资质单位处置	1座	符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求
		废活性炭			
		废三甘醇溶液			
		废导热油	设备内存储，更换时直接交有资质单位处置	/	/
		废润滑油	设置废润滑油罐一具	1具	符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求

		废脱硫剂	设备内存储，更换时由厂家直接拉走处理	/	/
		生活垃圾	垃圾桶收集后外运环卫部门指定地点处置	若干	符合当地环卫部门要求
		废光伏板	产生后由厂家回收	/	厂家回收
地下水、土壤	按照重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区的相关要求做好分区防渗			/	符合《石油化工工程防渗技术规范》要求
环境风险	井、站场建设风险防范设施，管线穿跨越处设置明显标志，落实环境风险防范措施；根据本项目建设内容对现有风险应急预案进行修编，并定期组织演练。				
生态环境	对管线工程、道路、井场、站场等工程占地进行平整、生态恢复、绿化等				
环境管理			建立健全施工期环境保护各项管理制度		

12 评价结论

12.1 建设项目概况

本项目建设内容主要包括在 LLW 储气库库区建设集注站 1 座，具有清管、分离、增压、脱硫、脱水和计量等功能。设计注气规模 1000 万方/天，采气规模 2000 万方/天，集注站设置 2 套干法脱硫装置，单套处理规模为 1000 万方/天；设置 2 套三甘醇脱水装置，单套处理规模为 1000 万方/天。新建 5 座注采井丛，部署注采直井 22 口、注采水平井 12 口；部署储气库常规监测井 4 口（新钻直/定向井 3 口，利用老井 1 口）、微地震监测井 2 口（利用老井），封闭库区老井 11 口，新建集注站至河口（1#）阀室双向输气管线 1 条 4.9km、采出水输水管线 1 条 4.9km，新建集注站至北-3 集气站双向输气管线 1 条 2.04km，新建注采集输管道 30.8km，集注站南侧 400m 新建 50 人前线保障点 1 座，在第一采气厂靖边基地内建设 100 人倒班公寓一座。

本项目工程总占地 38.445hm²，其中：永久占地面积为 13.711hm²，临时占地面积为 24.734hm²。本项目建设总投资 610579 万元，估算环保投资约 3231.31 万元，占建设总投资的 0.53%。

12.2 产业政策及规划相符性

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类中“七、石油天然气——1、石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采；2、油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与利用”，符合国家产业政策。

12.3 环境质量现状

12.3.1 环境敏感目标

根据现状调查，本项目的环境保护目标主要是评价范围内的村庄、地表水、地下水、生态环境等。项目周边涉及的重要环境保护目标为王圪堵水库饮用水源保护区及陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护区，其中 LK2 井场及 2.47km 注、采气管线以及 LKJ1 侧向监测井位于王圪堵水库饮用水源保护区准保护区内，距离二级保护区最近距离约 520m，其他工程均远离王圪堵水库饮用水源保护区准保护区。由于陕西省横山区黑疙瘩恍惚沙国家沙化土地封禁保护

区位于横山区 LLW 镇，本项目工程选址无法避让（项目已取得国家林业和草原局出具的同意占用的函）。

本项目北侧分布有陕西省无定河湿地省级自然保护区，项目 LKJ1 井场距陕西省无定河湿地省级自然保护区实验区最近，最近距离为 3.6km。项目周边不涉及风景名胜区、文物古迹等其他重要环境保护目标。

12.3.2 环境质量现状

（1）环境空气

根据陕西省生态环境厅办公室于 2024 年 1 月 19 日发布的环保快报《2023 年 12 月及 1~12 月全省环境空气质量状况》中横山区空气质量数据，横山区 2023 年六项基本污染物因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求。经判定，评价区为环境空气质量达标区域。

本次在 LLW 储气库集注站站址设置了 1 处环境现状监测点，监测项目包括特征监测因子非甲烷总烃、总烃、硫化氢、甲醇、TSP。评价区非甲烷总烃 1 小时浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的一次值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 浓度限值；硫化氢、甲醇 1 小时平均值均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D 限值；TSP 日平均值满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

（2）地下水

本次评价进行了水质、水位监测，共布设地下水监测点位 10 个，其中水质监测点位 5 个、水位监测点位 10 个。由上表监测结果可知，本次实测的 5 个地下水监测点位各监测因子均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准限值，石油类均未检出。

（3）地表水

本次评价在黑河则上下游共布设 2 个地表水监测断面，由监测结果可知，监测期间，黑河则两个监测断面的地表水各监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值。

（4）声环境

本项目集注站及各井场选址周边 200m 均无噪声敏感点，本次声环境现状监测主要监测集注站厂界噪声。根据监测结果，集注站选址厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

（5）土壤质量现状调查

本次土壤环境现状监测共设置监测点位 10 个。从土壤现状监测结果可以看出，工业用地土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）中第二类建设用地土壤污染风险筛选值标准，周边农用地满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618）中农用地土壤污染风险筛选值标准。

12.4 环境影响分析

12.4.1 大气环境的影响

1、施工期

施工期柴油机废气、发电机废气以及车辆尾气由于作业场地分散，距离环境敏感点较远，对大气环境影响小；施工期扬尘及运输扬尘影响范围主要集中在道路两侧 50m 的范围内，在采取避让措施、洒水抑尘以及必要的管理措施后对大气环境的影响可降到最小，施工结束后影响随即消失。焊接烟气主要是在管道敷设焊接时产生的，产生量较少。由于管线在布置时已考虑避开居民等环境敏感点，周围地域开阔，经大气扩散后对环境及敏感点的影响较小。

2、运营期

根据预测结果，本项目建成投运后，其污染装置区下风向 0~2500m 范围内非甲烷总烃、H₂S、甲醇均未出现超标，各污染物下风向最大落地浓度占标率 7.95%，小于 10%。根据现场调查，项目集注站和井场选址处污染物扩散扩散条件较好，其无组织排放的气体不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目建设对区域大气环境的影响程度在环境可接受范围之内。

12.4.2 地表水环境的影响

1、施工期

施工期钻井场地内产生钻井废水全部存放于防渗泥浆罐内用于配制钻井泥浆，在井场内部循环使用，无法利用部分待在完井后由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至专业单位处置，不排入地表水体，因此正常情况下钻井废水不会对地表水体产生影响。措施返排液统一收集后进入废液收集罐，在井下作业完成后，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处理能力的单位处置，不排入地表水体，因此正常情况下措施返排液不会对地表水体产生影响。施工废水排入临时设置的沉淀池内，沉淀过滤后重复利用，不外排，对地表水环境影响较小。管线试

压废水采用清水，主要污染物为 SS，沉淀处理用回用于钻井施工。井场施工时将在施工场地设施工营地，评价要求施工场地设置防渗旱厕，委托当地农民定期清理，用于农田施肥，不外排。

综上所述，施工期产生的各类废水均能够合理有效处置，不外排，对地表水环境影响较小。

2、运行期

根据工程分析，本项目运行期废水污染源主要为集注站产生的气田采出水（含醇采出水及不含醇采出水）、生产废水以及生活污水。采出水管输至第二净化厂采出水处理站或拉运至第一净化厂采出水处理站处理，水质符合《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）要求后回注地层，不外排。生产废水、初期雨水和消防废水定期拉运至第一、第二净化厂采出水处理站处理。生活污水主要来源于值班室和保障点员工生活污水，本项目在集注站和保障点分别设有一套 0.5m³/h 和 1m³/h 的地埋式一体化生活污水处理设施，生活污水经处理后达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T 18920-2020）要求后回用于绿化或洒水，不外排。综上所述，项目运营过程中污水不外排，对周围水环境影响较小。

12.4.3 地下水环境的影响

在对该项目施工期及运行期可能产生的污染物以及对地下水的污染方式进行模拟计算后可以发现，在项目正常进行的情况下，所产生的污染物都得到了良好的收集，基本不会对地下水产生影响。在非正常情况下，即发生意外事故等特殊情况下，如施工期的井漏，运行期的采出水输水管线破损导致其中的采出水渗漏等状况下污染物质会对泄漏点周边的地下水产生一定的影响。根据预测发生井漏事故后石油类、氨氮、锰在第四系黄土含水层中最大超标距离为 16m，最大扩散距离 120m；环河组含水层中最大超标距离为 15m，最大扩散距离 152m；整个预测时间段内，各污染物在超标范围均未超出厂界。运行期采出水输水管线泄漏后，石油类未检出，甲醇在第四系黄土含水层中最大超标距离为 17.7m，最大扩散距离 88m；整个预测时间段内，在管线泄漏点下游 30m 范围未超标。根据现场调查，集注站及井场周围 612m 范围内、管线两侧 200m 范围内均无分散式饮用水井，因此，本项目非正常状况下，对地下水影响较小。

12.5.4 声环境的影响

(1) 施工期声环境影响

钻井施工期噪声主要为钻井噪声。钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，噪声源强在 88~105dB(A)，对环境影响较大。目前钻井噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。根据预测，距离钻井施工设备 32m 处昼间噪声可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，夜间有超标，距离钻井施工设备 178m 处昼、夜间均可达标；施工机械噪声主要对施工场界 200m 范围内的敏感点产生一定影响。评价区居民点分散，且本项目井场选址过程考虑了避让。根据调查，本项目 8 座钻井井场周围 200m 范围内均无居民点，因此施工期井场噪声对周围环境影响较小。

在放喷测试时，在距放喷管 33m 处能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）昼间排放标准 70dB(A)；在距放喷管 185m 处能够满足其夜间排放标准 55dB(A)。

本项目气井距离周围居民点距离均大于 500m。因此，气井在钻井过程中，对周围敏感点噪声影响有限；一般放喷测试作业周期短，仅为几天，施工结束后，噪声消失。

地面工程施工设备距离厂界 18m 处内昼间噪声可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，夜间有超标，距离厂界 100m 处昼、夜间均可达标；在距声源强度最高的磨光机 56m 处声环境敏感点噪声昼间可满足《声环境质量标准》（GB3096—2008）2 类标准，夜间有超标，在 178m 处昼、夜间均可达标。

本项目地面工程夜间不施工，因此施工期地面工程超标范围为 56m，根据环境保护目标表，本项目地面工程施工沿线 56m 范围内无噪声敏感点。施工期施工噪声对周边居民影响较小，且随着施工结束，噪声也随即消失。

(2) 运行期声环境影响

运行期的噪声源主要为集注站的压缩机和空冷器以及泵类设备，根据预测结果，采取降噪措施后，集注站内的高噪设备对厂界噪声的贡献值较小，昼、夜间厂界噪声贡献值均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，且厂界周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此本项目对周围环境噪声

影响较小。

12.5.5 固体废物环境影响

1、施工期

项目施工期产生的钻井岩屑和废弃泥浆经泥浆不落地工艺处理固液分离后，委托有能力单位处置，不外排。对土壤、地表水和地下水的环境影响不大。施工过程中产生的废机油、废油桶、含油棉纱、废含油防渗布均为危险废物，现场以安全容器分类收集，施工结束后交有资质单位处置，对周围环境的影响较小。施工中产生的废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料及施工过程中产生的废混凝土、废土石料等由施工单位收集后回收利用，不外排。定向钻施工产生的废弃泥浆进行沉淀晾晒处理，上层水自然蒸发，剩余泥浆及岩屑等晾干后拉运至当地一般固废填埋场处理。生活垃圾在施工场地分类收集后，定期送往当地环卫部门指定地点处置。综上，施工期产生的各类固废能够合理有效处置，不外排，对周围环境影响较小。

2、运行期

运行期产生的清管废渣、废活性炭、废三甘醇溶液在危险废物贮存库暂存后，委托有资质单位进行收集处置，不外排。废润滑油盛装于废润滑油罐内，废导热油在设备中存储，定期更换时直接交有资质单位处置，不外排。废脱硫剂在更换时直接由厂家拉走处置。保障点运营期产生的废光伏板组件报废后由厂家回收处置。生活垃圾设置垃圾桶集中收集，定期交由当地环卫部门处置。

综上所述，评价认为，本工程在运行期产生的固体废物均得到了合理处置，处置率达到了 100%，对环境影响较小。

12.5.6 土壤环境影响

正常情况下，在措施相应的污染防治措施后，项目施工期及运营期不会对土壤环境造成污染；非正常情况下，采出水等污染物泄漏可能会对土壤环境造成污染。遇降雨条件，还可能对地下水造成污染。根据土壤环境影响分析内容，采取源头控制措施、过程控制措施、跟踪监测等措施，可有效降低对土壤环境的影响。

12.5.7 生态环境的影响

本工程由钻井、集注站、保障点、道路和管线建设等工程组成。工程不同阶段对生态环境的影响不同，对生态环境的重点影响时期是施工期，运行期和闭井

期影响不大。施工期生态环境影响主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，其中对土地利用、土壤、植被的影响相对较大，各施工环节均要严格执行相关环保措施。

通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓，对生态环境的影响在可接受范围内。

12.5.8 环境风险

本项目涉及的危险物质主要包括天然气、 H_2S 、甲醇、柴油及火灾爆炸产生的次生污染物 CO 等，主要分布于井场、集注站、注采双输管线、采出水管线等单元。项目涉及危险物质的扩散途径主要有：钻井过程发生井喷事故后大量烃类气体直接扩散进入环境空气，对大气环境的影响；井场井口装置发生泄漏及火灾爆炸事故后有毒有害气体直接扩散进入环境空气，对大气环境的影响；集注站阀门、管道，集气管线发生天然气泄漏事故及火灾爆炸事故后，有毒有害气体进入大气对环境空气的影响；采出水、甲醇储罐、采出水管线等发生泄漏事故，污染物进入土壤，对土壤、植被以及地下水的影响。经环境风险评价分析，通过制定并落实切实可行的事故防范措施，编制突发环境事件应急预案并定期组织演练，能够将事故风险降到最低限度，项目环境风险可防可控。

12.6 环境影响经济效益

该工程环境成本为 381.23 万元/年，年环境收益为 3543.52 万元/年，计算出年环保费用经济效益系数为 9.29，也就是每年 1 元的环保费用可减少环境损失 9.29 元，环保投资效益较明显。

本项目环保工程经济效益系数较高，说明采取环保措施后的环境收益效果比较明显。虽然项目建设对环境保护产生一定程度的不利影响，但对环境污染影响和生态破坏损失在可接受程度和范围之内，在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效益、社会效益和环境效益将得到协调发展，因此从环境经济角度来看，本项目是合理可行的。

12.7 环境管理与监测计划

根据 HSE 管理体系标准和中国石油天然气集团公司建立 HSE 管理体系的规定和要求，参照公司的安全环境管理机构设置情况，第一采气厂建立了 HSE 管理组织机构，长庆油田分公司对基层组织 HSE 权利和责任作出了明确规定，长

庆油田分公司各部门均已建立了基本的环境管理规章制度。组织的完善以及制度的落实能够环境保护起到重要的作用。

本项目在运行期对排放的废气、废水、噪声进行定期监测，并对项目周边的地下水、土壤环境等环境质量进行跟踪监测，并提出了运行期的监测计划。

12.8 公众参与情况说明

按照《环境影响评价公众参与办法》的相关规定，建设单位在本项目环评委托后于2024年9月14日在榆林市网站“在榆林网”发布了项目环境影响评价信息公示；项目环境影响报告书征求意见稿形成后，2024年11月27日在“在榆林网”网站公示栏发布了网络公示并提供了征求意见稿浏览，同步在涉及的村庄及拟建地通过张贴公告的方式进行公示。2024年12月5日、12月9日分两次在三秦都市报进行了登报公示；在项目报批前，进行了环评报告及公参说明报批前公示。

12.9 结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》鼓励类项目，符合相关规划要求。在按照“三同时”制度认真落实工程设计、环评报告提出的改进措施并强化环境管理后，各项污染防治、生态保护及环境风险防范与应急措施基本可行，生产污水处理后全部回注地层，废气污染源及厂界噪声达标排放，固体废物得到合理贮存、处置或利用，工程对环境的污染较小，满足环境质量目标的要求；生态环境影响得到有效控制、恢复、补偿，并降低到当地环境能够容许的程度；实现经济效益、社会效益和环境效益的协调统一。从环境保护角度分析，本项目环境影响可行。

12.11 要求与建议

为了更好地保护项目区周边环境，本次环境影响报告书提出如下要求及建议：

- （1）认真落实本项目的各项污染治理措施，确保污染物达标排放。
- （2）加强运营管理，杜绝非正常及事故情况下的污染物排放，以减少对周围环境的影响。
- （3）建立健全环保安全责任制，安排专人负责污染治理设施的维护、保养和使用，加强生产设备、环保设施的正常运行维护，确保各类污染防治设施能够正常运行，各类污染物能够长期稳定达标排放。
- （4）编制突发环境事件应急预案，并定期进行演练，确保事故情况下应急

有效、措施得当，将事故对外环境的影响减小到最低程度。

（5）根据国家有关规定，在污染物排放口设立明显的标志牌，便于环保管理部门监督监测。

（6）规范建设危废暂存库，项目产生的危险废物应进行统一收集，与有危险废物处置资质的单位签署危废处置协议，对项目产生的危废进行统一收集、拉运及处置。

（7）施工期应实施环境监理，运行期应实施环境监测，确保生态环境保护与恢复、水土保持以及各种污染物控制措施得到监督、落实。