

2025年新疆油田呼图壁储气库  
环境影响后评价报告书

新疆油田储气库有限公司

2025年10月



## 目 录

1.总则 .....	1
1.1项目由来 .....	1
1.2后评价目的和原则 .....	2
1.3编制依据 .....	4
1.4评价内容及评价范围 .....	8
1.5评价标准 .....	12
1.6环境保护目标 .....	18
1.7工作程序 .....	25
2.后评价区块建设项目工程评价 .....	27
2.1储气库开发历程 .....	27
2.2主要污染源及环境影响调查 .....	64
2.3污染物分析及治理措施 .....	66
2.4污染物排放总量及排污许可 .....	76
2.5项目实际建设变动情况说明 .....	76
3.储气库建设过程回顾 .....	78
3.1储气库开发环保手续情况 .....	78
3.2呼图壁储气库建设工程环保及验收措施落实情况 .....	95
3.3环境管理机构建立及运行情况回顾 .....	103
3.4例行监测情况回顾 .....	112
4.区域环境质量变化评价 .....	114
4.1自然环境概况 .....	114
4.3环境保护目标的变化 .....	118
4.4污染源或其他影响源变化 .....	121
4.5区域环境质量现状变化情况 .....	122
5.生态环境影响后评价 .....	160
5.1生态环境影响回顾 .....	160
5.2已采取的生态保护措施有效性评价 .....	164
5.3生态环境影响验证 .....	170
5.4区域生态累积影响 .....	170
5.5生态环境保护措施存在的问题 .....	171
6.大气环境影响后评价 .....	172
6.1大气环境影响回顾 .....	172
6.2已采取的大气污染防治措施有效性评价 .....	175
6.3环境影响评价文件预测结果有效性验证 .....	180
6.4大气污染防治措施存在的问题 .....	181
7.水环境影响后评价 .....	182
7.1水环境影响回顾 .....	182
7.2已采取的水污染防治设施有效性评价 .....	184
7.3水污染防治存在的问题 .....	190
8.声环境影响后评价 .....	191
8.1声环境影响回顾 .....	191
8.2已采取的噪声污染防治措施有效性评价 .....	191
8.3声环境影响预测验证 .....	194

8.4声环境污染防治改进措施 .....	194
9.固体废物环境影响后评价 .....	195
9.1基本情况 .....	195
9.2固体废物环境影响回顾 .....	197
9.3已采取的固体废物处置措施有效性评价 .....	199
9.4固废影响预测验证 .....	204
9.5固体废物污染防治存在的问题 .....	205
10.土壤环境影响后评价 .....	206
10.1土壤环境影响回顾 .....	206
10.2已采取的土壤环境污染防治措施有效性分析 .....	207
10.3土壤环境影响验证 .....	210
10.4土壤环境存在问题及建议 .....	210
11.环境风险影响评价 .....	211
11.1环境风险识别 .....	211
11.2储气库环境风险事故调查 .....	221
11.3环境风险防范及应急措施有效性评价 .....	223
11.4应急管理工作的开展情况 .....	235
11.5应急资源调查 .....	236
11.6现有环境风险防控和应急措施落实情况 .....	241
11.7环境风险防范措施存在的问题 .....	242
11.8环境风险后评价小结 .....	243
12.公众参与和信息公开 .....	244
12.1回顾环评文件公众意见处理情况 .....	244
12.2回顾环保投诉及处理情况 .....	245
12.3后评价公众参与和信息公开情况 .....	245
13.环境保护措施补救方案及改进措施 .....	246
13.1大气环境保护改进措施 .....	246
13.2地下水环境保护改进措施 .....	246
13.3声环境保护改进措施 .....	246
13.4固体废物污染防治及改进措施 .....	246
13.5环境风险防范改进措施 .....	247
13.6环境管理改进措施 .....	247
14.后评价结论与建议 .....	249
14.1后评价结论 .....	249
14.2要求及建议 .....	254

# 1.总则

## 1.1项目由来

呼图壁储气库作业区（以下简称“储气库”）位于准噶尔盆地南缘，横跨呼图壁县与昌吉市两地。储气库工程位于昌吉高新技术产业开发区内和呼图壁县二十里店镇境内。储气库集注站位于呼图壁县东南约1.5km，昌吉市区西北约25km。

2012年，中国石油新疆油田分公司利用呼图壁气田的产气层—紫泥泉子组E<sub>1-2</sub>Z<sub>2</sub><sup>1</sup>和E<sub>1-2</sub>Z<sub>2</sub><sup>2</sup>两个砂层作为储气层，建设呼图壁储气库工程。呼图壁储气库按照新疆地区用气调峰和战略应急储备的双重目标进行方案设计。储气库正常调峰时作为季节用气调峰气库，以保证北疆地区用气为主，主要作用是调节季节性用气峰谷差。储气库作为西二线的应急储备气库，主要作用是当西二线天然气长输管线一旦发生故障、造成新疆及内地停气的局面时，气库内储存的备用天然气，进行应急调度，保证西二线供气的连续性，确保管道下游地区的民用燃气和重要工业设施的用气需求。

2012年，呼图壁储气库工程环评文件于2012年10月通过审批（新环自函〔2012〕333号），2017年1月通过竣工环保验收（新环函〔2017〕9号）。2017年，中国石油新疆油田分公司部署了呼图壁储气库采气系统工艺完善工程，该工程于2017年8月通过审批（昌州环评〔2017〕82号），2019年12月3日通过自主验收。经过五个周期的注采运行，为了满足天然气战略安全并更好地发挥呼图壁储气库的调峰应急作用，考虑在气库有效控制面积之外的潜力区新增补充井位，提升气库采气能力，部署了呼图壁储气库调整工程，2018年新钻12口井（11口注采井，1口监测井）并配套地面工程的建设。工程于2018年9月通过审批（昌州环评〔2018〕55号），2021年3月通过自主验收。

随着呼图壁储气库工程的建设运行，区域环境质量状况发生了一定变化。根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）要求，本次开展环境影响后评价工作。

呼图壁储气库后评价范围内主要建设内容包括集注站1座、集配站（1号、2号、3号集配站）3座，总井数59口，其中43口注采井、5口监测井、2口注水井、9口封堵井，以及内部集输工程，供配电、通信、消防及给排水、热工、自控、建筑等辅助工程。呼图壁储气库工程环评报告书（环评自函〔2012〕333号）中包含的1座双向输气管线末站，1座储气库—706泵站输气管线末站，以及双向输气管线和储气库—706泵站

输气管线，因属于新疆油田分公司油气储运公司管辖，不属于呼图壁储气库作业区管辖范围，故不列入本次后评价范围内。

本次后评价工作主要为区块现场踏勘及资料收集、区域环境质量现状监测及现有污染源监测、化验室分析、数据资料整理研判、报告书编制等工作，最终提交《2025年新疆油田呼图壁储气库环境影响后评价报告书》。

## 1.2后评价目的和原则

### 1.2.1评价目的

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

针对呼图壁储气库工程开发建设的特点，本次评价目的：

(1) 通过实地调查和现状监测，了解开发区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

(2) 通过调查已完成的钻井、天然气处理和集输等生产现状，掌握本项目各个生产阶段主要污染源、污染源种类、排放强度，分析环境污染的影响特征、影响程度，重点调查土壤中重金属浓度现状，通过监测结果分析是否存在石油类及重金属对环境的影响。

(3) 通过调查、分析和现场监测，全面评价开发区域环境背景状况，确定储气库自2020年运行至今环境质量变化情况。

(4) 通过分析储气库开发和生产运行过程中可能发生的风险事故、调查现有事故应急预案和事故防范措施，从中发现呼图壁储气库开发过程中存在的主要环境风险问题。

(5) 通过分析评价呼图壁储气库开发建设对环境的影响，论证储气库主要环保措施的有效性、合理性及清洁生产水平。

(6) 针对储气库生产和污染物排放现状，从污染防治和生态保护的角度提出切实可行的污染防治措施、生态恢复措施、环境管理及风险防范措施。

### 1.2.2评价原则

(1) 坚持“科学、客观、公正”的评价原则。全面反映建设项目的实际环境影响，客观评估各项环境保护措施的实施效果。

(2) 坚持政策性、针对性、科学性和实用性原则。对现行法规政策，认真梳理环境问题，实事求是和客观公正地开展评价工作。

(3) 应坚持与生态环境相协调的原则、污染物达标排放的原则、符合清洁生产的原则、防范环境风险的原则。

(4) 以突出重点和调查环境问题为原则。充分利用现有资料和以往工作成果，缩短评价周期。

### 1.2.3 评价必要性

(1) “以改善环境质量为核心”的环境管理总体要求。为适应贯彻执行以改善环境质量为核心的环境管理总体要求，落实“生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单”约束，紧紧围绕“以改善环境质量为核心”开展环境影响后评价工作。

(2) 环境影响后评价与环境影响评价的衔接。环境影响后评价是当前环境管理制度的重要组成部分，是落实建设项目环境保护事中事后监督管理的重要举措。环境影响评价法规定，在项目建设、运行过程中产生不符合经审批的环境影响评价文件的情形的，建设单位应当组织环境影响的后评价，采取改进措施，并报原环境影响评价文件审批部门和建设项目审批部门备案。其评价内容应根据管理办法规定，实现环境影响后评价与环境影响评价的有效衔接，总结经验，突出重点。

## 1.3 编制依据

### 1.3.1 法律法规与条例

国家和地方性法律法规一览表见表1.3-1。

表1.3-1国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
<b>一</b>	<b>环境保护相关法律</b>		
1	中华人民共和国环境保护法（2014年修订）	12届人大第8次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018年修订）	13届人大第7次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017年修订）	12届人大第28次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2018年修订）	13届人大第32次会议	2022-6-5
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020年修订）	13届人大第17次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016年修订）	12届人大第21次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010年修订）	11届人大第18次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012年修订）	11届人大第25次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2020年修订）	13届人大第12次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国城乡规划法（2019年修订）	13届人大第10次会议	2019-04-23
13	中华人民共和国防洪法（2016年修订）	12届人大第21次会议	2016-09-01
14	中华人民共和国野生动物保护法（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-10-26
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11届人大15次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法	10届人大第29次会议	2007-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	15届人大第5次会议	2019-01-01
19	中华人民共和国森林法（2019年修订）	13届人大第15次会议	2020-07-01
20	中华人民共和国草原法（2013年修订）	12届人大第3次会议	2013-06-29
<b>二</b>	<b>行政法规与国务院发布的规范性文件</b>		
1	建设项目环境保护管理条例（2017年修订）	国务院令682号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017年修订）	国务院令687号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013年修订）	国务院令645号	2013-12-07
4	中华人民共和国河道管理条例（2018年修订）	国务院令698号	2018-03-19
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014年修订）	国务院令653号	2014-07-29
6	中华人民共和国自然保护区条例（2017年修订）	国务院令687号	2017-10-7
7	中华人民共和国森林法实施条例（2018年修订）	国务院令698号	2018-03-19
8	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35号	2011-10-17
9	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17号	2015-04-02
10	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	2013-9-10
11	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31号	2016-05-28
12	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22号	2018-06-27
13	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	中发〔2018〕17号	2018-06-16
<b>三</b>	<b>部门规章与部门发布的规范性文件</b>		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）	生态环境部令第16号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第4号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2025年版）	生态环境部令第36号	2025-1-1
4	产业结构调整指导目录（2024本）	国家发展和改革委员会令第7号令	2024-02-1
5	国家重点保护野生植物名录	国家林业和草原局、农业农村部2021年第15号	2021-9-7
6	国家重点保护野生动物名录	林业部、农业农村部2021年第3号	2021-2-1
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法	环发〔2015〕4号	2015-01-08



	(试行)》的通知		
8	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南(试行)》的通知	环办(2013)103号	2014-01-01
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	2012-07-03
10	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发(2012)98号	2012-08-07
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发(2013)16号	2013-01-22
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评(2018)11号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤(2019)25号	2019-03-28
14	关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告	国环规环评(2017)4号	2017-11-20
15	建设项目环境影响后评价管理办法(试行)	环境保护部令第37号	2016-01-01
16	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评(2020)1号	2020-03-19
17	危险废物经营许可证管理办法(2016修订)	国务院令第666号	2016-02-16
19	挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策	环境保护部公告2013年第31号	2013-05-24
20	排污许可管理办法	生态环境部令第32号	2024-04-1
21	关于做好环境影响评价制度与排污许可制度衔接相关工作的通知	环办环评(2017)84号	2017-11-14
22	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环办环评(2016)150号	2016-10-26
23	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办(2015)113号	2015-12-30
24	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法(试行)>的通知	环发(2015)163号	2015-12-10
<b>四</b>	<b>地方性法规及通知</b>		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修订)	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018年修订)	13届人大第6次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例(2018年修订)	13届人大第6次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例(2018年修订)	13届人大第7次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例(2017年修订)	12届人大第29次会议	2017-05-27
6	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保(2019)4号	2019-01-21
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录(第一批)	新政办发(2007)175号	2007-08-27
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	2021年修订	2021-07-28
9	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函(2002)194号	2002-11-16
10	新疆生态功能区划	新政函(2005)96号	2005-07-14
11	新疆维吾尔自治区危险废物污染防治办法	11届人大第9次会议	2010-05-01
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发(2014)35号	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发(2016)21号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发(2017)25号	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(修订)	新环发(2017)1号	2017-01-01
16	新疆生态环境保护“十四五”规划		2022-05-7
17	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发(2018)80号	2018-03-27
18	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发(2018)20号	2018-12-20
19	关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见	新政发(2016)140号	2016-12-30
20	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划(2018-2020年)》的通知	新政发(2018)66号	2018-09-29
21	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发(2018)23号	2018-09-04
22	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发(2020)162号	2020-09-01

### 1.3.2环评有关技术规定

环评有关技术规定见表1.3-2。

表1.3-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 土壤环境	HJ964-2018	2019-07-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响后评价技术导则	DB65/T4321-2020	2021-02-01
10	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
11	石油化工企业环境保护设计规范	SH T3024-2017	2018-01-01
12	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
13	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01

### 1.3.3建设项目环境影响报告书及其审批部门审批决定

建设项目环境影响报告文件、环评批复、竣工环保验收报告及验收意见汇总见表1.3-3。

表1.3-3呼图壁储气库开发环境影响报告文件、环评批复、竣工环保验收报告及验收意见汇总表

序号	名称	环评编制单位	环评批复	环评批复部门	环评批复时间	验收编制单位	验收批复	验收批复部门	验收批复时间
1	新疆油田呼图壁储气库工程环境影响报告书	北京中油建设项目劳动安全卫生预评价有限公司	新环自函(2012)333号	原自治区环保厅	2012.4.24	自治区监测总站	新环函(2017)9号	原自治区环保厅	2017.1.4
2	呼图壁储气库采气系统工艺完善工程环境影响报告表	新疆天合环境技术有限公司	昌州环评(2017)82号	昌吉回族自治州环境保护局	2017.8.29	中煤科工集团重庆设计研究院有限公司	/	自主验收	2019.12.3
3	呼图壁储气库调整工程	新疆天合环境技术有限公司	昌州环评(2018)55号	昌吉回族自治州环境保护局	2018.9.21	新疆天熙环保科技有限公司	/	自主验收	2021.3.2

### 1.3.4相关文件和技术资料

(1) 委托书。

(2) 呼图壁储气库生产设施情况。包括生产报表、井位部署图、注采管线图等；各站场情况介绍，工艺流程及平面布置；各类环保设施台账；地面工程平面布置图；钻井井号、井位坐标、钻井时间等资料。

(4) 呼图壁储气库自行监测报告（2025年）。

(5) 突发环境应急预案全本及备案表。

(6) 清洁生产审核报告及审核意见。

## 1.4评价内容及评价范围

### 1.4.1评价内容和评价重点

#### 1.4.1.1评价内容

根据储气库项目特点和区域环境特征，结合储气库内各建设项目环境影响评价文件及现行生态环境保护管理要求，本着实用有效的原则合理确定本次后评价内容。

环境影响后评价的主要内容应包括：建设项目过程回顾、建设项目工程评价、区域环境变化评价、环境保护措施有效性评估及环境影响预测验证、环境保护补救方案和改进措施、环境影响后评价结论等。

#### 1.4.1.2评价重点

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

(1) 建设项目工程评价。对工程组成、实施及变动、工程运行、污染源调查、环保设施运行等情况进行调查，界定项目变动情况。

(2) 建设项目过程回顾。梳理环保手续，判定各类工程环保手续的依法、合规性。根据环境管理档案、污染设施运行台账、排污口规范化管理及排污许可手续、例行监测报告、自行监测等，分析环境管理体系完整性。

(3) 区域环境质量变化评价。按大气环境、水环境、声环境、土壤环境等环境要素进行环境质量现状监测，并与历史监测资料进行对比等，分析环境质量变化情况。调查储气库周围区域环境敏感目标变化情况、污染源或其他影响源变化。

(4) 环境保护措施有效性评估及环境影响预测验证。评价分析各要素环境保护措施达标情况，对照现行环境保护法律法规及标准，进行措施有效性评价；按环境要素环境影响预测验证。

(5) 环境保护补救方案与改进措施。根据区域环境质量变化评价、环保措施有效性评价结果，以区域环境质量改善为目标，根据梳理出的环境问题，提出有效的环境保护补救方案与改进措施。

## 1.4.2 评价方法与评价因子

### 1.4.2.1 评价方法

#### (1) 工程概况调查

通过现场调查及资料搜集，对工程项目组成，实施及变动、工程运行、污染源调查、环保设施运行等情况进行调查。

工程实际建设内容发生变动的，应予以说明；不符合环境影响审批文件批复规模的，应对工程实际规模予以说明。根据生态环境部关于印发《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）和关于印发《新疆维吾尔自治区环境影响评价管理中建设项目重大变动界定程序规定》的通知，界定项目变动情况，依据相关法律法规要求，对下一步环保手续的完善提供改进依据。

#### (2) 区域环境质量现状及变化趋势分析

通过对各站场、井场、管线、污染防治设施等进行现场踏勘、调查，合理布设区域环境质量现状监测点，对标统计分析，并与历史监测资料进行对比等，分析区域环境质量变化情况。

生态：生态环境调查采用资料搜集、现场勘查与遥感解译等方法。通过对各站场、各井场、管线、污染防治设施等进行现场踏勘、样方调查、永久占地及临时占地实际测量、遥感等方法，开展现状评价，判定评价区域与生态红线等环境敏感目标的位置关系；对每座井场进行现场调查，了解各井的地表设施现状。

其他要素：通过调查储气库周围区域环境敏感目标变化情况、污染源或其他影响源变化，对评价范围内大气环境、水环境、声环境、土壤环境等环境要素进行环境质量现状监测，监测布点位置及监测因子原则上与环境影响报告书相衔接，并根据工程实际情况和相关规范进行了必要的调整，监测频次、采样要求和监测分析方法按相关规范执行。

#### (3) 环保措施有效性评估

通过对各站场、井场、管线、污染防治设施等进行现场目测、调查、现场取样检测、对标统计分析，并与环评、验收、例行监测等历史监测资料进行对比，对照现行

环境保护法律法规及标准，评估环境影响报告书规定的污染防治、生态保护和风险防范措施是否适用、有效，能否达到国家或者地方相关法律、法规、标准的要求。

#### (4) 环境影响预测验证

根据储气库开发特点，对环境的影响主要是工程建设对生态的破坏和钻井、开发过程中产生的钻井废物贮存、处置对土壤和地下水的影响。本次后评价预测验证的重点是对生态、固体废物的环境影响进行影响预测验证。由于采气废水依托采油二厂81号处理站污水处理系统处理后，达到回注水标准后回注油藏，不外排。锅炉采用天然气等清洁能源。本次采用环境质量历史监测和现状监测数据对比，验证项目实施和运营过程，是否对区域自然环境有明显污染影响，通过环保设施历史监测、本次补充监测数据，验证项目运行过程中配套建设的环保设施、采取的措施是否有效，是否能够稳定达标排放。

本次后评价对各环境要素采用监测验证影响评价结论，判定有效性。

生态影响验证方法：通过现场调查和遥感的方法进行生态环境影响预测验证。现场调查是对每座井场、站场进行全面调查，了解各井、各站的地表设施现状，实地测量井场占地范围，管道临时占地恢复情况，对植被恢复状况进行样方调查，并采用遥感手段对储气库区域近5年的土地利用类型等进行对比、分析。

固体废物影响验证方法：对每口井进行了现场踏勘、调查，初步判断井场遗留固废情况；并通过检测分析2025年后采用钻井不落地处理钻井岩屑是否满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017），进行固体废物影响有效性验证。

#### (5) 环境管理体系完整性

搜集环境管理档案、污染设施运行台账、排污口规范化管理及排污许可手续、例行监测报告、自行监测等，分析环境管理体系完整性；对各项目、地面工程、单井等的环保手续分别进行统计分析，判定各类工程环保手续的依法、合规性。

#### (6) 改进措施

根据建设项目运行后环境影响和环境保护措施有效性评价结果，按生态、地下水保护、水污染防治、大气污染防治、噪声污染防治、固体废物污染防治、环境风险防范等，分别提出改进措施，明确实施进度、预期环境保护效果。

### 1.4.2.2 评价因子

本次环境影响后评价因子见表1.4-1。

表1.4-1评价因子一览表

类别	项目	评价因子
大气环境	现状评价	<b>24小时平均:</b> 总悬浮颗粒物 (TSP)、可吸入颗粒物 (粒径小于等于10微米, PM <sub>10</sub> )、细颗粒物 (粒径小于等于2.5微米, PM <sub>2.5</sub> )、二氧化硫 (SO <sub>2</sub> )、二氧化氮 (NO <sub>2</sub> )、臭氧 (O <sub>3</sub> )、一氧化碳 (CO); <b>1小时平均:</b> SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、CO、硫化氢 (H <sub>2</sub> S)、非甲烷总烃 (NMHC)
	污染源分析	TSP、SO <sub>2</sub> 、氮氧化物 (NO <sub>x</sub> )、H <sub>2</sub> S、NMHC、烟气黑度
	影响评价	TSP、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、H <sub>2</sub> S、NMHC、挥发性有机物 (VOCs)
地表水	现状评价	水温、pH、溶解氧、高锰酸盐指数、化学需氧量 (COD)、五日生化需氧量 (BOD <sub>5</sub> )、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、铁、锰等
	污染源分析	pH、COD、石油类、悬浮物 (SS)、总汞、总镉、总铬、总砷、六价铬、挥发酚、硫化物、氯化物共12项
	影响评价	COD、BOD <sub>5</sub> 、SS、石油类
地下水	现状评价	色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮 (NH <sub>3</sub> -N)、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共计38项
	污染源分析	<b>回注水因子:</b> pH、SS、石油类; <b>生活污水因子:</b> pH、COD、BOD <sub>5</sub> 、NH <sub>3</sub> -N、SS、动植物油类、阴离子表面活性剂
	影响评价	COD、BOD <sub>5</sub> 、SS、石油类
声环境	现状评价	L <sub>eq</sub> (A)
	污染源分析	L <sub>eq</sub> (A)
	影响评价	L <sub>eq</sub> (A)
固体废物	污染源	含油污泥、废机油、建筑垃圾、生活垃圾、随钻泥饼、钻井岩屑
	影响分析	含油污泥、废机油、建筑垃圾、生活垃圾、随钻泥饼、钻井岩屑
环境风险	源项识别	天然气 (甲烷)、凝析油、H <sub>2</sub> S、甲醇
	风险评价	CO、H <sub>2</sub> S
生态	现状调查	土地利用类型、土壤类型、植被类型、植被覆盖度等
	影响评价	占地、生物量损失
土壤环境	现状调查	<b>建设用地土壤现状调查:</b> 砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并 (a) 蒽, 苯并 (a) 芘, 苯并 (b) 荧蒽, 苯并 (k) 荧蒽, 蒽, 二苯并 (a,h) 蒽, 茚并 (1,2,3-cd) 芘、萘、pH、石油烃共计48项因子。 <b>农用地土壤现状调查:</b> pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃共计10项因子。
	影响评价	<b>随钻岩屑:</b> pH、六价铬、铜、锌、镍、铅、镉、砷、苯并[a]芘、含油率、含水率、化学需氧量等。

### 1.4.3评价时段与评价范围

#### (1) 评价时段

本次后评价时段为：项目竣工验收后至2025年10月。

## (2) 评价范围

后评价范围原则上应与环评文件的评价范围一致，当项目实际建设内容发生变更，或环评文件未能全面反映工程运行的实际影响时，可适当调整评价范围。

本次后评价工作范围确定为包括储气库工程内的集注站、集配站、注采井、其他地面设施以及环保设施，后评价面积约41km<sup>2</sup>。

结合原环评各要素评价范围，并综合呼图壁储气库开发特点及污染源现状监测数据，本次环境影响后评价各要素评价范围见表1.4-2。

**表1.4-2评价范围一览表**

序号	环境要素	评价依据	评价范围
1	环境空气	根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)要求划定项目大气评价范围	对站场废气排放对周围的环境影响进行回顾，评价范围以集注站为中心边长5km范围。
2	地下水	根据《环境影响评价技术导则地下水导则》(HJ610-2016)中要求划定评价范围	利用地下水资源的影响及废水排放对地下水水质的影响进行回顾评价，评价范围重点在储气库开发区域。
3	声环境	判定储气库所在区域声环境功能区划、声环境质量变化程度及受建设项目影响人口的数量，根据《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2009)中要求划定评价范围	对储气库开发区的主要噪声源进行分析，对周围声环境的影响进行回顾评价，评价范围为井区及各站场界外1m。
4	环境风险	依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018),判定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，确定评价范围	环境风险评价的范围主要包括集注站、集配站、井场等区域边界向外扩3km的范围。
5	生态环境	依据《环境影响评价技术导则-生态环境》(HJ19-2011)，判定影响区域的生态敏感性和项目的工程占地范围	储气库开发过程中的生产活动、工程占地、配套设施的建设和“三废”排放将对周围地区土壤和植被产生一定程度的影响，评价范围主要为储气库开发区域外延1.0km的范围。
6	土壤环境	依据《环境影响评价技术导则土壤环境》(HJ964-2018)，中要求划定评价范围	分析回顾泥浆、岩屑及其他废液的排放和处置对井场周围及排放点周围土壤产生的影响。

## 1.5 评价标准

### 1.5.1 环境质量标准

#### 1.5.1.1 环境空气

环境空气质量评价中TSP、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub>、CO、O<sub>3</sub>六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m<sup>3</sup>的标准，H<sub>2</sub>S和甲醇参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录D中的1h平均浓度限值10μg/m<sup>3</sup>。指标标准取值见表1.5-1。



表1.5-1环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$			标准来源
		年平均	24小时平均	1小时平均	
1	TSP	200	300	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
2	SO <sub>2</sub>	60	150	500	
3	NO <sub>2</sub>	40	80	200	
4	PM <sub>2.5</sub>	35	75	/	
5	PM <sub>10</sub>	70	150	/	
6	CO	/	4000	10000	
7	O <sub>3</sub>	/	160	200	
8	非甲烷总烃 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	/	/	2.0	参考《大气污染物综合排放标准》详解
9	H <sub>2</sub> S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中浓度参考限值
10	甲醇	/	1000	3000	

### 1.5.1.2地表水

呼图壁储气库位于新疆维吾尔自治区呼图壁县及昌吉市交界境内，储气库区建设范围内无天然地表水体，仅有数条冲沟。

### 1.5.1.3地下水

结合已有的环评及批复，区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准，见表1.5-2。

表1.5-2地下水质量标准值

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色（铂钴色度单位）	$\leq 15$	20	钠（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 200$
2	嗅和味	无	21	总大肠菌群（MPN/100mL或CFU/100mL）	$\leq 3.0$
3	浑浊度（NTU）	$\leq 3$	22	菌落总数（CFU/mL）	$\leq 100$
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐（以N计）（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 1.0$
5	pH（无量纲）	$5.5 \leq \text{pH} < 6.5$	24	硝酸盐（以N计）（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 20.0$
6	总硬度（以CaCO <sub>3</sub> 计）（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 450$	25	氰化物（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 0.05$
7	溶解性总固体	$\leq 1000$	26	氟化物（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 1.0$
8	硫酸盐（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 250$	27	碘化物（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 0.08$
9	氯化物（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 250$	28	汞（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 0.001$
10	铁（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 0.3$	29	砷（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 0.01$
11	锰（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 0.10$	30	硒（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 0.01$
12	铜（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 1.00$	31	镉（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 0.005$
13	锌（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 1.00$	32	铬(六价)（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 0.05$
14	铝（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 0.20$	33	铅（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 0.01$
15	挥发性酚类(以苯酚计)（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 0.002$	34	三氯甲烷（ $\mu\text{g}/\text{L}$ ）	$\leq 60$
16	阴离子表面活性剂（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 0.3$	35	四氯化碳（ $\mu\text{g}/\text{L}$ ）	$\leq 2.0$
17	耗氧量（COD <sub>Mn</sub> 法，以O <sub>2</sub> 计）（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 3.0$	36	苯（ $\mu\text{g}/\text{L}$ ）	$\leq 10.0$
18	氨氮（以N计）（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 0.50$	37	甲苯（ $\mu\text{g}/\text{L}$ ）	$\leq 700$
19	硫化物（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 0.02$	38	石油类（ $\text{mg}/\text{L}$ ）	$\leq 0.05$

### 1.5.1.4声环境

储气库工程位于昌吉高新技术产业开发区内和呼图壁县二十里店镇境内，储气库周边主要为工业集中区，声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类和3类标准。

表1.5-3声环境质量标准

标准来源	类别	噪声限值dB (A)	
		昼间	夜间
《声环境质量标准》（GB3096-2008）	2类	60	50
	3类	65	55

### 1.5.1.5土壤环境

根据项目所在区域环境特征，储气库内地面工程集注站、集配站、井场等建设用地执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1筛选值标准。标准限值见表1.5-4。

表1.5-4《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》表1筛选值标准单位：  
mg/kg

序号	污染物项目	筛选值
		第二类用地
重金属和无机物		
1	砷	60①
2	镉	65
3	铬（六价）	5.7
4	铜	18000
5	铅	800
6	汞	38
7	镍	900
挥发性有机物		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1, 1-二氯乙烷	9
12	1, 2-二氯乙烷	5
13	1, 1-二氯乙烯	66
14	顺-1, 2-二氯乙烯	596
15	反-1, 2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1, 2-二氯丙烷	5
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840
22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270

28	1, 2-二氯苯	560
29	1, 4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
半挥发性有机物		
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并[a]蒽	15
39	苯并[a]芘	1.5
40	苯并[b]荧蒽	15
41	苯并[k]荧蒽	151
42	蒽	1293
43	二苯并[a, h]蒽	1.5
44	茚[1并, 2, 3-cd]芘	15
45	萘	70
石油烃类		
46	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	4500
注：①具体地块土壤中污染物检测含量超过筛选值，但等于或者低于土壤环境背景值（见3.6）水平的，不纳入污染地块管理。土壤环境背景值可参见附录A。		

储气库地面工程场站外的荒地、林地、草地等土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1筛选值标准，见表1.5-6。

表1.5-5 《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》表1筛选值

序号	污染物名称	单位	风险筛选值 (pH>7.5)
1	Cu≤	mg/kg	100
2	Zn≤	mg/kg	300
3	As≤	mg/kg	25
4	Ni≤	mg/kg	190
5	Pb≤	mg/kg	170
6	Cd≤	mg/kg	0.6
7	Cr≤	mg/kg	250
8	Hg≤	mg/kg	3.4

## 1.5.2 污染物排放标准

### 1.5.2.1 废气

储气库工程注气期和平衡期在正常工况下无废气排放。采气期，废气污染源主要包括集注站内加热炉、锅炉烟气和罐区无组织排放。

呼图壁储气库横跨呼图壁县与昌吉市两地，处于乌-昌-石大气联防联控区内，属于重点区域，根据《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020年）》（新政发〔2018〕66号文）（2018年9月29日发布），集注站的加热炉和锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3锅炉大气污染物特别排放限值。

非甲烷总烃和甲醇无组织排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的无组织排放监控浓度限值；H<sub>2</sub>S无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准。具体标准值如表1.5-6。

表1.5-6大气污染物排放标准

污染物	最高允许排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> ) (表3)	最高允许排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> ) (表1)	标准来源
NO <sub>x</sub>	150	400	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)
SO <sub>2</sub>	50	100	
颗粒物	20	30	
非甲烷总烃 (厂界外)	4.0		《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的无组织排放监控浓度限值
甲醇	12		
H <sub>2</sub> S	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准

### 1.5.2.2 废水

#### (1) 生产废水

储气库产生的采气废水主要来自地层采出水。产生于采气期天然气处理过程中，由闪蒸分离器油水分离及乙二醇再生分离出的废水，称为采气废水。废水中主要污染物为SS、COD、石油类和挥发酚。采气废水在集注站内分离后排入埋地污泥罐后定期装车拉运至采油二厂81号处理站污水处理系统处理达到回注水标准后回注现役油藏。

回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的渗透率 $>1.5\mu\text{m}^2$ 有关标准，标准值见表1.5-7。

表1.5-7《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)

注入层平均空气渗透率, $\mu\text{m}^2$		$\leq 0.01$	$>0.01-\leq 0.05$	$>0.05-\leq 0.5$	$>0.5-\leq 1.5$	$> 1.5$
控制 指标	悬浮固体含量, mg/L	$\leq 1.0$	$\leq 2.0$	$\leq 5.0$	$\leq 10.0$	$\leq 30.0$
	悬浮物颗粒直径中值, $\mu\text{m}$	$\leq 1.0$	$\leq 1.5$	$\leq 3.0$	$\leq 4.0$	$\leq 5.0$
	含油量, mg/L	$\leq 5.0$	$\leq 6.0$	$\leq 15.0$	$\leq 30.0$	$\leq 50.0$
	平均腐蚀率, mm/a	$\leq 0.076$				
	SRB, 个/ML	$\leq 10$	$\leq 10$	$\leq 25$	$\leq 25$	$\leq 25$
	IB, 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
	TGB, 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$

#### (2) 生活污水

本次后评价范围内的办公生活区主要位于集注站内。根据《关于新疆油田呼图壁储气库工程环境影响报告书的批复》(新环自函(2012)333号,新疆维吾尔自治区环境保护厅,2012年4月24日)及《关于新疆油田呼图壁储气库工程竣工环境保护验收合格的

函》（新环自函〔2017〕9号，新疆维吾尔自治区环境保护厅，2017年1月4日）要求，站内生活污水经化粪池处理后，与其它生产废水一起排入昌吉高新技术产业开发区排水管网，最终统一送至开发区污水处理厂处理。生活污水排入昌吉高新开发区污水处理厂执行《污水综合排放标准》(GB8978-1996)表4中的三级标准，满足污水处理厂进水水质标准；生活污水经污水处理厂处理后满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准后，排入高新区生态灌溉项目蓄水池中，综合利用。

**表1.5-8生活污水排入污水处理厂水质标准**

废水名称	标准限值(除pH值外, mg/L)						来源
	pH值	COD	石油类	SS	氨氮	动植物油	
生活污水	6-9	500	20	400	—	100	GB8978-1996表4三级标准

### 1.5.2.3噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；根据储气库各站场所处区域，集注站、2#集配站和3#集配站位于昌吉高新技术开发区内，周边主要为园区企业，厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类标准；1#集配站位于呼图壁县二十里店镇境内，站场周边200m范围内主要为农田、林地，厂界噪声执行2类标准，具体标准限值见表1.5-9。

**表1.5-9环境噪声排放标准**

标准来源	类别	噪声限值dB (A)	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2类	60	50
	3类	65	55

### 1.5.2.4固体废物

工程施工区产生的固体废弃物主要来自钻井过程产生的岩屑、废弃泥浆、少量生活垃圾和含油危废。储气库注采期产生的工业固废主要为分离器检修和清管收球作业产生的废渣以及压缩机废润滑油。

根据储气库工程产生的各种固体废弃物的性质和去向分别明确，其中钻井固体废物参照执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)要求；含油污泥满足《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）要求；生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2024）；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。

### 1.5.3评价标准的变化情况

随着环保管理的日趋严格，早期已完成环境影响评价工作使用的评价标准与本次后评价所采用评价标准变化见表1.5-10。

表1.5-10评价标准变化情况表

序号	标准	已做环评报告采用标准	本次后评价采样标准
1		2016年之前执行《环境空气质量标准》（GB3095-1996）（含修改单）中二级标准；2016年之后执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准
2	环境质量标准	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准
3		《地下水质量标准》（GB/T14848-93）中III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类执行	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类执行
4		《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）二级标准，石油类最高允许含量选用“六五”国家《土壤环境含量研究》提出的建议标准（300mg/kg）	井场、站场内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。井场、站场外等草地、林地等土壤基本项目执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB15618-2018）表1筛选值标准
5		《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类、3类标准	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类和3类标准
6		《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类和3类标准	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类和3类标准
7	污染物排放标准	工业炉窑大气污染物排放标准（GB9078-1996）二级标准；2014年之前执行锅炉大气污染物排放标准（GB13271-2001）中二类区标准，2014年之后执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值；《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放浓度限值	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表1和表3大气污染物排放浓度限值；集注站、集配站、井场厂界外非甲烷总烃无组织排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放浓度限值，站场内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）无组织排放限值要求
8		生活排放污水执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表4中的三级标准	《污水排入城镇下水道水质标准》（GB/T31962-2015）表1中B等级标准
9		生产废水《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准	采气废水经处理后执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准
10		-	钻井废弃物参照《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关规定执行

### 1.6环境保护目标

储气库位于昌吉市新技术开发区内和呼图壁县二十里店镇境内，建设区内没有自然保护区、饮用水源保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标。区域内自然植被稀疏，主要由琵琶柴、假木贼、蒿类、猪毛菜组成；人工植被主要是农田及防护林。评价范围内新增开发区园区企业。评价范围内的主要环境敏感点为周边的集中居民区等，见图1.6-1~1.6-4，主要环境保护目标见表1.6-1。

表1.6-1环境保护目标一览表

环境要素	环境保护目标	与储气库工程相对方位		环境功能区划	保护级别	保护要求	备注
环境空气	新户村	集注站	站址东, 最近距离约1.9km	二类功能区	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准	不改变区域环境空气功能	约有居民120户, 600人。
	榆树沟村		站址东, 最近距离约3.6km				约有居民100户, 500人。
	东滩村六组		站址西西北, 最近距离约2.7km				约有居民30户, 150人。
	小土古里村四队		站址西南, 最近距离约4.3km				约有居民80户, 400人。
	东滩村一队		站址西北, 最近距离约3.2km				约有居民120户, 600人。
	东滩村		站址北, 最近距离约3.7km				约有居民100户, 500人。
	东滩村小学		站址北, 最近距离约4.2km				约有师生100人
	东滩村六组	1#集配站	站址西北, 最近距离约0.9km				约有居民30户, 150人。
	小土古里牧业大队		站址西, 最近距离约2.0km				约有居民50户, 250人。
	红光二队		站址西, 最近距离约3.2km				约有居民50户, 250人。
	四工村		站址西西北, 最近距离约3.7km				约有居民120户, 600人。
	二十里店镇		站址西北, 最近距离约3.5km				约有居民200户, 1000人。
	东滩村一队		站址北, 最近距离约3.2km				约有居民120户, 600人。
	小土古里村五队		站址西南, 最近距离约2.7km				约有居民50户, 250人。
	小土古里村四队		站址西南, 最近距离约2.7km				约有居民80户, 400人。
	小土古里村三队		站址西南, 最近距离约3.3km				约有居民100户, 500人。
	新户村		2#集配站				站址东, 最近距离约3.0km
	榆树沟村	站址东, 最近距离约3.5km					约有居民100户, 500人。
	小土古里村四队	站址西南, 最近距离约4.5km					约有居民80户, 400人。
	东滩村六组	站址西西北, 最近距离约3.2km					约有居民30户, 150人。



	东滩村一队		站址西北，最近距离约3.7km				约有居民120户，600人。
	新户村	3#集配站	站址东，最近距离约1.0km				约有居民120户，600人。
	榆树沟村		站址东，最近距离约2.5km				约有居民100户，500人。
	东滩村六组		站址西北，最近距离约4.1km				约有居民30户，150人。
	东滩村一队		站址西北，最近距离约4.4km				约有居民120户，600人。
	上庄村		站址东，最近距离约4.6km				约有居民180户，720人。
	下庄村		站址东北，最近距离约4.8km				约有居民90户，360人。
地表水环境	三屯河		榆树沟镇东部三屯河下游，距离储气库东部约10km	III类功能区	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准	不对地表水产生污染影响	呼图壁储气库双向输气管线穿越三屯河，双向外输管线不在本次后评价范围内，三屯河与本次后评价工程有间接联系。
地下水环境	深层承压水和浅层地下水	储气库内及周边	III类功能区	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准	不对评价区域地下水产生污染影响		
生态环境	林地	储气库内	准噶尔盆地南部荒漠绿洲生态农业区	农业用地	不改变生态功能，防止生态破坏	人工苗圃	
	农田	储气库内				一般耕地	

**图1.6-1 集注站周边5km范围内集中居民区分布**

图6.1-2 1#集配站周边5km范围内集中居民区分布

图1.6-3 2#集配站周围5km范围内集中居民区分布

图1.6-43#集配站周围5km范围内集中居民区分布

## 1.7 工作程序

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

### (1) 前期准备阶段

新疆创青晨环保科技有限公司接受评价委托后，即组织技术人员进行了环境现状初步调查和资料收集，结合有关规划和当地环境特征，按国家和自治区环境保护法律法规、规范、标准的要求，开展本次环境影响后评价工作。

收集现行环境保护法律法规及政策标准、环评文件、竣工环保验收(或调查)、相关工程设计等相关文件，项目日常运行过程中的环境监测、环境管理等相关资料，在充分研读的基础上，开展现场踏勘，对项目建设情况、环保设施建设及运行情况、周边环境变化情况等进行实地调查和验证，确定评价范围、评价时段、评价重点、评价方法、敏感点和环境保护目标等。

### (2) 调查分析与评价阶段

在第一阶段的基础上，做进一步的工程评价，进行充分的环境现状调查，并采用相应的标准和方法，开展现状监测，进行建设工程回顾和工程评价，环境质量评价，分析验证环境影响评价预测的正确性，对环保措施的有效性进行评价，识别项目运行过程中存在的环境问题，提出改进及补救措施。

### (3) 环境影响评价文件编制阶段

汇总、分析调查分析与评价阶段工作所得的各种资料、数据，根据工程的环境影响、法律法规和标准等的要求，提出环境保护补救方案和改进措施。从环境保护的角度，针对项目特点与区域环境特征以及已产生的环境影响，给出后评价结论和提出进一步开展环境影响后评价工作的建议，并最终完成环境影响后评价报告书编制。环境影响后评价的工作程序见图1.7-1。

图1.7-1建设项目环境影响评价工作程序图

## 2.后评价区块建设项目工程评价

### 2.1储气库开发历程

#### 2.1.1后评价项目总体概况

项目名称：2025年新疆油田呼图壁储气库环境影响后评价

建设单位：中国石油新疆油田分公司

建设地点：呼图壁储气库位于昌吉高新技术产业开发区内和呼图壁县二十里店镇境内，横跨呼图壁县与昌吉市两地。集注站位于呼图壁县东南约1.5km，昌吉市区西北约25km，隶属于新疆油田呼图壁储气库作业区管辖，后评价面积约41km<sup>2</sup>，集注站地理坐标为东经\*\*\*\*，北纬\*\*\*\*。地理位置图见图2.1-1。

工程内容：集注站1座、集配站（1号、2号、3号集配站）3座，总井数59口，其中43口注采井、5口监测井、2口注水井、9口封堵井，以及储气库内部集输管网和道路等。呼图壁储气库现有地面工程设施情况一览表见表2.1-1。呼图壁储气库总体布局见图2.1-2，其中昌吉站、706泵站和中间阀池，以及双向输气管线和储气库—706泵站输气管线不属于呼图壁储气库作业区管辖范围，故不纳入本次后评价范围内。

表2.1-1呼图壁储气库后评价范围内工程量一览表

序号	工程	组成	基本概况	
1	主体工程	井场	注采井	43口注采井
			监测井	5口监测井
			注水井	2口注水井
			封堵井	9口封堵井
		集注站	集注站内建有4套700×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d天然气处理装置、8台注气压缩机、3台采气压缩机、4套露点控制装置和1套150t/d凝析油处理装置，并配套乙二醇回收、空氮、自控、仪表、供电、消防等。	
		集配站	1#集配站	进站注采井9口，设计注、采气规模分别为4×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d、7.36×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d，2024年实际注、采规模分别为1.56×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d、3.04×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d。
			2#集配站	进站注采井17口，实际注、采规模分别为6.94×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d、1.217×10 <sup>7</sup> m <sup>3</sup> /d。
			3#集配站	注采井15口，设计注、采气规模分别为5.76×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d、1.068×10 <sup>7</sup> m <sup>3</sup> /d。实际注、采规模分别为1.56×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d、3.04×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d。
内部集输工程	单井注采管道44.15km；采气干线8.63km；注气干线6.77km。			
	办公楼	综合办公楼1座		

2	辅助工程	仓库	维修车间及库房1座	
		门卫房	安检警卫房1座	
3	公用工程	供电	采用110kV双电源供电，两个电源分别由锦华变电所和昌吉变电所引接。输电线路总长度约26.82km。集注站界区内设110kV变电所1座。	
		给排水	集注站生活用水和消防用水均依托昌吉高新技术产业开发区给水系统，饮用水采用桶装纯净水。集注站排放的废水主要包括生活污水、采气废水和其它生产废水。生活污水经化粪池处理后，与其它生产废水一起排入昌吉高新技术产业开发区排水管网，最终统一送至开发区污水处理厂处理。采气废水委托新疆油田分公司采油二厂进行处理。	
		供气	呼图壁储气库气源为西气东输二线。呼图壁储气库燃气用户燃料气系统的燃料来源于凝析油稳定装置的闪蒸气和脱水脱烃装置的闪蒸气，不足部分由产品干气补充。	
		供热	生产供热：集注站内设置3台（2用1备）800kW热媒炉、3台相变炉（1.5MW、2.9MW、4.6MW）。 生活供热：2台（1用1备）电热水采暖锅炉。	
		道路	巡井道路4.29km。	
4	环保工程	废水	生产废水	采气废水外运委托中国石油新疆油田分公司内部单位(采油二厂)处理。锅炉排水、化验室排水、地面拖洗水排入开发区污水管网，最终排入开发区污水处理厂处理。
			生活污水	工程注采单井井口和3座集配站无人值守，无生活污水排放；集注站生活污水产生量约4.32m <sup>3</sup> /d，经化粪池简易沉淀处理后，排入昌吉高新技术产业园开发区污水管网，由开发区污水处理厂进行处理。
		废气	天然气放空火炬5座，位于集注站北侧和3座集配站外。	
		噪声	基础减振、建筑物隔音、消音等。	
		固废	废分子筛由厂家回收；运营期产生的清管废渣、分离器检修废渣存于排污罐中，由第三方检修单位克拉玛依三达有 限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。小维修含油抹布混入生活垃圾中，大检修由专业检修单位带回交由相应危废资质单位处置。 生活垃圾由昌吉高新区市政公用事业管理中心拉运处置。	
5	依托工程	采油二厂81号处理站污水处理系统	储气库采气废水及井下作业废水依托采油二厂81号处理站。81号处理站采出水处理工艺采用“重力沉降+混凝沉降+压力过滤”处理工艺，设计处理规模为17000m <sup>3</sup> /d，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）有关标准限值后回注。	
		昌吉高新区产业园区污水处理厂	储气库生活污水、锅炉排污水、化验室排水及地面拖洗水等经过预处理后，经园区管网排入高新区污水处理厂处理。污水处理厂出水水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准。	



图2. 1-1呼图壁储气库地理位置示意图

图2.1-2呼图壁储气库及外输工程总体布局图

## 2.1.2气藏地质特征

### 2.1.2.1地层特征

呼图壁气田自上而下发育的地层依次为第四系西域组(Q<sub>1x</sub>)，厚度412m~467m，平均429m；新近系独山子组(N<sub>2d</sub>)，厚度1246.5m~1388.5m，平均1341m；塔西河组(N<sub>1t</sub>)，厚度399m~491m，平均440m；沙湾组(N<sub>1s</sub>)，厚度253m~328m，平均297m；古近系安集海河组(E<sub>2-3a</sub>)，厚度738m~947.5m，平均850m；紫泥泉子组(E<sub>1-2z</sub>)，厚度575m；白垩系上统东沟组(K<sub>2d</sub>)，厚度671m(未穿)。目的层紫泥泉子组与上覆安集海河组(E<sub>2-3a</sub>)、下伏东沟组(K<sub>2d</sub>)呈整合接触。

紫泥泉子组自下而上分为E<sub>1-2z1</sub>、E<sub>1-2z2</sub>、E<sub>1-2z3</sub>三个砂层组，每个砂层组又划分为2个砂层。气层分布在E<sub>1-2z2</sub>砂层组的E<sub>1-2z2</sub><sup>1</sup>砂层底部和E<sub>1-2z2</sub><sup>2</sup>砂层顶部。

表2.1-2呼图壁气田地层划分及岩性描述

界	地层			地层代号	厚度m	岩性描述
	系	统	组			
新生界	第四系	下更新统	西域组	Q <sub>1x</sub>	412 ~ 467	灰色砂砾岩、砂质小砾岩为主夹褐灰色泥岩
		新近系	上新统	独山子组	N <sub>2d</sub>	1246.5 ~ 1388.5
	中新统		塔西河组	N <sub>1t</sub>	399 ~ 491	棕褐色、灰绿色泥岩、粉砂质泥岩夹薄层棕色粉砂岩及泥质砂岩
			沙湾组	N <sub>1s</sub>	253 ~ 328	灰白色不等粒砂岩、含砾泥质不等粒砂岩及砂质泥岩不等厚互层
	古近系	渐新统	安集海河组	E <sub>2-3a</sub>	738 ~ 947.5	上部为灰绿、浅灰绿、棕色泥岩为主，夹细粉砂岩，中下部为棕、绿灰色粉砂质泥岩与砂岩不等厚互层
		始新统				
		古新统	紫泥泉子组	E <sub>1-2z</sub>	575	中上部为棕色泥岩、砂质泥岩与含砾不等粒砂岩及细砂岩互层，底部为含砾不等粒砂岩、泥质细砂岩夹泥岩及砂质泥岩
中生	白垩系	上统	东沟组	K <sub>2d</sub>	671(未穿)	上部以棕褐色砂岩为主夹少量硅质泥岩，中下部为棕褐色中、细砂岩、粉砂岩与砂质泥岩不等厚互层

### 2.1.2.2构造特征

准噶尔盆地南缘山前属北天山山前拗陷，为一大型持续沉积拗陷。呼图壁背斜位于南缘山前褶皱带第三排构造带的东端，主要形成于喜马拉雅期的构造运动有关。目的层紫泥泉子组构造形态为近东西向展布的长轴背斜，并被呼图壁

断裂切割成两个断背斜(见图2.1-3)。下盘发育了呼图壁北断裂,使背斜西部呈两条断裂夹持的条带状构造。

表2.1-3呼图壁气田紫泥泉子组气藏圈闭要素

圈闭名称	层位	圈闭类型	面积(km <sup>2</sup> )	闭合度(m)	高度埋深(m)	溢出点海拔(m)
呼图壁背斜下盘	E <sub>1-2</sub> Z <sub>2</sub> <sup>1</sup>	断背斜	26.1	145	3505	-3100

图2.1-3呼图壁气田紫泥泉子组顶部构造图

### 2.1.2.3圈闭密封性评价

#### (1) 断层密封性评价

##### ①断层纵向密封性

紫泥泉子组上覆的安集海河组地层岩性为湖相-半深湖相泥岩,在本区平均厚约847m,为一套稳定的区域盖层,从地震解释成果来看,呼图壁断裂断开侏罗系(J)至新近系(N)地层,虽然呼图壁断裂断穿了安集海河组区域盖层,断层断距为60m~200m左右,但由于该断裂为挤压型的逆断层,加之区域盖层厚度大,因此推断该断层在垂向上具备密封作用。同时从生产动态资料上来看,工区内所有井在安集海河组上部的地层中均未见油气显示,进一步证明了呼图壁断裂在垂向上是密封的。

呼图壁北断裂、呼001井北断裂垂向上均未断穿本区的区域盖层,即安集海河组的泥岩地层,因此断层在垂向上具有密封作用。

##### ②断层侧向密封性

目的层紫二段地层厚度为110m左右，其中单砂体厚度更薄，均在10m左右，呼图壁断裂断距较大，约60m~200m，断开紫二段储层，呼图壁北断裂和呼001井北断裂断距较小，约20m~40m，未断开储层，因此主要研究呼图壁断裂的侧向密封性。

从地震解释成果上来看，呼图壁断裂下盘紫二段地层直接与上盘紫一段地层对接，测井解释成果分析表明，紫二段储层以细、粉砂岩为主，物性好，而紫一段地层岩性明显变细，粉砂岩为主，泥质含量增加，物性变差。同时测井解释结果还表明，呼图壁断裂上盘紫泥泉子组泥岩厚度较下盘明显偏厚(见表

2.1)，而且，越靠近断面，泥岩厚度越厚(呼003井厚约108.5m)，随着上盘泥质含量的增加，断层两侧易于形成砂泥并置局面。因此从断层两侧岩性对接关系上来看，断层在侧向上具有一定的密封性。

表2.1-4呼图壁气田紫泥泉子组泥岩厚度统计表

井名	断层上盘		断层下盘							
	呼003	呼002	呼2	呼001	HU2002	HU2003	HU2004	HU2005	HU2006	HU2008
泥岩厚度 (m)	108.50	75.75	88.25	58.75	40.75	69.75	43.25	66.10	36.25	77.40

综合上述分析，工区内的三条断裂在垂向上都具备密封性，南部呼图壁大断裂在侧向上具备密封性，因此圈闭的密封条件较好。

## (2) 盖层密封性分析

### ①区域盖层

区域盖层的稳定分布是储气库整体封闭条件好的有力保障，从本区钻遇地层情况来看，在紫泥泉子组上段普遍发育一套安集海河组泥岩盖层，可以作为本区一套稳定的区域性盖层。从盖层的岩性来看，主要为灰色、灰绿色泥岩，属于湖相一半深湖相沉积；从盖层的厚度上来看，厚约838m，且全区稳定分布，因此本区的储层区域盖层岩性好，厚度大，平面分布广泛，是有效的区域盖层。

### ②直接盖层

储层紫泥泉子组二段直接盖层为上覆的一套泥岩，质地比较纯，分布较为稳定，虽然其厚度较薄，从井的钻遇情况来看厚度约在6.84m~9.46m，平均为8.03m，该套泥岩层以工区西南部与气藏区厚度最大，基本大于7m，HU2005、HU2006、呼001井相对较厚，基本在8m~9m之间。向西该套泥岩层减薄，呼002井厚度小于5m，但泥岩盖层随着埋深的增加，其压实程度增高，孔隙度、渗透率随之减小，排驱压力增大，其封闭性能也不断增高。研究区直接盖层的埋深大于3000m，并且呼图

壁气田已经经历了长期的地史时期未遭到破坏,说明其盖层条件及盖层的封闭性是很好的,封闭类型为物性封闭(即毛管压力封闭)。因此,从岩性和厚度的条件上来看,直接盖层条件较好,满足储气库建设的要求。

#### 2.1.2.4 沉积与储层特征

呼图壁气田紫泥泉子组为退积性三角洲沉积。储层属于中等孔隙、中等渗透率、中等喉道、中等一强水敏性的好的储气层。

#### 2.1.2.5 地层流体性质

##### (1) 天然气

气藏为受构造岩性控制,为带边底水的中孔、中渗凝析气藏。天然气具有“二低一高”和不含硫的特点。天然气相对密度较低,为0.5892~0.6269,平均0.5999;非烃含量较低,二氧化碳含量为0.34%~1.2%,平均0.75%;甲烷含量高,为92.44%~94.30%,平均93.51%。

##### (2) 凝析油

气井地面凝析油颜色为透明的淡黄色。凝析油密度0.7731g/cm<sup>3</sup>~0.7839g/cm<sup>3</sup>,平均0.7801g/cm<sup>3</sup>,石蜡含量1.23%~3.34%,平均2.39%;凝固点-12°C~-20°C,平均-14.26°C,初馏点79°C~110°C,平均97°C;地面30°C温度下黏度1.016mPa·s~1.140mPa·s,平均1.087mPa·s。

##### (3) 地层水

紫泥泉子组地层水氯根含量2758mg/L~9974mg/L,硫酸根含量为2157.5mg/L,碳酸氢根含量为391.2mg/L,总矿化度12834mg/L~16188mg/L,水型为Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>型。

### 2.1.3 储气库建设情况

#### 2.1.3.1 气田区域勘探开发过程回顾

呼图壁气田勘探工作始于1952年。1996年8月6日,部署的预探井呼2井射开古近系紫泥泉子组3588.5m~3591.5m和3602.5m~3608.5m井段后,发生强烈井喷,喷出天然气,获得日产天然气78.3×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>,日产凝析油18.82m<sup>3</sup>的高产工业油气流,从而发现了呼图壁气田。1998年4月该气藏投入开发,是新疆油田公司在准噶尔盆地南缘开发的第一个整装气田。截至2012年,气田共完钻13口井,其中探井2口,包括呼1和呼2;评价井2口,包括呼001和呼002;开发井6口,包括H2002-H2008。污水回注井

1口。2012年气田开井7口，日产气 $120 \times 10^4 \text{m}^3$ ，气藏累计采出天然气 $52.84 \times 10^8 \text{m}^3$ ，采气速度3.47%，采出程度41.9%。地层压力16.5MPa，处于稳产阶段的后期。

新疆石油管理局委托新疆环境保护科学研究所和中国石油大学(华东)共同承担了呼图壁气田的环境影响评价工作，并获得了新疆自治区环保局的批复。2003年，新疆自治区环保局组织完成了该气田的环境保护竣工验收工作。呼图壁气田工程不在本次后评价范围内。

### 2.1.3.2呼图壁储气库建设过程

呼图壁气田经过12年衰竭式开发，气藏连通性好，压降幅度与天然气采出程度匹配较好，动态储量复核结果可靠程度较高。

2012年，中国石油新疆油田分公司利用呼图壁气田的产气层—紫泥泉子组E<sub>1-2</sub>Z<sub>2</sub><sup>1</sup>和E<sub>1-2</sub>Z<sub>2</sub><sup>2</sup>两个砂层作为储气层，建设呼图壁储气库工程。该工程新部署总井数35口，其中注采井30口、注水井2口、监测井4口；集注站1座、集配站3座，首站2座，双向输气管线末站1座，储气库-706泵站输气管线末站1座。储气库内部单井注采管线34km、注气干线6.4km、采气干线6.4km，外输管线35.4km，储气库—706泵站输气管线9.0km。工程于2012年4月24日通过审批（新环自函〔2012〕333号），2017年1月4日通过验收（新环函〔2017〕9号）。由于1座双向输气管线末站，1座储气库-706泵站输气管线末站，以及双向输气管线和储气库—706泵站输气管线属于新疆油田分公司油气储运公司管辖，不属于呼图壁储气库作业区管辖范围，故不列入本次后评价范围内。

2017年，中国石油新疆油田分公司部署了呼图壁储气库采气系统工艺完善工程，主要工程内容为在集注站设置3座加热炉（1.5MW水套加热炉，2.9MW水套加热炉，4.6MW水套加热炉），1、2、3号集配站各分别设置一座注甲醇橇，注醇量分别为 $0.1 \text{m}^3/\text{h}$ 、 $0.21 \text{m}^3/\text{h}$ 、 $0.15 \text{m}^3/\text{h}$ 。该工程于2017年8月29日通过审批（昌州环评〔2017〕82号），2019年12月3日通过自主验收。

储气库于2013年开始第一周期注采运行，缓解了北疆地区冬季用气调峰紧张的局面。截至2018年3月16日，已完成五个周期的注采运行，共投运正常注采井25口，累积注气 $82.49 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累积采气 $49.15 \times 10^8 \text{m}^3$ 。经过五个周期的注采运行，气库储层连通状况得到改善，东西区压力趋于平衡，气井注采气能力逐步提升，气库达容率逐步增大，第五周期注气末期库存量达 $98.16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，达容率91.7%。为了满足天然气战略安全并更好地发挥呼图壁储气库的调峰应急作

用，考虑在气库有效控制面积之外的潜力区新增补充井位，提升气库采气能力，2018年新钻12口井（11口注采井，1口监测井）并配套地面工程的建设。工程于2018年9月21日通过审批（昌州环评〔2018〕55号），2021年3月2日通过自主验收。

### 2.1.3.3呼图壁储气库定位

储气库按照新疆地区用气调峰和战略应急储备的双重目标进行方案设计。

#### （1）季节用气调峰

储气库正常调峰时作为季节用气调峰气库，以保证北疆地区用气为主，主要作用是调节季节性用气峰谷差，同时在冬季由储气库通过克-乌输气管线来调配北疆地区各用气点气量，减少或停止从西二线向北疆供气的气量，从而保证向西二线下游用户冬季用气需要，起到间接调配西二线气量的作用。

#### （2）应急

储气库作为西二线的应急储备气库，主要作用是当西二线天然气长输管线一旦发生故障、造成新疆及内地停气的局面时，气库内储存足够多的备用天然气，实现进行应急调度，保证西二线供气的连续性，确保管道下游地区的民用燃气和重要工业设施的用气需求。

储气库与准噶尔输气管网和西二线的位置管线见图2.1-4。

图2.1-4呼图壁储气库与周边输气管网（线）相对位置

## 2.1.4储气库注采现状及产品指标

### 2.1.4.1储气库注采现状



呼图壁储气库隶属于新疆油田呼图壁储气库作业区管辖。截至后评价阶段，储气库共有43口注采井，天然气和凝析油在集注站进行处理。

注采运行周期：

采气期：11月1日—3月30日，共150天；

注气期：4月16日—10月15日，共180天；

平衡期：4月1日—4月15日，共15天；10月16日—10月31日，共15天。

呼图壁储气库2022年~2024年实际注气量、采气量、产油量、产液量等见表2.1-5。2024年，储气库注气量共 $18.36 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，采气量 $21.78 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

表2.1-5呼图壁储气库2022年~2024年产量数据表

产量 年度	注气量 ( $10^8 \text{m}^3/\text{a}$ )	采气量 ( $10^8 \text{m}^3/\text{a}$ )	产油量 (t/a)	产水量 (t/a)	产液量 (t/a)
2022年	17.54	15.57	1873.07	2159.09	4032.16
2023年	13.78	15.71	2553.09	2055.65	4608.74
2024年	18.36	21.78	5959.15	3176.88	9136.03

数据来源：呼图壁储气库生产报表。

#### 2.1.4.2储气库产品指标

##### (1) 天然气

集注站露点控制装置处理后产品气外输进西二线，交接天然气质量要求满足《天然气》（GB17820-2018）中一类气技术指标要求，烃水露点满足《进入天然气长输管道的气体质量要求》（GB/T37124-2018）的要求，比输送条件下最低环境温度低 $5^\circ\text{C}$ ，冬季按 $-5^\circ\text{C}$ 设计。外输产品气的参数、质量指标见表2.1-6。

表2.1-6天然气产品质量指标

项目	数值	压力 (MPa)	温度
烃露点 ( $^\circ\text{C}$ )	$\leq -5$	9.0~10.8	5~ $40^\circ\text{C}$
水露点 ( $^\circ\text{C}$ )	$\leq -5$		

##### (2) 稳定凝析油

露点控制装置分离出的凝析油和轻烃进已建凝析油稳定装置。稳定凝析油产品质量要求满足《凝析气田地面工程设计规范》（SY/T0605-2016）中的要求。外销的稳定凝析油参数、质量指标见表2.1-7。

表2.1-7凝析油产品质量指标

序号	项目	数值	规范要求
1	进罐温度 ( $^\circ\text{C}$ )	$< 40$	-
2	水含量(质量分数)	$< 0.5\%$	-
3	饱和蒸汽压 (kpa)	$< 70$	$\leq 70$

#### 2.1.5地面工程建设现状

呼图壁储气库位于昌吉高新技术产业开发区内和呼图壁县二十里店镇境内，横跨呼图壁县与昌吉市两地。截至2025年10月底，根据现场调查结合收集资料，呼图壁储气库后评价范围内主要工程内容有集注站1座、集配站（1号、2号、3号集配站）3座，总井数59口，其中43口注采井、5口监测井、2口注水井、9口封堵井，以及储气库内部集输管网和巡井道路等。呼图壁储气库后评价范围内工程量一览表见表2.1-1。

### 2.1.5.1单井

呼图壁储气库后评价范围内总井数为59口，其中注采井43口，监测井5口，注水井2口，封堵井9口。主要井场数量统计详见表2.1-6。井位部署图见图2.1-5。

表2.1-6主要井场数量统计

项目	注采井	监测井	注水井	封堵井	合计
井数	43口	5口	2口	9口	59口

#### (1) 注采井

纳入呼图壁储气库后评价范围的注采井43口，具体见表2.1-4。

注采井场无人值守，设置高低压紧急切断、投球、仪表检测、电视监控等设施，预留防冻剂注入设施，采气树设置安全保护(井下安全阀)。仪表用电采用直埋电缆供电，防冻剂注入装置采用自力式撬装结构。

#### (2) 监测井

纳入呼图壁储气库后评价范围的监测井5口，主要用于监测地层压力和温度，具体见表2.1-4。

井场无人值守，设置测温测压数据柜、通讯仪表间等，采气树设置安全保护(井下安全阀)。

#### (3) 注水井

呼图壁储气库共有2口注水井（HUHZ1、HUHZ2），但均未投用，由于储气库工程在实际运行过程中采气废水量较小，集注站内污水处理系统无法运行，故采气废水拉运至采油二厂81号处理站采出水处理系统处理后回注。

#### (4) 封堵井

纳入呼图壁储气库后评价范围的封堵井9口，具体见表2.1-5。

图2.1-5呼图壁储气库井位部署图

表2.1-4注采井、注水井、监测井一览表

序号	井号	坐标	井别	井型	开钻时间	完钻时间	井深	进站
1	HUK1井		注采井	直井	2011.10.27	2012.7.6	3655	3号集配站
2	HUK2井		注采井	直井	2012.9.23	2013.6.11	3675	1号集配站
3	HUK3井		注采井	直井	2012.8.27	2013.5.16	3652	1号集配站
4	HUK4井		注采井	直井	2012.8.12	2013.5.13	3640	1号集配站
5	HUK5井		注采井	直井	2012.9.21	2013.6.24	3635	1号集配站
6	HUK6井		注采井	直井	2013.5.16	2013.10.26	3650	2号集配站
7	HUK7井		注采井	直井	2012.3.23	2012.8.10	3640	2号集配站
8	HUK8井		注采井	直井	2012.4.22	2012.10.13	3645	2号集配站
9	HUK9井		注采井	直井	2011.11.8	2012.7.14	3662	2号集配站
10	HUK10井		注采井	直井	2011.10.6	2012.5.31	3645	3号集配站
11	HUK11井		注采井	直井	2012.3.6	2012.7.23	3658	3号集配站
12	HUK12井		注采井	直井	2012.10.9	2013.7.5	3650	1号集配站
13	HUK13井		注采井	直井	2013.6.7	2013.10.7	3640	1号集配站
14	HUK14井		注采井	直井	2012.8.18	2013.4.30	3620	1号集配站
15	HUK15井		注采井	直井	2013.6.26	2013.10.22	3636	1号集配站
16	HUK16井		注采井	直井	2013.8.24	2014.6.29	3640	2号集配站
17	HUK17井		注采井	直井	2011.6.26	2012.4.9	3595	2号集配站
18	HUK18井		注采井	直井	2011.6.27	2012.3.13	3615	2号集配站
19	HUK19井		注采井	直井	2011.8.25	2012.4.13	3590	2号集配站
20	HUK20井		注采井	直井	2011.6.16	2011.11.3	3591	3号集配站
21	HUK21井		注采井	直井	2012.3.3	2012.7.18	3635	3号集配站
22	HUK22井		注采井	直井	2012.4.22	2012.9.3	3650	3号集配站
23	HUK23井		注采井	直井	2011.10.1	2012.4.29	3610	2号集配站
24	HUK24井		注采井	直井	2011.7.18	2012.3.16	3586	3号集配站

25	HUK25井		注采井	直井	2012.3.27	2012.8.2	3625	3号集配站
26	HUK26井		注采井	直井	2013.6.26	2013.11.11	3635	3号集配站
27	HUK27井		注采井	直井	2013.7.25	2014.5.8	3635	3号集配站
28	HUK28井		注采井	直井	2016.4.4	2016.9.8	3634	2号集配站
29	HUK29井		注采井	直井	2013.7.25	2014.5.4	3640	3号集配站
30	HUHWK2井		注采井	水平井	2011.6.15	2012.8.25	4180	2号集配站
31	HUHWK3井		注采井	水平井	2019.05.16	2019.12.15	4641	2号集配站
32	HUHWK4井		注采井	水平井	2018.10.22	2019.06.03	4310	2号集配站
33	HUHWK5井		注采井	水平井	2019.05.05	2019.08.30	4133	3号集配站
34	HUHWK6井		注采井	水平井	2018.10.15	2019.09.20	4222	2号集配站
35	HUHWK7井		注采井	水平井	2019.06.20	2020.07.20	4710	3号集配站
36	HUHWK8井		注采井	水平井	2019.07.01	2019.11.29	4500	3号集配站
37	HUHWK9井		注采井	水平井	2019.02.25	2019.12.25	4332	2号集配站
38	HUHWK10井		注采井	水平井	2019.03.10	2020.06.20	4411	2号集配站
39	HUHWK11井		注采井	水平井	2018.10.22	2019.08.05	4311	2号集配站
40	HUHWK12井		注采井	水平井	2019.03.14	2019.07.23	4130	3号集配站
41	HUHWK13井		注采井	水平井	2019.06.21	2019.10.25	4202	1号集配站
42	HUHWK21井		注采井	水平井	2021.06.3	2021.10.11	4345	3号集配站
43	HUHWK22井		注采井	水平井	2021.5.15	2021.8.11	4140	3号集配站
44	HUHZ1井		注水井	直井	2013.4.26	2013.6.13	2545	/
45	HUHZ2井		注水井	直井	2017.8.15	2017.9.13	2565	/
46	HUKJ1井		监测井	直井	2012.7.20	2013.4.17	3675	/
47	HUKJ2井		监测井	直井	2012.5.11	2012.10.1	3700	/
48	HUKJ3井		监测井	直井	2019.02.17	2019.07.03	3633	/
49	HUKJ4井		监测井	直井	2012.1.16	2013.5.1	7353	/
50	HUKJ5井		监测井	直井	2013.8.17	2013.9.20	2478	/

表2.1-5封堵井一览表

序号	井号	坐标	井别	井型	开钻时间	完钻时间	井深	封井时间
1	呼2井		封堵井	直井	1994.8.18	1996.3.6	4634m	2012年
2	呼001井		封堵井	直井	1996.8.12	1997.10.12	3810m	2012年
3	呼002井		封堵井	直井	1996.12.30	1997.9.16	3803m	2012年
4	HU2002井		封堵井	直井	1998.2.5	1998.8.4	3735m	2012年
5	HU2003井		封堵井	直井	1997.12.19	1998.7.2	3765m	2012年
6	HU2004井		封堵井	直井	1997.12.30	1998.8.8	3710m	2012年
7	HU2005井		封堵井	直井	2000.7.22	2000.10.21	3670m	2012年
8	HU2006井		封堵井	直井	1998.7.14	1999.3.18	3750m	2012年
9	HU2008井		封堵井	直井	1998.6.19	1998.12.31	3760m	2012年

### 2.1.5.2站场

呼图壁储气库站场主要包括1座集注站和3座集配站。

#### (1) 集注站

##### ①建设内容

集注站内建有4套 $700 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 天然气处理装置、8台注气压缩机、3台采气压缩机、4套露点控制装置和1套150t/d凝析油处理装置，并配套乙二醇回收、空氮、自控、仪表、供电、消防等安全生产设施。主要产品为外输干气和稳定凝析油。具体建设内容见表2.1-6。

表2.1-6集注站建设内容

建设内容	数量	规模
注气压缩机	8台	$200 \times 10^4 \text{m}^3/\text{台}$
采气压缩机	3台	$200 \times 10^4 \text{m}^3/\text{台}$
预分离	4套	$700 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
天然气处理装置	4套	$700 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
凝析油处理装置	1套	150t/d
乙二醇再生装置	1套	50t/d
110kV变电站	1座	31.5MVA*2台1.6MVA*2台

## ②平面布置

集注站总图按功能划分可分为压缩机房、工艺装置区、凝析油储存区、装车区、公用工程区和生产辅助区（包括控制中心、消防泵房、空氮站、锅炉房等），总平面布置图见图2.1-5，各装置区示意图见图2.1-6。

压缩机房、工艺装置区、辅助生产区由站内道路分隔成三部分，压缩机房位于站区北侧；天然气处理装置和凝析油处理装置位于站区中部，分列于主管廊两侧；辅助生产区位于集注总站南侧；收发球区位于站区边缘；110kv变电所毗邻压缩机房；热煤炉位于工艺装置区边缘；控制中心、辅助生产用房位于西北角；放空火炬位于站区北侧。

## ③辅助设施

### 1) 乙二醇再生及注醇装置

本工程乙二醇再生装置处理装置的设计规模为50t/d，共设置2套再生装置，每套乙二醇再生装置对应2套气处理装置，2套再生装置可互为备用，共设置5台注醇泵，4用一备，单台注醇量为500Lh。

### 2) 空氮站

集注站建有一座空气氮气站，为全站提供净化风和氮气。净化风为仪表用空气，氮气为装置开停工时吹扫置换及其他用气。全站正常生产需仪表用净化风400Nm<sup>3</sup>/h，氮气10Nm<sup>3</sup>/h，工厂开、停工阶段需氮气100Nm<sup>3</sup>/h。

### 3) 导热油系统

集注站内建有导热油加热炉，燃料气自燃料气系统引入。系统设有氮气覆盖设施，以防止导热油接触空气氧化。

### 4) 燃料系统

燃气用户主要为集注站内导热油炉、放空火炬等燃气设备提供燃料气，正常生产时，燃料气系统的燃料气来源于凝析油稳定装置的闪蒸气和脱水脱烃装置的闪蒸气，不足部分由产品干气补充。

### 5) 火炬及放空系统

本工程建有1套高压火炬放空系统和1套低压火炬放空系统，每套火炬分别设置放空除液器和火炬。

### 6) 罐区及装车

建有1套凝析油罐区及装车，主要包括200m<sup>3</sup>内浮顶罐2座、装车鹤管3套。

7) 收发球区

双向输气管线首站与储气库集注站合建，在站内仅新建收、发球装置各一套。

储气库-706泵站输气管线首站与储气库集注站合建，在站内仅新建收、发球装置各一套。

集注站主要设备统计表见表2.1-7。

**表2.1-7集注站主要设备统计表**

序号	设备名称	数量	规格
1	注气压缩机	8台	电驱往复式压缩机，单台排量 $200 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
2	外输气压缩机	3台	电驱往复式压缩机，单台排量 $400 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
3	预分离装置	4套	$700 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
4	天然气脱水脱烃装置	4套	单套规模 $700 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
5	凝析油稳定装置	1套	设计规模250t/d，实际150t/d
6	乙二醇再生及注醇装置	1套	包括注醇泵、埋地乙二醇罐、乙二醇再生塔，处理能力50t/d。
7	凝析油罐区及装车	1套	主要包括 $200 \text{m}^3$ 内浮顶罐2座、密闭装车鹤管3套。
8	空氮站/空气压缩机	1/11台	8台排气量为 $200 \text{万m}^3/\text{d}$ ，3台排气量为 $400 \text{万m}^3/\text{d}$ 。设置 $20 \text{m}^3$ 净化风储罐2座、 $20 \text{m}^3$ 的氮气储罐和 $20 \text{m}^3$ 工厂风储罐各1座
9	放空系统	2套	1套高压火炬系统(DN800, H=65m)和1套低压火炬系统(DN450, H=25m)，每套火炬分别设置放空除液器和火炬。
10	导热油炉	3台	2用1备，800kW
11	相变加热炉	3台	4.6MW、2.9MW、1.5MW
12	电热水采暖锅炉	2台	1用1备，700kW
13	露点控制装置	4套	由气液分离器、三股流换热器、浅冷分离器、气气换热器和低温分离器组成，单套装置最大处理气量 $700 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。
14	污水处理装置	1套	撬装一体化污水处理设施
15	污水接收罐	1座	容积为 $100 \text{m}^3$

呼图壁储气库集注站设计能力与实际处理量见下表2.1-10。

**表2.1-10 储气库处理规模数据表**

项目	设计处理能力	2024年处理量	负荷率
注气能力	$1550 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$1399 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	90.25%
天然气处理能力	$2800 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$2485 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	88.75%
凝析油处理能力	150t/d	34/d	22.67%



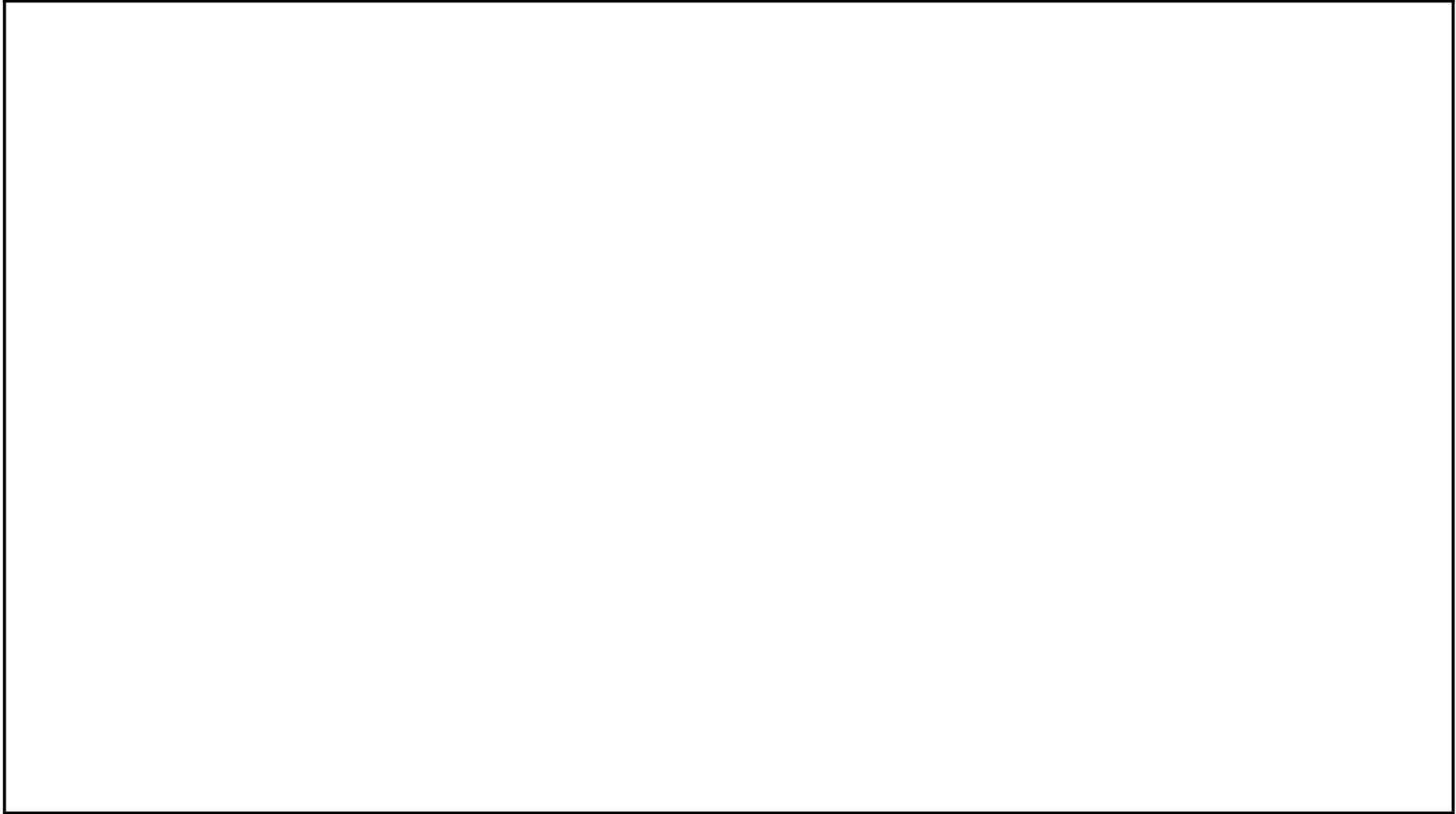


图2.1-5集注站平面布置图

图2.1-6集注站平面布置及各装置区示意图 (1)

图2.1-6集注站平面布置及各装置区示意图 (2)

### (2) 集配站

设置3座集配站：1号、2号和3号集配站。储气库的集输管网采用辐射+枝状组合管网。集配站与集注站之间分别敷设两条注气干线和集气干线，集气和注气干线的集输半径为5km。

#### ①1#集配站

1#集配站位于呼图壁县境内，距集注站约4.0km。进站注采井9口，设计注、采气规模分别为 $4\times 10^6\text{m}^3/\text{d}$ 、 $7.36\times 10^6\text{m}^3/\text{d}$ ，实际注、采规模分别为

2.3×10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/d、2.1×10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/d。1#集配站按功能区域划分三个区域：生产区、辅助区和放空区。生产区由管汇区、进站阀组区、计量分离区、收、发球筒、火炬储液器、埋地污油罐等组成。1号集配站平面布置图见图3-2。

1#集配站主要设备统计表见表2.1-7。

**表2.1-7 1#集配站主要设备**

序号	设备	单位	数量	备注
1	注采分配撬	座	1	
2	采气发球筒	个	1	XTG-PN12.6DN350
3	分离计量装置	座	1	设计工作压力10~12Mpa
4	注甲醇撬	座	1	带10m <sup>3</sup> 甲醇罐
5	埋地污油罐	套	1	XTG-0.78-10/1800
6	火炬除液器	台	1	XTG-WE1.6X6.4-0.78
7	放空火炬	座	1	Φ800/600/Φ480×10×25000mm

1#集配站注气和采气规模设计能力与实际处理量见下表2.1-13。

**表2.1-13 1#集配站注、采规模**

项目	设计处理能力	2024年处理量	负荷率
注气规模	4.0×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d	1.56×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d	39%
采气规模	7.36×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d	3.04×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d	41.3%

**图3-21 1#集配站平面布置示意图**

## ②2#集配站

2#集配站位于昌吉高新技术产业开发区内，占地面积2412m<sup>2</sup>。进站注采井17口，设计注、采气规模分别为5.76×10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/d、1.068×10<sup>7</sup>m<sup>3</sup>/d。实际注、采规模分别为6.1×10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/d、9.72×10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/d。2#集配站内建有计量汇管、生产汇管、注气汇管和计量分离装置，配套放空设施、污油罐、自控仪表等。站外道路连接开发区内部已建道路，放空火炬位于站区东北侧地势较高处，距站区直线距离55m。2#集配站平面布置见图3-3。

2#集配站主要设备统计表见表2.1-7。

表2.1-7 2#集配站主要设备

序号	设备	单位	数量	备注
1	注采分配撬	座	2	
2	采气发球筒	个	1	XTG-PN12.6DN500
3	分离计量装置	座	1	设计工作压力10~12Mpa
4	注甲醇撬	座	1	带10m <sup>3</sup> 甲醇罐
5	埋地污油罐	套	1	XTG-0.78-10/1800
6	火炬除液器	台	1	XTG-WE1.6X6.4-0.78
7	放空火炬	座	1	Φ800/600/Φ480×10×25000mm

2#集配站注气和采气规模设计能力与实际处理量见下表2.1-13。

表2.1-13 2#集配站注、采规模

项目	设计处理能力	2024年处理量	负荷率
注气规模	5.76×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d	6.94×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d	120%
采气规模	1.068×10 <sup>7</sup> m <sup>3</sup> /d	1.217×10 <sup>7</sup> m <sup>3</sup> /d	113%

图3-32#集配站平面布置示意图

### ③3#集配站

3#集配站位于昌吉高新产业技术开发区内，距HUK20井场北部100m，占地面积2412m<sup>2</sup>。注采井15口，设计注、采气规模分别为5.76×10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/d、1.068×10<sup>7</sup>m<sup>3</sup>/d。实际注、采规模分别为5.46×10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/d、6.49×10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/d。站内分为三个区域：生产区、辅助区和放空区。生产区由管汇区、进站阀组区、计量分离区、收、发球筒、火炬储液器、埋地污油罐等组成。放空火炬位于站区东南侧地势较高处，距站区直线距离55m。3#集配站平面布置见图3-4。

3#集配站主要设备统计表见表2.1-7。

表2.1-7 3#集配站主要设备

序号	设备	单位	数量	备注
1	注采分配撬	座	2	
2	采气发球筒	个	1	XTG-PN12.6DN500
3	分离计量装置	座	1	设计工作压力10~12Mpa
4	注甲醇撬	座	1	带10m <sup>3</sup> 甲醇罐
5	埋地污油罐	套	1	XTG-0.78-10/1800
6	火炬除液器	台	1	XTG-WE1.6X6.4-0.78
7	放空火炬	座	1	Φ800/600/Φ480×10×25000mm

3#集配站注气和采气规模设计能力与实际处理量见下表2.1-13。

表2.1-13 3#集配站注、采规模

项目	设计处理能力	2024年处理量	负荷率
注气规模	5.76×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d	5.56×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d	96.5%
采气规模	1.068×10 <sup>7</sup> m <sup>3</sup> /d	0.98×10 <sup>7</sup> m <sup>3</sup> /d	91.7%

图3-43#集配站平面布置示意图

### 2.1.5.3注采管线

#### (1) 天然气总体流向

##### ①注气

西二线来气经双向输气管道进集注站，分离除尘后，经压缩机增压，空冷器冷却后去集配站注气阀组，由各单井注采管道集输至各单井实行注气流程。

##### ②采气

注采井场→集配站→集注站→准噶尔输气环网/西二线

##### ③总体走向

正常调峰时，储气库采出气通过储气库-706泵站输气管线输往准噶尔输气环网；战略储备工况时，采出气通过双向输气管线输往西二线。

#### (2) 注采管线

呼图壁储气库作业区已建各类管道总数49条，62.75km，均为金属管道；其中，除3条注气干线材质为L415、1条污水回注管线材质为16Mn外，其余41条注采管线均为材质“L415+316L”的双金属复合管。

表2.1-20呼图壁储气库作业区管道类型统计表

管材		注、采管线	采气干线	注气干线	污水管线
金属管道	数量(条)	41	4	3	1
	长度(km)	44.15	8.63	6.77	3.2

注气干线的设计压力为32MPa，采用管道材质为L415的无缝钢管；集注站~1号集配站的注气干线的规格为D273×22.2，集注站~3号集配站的注气干线的规格为D323.9×25。2号集配站注气干线“T”接至3号注气干线。

由于注采管道、采气干线输送介质成分复杂，CO<sub>2</sub>分压值高达0.43MPa，压力高，线路距离较短，工程采用里衬管道（基管选用L415无缝钢管，衬管选用316L无缝钢管）。钢管的材质、化学成分、制造、机械性能符合《内覆或衬里耐腐蚀合金复合钢管规范》（SY/T6623-2005）要求，基管热处理采用热轧。

采气干线的设计压力为12MPa，采用管道材质为L415QB的里衬管（内衬管道材质为316L）；1号集配站~集注站的集气干线规格为D355.6×11+2，3号集配站~集注站的集气干线规格为D508×16+2。2号集配站采气干线“T”接至3号采气干线。

单井注气管道与采气管道合一，注采管道集输半径1-2km，管道的设计压力为32MPa，直井采用D114.3×10+2的里衬无缝钢管，水平井采用D168.3×14.2+2的里衬无缝钢管（材质均为基管材质为L415QB、内衬管道材质为316L）。

各站间管线见表2.1-21，单井管线见表2.1-22。呼图壁储气库集输系统管网图见图2.1-29。

表2.1-21站间管线一览表

序号	管线起点	管线终点	输送介质	管道类型	建设时间(年)	管道外径(mm)	管线长度(km)	设计压力(MPa)	管道分类	状态
1	1号集配站	集注站	干气	注气干线	2013	273	4.1	32	1	在用
2	1号集配站	集注站	湿气	采气干线	2013	355	4.1	12	1	在用
3	2号集配站	集注站	干气	注气干线	2013	273	0.88	32	2	在用
4	2号集配站	集注站	湿气	采气干线	2013	355	0.88	12	2	在用
5	2号集配站 2号分配橇	集注站	湿气	采气干线	2013	355	1.86	12	2	在用
6	3号集配站	集注站	干气	注气干线	2013	324	1.79	32	2	在用
7	3号集配站	集注站	湿气	采气干线	2013	508	1.79	12	2	在用

表2.1-22单井管线一览表

序号	管线起点	管线终点	输送介质	管道类型	建设时间(年)	管道外径(mm)	管线长度(km)	设计压力(MPa)	管道分类	状态
1	HUK1井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	168	1.1	32	2	在用
2	HUK2井	1号集配站	湿气/干气	注采管线	2014	168	2.2	32	2	在用
3	HUK3井	1号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	168	1.46	32	2	在用
4	HUK4井	1号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	114	0.4	32	2	在用
5	HUK5井	1号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	168	1.1	32	2	在用
6	HUK6井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2015	114	1.2	32	2	在用
7	HUK7井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	114	0.75	32	2	在用
8	HUK8井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	114	1.03	32	2	在用
9	HUK9井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	114	1.19	32	2	在用
10	HUK10井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	114	0.8	32	2	在用
11	HUK11井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	168	1.4	32	2	在用
12	HUK12井	1号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	168	1.5	32	2	在用
13	HUK13井	1号集配站	湿气/干气	注采管线	2014	114	1.1	32	2	在用
14	HUK14井	1号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	114	0.78	32	2	在用
15	HUK15井	1号集配站	湿气/干气	注采管线	2014	168	1.7	32	2	在用
16	HUK16井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2015	114	1	32	2	在用
17	HUK17井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	114	0.3	32	2	在用
18	HUK18井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	114	0.7	32	2	在用
19	HUK19井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	168	1.4	32	2	在用
20	HUK20井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	114	0.2	32	2	在用
21	HUK21井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	114	0.9	32	2	在用
22	HUK22井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	168	1.7	32	2	在用
23	HUK23井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	168	1.2	32	2	在用
24	HUK24井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	114	0.5	32	2	在用
25	HUK25井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	114	1	32	2	在用
26	HUK26井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2015	168	1.6	32	2	在用

27	HUK27井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2015	168	0.9	32	2	在用
28	HUK28井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2017	168	0.4	32	2	在用
29	HUK29井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2015	168	0.45	32	2	在用
30	HUHWK2井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2013	168	0.9	32	2	在用
31	HUHWK3井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2020	168	1.4	32	2	在用
32	HUHWK4井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2019	168	1.687	32	2	在用
33	HUHWK5井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2019	168	1.143	32	2	在用
34	HUHWK6井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2019	168	1.42	32	2	在用
35	HUHWK7井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2020	168	1.48	32	2	在用
36	HUHWK8井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2020	168	1.48	32	2	在用
37	HUHWK9井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2020	168	1.25	32	2	在用
38	HUHWK10井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2020	168	1.25	32	2	在用
39	HUHWK11井	2号集配站	湿气/干气	注采管线	2019	168	1.42	32	2	在用
40	HUHWK12井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2019	168	0.101	32	2	在用
41	HUHWK13井	1号集配站	湿气/干气	注采管线	2020	168	0.655	32	2	在用
42	HUHWK21井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2021	168	2.258	32	2	在用
43	HUHWK22井	3号集配站	湿气/干气	注采管线	2021	168	1.791	32	2	在用
44	集注站	HUHZ1井 井场	污水	注水管线	2015	89	3.2	32	3	未启用



图2.1-29呼图壁储气库地面注采管网示意图-1

图2.1-29呼图壁储气库地面注采管网示意图-2

#### 2.1.5.4外输系统

外输管线包括双向输气管线和储气库-706泵站输气管线。由于外输工程属于新疆油田分公司油气储运公司管辖，不属于储气库作业区管辖，故不包括在本次后评价范围内。本次后评价只对外输系统做简单介绍，不做评价。

##### (1) 输气参数

###### ①双向输气管线

管线全长36.25km，压力12.0MPa，管径D1219mm。该管线具备双向输气功能，当从西气东输二线管道上取气时，输气量为 $1550 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。在应急调峰时，储气库天然气反输气至西气东输二线，输气量 $2789 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

###### ②储气库-706泵站输气管线

管线全长9.47km，压力6.3MPa，管径D813mm，输送量为 $1990 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

##### (2) 线路走向

两条外输管线均起自集注站，沿开发区内道路向西同沟敷设，之后沿规划的开发区西环路向南，穿越老312国道后，两条管线分开。储气库-706泵站输气管线穿越乌奎高速已建管涵到达706泵站的西北侧。双向输气管线则向东南方向继续行进，期间依次穿过乌奎高速、北疆铁路、西气东输二线、克-乌复线后，经东军户村南侧到达三屯河的西岸，穿越三屯河后继续向东到达昌吉分输站。

两条外输管线线路走向见图2.1-20，呼图壁储气库输气环网示意图见图2.1-21。

图2.1-20外输管线线路走向示意图

图2.1-21呼图壁储气库输气环网示意图

### 2.1.5.5储气库生产工艺流程

#### (1) 总体工艺

呼图壁储气库的注采气井相对较集中，在中部建一座集注站，由注气增压站和集气处理站组成。注气期内将西气东输二线的天然气增压后回注气藏，采气期内对产出的油、气、水进行处理，满足天然气和凝析油的外输要求。呼图壁储气库气源为西气东输二线，通过双向输气管线输往集注站，经增压后回注地层。季节调峰时，储气库采气通过储气库~706泵站输气管线输往准噶尔输气环网；战略储备工况时，储气库采气通过双向输气管线输往西二线；应急工况时，各单井来气进集注站经简单气液分离，注醇后通过双向输气管线和储气库~706泵站输气管线直接外输。储气库工程总体工艺（注采井场→集配站→集注站→克-乌输气管道（或西二线））如下图所示。

**图2.1-22 注采总体工艺图**

### **(2) 注气工艺**

注气期，西气东输二线昌吉分输站来气经双向输气管线进入集注站，先后经旋流分离器和过滤分离器除尘过滤后，送注气压缩机增压、空冷器冷却后，通过注气干线输送至集配站，由分配器经单井注采管线输至各单井，计量后实行注气流程。注气工艺流程见下图。

注采井场按无人值守设计，采气树设置安全保护（井下安全阀）。注采井场设置止回阀、高低压紧急切断、投球、仪表检测、电视监控等设施，可实现注采管道高、低压自动（也可遥控、手动）切断。

**图2.1-23 注气工艺流程**

### (3) 采气工艺

单井井口油气混合物，经高低压紧急切断阀保护、注入防冻剂（开井用）、手动切断、清管发射装置后进入注采管道，输往集注站经计量后通过集气干线输往集注站。注采管道上预留防冻剂注入设施，采用自力式橇装结构。

采气期，各集配站来气经露点控制单元和凝析油处理装置进行处理，处理后的干气输送至准噶尔盆地天然气环网或经采气压缩机增压输至西二线管网(应急储备工况)，凝析油装车外运。采气工艺流程图见下图。

图2.1-24采气工艺流程

### (4) 注气增压工艺

西二线来气经双向输气管线进集注站，先分离后除尘，经压缩机增压，空冷器冷却后去集配站，空冷器冷却后去注气阀组，由各单井管道集输至各单井实行注气流程，工艺流程图见下图。

图2.1-25 注气增压流程框图

### (5) 天然气处理工艺

天然气(油、气)处理能力为 $2800 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油稳定装置设计处理能力为150t/d。集注站内设4套天然气处理装置，装置处理量均为 $700 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，方便实际生产过程中气量的调节匹配。

1、2、3#集配站来气经采气干线进集注站，通过气液分离，空冷器预冷，注乙二醇防冻，J-T阀节流制冷，低温分离脱水脱烃，处理后干气与稳定凝析油换热后外输。天然气处理工艺流程见下图。

图2.1-26 天然气处理总体流程框图

### (6) 凝析油处理工艺

气液分离器分离出的液相通过调节阀减压至6.4MPa，计量后进入一级闪蒸分离器进行气液分离；一级闪蒸分离器为两相分离器，分离出的气体进入低温分离器，分离出的凝析油进凝析油闪蒸换热器的壳程换热至 $50^\circ\text{C}$ 。加热后的凝析油经手动节流阀节流至1.2MPa后，进二级闪蒸分离器进行油、气两相分离，分离出的天然气去燃料气系统，分离出的凝析油减压后和液烃分离器来凝析油混合后进入缓冲罐，缓冲罐气相设置稳压阀控制缓冲罐工作压力为0.8MPa，缓冲罐气相去燃料气系统，液相去凝析油稳定塔进行稳定。

低温分离器分离出的凝液进轻烃—导热油换热器加热至 $30^\circ\text{C}$ 后进液烃三相分离器进行油、气、水三相分离。分离出的气相去燃料气系统，分离出的乙二醇水溶液去乙二醇再生系统提升乙二醇浓度后循环使用。分离出的凝析油去缓冲罐。凝析油稳定塔塔底重沸器出口的凝析油（ $110^\circ\text{C}$ ）进凝析油闪蒸换热器的管程，与一级闪蒸分离器来的未稳定凝析油换热至 $145^\circ\text{C}$ ，然后燃料气-稳定凝析油-外输气换热器的管程，换热至 $135^\circ\text{C}$ 后进外输气—稳定凝析油换热器的管程，换热至 $35^\circ\text{C}$ 后进 $200\text{m}^3$ 稳定凝析油储罐储存。

凝析油处理采用闪蒸提留的工艺，工艺流程见图2.1-27。

图2.1-27 凝析油处理流程框图

从各单井来的天然气、凝析油、水经计量后，通过生产管汇输送至集气管汇，然后进入集注站内气液分离器。气液分离器分出的气相进入空冷器将温度降低至25℃，输往4套天然气脱水脱烃装置，分离出的液相进入凝析油稳定装置。在气液分离器的气相管道支线上设置计量调节仪表，控制平稳供气，从而保证下游的各套装置的进料量均衡，而不产生偏流。

天然气(油、气)处理能力为 $2800 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油稳定装置设计处理能力为150t/d。集注站内设4套天然气处理装置，装置处理量都为 $700 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，方便实际生产过程中气量的调节匹配。气处理装置总设计规模 $2800 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，单套装置的操作弹性为60%-120%。从集气装置来的天然气在三股流换热器中经注醇后与低温分离器来气、液换热至-5℃，然后节流至6.0MPa、-15℃，与凝析油闪蒸分离器来的闪蒸气混合后，进入低温分离器进行分离。低温分离器顶部分出的气相经过滤分离，与原料气复热后外输，底部排出的轻烃、乙二醇和水经换热节流后，在1.6MPa、30℃条件下进入液烃分离器，进行油、气、水三相分离。液烃分离器的闪蒸气作为燃料气使用，轻烃节流到1.6MPa后输往缓冲罐去凝析油处理装置。

气液分离器和预冷分离器来的9.0MPa凝析油和气田水混合液节流到6.3MPa后，进入凝析油闪蒸分离器，顶部分离出的天然气输往低温分离器，进行脱水脱烃处理；排出的凝析油经换热节流至1.6MPa与液烃三相分离器来液进缓冲罐；分离出的气相作为燃料气使用，分离出的水乙二醇再生装置，液相换热节流降压后进凝析油稳定塔进行稳定。凝析油稳定塔为只有提馏段的半塔，塔的操作压力为0.30MPa.g，塔底使用导热油加热，塔底凝析油温度为120℃。稳定后的凝析油



先经凝析油进塔换热器与进塔的未稳定凝析油换热后，再经外输气冷却到38℃后靠自身压力进入凝析油罐区储存。

天然气(2789×10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d, 6.0MPa, 5-15℃)经旋流分离器除去尘粒等机械杂质，再经过滤分离器滤掉细小颗粒杂质后进入压缩机(注气压缩机和外输气压缩机共同使用)进行增压。压缩后的天然气经空冷器冷却，温度降至65℃以下、压力12.0MPa，通过双向输气管线输送至西二线。

乙二醇溶液自液烃分离器底部流出，经过机械过滤器过滤掉携带的杂质，然后进入再生塔，塔顶水汽经冷却后排放至站内污水接收罐；乙二醇贫液自再生塔底流出，冷却降温至45℃左右，然后经乙二醇注入泵注入原料气预冷器循环使用。

## 2.1.6公用工程

### 2.1.6.1给排水

集注站用水主要包括站内职工生活用水和消防用水，均依托昌吉高新技术产业开发区现有给水系统。饮用水采用桶装纯净水。

集注站排放的废水主要包括生活污水和采气废水。生活污水经化粪池处理后，排入现有DN300开发区排水管网，最终统一送至开发区污水处理厂处理。采气废水排入埋地污泥罐后定期装车拉运至采油二厂81号处理站污水处理系统处理后达到回注水标准后回注油藏。

### 2.2.6.2自动控制

储气库采用SCADA系统（数据采集和监控系统）对储气库的生产过程进行集中监测和调度管理。SCADA系统由调度中心、站控系统，井口RTU和数据传输系统组成。调度中心设置在集注站中控室内，与集注站DCS系统、ESD系统合建。

集注站站控系统选用DCS系统（集散控制系统），完成对整个站场工艺过程参数集中显示、记录、联锁、控制、报警等功能。所有测控数据在DCS系统上位机中显示控制，并可通过OPC协议与SCADA系统进行通讯。集注站设置1套火气系统控制盘柜，完成对整座站场重点工艺设施区域设置的可燃气体报警器及火焰探测器的监视及联锁，火气系统控制盘柜可输出标准信号将报警信号传送至DCS系统，可在DCS操作员站上显示。

集配站站控系统选用PLC系统（可编程逻辑控制器）、井口控制系统选用RTU（远程终端单元），分别完成各自区域过程控制的集中监控，并通过以太网通讯（通

讯媒介采用光纤)将测控数据上传至SCADA系统服务器,操作员可在SCADA系统上位机监视集配站和井口过程控制参数,从而实现无人值守、定期巡检的管理模式。

呼图壁储气库独立设置1套ESD系统(紧急停车系统),当关键的过程参数超出安全限度或人为触发紧急停车按钮时,ESD系统自动发出紧急停车命令,并通过通讯系统向集配站和井口下达停车命令,使整座储气库处于安全状态。

#### 2.1.6.3 供热

集注站设置电热水锅炉房1座,内设2台0.7MW电热水锅炉,集配站采用电采暖方式。

#### 2.1.6.4 消防

集注站气处理装置区、稳定凝析油罐区设置固定式消防冷却给水系统和固定式泡沫灭火系统,其他设备和厂房配置移动式灭火器材。

#### 2.1.6.5 防腐

注采管道外壁均采用挤压聚乙烯三层结构做防腐层,热煨弯管外壁采用双层熔结环氧粉末做防腐层。钢材表面除锈要求不低于Sa2.5级。站内埋地管线外壁采用无溶剂环氧涂料加聚乙烯胶带做防腐层,地面管线外壁采用环氧富锌底漆、环氧云铁中间漆、交联氟碳面漆做防腐层。此外,注采管道均实施外加电流阴极保护。

#### 2.1.6.6 生活设施

集注站定员约有100人,实行倒班制,内设办公楼、食堂、辅助用房等。

### 2.1.7 依托工程

#### 2.1.7.1 采油二厂81号处理站污水处理系统

##### ①基本情况

采油二厂81号处理站始建于1989年,该处理站集原油处理、污水处理及注水为一体。2014年4月,中石油新疆油田分公司组织开展了克拉玛依油田后评价工作,其中包括对81号联合处理站的回顾性评价内容,原自治区环保厅以新环函〔2014〕900号文(见附件6)出具了审查意见。原克拉玛依市环保局以克环保函〔2012〕225号对81号处理站污水处理系统改造工程进行了环评批复,以克环保函〔2015〕569号进行了竣工环保验收。

81号处理站污水处理系统处理工艺采用“重力沉降+混凝沉降+压力”过滤处理工艺,原油处理站5000m<sup>3</sup>沉降罐排出的含油污水进入2座2000m<sup>3</sup>重力除油罐进行重力沉降,初步除去污水中的乳化油;出水进入2座1000m<sup>3</sup>反应缓冲罐,经反应提升泵打入3座500m<sup>3</sup>反应罐内,同时在反应提升泵进水总线上投加水质净化剂,在反应罐内中

心反应筒上腔投加离子调整剂、中腔投加净化凝聚剂，药剂在罐内中心反应筒混合反应后，进入外环沉降区进行沉降分离，破乳后的污油与凝聚后的固体微粒与水分离，通过排污管线排出。经反应罐处理净化后的出水靠重力，进入2座2000m<sup>3</sup>斜板沉降罐进行二次沉降。沉降后的水经1座2000m<sup>3</sup>过滤缓冲罐然后进入2座2000m<sup>3</sup>净化水罐，出水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关要求，净化水经外输泵提升后，输至701、702、703、801、802各注水泵站进行回注。

## ②依托可行性分析

81号处理站采出水处理系统设计处理规模为17000m<sup>3</sup>/d，目前处理量约19000m<sup>3</sup>/d，负荷率111.8%，在设计处理规模50%~120%弹性负荷范围内。根据呼图壁储气库作业区2025年污水拉运记录表可知，采气废水主要来自采气期，产生量约7138m<sup>3</sup>/a（47.58m<sup>3</sup>/d），仅占81号处理站采出水处理系统处理量的0.27%，对其影响很小。

### 2.1.7.2昌吉高新开发区污水处理厂

#### ①基本情况

昌吉高新开发区污水处理厂位于昌吉高新区西北角，201省道以南，2013年11月投入使用，一期处理规模3万m<sup>3</sup>/d，污水处理工艺采用二级污水处理工艺（均质调节池+强化生物吸附+吸附沉淀+厌氧水解+A/O+二沉池），设计出水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级B排放标准后，排至中水回用水库，再利用。环评批复文号：新环评价函〔2011〕563号。

2018年6月，昌吉高新开发区污水处理厂进行一级A提标改造工程（环评批复文号：昌州环评〔2018〕33号）。本次提标改造工程设计规模按原规模3万m<sup>3</sup>/d进行改造，主要改造内容：在污水厂事故池东北侧新建一座一体化污水提升泵站，将生化池改造为MBBR池，强化生物脱氮作用，改造污泥脱水系统。经过改造后污水处理厂处理后的尾水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级标准中的A标准，夏季尾水排入污水处理厂西侧的高新区生态灌溉项目蓄水池中，用于高新区工业冷却水、绿化、洗车、道路洒水等；冬季尾水排入园区洪沟中水库。

#### ②依托可行性分析

储气库工程生活污水主要集中在集注站，产生量约1577m<sup>3</sup>/a（4.32m<sup>3</sup>/d），废水中主要污染物为氨氮、COD、油类，经化粪池处理后，排入高新区排水管网，最终

送至高新区污水处理厂。高新区污水处理厂处理规模3万m<sup>3</sup>/d，储气库工程生活污水量相对较小，对高新区污水处理厂影响较小，依托可行。

## 2.2主要污染源及环境影响调查

呼图壁储气库后评价范围各工程开发过程中涉及废气、废水、固废及噪声，开采过程中涉及的污染物排放情况如图2.2-1所示。

根据现场调查及相关资料，呼图壁储气库后评价范围油气开发污染源及主要影响因素情况见表2.2-1。

图2. 2-1储气库开发产污节点示意图

表2.2-1储气库开发污染源及主要影响因素一览表

序号	影响类别	污染源	污染物/影响类别	备注
1	废气	燃料燃烧烟气	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub>	热媒炉、锅炉
		放空火炬废气	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub>	集注站放空火炬
		储罐大小呼吸废气	非甲烷总烃、甲醇	凝析油储罐、甲醇罐
		注采生产和集输过程无组织废气	非甲烷总烃、H <sub>2</sub> S	-
2	废水	井下作业废水	pH、COD、石油类、悬浮物、总汞、总镉、总铬、总砷、六价铬、挥发酚、硫化物、氯化物	-
		采气废水		
		其它生产废水		
	生活污水	pH、COD、氨氮、动植物油、总氮、总磷、BOD <sub>5</sub> 、悬浮物、阴离子洗涤剂	-	
3	固体废物	钻井	随钻泥饼、钻井岩屑	一般工业固体废物
		检修和清管作业	检修和清管废渣	危险废物
		设备维修等	废润滑油	危险废物
		空氮站制氮系统	废分子筛	一般工业固废
		生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾
4	噪声	压缩机、空冷器、风机、泵类等	Leq (A)	分布于各站场
5	生态	工程占地	集注站、集配站、各井场等的设施占地以及管线临时占地为未利用地、草地、耕地等，临时占地可自然恢复，永久占地区域天然植被将失去其生存空间。	-

## 2.3 污染物分析及治理措施

### 2.3.1 废气

废气主要为加热炉（锅炉）燃料燃烧废气和无组织排放废气。

#### 2.3.1.1 燃料废气

集注站内设置3台（2用1备）800kW热媒炉和2台（1用1备）电热水采暖锅炉（采暖期按150天计）和3台正压相变炉（1.5MW、2.9MW、4.6MW）。3个集配站及各个井场均无加热炉。

热媒炉为凝析油稳定装置提供热源，热负荷随凝析油加工量变化而变化，单台热媒炉燃料气消耗量约为120m<sup>3</sup>/h。电热水锅炉为站内建筑物供暖。

集注站内设置3台800kW热媒炉和2台电热水采暖锅炉（采暖期按150天计）。热媒炉为凝析油稳定装置提供热源，热负荷随凝析油加工量变化而变化。根据储气库气藏方案进行计算，3台热媒炉燃料气最大消耗量约为3817m<sup>3</sup>/d。3台正压相变炉（1.5MW、2.9MW、4.6MW），对应加热气量分别为300×10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d、600×10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d、1000×10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d，天然气加热规模：1900×10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d。在集注站对处理后干气进行加热。季节调峰工况加热温度为0℃，应急储备工况加热温度为5℃。

正常生产时，燃料气来源于凝析油稳定装置的闪蒸气和脱水脱烃装置的闪蒸气，不足部分由产品干气补充。燃烧后产生的废气通过烟囱直接排入大气中，无废气处理设施。

呼图壁储气库后评价范围内加热炉（锅炉）废气污染源统计如表2.3-2所示。

表2.3-2呼图壁储气库后评价范围内加热炉（锅炉）废气污染源统计表

序号	名称	额定功率 (MW)	安装地点	烟囱高度 (m)	烟囱内径 (m)	用途	消耗燃料 (万m <sup>3</sup> /a)
1	1#热媒炉	0.8	集注站热媒炉间	10.5	0.2	凝析油稳定热源	3.6
2	2#热媒炉	0.8	集注站热媒炉间	10.5	0.2	凝析油稳定热源	3.6
3	3#热媒炉	0.8	集注站热媒炉间	10.5	0.2	凝析油稳定热源	3.6
4	1#相变炉	4.6	集注站相变炉装置区	15	0.5	天然气加热	21.6
5	2#相变炉	2.9	集注站相变炉装置区	15	0.5	天然气加热	21.6
6	3#相变炉	1.5	集注站相变炉装置区	10.5	0.35	天然气加热	21.6


### 2.3.1.2 工艺废气

工艺废气主要来自站场储罐大小呼吸废气、注采生产和集输过程无组织废气以及集注站火炬放空气。

#### (1) 无组织废气

集注站内设置2座200m<sup>3</sup>内浮顶式凝析油储罐。由于储罐的大小呼吸作用，可产生少量无组织排放的非甲烷总烃（NMHC）。根据《石油库节能设计导则》（SH/T3002-2019）附录A推荐的方法计算，2座凝析油储罐大呼吸损耗为0.33t/a，小呼吸损耗为0.84t/a。储罐非甲烷总烃排放量约为1.17t/a。

储气库运行期废气污染源排放情况见表2.4-1。

表2.4-1 储气库废气排放情况（采气期）

污染源	废气排放量 m <sup>3</sup> /d	污染物	排放速率 kg/d	排放浓度 mg/m <sup>3</sup>	备注
集注站 热媒炉	46948 (最大值)	NO <sub>x</sub>	6.1	130	有组织排放
		SO <sub>2</sub>	0.14	3	
		烟尘	0.9	20	
	110856	NO <sub>x</sub>	14.88	138	有组织排放
		SO <sub>2</sub>	/	/	

集注站 相变炉	2#	(最大值)	烟尘	1.68	15	有组织排放
	3#	35136 (最大值)	NO <sub>x</sub>	4.32	123	
			SO <sub>2</sub>	/	/	
			烟尘	0.48	13	
凝析油罐区	-	NMHC	1.17t/a	-	无组织排放	



## 凝析油储罐区

## (2) 火炬废气

呼图壁储气库集注站存在天然气放空情况，放空天然气进入火炬燃烧后排入大气。

集注站设置1套高压火炬系统和1套低压火炬系统，1#、2#、3#集配站外各设有放空火炬装置1套，对站内各压力容器及外输气管线进行泄压放空。站场火炬情况统计见表2.3-3所示。

表2.3-3站场火炬统计情况表

序号	排放点名称		建设年代	火炬高度	内径	备注
1	集注站	高压火炬	2013.6	65m	DN800	无放空流量计
		低压火炬	2013.6	25m	DN450	无放空流量计
2	1#集配站		2013.6	25m	DN480	无放空流量计
3	2#集配站		2013.6	25m	DN480	无放空流量计
4	3#集配站		2013.6	25m	DN480	无放空流量计

集注站火炬	2#集配站火炬

### 2.3.2 废水

储气库运行期废水排放主要来自集注站。采气期内，废水主要包括集注站产生的采气废水、井下作业废水、少量其它生产废水和生活污水。注气期和平衡期内，废水主要为集注站生活污水。污水产排情况见下表。

表2.3-4储气库作业区污水产排情况表

类别	废弃物名称	产生部位	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	处理措施
污水	生活污水	集注站生活区	氨氮、COD、油类	1577	1577	排入排水管网，由昌吉高新开发区污水处理厂处理

采气废水	集注站	SS、COD、石油类和挥发酚	7138	0	外运委托新疆油田储气库采油二厂进行处置
锅炉排污水	集注站	SS、COD	15	15	
化验室排水	集注站	SS、COD、氨氮	3.3	3.3	由昌吉高新开发区污水处理厂处理
地面拖洗水	集注站	SS、COD	36.5	36.5	

### 2.3.2.1生产废水

#### (1) 采气废水

储气库产生的采气废水主要来自地层采出水，产生于采气期天然气处理过程中，由闪蒸分离器油水分离及乙二醇再生分离出的废水，称为采气废水。废水中主要污染物为SS、COD、石油类和挥发酚。

采气废水产生量随采气量变化而变化。在正常调峰工况下，采气废水产生量为2.73~42.69m<sup>3</sup>/d，平均约为20m<sup>3</sup>/d；在应急调峰工况下，采气废水产生量为39.29~99.95m<sup>3</sup>/d，平均约为75.42m<sup>3</sup>/d，2024年总产生量约7138m<sup>3</sup>。类比呼图壁气田地层采出水水质分析结果，废水中主要污染物为SS、COD、石油类和挥发酚。采气废水通过站区管网排进100m<sup>3</sup>污水接收罐，再排入埋地污泥罐后定期装车拉运至采油二厂81号处理站污水处理系统处理后达到回注水标准后回注油藏。

污水接收罐
-------

#### (2) 井下作业废水

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水。拉运至81号处理站采出水处理系统处理。酸化、压裂、修井等作业废液由罐车拉运至81号处理站采出水处理系统，处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）有关标准限值后回注，未外排。

#### (3) 其它生产废水

集注站其它生产废水主要包括锅炉排污水、化验室排水、地面拖洗水等，全部为间断排放，排放量约为54.8m<sup>3</sup>/a，主要污染物为COD、BOD<sub>5</sub>、SS、氨氮、石油类。锅炉排污水经过降温预处理；化验室排水、地面拖洗水经过隔油预处理后，全部依托开发区污水管网排入昌吉高新技术开发区污水处理厂处理。

### 2.3.2.2生活废水

本项目井口和3座集配站无人值守，无生活污水排放。

集注站生活废水排放量为4.32m<sup>3</sup>/d，生活污水主要流向为经化粪池简易处理后，通过站区生活污水排水管网排入已建DN600开发区排水管线，统一送至昌吉高新技术开发区污水处理厂进行处理。

储气库生活污水及锅炉排水等废水浓度符合昌吉高新技术开发区污水处理厂进水要求，储气库出水水质指标见下表。

表2.3-5 储气库出水水质指标情况表（单位：mg/L，pH除外）

水质指标	pH	COD <sub>Cr</sub>	NH <sub>3</sub> -N	动植物油	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	余氯
浓度	6-9	≤500	≤10	≤60	≤10000	≤1000	≤500

### 2.3.3噪声

呼图壁储气库开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和运营期（注气期和采气期）噪声两部分。

施工期为钻井施工过程，主要是钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、井下作业噪声、机动车辆噪声等，其源强分别为：①钻机：100~110dB（A）；②泥浆泵：95~100dB（A）；③柴油发电机：100~105dB（A）。施工期对环境的影响是暂时的，影响时间短。

注气期内，噪声主要来自于集注站注气压缩机、过滤分离器、生产管汇等。采气期内，噪声主要来自集注站外输气压缩机、空冷器、分离器、空气压缩机、J-T阀、注醇泵等大型机泵、热媒炉、采暖锅炉。在事故状态下，火炬放空也是较大噪声源。集注站及集配站周围200m范围内无声环境敏感点。根据现场勘查情况，产噪设备采取了厂房隔声、消声器、固定基座等降噪方式。

主要噪声源详见表2.3-6。

表2.3-6 主要噪声源

阶段	站场名称	声源位置	设备名称	数量	噪声强度 dB（A）
注气期	集注站	压缩机房	注气压缩机	8台	100-105
			旋流分离器	5台	60-70
			过滤分离器	5台	60-70
		露天(设有声屏障)	空冷器	8台	85-90
	集配站	露天	集气管汇	3个	60-70
	压缩机房		外输气压缩机	3台	100-105
			旋流分离器	4台	70-80
			过滤分离器	4台	70-80
		露天(设有声屏障)	空冷器	3台	85-90
		露天	集气管汇	1个	60-70

	集注站	露天	J-T阀	8台	70-80
		气处理装置	脱水脱烃空冷器	1台	90-95
		注醇泵房	乙二醇注醇泵	5台	80-85
		装车泵房	凝析油装车泵	4台	60-70
		空压机房	空气压缩机	2台(1开1备)	90-95
			空气干燥器	2台(1开1备)	80-85
		热媒炉操作间	热媒炉	2台	70-80
			导热油循环泵	1台	70-80
		锅炉房	采暖锅炉	2台	70-80
		相变炉	相变加热炉	3台	70-80
	泵房	注水泵	2台	80-85	
	集配站	露天	集气管汇	3个	60-70
	事故	集注站	露天	火炬	1个
集配站		露天	火炬	3个	100-110

### 2.3.4 固废

产生的固体废物主要分为一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。

#### 2.3.4.1 施工期固体废物

本工程施工区产生的固体废弃物主要来自钻井过程中产生的岩屑、废弃泥浆，废机油和少量生活垃圾。

2017年之前，废弃泥浆和岩屑排入具有防渗措施的岩屑池内，待固化后填埋处置。

2017年后，公司统一要求采用钻井泥浆随钻不落地无害化治理技术对钻井泥浆及岩屑进行无害化处理，废弃泥浆和岩屑进行固液分离，泥浆循环利用，岩屑暂存于井场内防渗临时堆场，由新疆众人石油科技有限公司对废弃岩屑转运至众人钻井废弃物（岩屑）处置场进行无害化处置，处置后满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中表1限值要求后用于修建油田简易公路、固废场封场覆土、自然坑洼填充等。钻井结束后，对岩屑暂存场清理平整，恢复原貌。

施工中产生的废机油委托新疆聚力环保科技有限公司处置；一般工业固体废物集中收集后拉至阜康市亿一商贸有限公司处理。

施工期生活垃圾统一堆存在临时垃圾堆放点，施工结束后统一清运至昌吉市城市生活垃圾填埋场填埋处理。

#### 2.3.4.2 运营期固体废物

运营期产生的固体废物主要为分离器检修和清管收球作业产生的废渣、废分子筛，以及压缩机等设备检修产生的废润滑油和职工生活产生的生活垃圾。

清管废渣存于排污罐中，由第三方检修单位克拉玛依三达有限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。

集注站设有过滤分离器。分离器在检修中通过自身压力排尘。为避免粉尘的飘散，需将清除的废物导入排污罐中进行湿式除尘。分离器检修废渣存于排污罐中，由第三方检修单位克拉玛依三达有限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。

在空氮站变压吸附制氮系统中，专用碳分子筛平均2年卸除1次，产生量约300kg/次，由厂家回收处置。

集注站压缩机等设备定期进行维修保养，保养期间废油由压缩机专业检修单位回收处置。

集注站及3座集配站生活垃圾产生量约9t/a，生活垃圾集中收集后，由昌吉高新区市政公用事业管理中心拉运处置。

目前储气库内未设置固体废物填埋场，储气库固废产生及处理情况详见下表。

表2.3-7运营期固体废物污染源汇总表

名称	产生位置	主要成分	数量	处置方式	去向
清管和分离器检修废渣	集注站、集配站	氧化铁粉末、粉尘、废矿物油	60kg/a	委托有资质的单位接收处置	由第三方检修单位克拉玛依三达有限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。
废分子筛	空氮站	活性炭	300kg/次	厂家回收	厂家回收
生活垃圾	站场工作人员	纸屑、果皮等	9t/a	由昌吉高新区市政公用事业管理中心拉运处置	

根据现场踏勘与现有环评、验收资料对比，经过核算统计，储气库作业区后评价范围工程运营期污染物排放情况见表2.3-8。

表2.3-8储气库作业区后评价范围内三废产生排放情况表

类别	名称	主要污染物	产生量t/a	排放量t/a	处理现状
废气	天然气燃烧废气	烟尘	0.41	0.41	经排气筒高空排放
		SO <sub>2</sub>	0.03	0.03	
		NO <sub>x</sub>	1.55	1.55	
	凝析油储罐呼吸废气	非甲烷总烃	1.17	1.17	无组织排放
	甲醇储罐呼吸废气	甲醇	0.08	0.08	
废水	采气废水	SS、COD、石油类和挥发酚	7138	0	外运委托新疆油田储气库采油二厂进行处置
	锅炉排污水	SS、COD	165	165	预处理后排入昌吉高新区排水管网，由开发区污水处理厂进行处理
	化验室排水	SS、COD、氨氮	3.3	3.3	
	地面拖洗水	SS、COD	720	720	
	集注站等员工生活污水	氨氮、COD	1577	1577	化粪池处理后，排入昌吉高新区排水管网，由开发区污水处理厂进行处理
固废	清管和分离器检修废渣	氧化铁粉末、粉尘	60kg/a	0	由第三方检修单位克拉玛依三达有限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。
	废分子筛	活性炭	300kg/次	0	厂家回收
	生活垃圾	纸屑、果皮等	9t/a	0	由昌吉高新区市政公用事业管理中心拉运处置

## 2.4 污染物排放总量及排污许可

呼图壁储气库集注站位于昌吉高新技术产业开发区内，储气库作业区于2020年11月9日办理完成呼图壁储气库作业区固定污染源排污登记（登记编号：91650200228900005X001V）。

根据《排污许可申请与核发技术规范锅炉》（HJ953-2018）核算废气排放总量。燃料消耗量约为82.8万m<sup>3</sup>/a，燃料气来自凝析油稳定装置的闪蒸气和脱水脱烃装置的闪蒸气，不足部分由产品干气补充，估算废气排放总量SO<sub>2</sub>：0.03/a，NO<sub>x</sub>：1.55t/a。

## 2.5 项目实际建设变动情况说明

通过储气库作业区已有的环评、验收手续中的主要建设内容与实际情况相比变动情况见表2.5-1。

表2.5-1 主要建设内容变动情况一览表

序号	工程名称	环评阶段	验收阶段	后评价阶段
1	集注站	2012年环评，天然气设计处理规模2800×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，注气能力1550×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，凝析油稳定设计规模250t/d。	2017年验收，天然气处理规模2800×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，注气能力1550×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，凝析油稳定设计规模150t/d。	2024年，实际天然气处理量2800×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，注气量386×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，凝析油稳定处理量21.69t/d。
2	1#集配站	2012年环评，1#集配站设计注采气规模为4×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d，采气规模为7.36×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d。	2017年验收，与环评一致。	2024年实际注气规模为2.3×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d，采气规模为2.1×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d。
3	2#集配站	2012年环评，2#集配站设计注采气规模为5.76×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d，采气规模为1.068×10 <sup>7</sup> m <sup>3</sup> /d。	2017年验收，与环评一致。	2024年实际注气规模为6.1×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d，采气规模为9.72×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d。
4	3#集配站	2012年环评，3#集配站设计注采气规模为5.76×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d，采气规模为1.068×10 <sup>7</sup> m <sup>3</sup> /d。	2017年验收，与环评一致。	2024年实际注气规模为5.46×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d，采气规模为6.49×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d。
5	采气废水处理装置	2012年环评，设计处理能力10m <sup>3</sup> /d，主要包括一体化污水处理装置、60m <sup>3</sup> 立式接收罐、20m <sup>3</sup> 埋地卧式污泥罐、20m <sup>3</sup> 卧式压力污油罐。采气废水经过处理满足注水指标要求后通过新建2口注水井回注地层。	2017年验收，建设内容与环评一致。采气废水处理装置未投运，采气废水委托新疆油田公司采油二厂进行处置。	后评价阶段，采气废水处理装置未投运，采气废水委托新疆油田公司采油二厂进行处置。



6	井场	历次环评包括50口井。	历次验收包括50口，43口注采井、5口监测井、1口注水井。	至2025年8月底，实际建设50口，其中43口注采井、5口监测井、2口注水井（均未启用，未注水）。
---	----	-------------	-------------------------------	---

对比历年环评批复和验收调查文件，截至2025年10月底呼图壁储气库后评价范围内实际建设内容基本与环评文件及批复一致，未发生重大变动。

### 3.储气库建设过程回顾

主要包括回顾建设项目环境影响评价、环境保护措施落实、环境保护设施竣工验收、环境监测情况以及公众意见收集调查情况等。回顾分析项目与规划环评及审查意见、现行的国家及地方环境保护政策的符合性。

#### 3.1储气库开发环保手续情况

##### 3.1.1环保手续履行情况回顾

2012年,中国石油新疆油田分公司利用呼图壁气田的产气层——紫泥泉子组E1-2Z21和E1-2Z22两个砂层作为储气层,建设呼图壁储气库工程。该工程实际建设总井数35口,其中30口注采井、4口监测井、1口注水井;建设1座集注站和3座集配站,新建双向输气管线首站2座、双向输气管线末站1座、储气库-706泵站输气管线末站1座、单井注采管线34km、注气干线6.4km、采气干线6.4km;双向输气管线35.4km、储气库一706泵站输气管线9.0km及污水处理装置、供热等设施。工程于2012年10月通过审批(新环自函〔2012〕333号),2017年1月通过验收(新环函〔2017〕9号)。

2017年,中国石油新疆油田分公司部署了呼图壁储气库采气系统工艺完善工程,主要工程内容为在集注站设置3座加热炉(1.5MW水套加热炉,2.9MW水套加热炉,4.6MW水套加热炉),1、2、3号集配站各分别设置一座注甲醇橇,注醇量分别为0.1m<sup>3</sup>/h、0.21m<sup>3</sup>/h、0.15m<sup>3</sup>/h。该工程于2017年8月通过审批(昌州环评〔2017〕82号),2019年12月3日通过自主验收。

为了满足天然气战略安全并更好地发挥呼图壁储气库的调峰应急作用,考虑在气库有效控制面积之外的潜力区新增补充井位,提升气库采气能力,2018年新增12口井(11口注采井,1口监测井),并配套地面注采管线建设;2、3号集配站扩建注采分配计量装置1套,集注站内新增凝析油-导热油换热器1座,增加排污泵1台。工程于2018年9月通过审批(昌州环评〔2018〕55号),2021年3月通过自主验收。

呼图壁储气库开发工程环保手续履行情况见表3.1-1所示,单井环保手续见表3.1-2~3.1-3及附表1,主要地面设施情况见表3.1-4。

本次储气库后评价范围内建设内容包括集注站1座、集配站(1号、2号、3号集配站)3座,43口注采井、5口监测井、2口注水井以及内部集输工程环保手续齐全。呼图壁储气库工程环评报告书(新环自函〔2012〕333号)中1座双向输气管

线末站，1座储气库-706泵站输气管线末站，以及双向输气管线和储气库—706泵站输气管线属于新疆油田分公司油气储运公司管辖，不属于呼图壁储气库作业区管辖范围，故不列入本次后评价范围内。

表3.1-1呼图壁储气库后评价范围内油气开发活动环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	环评情况	环评工程概况	验收情况	验收内容	备注
1	《新疆油田呼图壁储气库工程环境影响报告书》，北京中油建设项目劳动安全卫生预评价有限公司	2012年4月24日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复：新环自函(2012) 333号	部署新钻总井数38口，注采井34口、注水井2口、监测井2口。地面工程：集注站3座、集注总站1座，首站2座，双向输气管线末站1座，储气库-706泵站输气管线末站1座。库区内部集输管线36.32km(单井注采管线采用注采合一管道，总长度为40km。集注总站至1号集注站注气干线管道，长度约4158m；至3号集注站注气干线管道长度约2172m。2号集注站注气干线“T”接至3号集注站-集注总站注气干线，长度约1260m。)外输管线93.72km，巡井道路27km。储气库库容为107亿立方米，分两期建设，其中一期建成注气规模27.9亿立方米，采气能力20亿立方米，建设天然气处理装置3套，凝析油处理装置1套。	2017年1月4日取得验收意见：新环函(2017) 9号；新疆环境监测总站编制验收报告	实际建设总井数35口，其中30口注采井、4口监测井、1口注水井。实际建设1座集注站(4套700×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d天然气处理装置、8台注气压缩机、3台采气压缩机、4套露点控制装置和1套150t/d凝析油处理装置,并配套乙二醇回收、空氮、自控、仪表、供电、消防等设施)和3座集配站，新建双向输气管线首站2座、双向输气管线末站1座、储气库-706泵站输气管线末站1座、单井注采管线34km、注气干线6.4km、采气干线6.4km、双向输气管线35.4km、储气库—706泵站输气管线9.0km及供热等设施。未发生重大变动。	其中首站2座，双向输气管线末站1座，储气库-706泵站输气管线末站1座，以及双向输气管线和储气库—706泵站输气管线属于新疆油田分公司油气储运公司管辖，不属于呼图壁储气库作业区管辖范围，故不列入本次后评价范围内。
2	《呼图壁储气库采气系统工艺完善工程环境影响报告表》，新疆天合环境技术咨询有限公司	2017年8月29日取得昌吉回族自治州环境保护局批复：昌州环评(2017) 82号	本工程在集注站设置3座相变加热炉（功率分别为1.5MW、2.9MW、4.6MW）；1#、2#、3#集配站各分别设置一座注甲醇橇，注醇量分别为0.1m <sup>3</sup> /h、0.21m <sup>3</sup> /h、0.15m <sup>3</sup> /h，注甲醇橇配置10m <sup>3</sup> 的甲醇储罐，并配备高压注醇泵（计量注醇）、低压注醇泵（生产注醇）。	2019年12月3日通过自主验收；中煤科工集团重庆设计研究院有限公司编制验收报告	与环评一致。	

3	《呼图壁储气库调整工程环境影响报告表》，新疆天合环境技术咨询有限公司	2018年9月21日取得昌吉回族自治州环境保护局批复：昌州环评〔2018〕55号	新建12口井，其中11口注采井，1口监测井，单井注气规模为110×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，单井采气规模为120×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d；3号集配站扩建8井式注采分配计量装置1套，增加排污泵2台（一用一备）；集注站内新增凝析油-导热油换热器1座；新建4号集配站1座，新建储气库应急抢险中心1座（包含储存库房、检维修中心用房、车库、料棚、0.7MW燃气供暖锅炉1台）；新建注采管道11条，管道长度为17.4km；配套仪表、电气、通信、防腐、消防等系统。	2021年3月2日通过自主验收；（新疆天熙环保科技有限公司编制验收报告	实际部署12口井，其中11口注采井，1口监测井，单井注气规模为110×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，单井采气规模为120×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d；2#、3#集配站扩建8井式注采分配计量装置1套；集注站内新增凝析油-导热油换热器1座，排污泵1台；新建注采管道11条，管道长度为13.5km；新增采气干线1条，管道长度为2.15km；配套仪表、电气、通信、防腐、消防等系统。未发生重大变动。	其中储气库应急抢险中心和4号集配站未建。
---	------------------------------------	--	--	-------------------------------------	--	----------------------

表3.1-2单井环保手续统计表

序号	井号	坐标	井别	井型	开钻时间	完钻时间	井深	环评文号	验收文号
1	HUK1		注采井	直井	2011.10.27	2012.7.6	3655	新环自函(2012)333号	新环函(2017)9号
2	HUK2		注采井	直井	2012.9.23	2013.6.11	3675		
3	HUK3		注采井	直井	2012.8.27	2013.5.16	3652		
4	HUK4		注采井	直井	2012.8.12	2013.5.13	3640		
5	HUK5		注采井	直井	2012.9.21	2013.6.24	3635		
6	HUK6		注采井	直井	2013.5.16	2013.10.26	3650		
7	HUK7		注采井	直井	2012.3.23	2012.8.10	3640		
8	HUK8		注采井	直井	2012.4.22	2012.10.13	3645		
9	HUK9		注采井	直井	2011.11.8	2012.7.14	3662		
10	HUK10		注采井	直井	2011.10.6	2012.5.31	3645		
11	HUK11		注采井	直井	2012.3.6	2012.7.23	3658		
12	HUK12		注采井	直井	2012.10.9	2013.7.5	3650		
13	HUK13		注采井	直井	2013.6.7	2013.10.7	3640		
14	HUK14		注采井	直井	2012.8.18	2013.4.30	3620		
15	HUK15		注采井	直井	2013.6.26	2013.10.22	3636		
16	HUK16		注采井	直井	2013.8.24	2014.6.29	3640		
17	HUK17		注采井	直井	2011.6.26	2012.4.9	3595		
18	HUK18		注采井	直井	2011.6.27	2012.3.13	3615		
19	HUK19		注采井	直井	2011.8.25	2012.4.13	3590		
20	HUK20		注采井	直井	2011.6.16	2011.11.3	3591		
21	HUK21		注采井	直井	2012.3.3	2012.7.18	3635		
22	HUK22		注采井	直井	2012.4.22	2012.9.3	3650		
23	HUK23		注采井	直井	2011.10.1	2012.4.29	3610		
24	HUK24		注采井	直井	2011.7.18	2012.3.16	3586		

25	HUK25	注采井	直井	2012.3.27	2012.8.2	3625	新环自函（2012）333号	新环函（2017）9号
26	HUK26	注采井	直井	2013.6.26	2013.11.11	3635		
27	HUK27	注采井	直井	2013.7.25	2014.5.8	3635		
28	HUK28	注采井	直井	2016.4.4	2016.9.8	3634		
29	HUK29	注采井	直井	2013.7.25	2014.5.4	3640		
30	HUHWK2	注采井	水平井	2011.6.15	2012.8.25	4180		
31	HUHWK3	注采井	水平井	2019.05.16	2019.12.15	4641	昌州环评（2018）55号	2021年3月2日自主验收
32	HUHWK4	注采井	水平井	2018.10.22	2019.06.03	4310		
33	HUHWK5	注采井	水平井	2019.05.05	2019.08.30	4133		
34	HUHWK6	注采井	水平井	2018.10.15	2019.09.20	4222		
35	HUHWK7	注采井	水平井	2019.06.20	2020.07.20	4710		
36	HUHWK8	注采井	水平井	2019.07.01	2019.11.29	4500		
37	HUHWK9	注采井	水平井	2019.02.25	2019.12.25	4332		
38	HUHWK10	注采井	水平井	2019.03.10	2020.06.20	4411		
39	HUHWK11	注采井	水平井	2018.10.22	2019.08.05	4311		
40	HUHWK12	注采井	水平井	2019.03.14	2019.07.23	4130		
41	HUHWK13	注采井	水平井	2019.06.21	2019.10.25	4202		
42	HUHWK21	注采井	水平井	2021.06.3	2021.10.11	4202	昌州环评（2018）55号	2021年10月21日自主验收
43	HUHWK22	注采井	水平井	2021.5.15	2021.8.11	4202		
44	HUHZ1井	注水井	直井	2013.4.26	2013.6.13	2545	新环自函（2012）333号	新环函（2017）9号
45	HUHZ2井	注水井	直井	2017.8.15	2017.9.13	2565		
46	HUKJ1井	监测井	直井	2012.7.20	2013.4.17	3675		
47	HUKJ2井	监测井	直井	2012.5.11	2012.10.1	3700		
48	HUKJ3井	监测井	直井	2019.02.17	2019.07.03	3633	昌州环评（2018）55号	2021年3月2日自主验收
49	HUKJ4井	监测井	直井	2012.1.16	2013.5.1	7353		新环函（2017）9号
50	HUKJ5井	监测井	直井	2013.8.17	2013.9.20	2478		

表3.1-3呼图壁储气库主要地面设施环保手续情况汇总表

序号	工程名称	工程内容	所属项目	环评文件			验收文件		
				审批单位	环评批复文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	集注站	建设集注站一座，集注站内建有4套700×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d天然气处理装置、8台注气压缩机、3台采气压缩机、4套露点控制装置和1套150t/d凝析油处理装置，并配套乙二醇回收、空氮、自控、仪表、供电、消防等安全生产设施。	新疆油田呼图壁储气库工程	原自治区环保厅	新环自函（2012）333号	2012年4月24日	自治区监测总站	新环函（2017）9号	2017年1月4日
		在集注站设置3座相变加热炉（功率分别为1.5MW、2.9MW、4.6MW），对外输天然气进行加热，保证储气库冬季正常生产。	呼图壁储气库采气系统工艺完善工程	昌吉回族自治州环境保护局	昌州环评（2017）82号	2017年8月29日	自主验收	/	2019年12月3日
2	1#集配站	1#集配站设计注采气规模为4×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d，采气规模为7.36×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d。由管汇区、进站阀组区、计量分离区、收、发球筒、火炬储液器、埋地污油罐等组成。	新疆油田呼图壁储气库工程	原自治区环保厅	新环自函（2012）333号	2012年4月24日	自治区监测总站	新环函（2017）9号	2017年1月4日
		1#集配站设置一座注甲醇橇，注醇量为0.1m <sup>3</sup> /h，注甲醇橇配置10m <sup>3</sup> 的甲醇储罐，并配备高压注醇泵（计量注醇）、低压注醇泵（生产注醇）。	呼图壁储气库采气系统工艺完善工程	昌吉回族自治州环境保护局	昌州环评（2017）82号	2017年8月29日	自主验收	/	2019年12月3日



3	2#集配站	2#集配站设计注采气规模为 $5.76 \times 10^6 \text{m}^3/\text{d}$ ，采气规模为 $1.068 \times 10^7 \text{m}^3/\text{d}$ 。由管汇区、进站阀组区、计量分离区、收、发球筒、火炬储液器、埋地污油罐等组成。	新疆油田呼图壁储气库工程	原自治区环保厅	新环自函(2012)333号	2012年4月24日	自治区监测总站	新环函(2017)9号	2017年1月4日
		2#集配站设置一座注甲醇橇，注醇量为 $0.21 \text{m}^3/\text{h}$ ，注甲醇橇配置 $10 \text{m}^3$ 的甲醇储罐，并配备高压注醇泵（计量注醇）、低压注醇泵（生产注醇）。	呼图壁储气库采气系统工艺完善工程	昌吉回族自治州环境保护局	昌州环评(2017)82号	2017年8月29日	自主验收	/	2019年12月3日
4	3#集配站	3#集配站设计注采气规模为 $5.76 \times 10^6 \text{m}^3/\text{d}$ ，采气规模为 $1.068 \times 10^7 \text{m}^3/\text{d}$ 。由管汇区、进站阀组区、计量分离区、收、发球筒、火炬储液器、埋地污油罐等组成。	新疆油田呼图壁储气库工程	原自治区环保厅	新环自函(2012)333号	2012年4月24日	自治区监测总站	新环函(2017)9号	2017年1月4日
		3#集配站设置一座注甲醇橇，注醇量为 $0.15 \text{m}^3/\text{h}$ ，注甲醇橇配置 $10 \text{m}^3$ 的甲醇储罐，并配备高压注醇泵（计量注醇）、低压注醇泵（生产注醇）。	呼图壁储气库采气系统工艺完善工程	昌吉回族自治州环境保护局	昌州环评(2017)82号	2017年8月29日	自主验收	/	2019年12月3日
5	各类管线	单井注采管线 $34 \text{km}$ 、注气干线 $6.4 \text{km}$ 、采气干线 $6.4 \text{km}$ 。	新疆油田呼图壁储气库工程	原自治区环保厅	新环自函(2012)333号	2012年4月24日	自治区监测总站	新环函(2017)9号	2017年1月4日
		新建注采管道11条，管道长度为 $13.5 \text{km}$ ；新增采气干线1条，管道长度为 $2.15 \text{km}$ 。	呼图壁储气库调整工程	昌吉回族自治州环境保护局	昌州环评(2018)55号	2018年9月21日	自主验收	/	2021年3月2日

### 3.1.2环评环境影响预测和评价结论回顾

呼图壁储气库位于昌吉高新技术产业开发区内和呼图壁县二十里店镇境内。储气库共进行3开发工程环评（2012年、2017年、2018年），环评报告均委托环评单位编制。主要评价结论总结如下：工程占地范围不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。项目实施后可以保证北疆地区用气，并保障西气东输二线供气的连续性和稳定性。工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并存在一定的风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要加强环境管理，认真落实环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，就可以使本工程对环境造成的不利影响降到最低限度，项目建设在环境保护方面是可行的。

#### (1) 《新疆油田呼图壁储气库工程环境影响报告书》

根据2012年编制的《新疆油田呼图壁储气库工程环境影响报告书》，摘录环境影响预测和评价结论如下表3.1-4。

表3.1-4环境影响预测和评价结论

环境要素	内容	备注
生态环境	工程管道敷设、站场修筑、钻井作业、道路修筑等施工期间，由于开挖填埋、机械与车辆碾压、人员践踏等影响，使植物赖以生长的土壤环境受到扰动，对于荒漠生态系统来讲，植被的自然更新比较困难，尤其是荒漠中的乔、灌木，如梭梭等，自然恢复到施工前的水平需要较长的时间。对于农业生态环境来讲，项目建设将耽误一季农作物收成，施工结束后，第二年可恢复种植。预计拟建工程将造成工程所在地区农作物产量损失 $130.64 \times 10^4 \text{kg}$ ；生物量减少100.79t。	
环境空气	施工期，环境空气影响主要来自施工扬尘、钻井作业机械废气和车辆尾气排放。钻井作业产生的废气主要来自大功率柴油机和发电机产生的烟气，主要废气污染物为 $\text{NO}_x$ 、CO和 $\text{SO}_2$ 。此类排放源为间断、分散排放源，钻井施工结束后排放即消失。施工扬尘主要来自土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放和混凝土拌合等以及施工车辆运输产生的扬尘，在采取有效防尘措施的情况下，不会对周围环境产生较大影响。 运行期，废气排放主要包括清管作业、分离器检修和超压放空活动排放的烃类气体，集注总站凝析油罐区无组织排放的烃类气体，以及热媒炉和采暖锅炉排放的燃烧烟气，主要污染物为非甲烷总烃、 $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 和烟尘。由于污染物排放量较小，根据预测结果，拟建工程对周围环境空气影响较小。	
地表水环境	施工期，地表水环境影响主要来自外输管线河流穿越施工。拟建工程除三屯河东、西干渠采用顶管方式穿越外，其他河流均采用大开挖方式穿越河流。大开挖穿越对河流水质有一定影响。但在穿越施工过程中采取本报告提出的环保措施，防止污水进入环境水体，则不会对	

	<p>地表水产生污染。顶管穿越施工方式技术成熟，施工期只要避开汛期，基本不会对地表水体产生影响。</p> <p>运行期，拟建工程运行期集注总站和外输管线末站将产生少量生活污水。集注总站生活污水依托开发区污水处理厂处理。外输管线末站少量生活污水依托毗邻的706泵站和昌吉分输站现有设施处理后，用于站场绿化，不直接排入地表水体，对周围水环境影响很小。集注总站排放的采气废水处理回注地层，不排入地表水体。因此，拟建工程运行期废水排放不会对周围水环境产生影响。</p>	
地下水环境	<p>工程施工过程中产生的废水主要有钻井废水和生活污水。钻井废水主要污染物为pH、COD、SS等，全部排入防渗泥浆池，施工结束后与废弃钻井泥浆一起固化处理后，覆土填埋，不外排入环境水体。钻井现场生活污水排放量较少，主要污染物为COD、BOD<sub>5</sub>、SS、氨氮等，排放的生活污水经化粪池预处理后用于荒漠植被绿化。因此，在正常情况下，项目施工期排放的钻井废水和生活污水对地下水环境及三工镇饮用水水源保护区影响很小。</p> <p>运行期，项目废水主要包括采气废水和场站生活污水。采气废水通过注水井回注于2300m以下的沙湾组。从注水井所在地区的水文地质资料分析可知，储气库所在地区地下水开采层均为第四系松散岩类孔隙水，潜水开采层深度为40m~150m，承压水开采层深度为200m~350m。而废水回注至2300m以下的沙湾组，上下跨度约2000m，且沙湾组上覆有塔西河组大套泥岩隔层。另一方面，注水井采用二开井身结构，通过表层套管和生产套管及固井水泥套等将回注污水与第四系地层分隔，类比现有呼图壁气田呼3井注水影响分析，回注污水进入该地区地下水主要的开发利用层位—第四系含水层的可能性较小。但应该指出，确保注水井固井质量、加强运行期注水管理是避免地下水污染的关键，防止污水回注对地下水造成污染。</p>	
固体废物	<p>施工期钻井废弃泥浆和岩屑排入井场内的防渗废弃泥浆池中，完钻后一起就地进行固化填埋处置。清管、检修过程中所产生的废渣属于一般工业固体废物，清管检修废渣存于排污罐中，定期清运。集注站污水处理装置产生的含油污泥排入1座20m<sup>3</sup>埋地卧式污泥罐收集，定期拟送克拉玛依博达环保科技有限公司处置。压缩机定期维修产生的废润滑油送克拉玛依博达环保科技有限公司接收处置。本工程建设及运行过程中产生的固体废物经以上方式处理后对项目区的土壤、植被及地下水环境造成的影响很小。</p>	
环境风险	<p>工程在钻井、老井处理、注采作业、污水回注过程中存在着发生井喷、火灾爆炸、有毒有害物质泄漏等事故的风险。工程天然气集输管线、外输管线，以及集注总站为重大危险源。环境风险保护目标主要为库区和外输管线周围5km范围内集中居民区、社会关注区、开发区内工业企业，以及库区地下水环境。</p> <p>根据本次评价对假定井喷事故、最大可信事故管道发生天然气泄漏事故和火灾次生污染环境事故后果(致死人数)，以及事故发生概率，计算该类环境事故风险值。结果表明，本次评价假定的环境风险事故不会致人死亡，其环境风险可接受。</p>	

环境影响评价总体结论：本工程利用呼图壁气田的产气层—紫泥泉子组E<sub>1-2</sub>Z<sub>2</sub><sup>1</sup>和E<sub>1-2</sub>Z<sub>2</sub><sup>2</sup>两个砂层作为储气层，在含气面积内新部署注采井34口、注水井2口、监测井2口，建设储气库库容为107.0×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>。建成后，项目每年可向北疆地区输送20×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>清洁天然气，并可保障西气东输二线供气的连续性和稳定性。拟建工程的建设符合国家产业政策、符合“清洁生产”要求，采取了有针对性的污染

防治、生态保护措施，项目建成后，所在地区水环境、环境空气质量符合相应功能区划和标准要求，生态环境较建设前不发生较大改变。

综上所述，只要拟建工程严格执行“三同时”制度，切实落实报告书中提出的各项污染治理措施和污染防治建议，可使污染物达标排放，环境影响能够控制在允许或可接收的范围内，则拟建工程的建设在环保方面是可行的。

## (2) 《呼图壁储气库采气系统工艺完善工程环境影响报告表》

根据2017年编制的《呼图壁储气库采气系统工艺完善工程环境影响报告表》，摘录环境影响预测和评价结论如下表3.1-5。

**表3.1-5环境影响预测和评价结论**

环境要素	内容	备注
生态环境	本项目总占地面积1740m <sup>2</sup> ，占地面积较小位于昌吉国家高新技术产业开发区呼图壁储气库预留发展用地上，占地范围内植被为人工绿化植被，施工结束后及时对临时占地范围施工场地进行清理与植被恢复工作，本项目对周围生态环境影响很小。施工单位只要切实做好施工规划，合理划定施工活动范围，施工中将各项措施落到实处，对生态环境影响较小。	
环境空气	本项目建设期较短，主要废气影响为施工扬尘，其对周围大气环境的影响是短期、局部的，到项目建设完毕，施工期环境影响随之结束。运营期废气主要为加热炉燃烧烟气和无组织排放非甲烷总烃。相变加热炉大气污染物排放浓度可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3大气污染物特别排放限值要求，对周围大气环境影响较小。厂界无组织非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准》无组织浓度监控限值（4mg/m <sup>3</sup> ）要求，本项目运营对周围大气环境影响较小。	
水环境	施工废水的主要污染物为无机悬浮物（SS）和极少量的油类，施工单位在施工期间应设临时沉淀池，使施工过程中产生的污水、场地积水、养护排水等经沉淀处理后上清液回用于喷洒用水，不外排。施工期不在施工现场设施工营地，施工期生活污水对周围环境影响很小。本项目正常情况下无废水产生，正常情况下不会对地下水环境造成影响。施工过程中建设单位应加强施工期的管理，严格按防渗设计要求进行施工，并加强防渗措施的日常维护，使防渗措施达到应有的防渗效果，同时还应加强储存容器的日常管理和保养，避免甲醇的跑冒滴漏现象，采取上述措施后对地下水环境影响较小。	
固体废物	施工期产生固体废物主要有建筑施工废物和生活垃圾，均得到妥善处理，不会对周围环境产生影响。本项目正常运营期不产生固体废物。检修清管产生一定含油废渣，根据现场的实际情况约每年清管2-4次，每次产生清管废渣约3-5kg，属于危废。根据《危险废物贮存污	

	染控制标准》(GB18597-2001)要求,本项目产生的含油废渣采取不锈钢罐收集后由当地有资质的单位进行无害化处理。运营期固体废物不会对周围环境产生影响。	
声环境	<p>施工期噪声主要为施工机械噪声,其噪声影响是短期的暂时的,一旦施工活动结束,施工噪声影响也就随之结束。</p> <p>运营期,厂界的噪声贡献值能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中3类标准中昼、夜间标准限值;叠加背景值后,昼间、夜间厂界噪声预测值仍能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中3类标准限值的要求。由于集注站厂界外1km范围没有声环境敏感目标,所以在工程生产运营后,不会产生扰民现象。</p>	
环境风险	本项目未构成重大危险源,最大可信事故为:甲醇泄漏、火灾爆炸事故。一旦发生泄漏和火灾爆炸事故对周围环境有一定影响,但事故影响相对较小且容易控制,只要做好各项防范措施、制定应急预案,本项目的环境风险可以控制在较小的范围,本项目的事故风险水平是可以接受的。	

环境影响评价总体结论:项目符合国家产业政策,选址合理;项目运行后在严格执行报告中提出的各项污染防治措施的前提下,各项污染物能够达标排放,对周围环境影响较轻,环境风险水平在可接受程度内;本项目建成后将保证呼图壁储气库冬季正常运行,达到安全生产要求,同时满足环境保护相关规定,降低环境风险;项目通过采取报告中相应的环境保护措施后,项目建设对环境的不利影响可得到控制和缓解,从环境保护的角度考虑,项目建设是可行的。

### (3) 《呼图壁储气库调整工程环境影响报告表》

根据2018年编制的《呼图壁储气库调整工程环境影响报告表》,摘录环境影响预测和评价结论如下表3.1-6。

表3.1-6环境影响预测和评价结论

环境要素	内容	备注
生态环境	本工程占用耕地、苗圃,工程占地对农田,苗圃会产生一定的影响。施工活动和工程占地在库区范围内呈点、线状分布,对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响,同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。环评要求划定施工作业范围和路线,不得随意扩大,按规定进行操作。严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围,尽可能减少对土壤和植物的破坏。对于工程所涉及的永久占地和临时占地都应按有关土地管理办法的要求,逐级上报有批准权的政府部门批准。	

环境空气	<p>本工程施工期间的废气主要来源于地面工程建设过程中产生的一定量扬尘。主要影响对象为施工人员，施工期的大气污染属于阶段性的局部污染，施工结束之后污染即消失，所以对周围大气环境影响较小。运营期废气污染物主要包括油气集输过程中产生的一定量烃类挥发、应急抢险中心采暖锅炉烟气等。天然气集输采用高压密闭集输工艺，并选用密封性能好的设备，在正常生产情况下尽可能地减少天然气逸散排放；对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。燃气锅炉天然气燃烧产生烟尘、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>；浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）中表3大气污染物特别排放限值要求，其对大气环境影响较小。在采取上述措施后，工程废气污染物产生量很小，满足达标排放要求。</p>	
水环境	<p>本工程施工期间的废水主要包括钻井废水和工程建设过程中施工废水。钻井废水进入不落地系统，分离后的钻井废水进行泥浆系统，用于后续钻井使用，不外排。井队现场不设置生活区，施工现场仅新建移动式环保厕所，定期清掏用于周边绿植肥料。施工废水经沉降后用于降尘。运营期产生的废水为气藏采出水，送至新疆油田采油二厂污水处理站统一处理，处理后出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注生产目的层。工程运营期应急抢险中心食堂餐饮废水经过隔油处理后，与生活污水一并排入下水管网，最终进入开发区污水处理厂处理，对项目区的环境及项目所在区域地下水质量影响很小。</p>	
固废	<p>本工程施工期产生固废主要是钻井岩屑、废弃泥浆，工程建设产生的废弃建材、废建筑垃圾、弃方和生活垃圾。钻井产生的废弃泥浆进入不落地收集系统，最终由钻井公司回收处理后再利用。岩屑采用随钻不落地技术进行处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于通井路修路、填坑、铺垫井场。站场和井场平整产生的土石方可就地平整，无剩余土方。施工期生活垃圾均交由环卫部门统一拉运。</p> <p>注采期产生的工业固废主要为清管收球作业产生的废渣和含油污泥。清管废渣主要成份为氧化铁粉末、粉尘，定期委托克拉玛依博达生态科技环保有限责任公司处置。含油污泥定期委托克拉玛依博达生态科技环保有限责任公司处置。经以上措施，产生的固体废物可得到妥善处理，不会对周围环境产生明显影响。</p>	
声环境	<p>本工程声环境影响评价范围内无集中人群居住，建设和运营对声环境的噪声贡献值较小，不会产生扰民现象。</p>	
环境风险	<p>本工程应在预防措施上切实做好防止注采井或套管损坏、井喷、天然气管线泄漏的各项措施，严格执行各类管理制度，以最大限度地降低各类事故的发生。工程运营过程中要加强管理，遵守相应的规章制度。同时运营期杜绝跑、冒、滴、漏现象的发生，要防火、防爆、防雷击，注意安全。本工程涉及易燃、易爆物品，其储存、运输、使用等必须严格执行《化学危险品安全管理条例》以及相关的各项法律法规、规范性文件，制定并严格执行日常生产操作规程和相</p>	

	关的事故应急救援预案。工程建成后，严格执行本环评中提出的风险防范措施，合理建设，风险事故将降至最低。在此基础上本工程的环境风险性能能够降低，从环境风险上讲是可以接受的。	
--	--	--

环境影响评价总体结论：建设单位严格执行报告表提出的环保措施，严格执行国家环境保护法规和标准，实现污染物达标排放，从环保角度分析，工程建设是可行的。

环境影响评价建议：建设单位应做好运营期环境管理工作，保证本报告表提出的运营期污染防治措施的贯彻落实，并接受环保行政主管部门和建设单位的监督检查。

### 3.1.3环评批复及验收文件要求回顾

#### (1) 《新疆油田呼图壁储气库工程环境影响报告书》

2012年4月24日由原新疆维吾尔自治区环保厅以《关于新疆油田呼图壁储气库工程环境影响报告书的批复意见》（新环自函〔2012〕333号）批复。2017年1月4日通过原自治区环境保护厅验收（新环函〔2017〕9号）。摘录主要意见如下表。

表3.1-8环评批复及验收文件要求

序号	新环自函（2012）333号	新环函（2017）9号
1	<p>（一）重点做好以下工作：</p> <p>（1）严格控制施工范围，严禁车辆随意碾压，尽量减少对土壤的扰动和对地表植被的破坏，井场永久占地不超过200平方米；管道穿越农田区施工应避开农作物的生长季节，对表层熟土要分层开挖、堆存和回填。施工后及时回填压实，减少开挖面裸露时间，做好现场的清理工作，尽快恢复植被。</p> <p>（2）严格落实居民区段施工的洒水、设置防尘金属围板等抑尘措施，大风天气严禁施工。钻井混浆采用水基环保泥浆，施工期钻井废水与废弃钻井泥浆全部排入防渗泥浆池，上清液由罐车拉运至呼图壁气田现有污水处理设施处理，剩余的进行固化处理后，覆土填埋。酸洗废水由罐车收集后拉运至新疆油田采油二厂污水处理站统一处理后回注地层。</p> <p>（3）穿越河流水体段管道须采取加厚管壁等防渗漏措施，并选择枯水期进行。施工场地须布置在河道护堤外侧100米外禁止向水体排放一切污染物；不得在河流主流区和漫滩区内清洗施工机械或车辆；管道试压废水经收集沉淀处理后综合利用，严禁向河道排放。在双向输气管线穿越三屯河东岸至昌吉末站段北侧段禁止设置施工营地</p>	<p>（一）新疆油田呼图壁储气库工程在实施过程中基本落实了环评文件及批复要求，配套建设了相应的环境保护设施，落实了相应的环境保护措施，经验收合格，同意该项目正式投入运行。</p> <p>（二）工程正式投运后应做好以下工作：加强环保设施的日常维护和运行管理，确保各项污染物稳定达标排放。加强危险废物环境管理，进一步完善环境应急预案，落实环境风险防范措施，定期开展应急演练，确保区域环境安全。加强噪声污染防治措施，确保厂界噪声达标。</p> <p>（三）请昌吉州环保局、昌吉高新技术产业开发区环保局、呼图壁县环保局、自治区环境监察总队做好该项目运行期的日常环境监督管理。</p>

序号	新环自函〔2012〕333号	新环函〔2017〕9号
	<p>和临时厕所，严禁排放各类污染物。</p> <p>（4）施工期生活垃圾、污水须集中收集并就近依托处置或综合利用。集注站采气废水经过污水处理设施处理后，须满足注水指标要求后通过注水井回注地层；生活污水经化粪池预处理，锅炉排污水、地面清洗水和化验室排水经隔油池处理后，近期废水采用一体化地埋式污水处理装置处理，满足《污水综合排放标准》中的二级标准后，排入开发区的调节水库，严禁直接排放。待开发区污水处理厂建成后，全部排入开发区污水管网及处理厂。外输管线昌吉末站和706末站少量生活污水分别依托西二线昌吉分输站和706泵站现有污水处理设施处理后，用于站场绿化。</p> <p>（5）运营期产生的清管废渣、分离器检修废渣存于排污罐中，定期清运至昌吉市生活垃圾填埋场；含油污泥采用污泥罐收集，定期送有资质的单位克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置；废分子筛和废润滑油由生产厂家回收处置。</p> <p>（6）加强库区运行管理，确保站场非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值；噪声排放须满足相关厂界控制标准。</p> <p>（7）制定危险品运输事故环境应急预案，落实各项风险防范措施。事故发生时立即启动应急预案，确保不因管道运输带来生态环境污染与破坏事件。气库运行后应定期对注水井套管进行检测，记录套管腐蚀程度，对腐蚀严重的套管应及时更换；建立库区地下水质量监控体系。</p>	
2	<p>（二）项目开工前须向当地环保部门提交开工报告，施工期须及时报告环保“三同时”执行情况。项目建设方案、建设内容变更的，与本次评价不符的应及时向我厅报批。工程竣工后，建设单位须向我厅提出试运行申请，并严格按照规定程序在试运行3个月内向我厅申请项目竣工环境保护验收，合格后方可正式投入运行。</p> <p>（三）请昌吉州环保局负责该项目日常环境保护监督管理，并提交年度监察报告；自治区环境监察总队负责抽查。</p> <p>（四）你单位应在收到批复10个工作日内，须将批准后的环境影响报告书分送昌吉州环保局、昌吉市环保局、呼图壁县环保局和自治区环境监察总队，并按照规定接受各级环境保护行政主管部门的监督检查。</p>	



(2) 《呼图壁储气库采气系统工艺完善工程环境影响报告表》

2017年8月29日由昌吉回族自治州环境保护局以《关于呼图壁储气库采气系统工艺完善工程环境影响报告表的批复意见》（昌州环评〔2017〕82号）批复。2019年12月3日通过企业自主验收。摘录主要意见如下表。

表3.1-9环评批复及验收文件要求

序号	昌州环评〔2017〕82号	企业自主验收 (2019.12.3)
1	<p>(一) 重点做好以下工作:</p> <p>(1) 做好施工期环境保护工作。项目施工前应制定施工期污染防治计划,加强施工期环境管理。物料定点堆放,散装物料运输和存放时应加盖篷布,确保施工扬尘达标排放,大风天气严禁产生扬尘作业;施工废水、生活污水不得乱排;生活垃圾及建筑垃圾集中收集处置;施工结束后及时恢复迹地。</p> <p>(2) 严格落实大气污染防治工作。天然气锅炉采用低NOx的燃烧技术,炉烟气排放达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)新建锅炉污染物特别排放限值要求。</p> <p>(3) 强化废水治理措施落实。严格落实罐区防渗要求,罐区周围须设置具有强防渗性的围堰和集水沟。加强储存容器的日常管理和保养,避免甲醇的跑冒滴漏现象。生活污水直接排入市政管网,进入高新区污水处理厂处理。</p> <p>(4) 强化噪声污染防治措施。项目运营期间,应选用低噪声的生产设备,采取厂房隔声、基础减震、消声等措施后,厂界噪声应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中3类区标准限值。</p> <p>(5) 做好固体废物综合利用和处置工作。项目检修清管产生的含油废渣属于危险废物,危险废物贮存设施需符合《危险废物贮存污染物控制标准》(GB18597-2001)要求,危险废物转移需符合《危险废物转移联单管理办法》要求,并委托有资质的单位处置。</p> <p>(6) 建设单位应按照《报告表》中提出的风险防范措施逐条落实,编制突发环境事件应急预案,报环保部门备案,并严格贯彻执行、在工程施工和运营过程中,应建立畅通的公众参与平台,及时解决公众提出的环境问题,满足公众合理的环保要求。定期发布企业环境信息,并主动接受社会监督。</p>	<p>(一) 本项目属于储气库采气系统工艺完善工程,储气库工程已通过新疆维吾尔自治区环境保护厅验收(新环函〔2017〕9号);本次验收有组织废气、厂界无组织废气和噪声检测结果符合相关标准限值。</p> <p>(二) 工程环保手续完备,技术资料齐全,执行了环评和“三同时”管理制度,基本落实了环评及批复提出的污染防治措施。验收工作组认为在完成后续要求整改内容并经核实后,同意“呼图壁储气库采气系统完善工艺工程”通过竣工环境保护验收。</p> <p>(三) 后续要求:</p> <p>(1)完善集配站内3座甲醇撬的围堰及围堰内的防渗措施;</p> <p>(2)通过验收后发布企业信息,接受社会监督。</p>

序号	昌州环评（2017）82号	企业自主验收（2019.12.3）
2	<p>（二）你单位须按环境保护“三同时”制度要求,做到环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。项目竣工后,验收合格方可正式投入运行。</p> <p>（三）项目总量指标:二氧化硫2.57t/a、氮氧化物7.7t/a, 总量指标要求有偿使用。</p> <p>（四）本项目的日常环境监管工作由高新区环保局负责, 昌吉州环境监察支队进行不定期抽查。</p> <p>（五）你公司应在收到本批复后20个工作日内,将批准后的《报告表》及批复文件分别送昌吉州环境监察支队、高新区环保局, 并接受各级环境保护行政主管部门的监督管理。</p>	

**（3）《呼图壁储气库调整工程环境影响报告表》**

2018年9月21日, 昌吉回族自治州环境保护局以《关于呼图壁储气库调整工程环境影响报告表的批复》（昌州环评〔2018〕55号）批复。2021年3月2日企业自主验收。摘录主要意见如下表。

**表3.1-10环评批复及验收文件要求**

序号	昌州环评（2018）55号	企业自主验收（2021.3.2）
1	<p>（一）重点做好以下工作：</p> <p>（1）做好施工期环境保护工作。项目施工前应制定施工期污染防治计划, 加强施工期环境管理。物料定点堆放, 散装物料运输和存放时应加盖篷布, 确保施工扬尘达标排放, 大风天气严禁产生扬尘作业; 钻井过程中产生的废弃非磺化水基泥浆、岩屑必须经不落地收集系统处理, 分离后钻井废水返回井下循环利用, 固相经处理后满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997—2017）后用于通井路修路、填坑、铺垫井场等; 钻井过程中产生的生活污水不得乱排; 生活垃圾及建筑垃圾集中收集处置; 电动钻机和各类泵等高噪音设备应设置防震、消声装置, 施工期间机械噪声必须达到《建筑施工厂界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定中有关标准; 严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行和施工范围, 减少对土壤的扰动、植被破坏和减少水土流失。施工结束后做好扰动区域地表恢复。</p> <p>（2）严格落实大气污染防治工作。油气集输过程产生的烃类挥发必须达到《大气污染物综合排放标准》（GB18596-2001）无组织排放监控浓度限值4.0mg/m<sup>3</sup>; 应急抢险中心内天然气锅炉烟气排放必须达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建锅炉污染物特别排放限值要求。鼓励氮氧化物执行30mg/m<sup>3</sup>北京地方排放</p>	<p>（一）本项目各项环境保护措施及设施基本按照环评及其批复要求进行建设。本项目废气达标排放; 采出水运至中国石油新疆油田采油二厂81#站污水处理系统处理, 生活污水进入园区下水管网; 采取隔声降噪措施; 岩屑由克拉玛依众人环保公司及克拉玛依盛洁环保公司处理。因此本项目对周边环境影响较小。</p> <p>（二）项目环保手续完备, 技术资料齐全, 落实了环评及批复规定的污染防治措施, 环保设施运行正常, 制定了应急预案并备案, 验收监测结果表明, 各项监测指标均满足相应标准要求, 同意通过本项目竣工环境保护验收。</p> <p>（三）后续要求, 建议企业后期对集配站进行消声、减振措施降噪, 确保达到环保要求。</p>

序号	昌州环评〔2018〕55号	企业自主验收（2021.3.2）
	<p>标准。</p> <p>（3）强化废水治理措施落实。项目生产运营期产生的气藏采出水送至新疆油田采油二厂51号原油处理站污水处理站统一处理，处理后出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注入地层；加强储存容器的日常管理和保养，避免甲醇的跑冒滴漏现象；应急抢险中心内餐饮废水经隔油处理后与生活污水一并排入下水管网，进入高新区污水处理厂处理。</p> <p>（4）强化噪声污染防治措施。项目运营期间，应选用低噪声的生产设备，采取厂房隔声、基础减震、消声等措施后，厂界噪声应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中3类区标准限值。</p> <p>（5）做好固体废物综合利用和处置工作。项目清管废渣和含油污泥属于危险废物，危险废物转移需符合《危险废物转移联单管理办法》要求，并委托有资质的单位处置。</p> <p>（6）建设单位应按照《报告表》中提出的风险防范措施逐条落实，编制突发环境事件应急预案，报环保部门备案，并严格贯彻执行。</p>	
2	<p>（二）在工程施工和运营过程中，应建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保要求。定期发布企业环境信息，并主动接受社会监督。</p> <p>（三）你单位须按环境保护“三同时”制度要求，做到环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。项目竣工后，应按程序组织开展项目竣工环境保护验收，经验收合格后，方可正式投入运行。</p> <p>（四）本项目的日常环境监管工作由昌吉高新区环保局负责，昌吉州环境监察支队进行不定期抽查。</p> <p>（五）你公司应在收到本批复后20个工作日内，将批准后的《报告表》及批复文件送昌吉州环境监察支队、昌吉高新区环保局，并接受各级环境保护行政主管部门的监督管理。</p>	

### 3.2呼图壁储气库建设工程环保及验收措施落实情况

本次后评价收集、统计呼图壁储气库开发过程中环保设施竣工验收资料和环境主管部门意见。针对意见或批复中要求进一步改善的内容，通过现场调查和监测手段，并结合现状管理情况提出改进措施。

呼图壁储气库建设工程共通过3次竣工环保验收（2017年，2019年，2021年），详述如下。

(1) 《新疆油田呼图壁储气库工程竣工环境保护验收调查报告》

根据《新疆油田呼图壁储气库工程竣工环境保护验收调查报告》（新环函〔2017〕9号），其环保措施落实情况见表3.2-1。

表3.2-1新疆油田呼图壁储气库工程环保措施落实情况

序号	环评批复主要意见	验收期间落实情况	后评价阶段
1	严格控制施工范围，严禁车辆随意碾压，尽量减少对土壤的扰动和对地表植被的破坏，井场永久占地不超过200平方米；管道穿越农田区施工应避开农作物的生长季节，对表层熟土要分层开挖、堆存和回填。施工后及时回填压实，减少开挖面裸露时间，做好现场的清理工作，尽快恢复植被。	施工期按设计进行施工，单井占地面积小于50m×40m；管道穿越农田区表层熟土进行了分层开挖、堆存和回填。施工后覆土回填，清理并平整地表。	与验收期间一致。
2	严格落实居民区段施工的洒水、设置防尘金属围板等抑尘措施，大风天气严禁施工。钻井混浆采用水基环保泥浆，施工期钻井废水与废弃钻井泥浆全部排入防渗泥浆池，上清液由罐车拉运至呼图壁气田现有污水处理设施处理，剩余的进行固化处理后，覆土填埋。酸洗废水由罐车收集后拉运至新疆油田采油二厂污水处理站统一处理后回注地层。	施工期钻井混浆采用水基环保泥浆，钻井废弃泥浆和岩屑产生量排入井场内的防渗废弃泥浆池中，钻井完成后，就地进行固化填埋处置。酸洗废水由罐车收集后拉运至新疆油田采油二厂污水处理站统一处理后回注地层。	与验收期间一致。
3	穿越河流水体段管道须采取加厚管壁等防渗漏措施，并选择枯水期进行。施工场地须布置在河道护堤外侧100米外禁止向水体排放一切污染物；不得在河流主流区和漫滩区内清洗施工机械或车辆；管道试压废水经收集沉淀处理后综合利用，严禁向河道排放。在双向输气管线穿越三屯河东岸至昌吉末站段北侧段禁止设置施工营地和临时厕所，严禁排放各类污染物。	穿越河流水体段管道采取加厚管壁等防渗漏措施，并选择枯水期进行。施工场地远离河道护堤。集注站、集配站、单井管线为氮气试压，注气干线、外输线、双向输气线为清水试压，循环使用。注气干线试压用水排放至开发区市政排水管网。外输线、双向输气线采用分段试压，试压水循环使用，试压完成后排放至季节性冲沟。在双向输气管线穿越三屯河东岸至昌吉末站段北侧段未设置施工营地和临时厕所。	此部分工程不在本次后评价范围内。

4	<p>施工期生活垃圾、污水须集中收集并就近依托处置或综合利用。集注站采气废水经过污水处理设施处理后，须满足注水指标要求后通过注水井回注地层；生活污水经化粪池预处理，锅炉排污水、地面清洗水和化验室排水经隔油池处理后，近期废水采用一体化地埋式污水处理装置处理，满足《污水综合排放标准》中的二级标准后，排入开发区的调节水库，严禁直接排放。待开发区污水处理厂建成后，全部排入开发区污水管网及处理厂。外输管线昌吉末站和706末站少量生活污水分别依托西二线昌吉分输站和706泵站现有污水处理设施处理后，用于站场绿化。</p>	<p>施工期生活垃圾、污水须集中收集并就近依托处置或综合利用。采气废水目前委托新疆油田公司采油二厂进行处置。注采单井井口和3座集配站无人值守，无生活污水排放。集注站生活污水经化粪池简易沉淀处理后，排入昌吉高新技术产业开发区污水管网，由开发区污水处理厂进行处理。双向输气管线昌吉末站生活污水排入50m<sup>3</sup>防渗污水池，由吸污车外运处置。储气库-706泵站管线末站不新增作业人员，不新增生活污水排放量。</p>	<p>双向输气管线和储气库-706泵站管线末站，此部分工程不在本次后评价范围内。其它与验收阶段一致。</p>
5	<p>运营期产生的清管废渣、分离器检修废渣存于排污罐中，定期清运至昌吉市生活垃圾填埋场；含油污泥采用污泥罐收集，定期送有资质的单位克拉玛依博达环保科技有限公司处置；废分子筛和废润滑油由生产厂家回收处置。</p>	<p>运营期产生的清管废渣、分离器检修废渣存于排污罐中，委托克拉玛依博达环保科技有限公司进行处置。废分子筛交由厂家回收。含油污泥及废机油委托克拉玛依博达环保科技有限公司进行处置。</p>	<p>运营期产生的清管废渣、分离器检修废渣存于排污罐中，由第三方检修单位克拉玛依三达有限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。废分子筛交由厂家回收。含油废水依托采油二厂81号处理站处理。</p>

6	<p>加强库区运行管理，确保站场非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值；噪声排放须满足相关场界控制标准。</p>	<p>站场非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值。采气期，集注站厂界四周昼间及夜间噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类标准要求；1#集配站1#点位昼间厂界噪声超标；2#集配站除1#、2#、3#点位昼间噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类标准要求外，其余点位厂界噪声均超标；3#集配站2#夜间、4#点位昼间及夜间厂界噪声超标。注气期，集注站4#点位夜间噪声超标；1#集配站2#、3#、4#点位夜间厂界噪声超标；3#集配站4#点位夜间厂界噪声超标。</p>	<p>由后评价阶段监测结果可知，站场无组织非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值。集注站、集配站及井场厂界四周昼间及夜间噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类和3类标准要求。</p>
7	<p>制定危险品运输事故环境应急预案，落实各项风险防范措施。事故发生时立即启动应急预案，确保不因管道运输带来生态环境污染与破坏事件。气库运行后应定期对注水井套管进行检测，记录套管腐蚀程度，对腐蚀严重的套管应及时更换；建立库区地下水质量监控体系。</p>	<p>制定有《新疆油田分公司采气一厂突发事件应急预案》，并在昌吉高新技术产业开发区安全生产监督管理局备案。</p>	<p>呼图壁储气库作业区编制完成并发布了《呼图壁储气库作业区突发环境事件应急预案》(备案编号6523GX-2024-016-L)。储气库共建设注水井2口，但均未投用，采气废水拉运至采油二厂81号处理站采出水处理系统处理后回注，储气库区域无采气废水回注，因此在注水井至注采井HUK7之间未设置地下水监测井。储气库利用区域内现有4口地下水井作为地下水监测井。</p>

(2) 《呼图壁储气库采气系统工艺完善工程竣工环保验收监测表》

根据《呼图壁储气库采气系统工艺完善工程竣工环保验收监测表》(昌州环评(2017)82号)，其环保措施落实情况见表3.2-2。

表3.2-2呼图壁储气库采气系统工艺完善工程环保措施落实情况

序号	环评批复主要意见	验收期间落实情况	后评价阶段
----	----------	----------	-------

1	施工期物料定点堆放,散装物料运输和存放时应加盖篷布,确保施工扬尘达标排放,大风天气严禁产生扬尘作业,施工废水、生活污水不得乱排,生活垃圾及建筑垃圾集中收集处置;施工结束后及时恢复迹地。	已落实。施工期间物料定点存放;施工生活、生活垃圾集中收集,未乱排。项目在储气库集注站内的空地上,无新增征地,施工结束后及时对施工场地进行清理。	与验收阶段一致。
2	严格落实大气污染防治工作。天然气锅炉采用低NO <sub>x</sub> 的燃烧技术,炉烟气排放达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)新建锅炉污染物特别排放限值要求	已落实,验收期间监测加热炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)新建锅炉污染物特别排放限值要求排放。	后评价期间监测结果表明,加热炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)锅炉大气污染物特别排放限值。
3	强化废水治理措施落实。严格落实罐区防渗要求,罐区周围须设置具有强防渗性的围堰和集水沟。加强储存容器的日常管理和保养,避免甲醇的跑冒滴漏现象。生活污水直接排入市政管网,进入高新区污水处理厂处理。	已落实。对站场内甲醇储罐采用混凝土基础防渗,至验收期间未发生泄漏环境风险。生活污水经过开发区污水管网进入高新区污水处理厂。	与验收阶段一致。
4	项目运营期间,应选用低噪声的生产设备,采取厂房隔声、基础减震、消声等措施后,厂界噪声应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中3类区标准限值。	已落实,验收期间监测厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中3类区标准限值。	与验收阶段一致。
5	做好固体废物综合利用和处置工作。项目检修清管产生的废渣属于危险废物,危险废物贮存设施需符合《危险废物贮存污染物控制标准》(GB18597-2001)要求,危险废物转移需符合《危险废物转移联单管理办法》要求,并委托有资质的单位处置。	至调试运行阶段,未产生固体废物。	运营期产生的清管废渣、分离器检修废渣存于排污罐中,由第三方检修单位克拉玛依三达有限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。
6	建设单位应编制突发环境事件应急预案,报环保部门备案。	已落实。呼图壁储气库作业区编制突发环境事件应急预案,该预案在昌吉州环保局进行了备案(备案号652300-2017-001-MT)。	呼图壁储气库作业区2024年编制完成并发布了《呼图壁储气库作业区突发环境事件应急预案》(备案编号6523GX-2024-016-L)。

(3) 《呼图壁储气库调整工程竣工环保验收调查表》

根据《呼图壁储气库调整工程竣工环保验收调查表》（2021年3月2日通过自主验收），其验收期间环保措施落实情况以及现状运行情况见表3.2-3。

表3.2-3呼图壁储气库调整工程环保措施落实情况

阶段	项目	环评批复要求	验收期间落实情况	后评价阶段
施工期	废气	项目施工前应制定施工期污染防治计划，加强施工期环境管理。物料定点堆放，散装物料运输和存放时应加盖篷布，确保施工扬尘达标排放，大风天气严禁产生扬尘作业。	已落实。本次调查期间未发现在井场、道路以外的地方行驶和作业；运输车辆遮盖篷布进行防尘。	与验收阶段一致。
	废水	钻井过程中产生的生活污水不得乱排。	已落实。井队现场不设置生活区，饮食由值班车运送，作业人员在市区住宿，工程现场仅新建移动式环保厕所，定期清掏用于周边绿植肥料。地面工程建设过程施工废水回用于场地、物料喷洒，不外排；生活污水依托呼图壁储气库集注站进行解决。	与验收阶段一致。
	固废	钻井过程中产生的废弃非磺化水基泥浆、岩屑必须经不落地收集系统处理，分离后钻井废水返回井下循环利用，固相经处理后满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997—2017）后用于通井路修路、填坑、铺垫井场等。生活垃圾及建筑垃圾集中收集处置。	已落实。钻井废水循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，岩屑进入钻井液不落地系统，分离后的钻井废水进入泥浆系统，用于后续钻井使用，不外排。施工期生活垃圾均交由环卫部门统一拉运。	钻井过程中产生的废弃非磺化水基泥浆、岩屑经不落地收集系统处理，废弃泥浆和岩屑进行固液分离，泥浆循环利用，岩屑暂存于井场内防渗临时堆场，由新疆众人石油科技有限公司对废弃岩屑转运至众人钻井废弃物（岩屑）处置场进行无害化处置，满足DB65/T3997-2017标准后综合利用。
	噪声	电动钻机和各类泵等高噪音设备应设置防震、消声装置，施工期间机械噪声必须达到《建筑施工厂界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定中有关标准。	已落实。施工噪声随施工结束后影响将消失。由于项目区及评价范围内无人居住，故在钻井期和地面工程施工期不产生扰民现象，噪声随施工的结束而终止，对周围环境不产生明显影响。	与验收阶段一致。



	生态	<p>严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行和施工范围，减少对土壤的扰动、植被破坏和减少水土流失。施工结束后做好扰动区域地表恢复。</p>	<p>已落实。本次调查期间未发现在井场、道路以外的地方行驶和作业；运输车辆遮盖篷布进行防尘；施工结束后对临时占地进行了平整，植被自然恢复中。</p>	<p>与验收阶段一致。</p>
运营期	大气	<p>严格落实大气污染防治工作。油气集输过程产生的烃类挥发必须达到《大气污染物综合排放标准》（GB18596-2001）无组织排放监控浓度限值4.0mg/m<sup>3</sup>；应急抢险中心内天然气锅炉烟气排放必须达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建锅炉污染物特别排放限值要求。鼓励氮氧化物执行30mg/m<sup>3</sup>北京地方排放标准。</p>	<p>已落实。项目天然气集输采用高压密闭集输工艺，并选用密封性能好的设备，对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修。验收调查期间，本工程井场区和集注站、集配站厂界非甲烷总烃监测结果满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值4.0mg/m<sup>3</sup>的限值要求；硫化氢无组织排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新改扩建项目厂界二级标准值0.06mg/m<sup>3</sup>。</p>	<p>与验收阶段一致。验收调查期间，本工程井场区和集注站、集配站厂界非甲烷总烃监测结果满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值；硫化氢无组织排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新改扩建项目厂界二级标准值。</p>
	废水	<p>强化废水治理措施落实。项目生产运营期产生的气藏采出水送至新疆油田采油二厂51号原油处理站污水处理站统一处理，处理后出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注入地层；加强储存容器的日常管理和保养，避免甲醇的跑冒滴漏现象；应急抢险中心内餐饮废水经隔油处理后与生活污水一并排入下水管网，进入高新区污水处理厂处理。</p>	<p>已落实。在验收调查期间，本次工程未建应急抢险中心，项目运营期产生的气藏采出水送至中国石油新疆油田采油二厂81#站污水处理系统统一处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注入地层。</p>	<p>与验收阶段一致。</p>

噪声	<p>强化噪声污染防治措施。项目运营期间，应选用低噪声的生产设备，采取厂房隔声、基础减震、消声等措施后，厂界噪声应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中3类区标准限值。</p>	<p>部分落实，2#集配站噪声不达标。验收调查期间，本工程HUHWK7注采井、HUHWK4注采井、集注站厂界昼、夜噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准要求，2#集配站夜间噪声不满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准要求，因2#集配站周边空旷，无居民等敏感点，因此对周边环境影响不大，建议企业后期对集配站进行消声、减振措施降噪，确保达到环保要求。</p>	<p>后评价期间，监测结果表明集注站、集配站及井场厂界四周昼间及夜间噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类和3类标准要求。</p>
固废	<p>做好固体废物综合利用和处置工作。项目清管废渣和含油污泥属于危险废物，危险废物转移需符合《危险废物转移联单管理办法》要求，并委托有资质的单位处置。</p>	<p>已落实。本项目运营期场站内无含油污泥产生，注采期会产生清管废渣，验收调查期间无清管废渣、含油污泥，后期若产生清管废渣委托有资质的单位进行处理。</p>	<p>运营期产生的清管废渣、分离器检修废渣存于排污罐中，由第三方检修单位克拉玛依三达有限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。</p>
风险	<p>建设单位应按照《报告表》中提出的风险防范措施逐条落实，编制突发环境事件应急预案，报环保部门备案，并严格贯彻执行。</p>	<p>已落实。储气库作业区2024年编制了《呼图壁县储气库作业区突发环境事件应急预案》，于2024年8月21日在昌吉高新技术产业开发区管理委员会环境保护局备案，其备案编号为：6523GX-2024-016-L。本应急预案包括各类环境风险防范措施。</p>	<p>与验收阶段一致。</p>

### 3.3环境管理机构建立及运行情况回顾

回顾建设单位环境管理机构建设、环境管理制度制定情况、环保设施运行记录、排污口规范化管理及排污许可手续、建设项目环境影响评价文件及竣工环境保护验收调查报告提出的跟踪监测方案的实施情况、档案管理情况等，分析环境管理体系的完整性。

#### 3.3.1呼图壁储气库作业区环境管理运行情况回顾

中石油新疆油田分公司安全环保处负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石油集团下发HSE考核体系及指标，对公司及各二级单位进行HSE考核。

目前，中石油新疆油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报公司业务主管处室、计划规划处，上报总部审批后实施；项目经总部批准后，下发规划计划处，依次下发基本建设工程处，竣工后，由二级单位负责日常运维。

地面工程项目由二级单位外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，工程技术研究院负责钻井方案的设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由新疆油田开发公司组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司安全环保处负责组织环境保护验收。验收合格后，由二级单位负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

中石油新疆油田分公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各采油厂产生的生产废水、生活污水均由采油厂自行处置，固废（含油污泥、废弃泥浆）及公共设施“三废”的处理处置交由具有处理资质第三方处理处置，主要以合同形式约定相关环保责任。

呼图壁储气库作业区为中石油新疆油田分公司下属二级单位，储气库作业区设安全环保科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，同时制定了细化的储气库作业区环境管理制度。

随着国家、自治区及地方对环境保护法律法规、规章制度及标准规范的健全，呼图壁储气库作业区对环境保护工作的投入、环境管理制度的逐步完善，积极贯彻落实国家、自治区生态环境保护方针政策，认真执行环境保护法律

法规，在环境管理体制建设、标准制度管理、污染物控制治理、环境风险排查防控等方面取得很大成效，具体体现在以下几个方面。

#### （1）环境管理体系进一步健全

严格履行“三同时”管理制度，按规范申领并执行排污许可证，及时、足额缴纳环境保护税。通过开展清洁生产、后评价、隐患排查等工作，以合规性管理为核心，完善了环保手续，完善了环境管理制度，显著提升了环境管理水平。

呼图壁储气库作业区严格执行集团、分公司下发的各项环境管理制度，结合实际运行情况，进一步补充制定了相关的环境管理规定及污染治理作业指导书，从现场调查来看，储气库作业区基本落实了集团、分公司环境管理要求；同时，储气库作业区能够积极配合地方生态环境主管部门监督检查，对发现的问题，积极落实整改措施。

#### （2）污染防治水平得到提升

2017年开始采用钻井废弃物不落地技术，从全过程控制污染物的产生，对达标废物进行综合利用；对承包商加大了环境管理要求及指标考核要求；积极开展清洁生产审核，提高清洁生产水平；积极开展隐患排查，定期对有组织废气、无组织废气、地下水进行监测，并进行隐患治理。通过上述工作，基本实现了污染物全过程防治对含油污泥全过程管理，集中处置，大大降低了对周边环境的风险。

#### （3）环境监管能力进一步加强

呼图壁储气库作业区2019年印发《呼图壁储气库作业区环境保护管理实施细则》（油新储气字〔2019〕58号），对作业区环保管理机构设置和职责进行确定，并对环境影响评价、环境监测、污染防治、环境应急管理、清洁生产等提出管理要求。

### 3.3.2环境管理落实情况

本次后评价，以企业环保法规的合规性管理为核心，从管理机构设置、保障机制、制度建设、排污口规范化管理及排污许可手续、设施运行管理、清洁生产、突发环境事件隐患排查和治理、环境事件应急管理、档案管理、信息管理、供应商环境管理等10个方面评价呼图壁储气库作业区环境管理落实情况。

#### 3.3.2.1环境管理机构设置

呼图壁储气库作业区建立了三级安全环保管理机构，形成了安全环保管理网络。作业区安全环保管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，安全环保科、安全环境监督中心为二级管理职能机构，集注站为三级管理职能机构。呼图壁储气库作业区对所属各单位及所有进入储气库的承包商也要求必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。

呼图壁储气库作业区副经理、安全总监负责日常安全环保管理，设置安全环保科，负责储气库现场HSE管理体系执行、环境保护、动火、防暑降温、交通安全、工伤、防雷防静电、劳动保护等工作的管理，为储气库有效的开展安全环保工作提供了依据。呼图壁储气库作业区安全环保科现有科长1名，主管3名，安全环境监督中心设有主任1名、副主任1名、安全环保监督4名。

### 3.3.2.2环保保障机制建设

为确保企业环境管理能够被有效执行，环境目标得以实现，储气库作业区从“经费、文化、技术”等方面建立保障机制，确保各项制度得到落实和推进。

经费方面，储气库作业区对环保经费纳入预算，对“三废”处置费用、环境影响评价与验收报告、清洁生产审核；环境保护设施建设、运营、维护、改造；环境保护税缴纳；环境保护标志及标识；环境监测；环境保护教育培训；环境事故应急救援器材、装备的配备及应急演练；其他与环境保护直接相关的物品或者活动等进行经费投入。

文化建设方面，储气库作业区以员工环境道德意识、环境道德观念教育培养为重点，使安全绿色健康理念融入员工主流价值观，形成推动企业绿色发展的思想自觉和行动自觉，实现企业与社会、与环境、与员工的和谐共处、协调发展。

技术更新方面，储气库作业区通过持续开展清洁生产，提升工艺、技术水平，不使用国家明令禁止使用的设备、材料和工艺技术，积极采用信息化手段加强环境管理，建立了污染物排放及处理处置电子台账管理。

### 3.3.2.3环境管理制度

结合国家、地方环境保护法律法规要求，储气库作业区制定的各项环境管理制度，主要有《呼图壁储气库作业区环境保护管理实施细则》《呼图壁储气库作业区安全环保监督管理实施细则》《呼图壁储气库作业区健康、安全与环境(HSE)考核办法》《呼图壁储气库作业区危险化学品管理实施细则》《呼图壁储气

库作业生产安全事件管理实施细则》《呼图壁储气库作业区安全环保隐患管理实施细则》《呼图壁储气库作业区危险废物管理实施细则》《呼图壁储气库作业区应急物资配备与管理实施细则》《呼图壁储气库作业区应急管理实施细则》，基本明确了机构与职责、污染防治、生态环境保护、清洁生产、风险防控、奖励处罚等内容。

#### 3.3.2.4 排污口规范化管理及排污许可手续

排污口是否规范，是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出，呼图壁储气库作业区基本能做到排污口规范化。废气排放口、噪声排放口、固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气监测口的设置率100%，自行开展了例行监测。

2016年11月10日国务院发布《控制污染物排放许可制实施方案》规定：落实按证排污责任。纳入排污许可管理的所有企事业单位必须按期持证排污、按证排污，不得无证排污。《方案》规定应于2020年前完成排污许可证申领。呼图壁储气库作业区按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019版）》规定的范围，已对加热炉、热水炉等固定污染源办理了排污许可证。

呼图壁储气库作业区按照《中华人民共和国环境保护税法实施条例》规定，及时、足额按月缴纳了环境保护税。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》《排污许可管理办法》《排污许可证申请与核发技术规范总则》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范总则》《中华人民共和国环境保护税法实施条例》，储气库作业区基本执行了项目环保“三同时”管理制度。

根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017），呼图壁储气库作业区应进一步建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

#### 3.3.2.5 环保设施运行管理

根据《中华人民共和国大气污染防治法》《中华人民共和国水污染防治法》《中华人民共和国土壤污染防治法》《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《工业企业厂界环境噪声排放标准》《新疆维吾尔自治区环境保护条例》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《新疆维吾尔自治区环境保护条例》《新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例》等有关法律法规和标准，储气库作业区应进一步建立完善废水、废气、噪声、一般固废、危险废弃物等环保设施

运行管理制度，明确污染物排放管理的责任部门与责任人，设定污染物排放的目标指标；建立污染物排放清单与处置情况清单，采取有效措施进行治理；针对污染物排放情况，应对照国家标准与有关规定做合规性评价，并留档。

### 3.3.2.6 清洁生产

为贯彻《中华人民共和国清洁生产促进法》和《清洁生产审核办法》，使企业提高能源、资源利用效率，减少和控制污染物的产生、排放，保护和改善环境，促进经济和社会的可持续发展，同时也为使企业清洁生产工作得以顺利开展进行，呼图壁储气库作业区于2019年开展了第一轮清洁生产审核，最新于2024年6月开展了第二轮清洁生产审核，目前正在验收。

### 3.3.2.7 突发环境事件隐患排查和治理

根据现场调查，储气库作业区贯彻“预防为主”的方针，事先采取防范措施，主动开展突发环境事件管理，以加强环境风险防控管理、隐患排查治理，有效预防和减少了事故的发生，保证了生产经营活动的有序进行。

根据《企业突发环境事件隐患排查和治理工作指南（试行）》、《突发环境事件调查处理办法》、《突发环境事件应急管理办法》、《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》、《企业突发环境事件风险评估指南（试行）》、《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169）。储气库作业区应进一步建立完善隐患排查和治理制度，通过制定隐患排查工作方案、定期组织隐患排查、开展隐患治理、预测预警等一系列工作，有效防范事故发生。

### 3.3.2.8 突发环境事件应急管理

根据现场调查，储气库作业区开展了风险评估，并根据环境风险评价报告编制相应层次的《突发环境事件应急预案》，开展了应急演练、培训，储备了应急物资，建立了突发环境事件应急组织体系。应急组织体系由应急指挥中心、应急指挥办公室、现场应急指挥部及各应急小组组成。储气库作业区突发环境污染事件应急机构见图3.3-2。

**图3.3-2储气库作业区突发环境污染事件应急机构图**

**(1) 应急指挥部**

呼图壁储气库作业区应急指挥中心其组成如下：

总指挥：党委书记、经理

副总指挥：党委副书记、主管安全生产的副经理、分管业务的副经理、总师、安全副总监、

成员：副总师、各基层单位HSE第一责任人

现场应急指挥顺序为总指挥、副总指挥；当总指挥无法到达时，原则上由副总指挥代行总指挥职责统筹指挥，亦可由总指挥根据实际情况授权指定专人负责。

**(2) 应急专家组**

组长：党委书记、经理

副组长：对工艺、危险化学品、储罐、管线及其附属设施精通的理论型人员各一名。

成员：应急专家组成员由应急指挥部讨论确定，由应急指挥长签署任命，成员可为内部人员也可为事业部外部人员，但必须有任命状。

根据应急工作的实际需要，储气库聘请内部技术人员和中国石油新疆油田分公司突发环境事件专家库中的安全、环保专业人员作为应急工作专家，建立



储气库突发环境事件应急处理和救援的专家组，由指挥部负责管理。在应急状态下，调动相关专业的专家，为现场应急救援提供技术支持，同时还可根据形势需要上报上级新疆油田分公司，由上级委派公司级专家库成员为现场应急救援提供技术支持。

### **(3) 现场应急小组**

现场应急小组由后勤保障组、抢险维修组、现场监测组、生产调度组、安全保卫组、安全消防组、医疗救护组、信息发布组等。

根据《企业突发环境事件隐患排查和治理工作指南（试行）》、《突发环境事件调查处理办法》《突发环境事件应急管理办法》、《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》、《企业突发环境事件风险评估指南（试行）》、《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169），储气库作业区应进一步建立完善突发环境事件应急管理制度，建立环境应急管理机构或指定专人负责环境应急管理工作。

#### **3.3.2.9档案管理**

随着国家、自治区和集团公司环境管理要求的提高，储气库作业区逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。

根据《环境保护档案管理规范环境监察》、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范总则》，储气库作业区应进一步建立完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

#### **3.3.2.10信息公开**

根据调查，储气库作业区开展了信息公开相关工作，通过企业信息公开平台和当地政府环保部门公共信息平台公开环境信息，对建设项目环境影响评价、验收等内容采取网络、报纸、公示公告等形式进行了信息公开。

根据《中华人民共和国环境保护法》及《企业事业单位环境信息公开办法》，储气库作业区应进一步建立健全环境信息公开制度，定期公开企业环境管理信息，积极通过网站、信息平台或当地报刊等便于公众知晓。同时，企业应将环境信息公开及主动沟通纳入公共关系（危机）管理机制的范畴，通过

主动建立与周边社区、媒体的沟通管理机制，明确负责部门、沟通方式与沟通内容，通过定期建立执法单位、社区代表、媒体召开座谈会、互动交流等环保公共关系维护机制，确保公众对企业环保问题的任何投诉、建议，都能够得到及时处理与反馈。

### 3.3.2.11 供应商审核环境管理

根据调查，储气库作业区通过合同、定期检查等方式，对供应商环境保护责任进行监督、考核。

为深化环境管理的过程性管理，储气库作业区应进一步建立完善针对供应商的环境管理绩效审核制度，规范供应商的环境行为，将审核结果纳入公司采购决策等日常经营管理活动。

## 3.3.3 存在的问题及改进措施

### 3.3.3.1 存在的问题

#### (1) 环境管理制度需进一步细化完善

缺少细化的环保档案管理制度、排污许可相关管理制度、污染设施运行管理制度（水、土壤、气、固废、噪声污染防治及生态环境保护）等。

国家近年来进一步加强了风险管控、土壤防治、自行监测与信息公开等的管理，出台了相关法律法规，储气库作业区相关制度中这部分内容需及时补充或更新，同时按照国家环保政策要求，及时更新其它环境保护管理体系及制度。

#### (2) 清洁生产还未完成验收

呼图壁储气库作业区于2024年6月开展了新一轮清洁生产审核，昌吉州生态环境局对其进行了审核评估，预计明年开展验收工作。

### 3.3.3.2 改进措施

#### (1) 完善环境保护管理制度

根据《环保法》，储气库作业区需进一步细化或补充制定环保档案管理制度、排污许可相关管理制度、污染设施运行管理制度（水、土壤、气、固废、噪声污染防治及生态环境保护）等。此外，国家近年来进一步加强了风险管控、土壤防治、自行监测与信息公开等的管理，出台了相关法律法规，储气库作业区相关制度中这部分内容需及时补充或更新，同时按照国家环保政策要求，及时更新其它环境保护管理体系及制度。具体见表3.3-1。

表3.3-1需补充完善的环境管理制度

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

(2) 尽快完成清洁生产审核的验收工作

储气库作业区按审核程序完成了清洁生产审核评估，同时应尽快完成验收工作，实现“节能、降耗、减污、增效”的目的。

### 3.4 例行监测情况回顾

#### 3.4.1 呼图壁储气库作业区主要例行监测

2013年，环保部印发《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》，按照《环保法》规定，重点监控企业应按照环境保护法律法规要求，为掌握本单位的污染物排放状况及其对周边环境质量的影响等情况，组织开展自行监测。并按照国家或地方污染物排放（控制）标准、环境影响评价报告书（表）及其批复、环境监测技术规范的要求，制定自行监测方案。

2017年，原环境保护部发布《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017），按照国家相关要求，重点排污企业必须按照《排污单位自行监测技术指南总则》开展自行监测工作。

近年来，呼图壁储气库作业区委托第三方监测单位对辖区范围的锅炉废气、无组织非甲烷总烃、噪声和地下水环境进行例行监测。

呼图壁储气库作业区主要例行监测情况如下：

表3.4-1呼图壁储气库例行环境监测情况一览表

项目	序号	类别	监测点位	外委监测频次	监测要求			备注 (其他要求)
					监测时间	监测项目	说明	
水	1	地下水	新户村地下水井	1次/年	每年一次	根据地下水环境质量标准基本项目全分析		位于集注站周边
			小土古里村地下水井					
气	2	锅炉废气	集注站8台锅炉（加热炉）（排污许可）	1次/月	每个月	氮氧化物	集注站8台锅炉每个月检测一次	按照《排污许可证申请与核发技术规范锅炉》要求，氮氧化物每月测，其他项目每年测一次。
				1次/年	每年一次	二氧化硫、颗粒物(烟尘)林格曼黑度	8台锅炉每年检测一次	
	3	无组织排放	集注站厂界上风向1#	1次/年	1次/年	无组织排放：非甲烷总烃		①监测同时记录气温、气压、风向、风速等气象参数。②集注站等装置区无组织排放废气（非甲烷总烃）应纳入监测范围，取样点按规范设置。
			集注站厂界下风向2#					
			集注站厂界下风向3#					
			集注站厂界下风向4#					
噪声	4	厂界噪声	集注站厂界	每半年监测1次	每半年监测1次	每半年监测1次，每次监测厂界四周昼、夜间噪声各两次	噪声项目为现场监测。	根据实际情况确定监测频次，厂界噪声监测包含但不限于表中确定的点位。
			1#集配站厂界					
			2#集配站厂界					
			3#集配站厂界					

### 3.4.2例行监测改进措施及建议

通过对后评价区污染源监测及环境质量监测情况回顾可见，建设单位对污染源及环境质量进行了例行监测，本次后评价对不满足《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）等最新政策、标准要求的监测内容，提出改进建议，具体见表3.4-2。

表3.4-2环境监测改进建议

分类	类别	监测点位	企业现有监测计划方案	本次后评价提出环境监测改进建议	备注
废气	无组织废气	集注站厂界	监测项目：非甲烷总烃； 4次/天	监测项目增加硫化氢、甲醇。 监测项目：非甲烷总烃、硫化氢、甲醇；一次/年。	监测项目依据：《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）
		周边地下水敏感点	未提及	将作业区周边居民饮用水井（新户村水井、东滩村水井和库区下游水井）列入例行监测。监测频次1次/年，石油类、硫化物、挥发酚等行业特征因子。	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准
		周边土壤	未提及	参照执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》有关标准。 监测点位：集注站周边、集配站（选择代表性点）周边； 监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃共计9项因子，监测频次：5年/次。	《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）

## 4.区域环境质量变化评价

### 4.1自然环境概况

#### 4.1.1地理位置

新疆油田呼图壁储气库位于昌吉高新技术产业开发区内和呼图壁县二十里店镇境内，横跨呼图壁县与昌吉市两地。地处西气东输二线霍尔果斯~中卫站上游，距离准噶尔盆地输气环网直线距离8km、距西气东输二线22km。兼具天然气季节调峰和战略储备双重功能。国道G312和省道S201分别在库区南侧和北侧通过，交通十分方便。中心地理位置坐标：北纬\*\*\*\*，东经\*\*\*\*。地理位置见图4.1-1。

#### 4.1.2地形、地貌

储气库所在区域位于天山北麓中部呼图壁河和三屯河冲洪积倾斜平原的中上部。区域地形总体上呈南高北低走势，地形总体比较平缓，南侧地面标高最高为572m，北侧地面标高最低为534m，南北高程差38m，坡度基本小于2%。片区自西向东有三条大的雨水冲沟（最西端冲沟为昌吉市与呼图壁县行政界线）。

储气库内地形较为平坦，地面海拔550m~570m，微地貌变化不大。

#### 4.1.3气候气象

昌吉市地处天山北麓，准噶尔盆地南缘的平原区，气候类型属于典型的北温带大陆性干旱一半干旱气候，气候特点是：冬冷夏热，冷热变化悬殊，气温日变化大，干燥少雨，晴天多，光照丰富，风多且强，气候垂直变化明显。储气库位于呼图壁县和昌吉市交界处，具体气象资料引用20年统计数据，如下表4.1-1。

表4.1-1项目区附近主要气象统计资料

名称	昌吉市
年平均气温(°C)	8.9
历年极端最低气温(°C)	-26.2°C
历年极端最高气温(°C)	43.5
历年月平均最低气温(°C)	-27.8°C
历年月平均最高气温(°C)	34.1
年平均气压(hpa)	952.9
无霜期(d)	160~170d
平均年降水量(mm)	214.6
年最大蒸发量(mm)	1672.4
相对湿度(%)	60.1
日照参数(%)	63
主导风向	西南(SW)风
年平均风速(m/s)	2.1
地震烈度(度)	7

最大冻土深度 (m)	1.5
------------	-----

#### 4.1.4 水文及水文地质

##### 4.1.4.1 水文

呼图壁县和昌吉市境内有四大水系，即雀尔沟河(平均年径流量 $0.32 \times 10^8 \text{m}^3$ )、呼图壁河(平均年径流量 $4.54 \times 10^8 \text{m}^3$ )、三屯河(平均年径流量 $3.58 \times 10^8 \text{m}^3$ )、头屯河(平均年径流量 $2.34 \times 10^8 \text{m}^3$ )，四条河流均发源于天山。雀尔沟河源于天山北坡中山区，主要由泉水补给，由南向北经呼图壁县大丰镇(距呼图壁县城西25km)流向玛纳斯县；头屯河河流经昌吉市区，从市区东部由南向北流过。雀儿沟河和头屯河距离项目区较远。

呼图壁河发源于天山主脊的喀拉乌成山及天格尔山，由南向北经高山区、中山区和低山区后进入平原区，在呼图壁县城以西1.5km处经过，在呼图壁镇的茈茈坝分为东西二河，东河进入小海子水库，西河进入大海子水库，呼图壁河全长200km，主河道长约176km，汇水面积 $2375 \text{km}^2$ ，为常年性河流。呼图壁河的径流形成源于山区沿途大气降水和冰雪融水，山区基岩裂隙水补给。该河多年平均径流量为 $4.54 \times 10^8 \text{m}^3$ ，平均流量 $14.5 \text{m}^3/\text{s}$ ，夏季(6~8月)占全年径流量70.4%。河流年际变化小，最大1.75倍，水化学类型为 $\text{HCO}_3$ 型，矿化度较低，适宜农田灌溉，是平原地区地下水的主要补给来源，也是项目区地下水的主要补给来源。

三屯河发源于天山支脉的天山博格达峰达山北坡，上游有大小屯河组成，在努尔加牧业村附近汇合，由南向北汇入各山涧支流，形成三屯河的主流，流出山口后进入平原灌区，最后消失在古尔班通古特沙漠南缘。三屯河长260km，多年平均流量 $3.58 \times 10^8 \text{m}^3$ ，多年平均流速 $11.34 \text{m}^3/\text{s}$ ；流域汇水面积为 $1636 \text{km}^2$ ，河流流量年际变化较大，洪枯悬殊，水量不稳，主要靠山区的降水和冰雪消融补给。

储气库位于呼图壁河与三屯河形成的冲洪积平原内。储气库区内无地表水体，仅有数条冲沟。这些冲沟仅在春季山区冰雪大量融化、暴雨及灌溉溢流的情况下才有泄洪和排水作用。其中，以位于呼图壁县与昌吉市交界处的冲沟较大，长约15km，平均宽度30~40m，以G312冲沟桥为界，桥南为石河，桥北为冲沟。此外有一水库，为昌吉高新技术开发区污水处理厂配套建设的调节中水库，以收集开发区污水处理厂排水，之后用作开发区工业用水补充水、绿化用水以及周围农田灌溉用水。

根据《新疆昌吉工业高新区水资源调查评价报告》及现场实地勘察调查，高新区内无地表水体。高新区上游目前已建成水库二座：一是三屯河水库总库容 $2600 \times 10^4 \text{m}^3$ ；二是距高新区南约50km的努尔加水库，总库容为 $6885 \times 10^4 \text{m}^3$ ，该水库建设主要是与三屯

河水库共同承担三屯河的“高水高用”，可控制三屯河3.58亿m<sup>3</sup>的径流量，将从500m高程以下置换出1亿m<sup>3</sup>水量用于500m高程以上区域的昌吉市城市生活、工业和农业灌区供水。

储气库后评价范围内无天然地表水体，仅有数条冲沟，与头屯河、三屯河及三屯河水库、努尔加水库均无直接水力联系。

#### 4.1.4.1 水文地质

昌吉高新区内大厚度的第四纪堆积物，为地下水的贮存、运移提供了良好的空间，其中埋藏着丰富的孔隙潜水和承压水，其地下水的形成及埋藏分布规律，受控于该区地质构造，第四纪地层、地貌、岩性及气象水文条件。高新区坐落于三屯河冲洪积扇中下部，为多层结构的混合水含水层分布区。

三屯河冲洪积扇区自扇顶到扇缘水文地质分带规律很明显，地下水的埋藏及含水层分布有明显的纵向递变规律，山前隐伏断裂构造控制和影响着出山口后地下水的埋藏深度。地下潜水的埋深自扇顶向扇缘方向逐渐变浅；含水层也由单一结构的大厚度结构松散的卵砾石、砂卵砾石潜水含水层过渡为多层结构中厚度结构较致密、含不连续亚砂土、亚粘土隔水地层的混合含水层；到冲洪积扇中下部，含水层厚度向扇缘方向继续变薄，隔水层增多，且结构致密、岩层连续，该处含水层以承压含水层为主。

高新区南部，地下水埋深在26.4~27.8m之间；高新区中部地下水埋深在33.2~35.5m之间。钻孔揭露地层深度150m以内含水层厚度为72m左右，含水层岩性以砂砾石为主，多层结构；高新区北部地下水埋深在26.1~31.6m之间，钻孔揭露地层深度200m以内含水层厚度为52m左右，含水层岩性以砾石、砂砾石为主，多层结构；高新区东部地下水埋深在33.8~36.3m之间，钻孔揭露地层深度200m以内含水层厚度为41~120m不等，含水层岩性以砾石、砂卵砾石为主，多层结构；高新区西部地下水埋深在23.4~28.0m之间，地层深度100m以内钻孔揭露含水层厚度为55m左右，含水层岩性以粉细砂为主，多层结构。

根据《新疆昌吉工业高新区水资源调查评价报告》规划区地下水埋深在23~36m之间，西南部埋深较小，东北部埋深较大，中部埋深也较大，地层深度200m以内含水层厚度大于40m，少于120m，含水层岩性以砂砾石为主，多层结构，富含潜水及承压水，属混合型含水层组。根据计算，规划区地下水水源可开采量为1000×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/年~1200×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a，即2.7×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d~3.3×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d。

据高新区地下水等水位线图，高新区内地下水流向为SW至NE方向，与高新区南边界基本垂直，区外地下水顺含水层通道，沿地下水流向侧向补给区内地下水。区外



地下水补给源及补给方式主要表现为：三屯河、呼图壁河水流经山前第四纪松散沉积物时大量渗漏，成为扇区地下水主要补给来源，其补给有以下三种方式：一是侧向补给：丘陵地带及三屯河、呼图壁河河床中出露中、下更新统半胶结冰水沉积砂岩、砂砾岩与砂质泥岩互层，砂岩、砂砾岩具有一定的透水性，当河水流经该区段时，大量渗漏形成孔隙裂隙水，再通过山前隐伏断裂从深部直接补给扇区地下水；二是垂直补给：从两河山区水库至渠首站之间，河流流经全新统松散的卵石砾石层，以垂直渗漏方式大量补给地下水；三是渠系渗漏：遍布山前倾斜平原的各级引水系统，几乎将两河所有的河水引入各灌区，在引水过程中，渠系的渗漏也是扇区地下水的补给来源之一。

储气库地下水类型属第四系松散岩类孔隙水。含水层岩性为砾石，卵砾石和砂砾，并有厚度不等的亚沙土和亚粘土，地下水埋深为33.8~36.3m，含水层厚度41~120m，渗透系数20~40m/d。

#### 4.1.5 工程地质

高新区位于三屯河与呼图壁河之间、冲洪积扇中部，处于砾石带和细土带交接部位，故地质结构、地层岩性及水文地质条件均有较大和较快的变化。高新区工程地质条件为：高新区东部与南部覆盖着10~30m的具有大孔性的黄土状亚粘土，属I（轻微）级非自重湿陷性土，中间夹有小于1m的细砂带或细砂透镜体，该区域地面平整，由南向北倾斜，平均坡度为1%，地下水位埋深大于20m，承载力为150~180KPa。高新区西北部地形起伏较大，大孔性的黄土状非自重湿陷性亚粘土厚度在几十公分至10m之间，个别地段砾砂、圆砂及卵砾石等直接出露地表，地基的强度在180~300KPa之间。昌吉国家高新技术产业开发区地震区划为六度区，七度设防。

#### 4.1.6 土壤

呼图壁储气库处于昌吉州呼图壁县和昌吉市交界的平原区。各类土壤的形成与分布受气候、生物、地貌、水文与自然条件的影响。灰漠土是该建设区域的典型地带性土壤类型。另分布有部分盐化灰漠土和灌溉灰漠土。储气库地表主要为工业用地和少量农田及苗圃地。

#### 4.1.7 植被

储气库区内自然植被种类稀少，以荒漠植物为主。现有原生植被主要有琵琶柴、骆驼刺、柽柳、博乐嵩等，均为耐旱、耐盐植被，原生植被的覆盖度基本小于10%。

次生植被以农作物和绿化种植为主，农作物主要为小麦、棉花。根据现场调查及走访，开发区及周边未发现受保护植物。

#### 4.1.8 野生动物

储气库区内动物组成简单，野生动物分布种类和数量较少。由于长期受人类活动的影响，已没有大型兽类分布，仅能发现有老鼠、蚂蚁、鹰、麻雀、家燕等鸟类和普通田鼠、灰仓鼠等啮齿类动物活动迹象。开发区内及周边无国家及地方重点保护野生动物。

#### 4.3 环境保护目标的变化

利用现场调查、资料收集、遥感解译等方法，分析项目评价范围内的环境保护目标分布，并与环境影响评价文件和竣工环境保护验收时相比，说明评价范围内环境保护目标的变化情况及采取的保护措施。

呼图壁储气库位于昌吉高新技术产业开发区内和呼图壁县二十里店境内，横跨呼图壁县与昌吉市两地。

根据资料搜集和实地调查，呼图壁储气库后评价范围内无自然保护区、风景名胜区、珍稀动植物资源天然集中分布区等重点保护目标。储气库后评价范围与环境敏感区关系位置示意图详见图1.6-1~1.6-4。

根据资料搜集和实地调查，储气库后评价范围内共开展建设项目环评3次，与环境影响评价文件和竣工环境保护验收时相比，主要变化情况如下：

- (1) 后评价范围内林地和耕地面积有部分增加。
- (2) 随着高新区开发区的规划发展，站场、井场周边新增园区企业。
- (3) 储气库后评价范围内其他环境敏感目标较建设前无变化。

具体见表4.3-1。

表4.3-1环境保护目标一览表

环境要素	环境保护目标	与储气库工程相对方位		环境功能区划	保护级别	变化情况				
环境空气	新户村	集注站	站址东, 最近距离约1.9km	二类功能区	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准	原有				
	榆树沟村		站址东, 最近距离约3.6km							
	东滩村六组		站址西西北, 最近距离约2.7km							
	小土古里村四队		站址西南, 最近距离约4.3km							
	东滩村一队		站址西北, 最近距离约3.2km							
	东滩村		站址北, 最近距离约3.7km							
	东滩村小学	站址北, 最近距离约4.2km								
	东滩村六组	1#集配站	站址西北, 最近距离约0.9km							
	小土古里牧业大队		站址西, 最近距离约2.0km							
	红光二队		站址西, 最近距离约3.2km							
	四工村		站址西西北, 最近距离约3.7km							
	二十里店镇		站址西北, 最近距离约3.5km							
	东滩村一队		站址北, 最近距离约3.2km							
	小土古里村五队		站址西南, 最近距离约2.7km							
	小土古里村四队		站址西南, 最近距离约2.7km							
	小土古里村三队	站址西南, 最近距离约3.3km								
地下水环境	新户村	2#集配站	站址东, 最近距离约3.0km	III类功能区	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准	原有				
	榆树沟村		站址东, 最近距离约3.5km							
	小土古里村四队		站址西南, 最近距离约4.5km							
	东滩村六组		站址西西北, 最近距离约3.2km							
	东滩村一队		站址西北, 最近距离约3.7km							
	新户村	3#集配站	站址东, 最近距离约1.0km							
	榆树沟村		站址东, 最近距离约2.5km							
	东滩村六组		站址西北, 最近距离约4.1km							
	东滩村一队		站址西北, 最近距离约4.4km							
	上庄村		站址东, 最近距离约4.6km							
	下庄村	站址东北, 最近距离约4.8km								
	生态环境	林地	库区内				准噶尔盆地南部荒漠绿洲生态农业区	农业用地	部分新增	
		农田	库区内							
	锐通木业	集注站	站址东, 最近距离约150m							
	新疆新洋肥业		站址东南, 最近距离约350m							
	康斯创克新材料		站址东, 最近距离约450m							
	多斯巴伊轧花厂		站址东北, 最近距离约400m							
	华电郑州机械设计研究院制造基地		站址南, 最近距离约630m							

园区 企业	新疆渝三峡涂料	1# 集配站	站址东北, 最近距离约1500m			
	鑫凯高色素特种炭黑		站址东北, 最近距离约1000m			
	新疆超源化工		站址东北, 最近距离约700m			
	新疆华晟新能源		站址东侧, 最近距离约500m			
	新疆精安机械制造		站址南侧, 最近距离约750m			
	新疆云山钢结构	2# 集配站	站址南侧, 最近距离约800m			
	海湾大型设备吊装		站址南侧, 最近距离约700m			
	徐工海虹机械		站址南侧, 最近距离约1200m			
	乐美士装饰材料	3# 集配站	站址北侧, 最近距离约110m			
	新疆天汇新能电气		站址北侧, 最近距离约100m			
	新疆大地泽林硅业		站址东侧, 最近约距离230m			
	新疆九冶建设		站址西侧, 最近约距离300m			
	新疆三维丝环保		站址南侧, 最近距离约450m			

## 4.4污染源或其他影响源变化

利用现场调查、资料收集等方法，分析项目评价范围内的污染源分布，并与环境影响评价文件和竣工环境保护验收文件相比，说明评价范围内污染源、其它影响源的变化情况及防治措施。

本次评价统计了环评阶段、验收阶段的工程内容，以及后评价阶段已建成的各项工程内容，分析污染源变化情况。

表4.4-1污染源变化分析

序号	环境要素	污染源	环评阶段	验收阶段	后评价阶段	变化情况
1	废水	生产废水	2012年环评报告提出，集注站采气废水经过污水处理设施处理后，满足注水指标要求后通过注水井回注地层。 锅炉排污水、地面清洗水和化验室排水等经隔油池处理后，排入开发区污水管网，进入开发区污水处理厂处理。	2017年验收报告提出，采气废水委托新疆油田公司采油二厂进行处置。 锅炉排水、化验室排水、地面拖洗水排入开发区污水管网，最终排入开发区污水处理厂处理。	与验收阶段一致。	采气废水处理设施未运行，依托采油二厂进行处理。
		生活污水	2012年环评，生活污水经化粪池预处理，排入开发区污水管网，进入开发区污水处理厂处理。	2017年验收，生活污水经化粪池简易沉淀处理后，排入开发区污水管网，最终排入开发区污水处理厂处理。	与环评、验收阶段一致	没有变化
2	废气	集注站锅炉和加热炉	2012年环评，集注站内设置2台800kW热媒炉和2台常压全自动燃气卧式热水采暖锅炉。 2017年环评，在集注站设置3座相变加热炉（功率分别为1.5MW、2.9MW、4.6MW）。	2017年验收，集注站内设置3台（2用1备）800kW热媒炉和2台（1用1备）常压全自动燃气卧式热水采暖锅炉。 2019年验收，在集注站设置3座相变加热炉（功率分别为1.5MW、2.9MW、4.6MW）。	集注站内采暖锅炉变更为电锅炉，其他与环评、验收阶段一致	集注站内采暖锅炉变更为电锅炉
		无组织废气	集注站2座200m <sup>3</sup> 内浮顶式凝析油储罐，41口注采井注采及集输过程无组织废气	集注站2座200m <sup>3</sup> 内浮顶式凝析油储罐，41口注采井注采及集输过程无组织废气	与环评、验收阶段一致	没有变化
3	噪声	各类机泵	集注站、1#集配站、2#集配站、3#集配站、井场	集注站、1#集配站、2#集配站、3#集配站、井场	集注站、1#集配站、2#集配站、3#集配站、井场	没有变化
4	固废	钻井废弃物、含油污泥	50口	50口	50口	没有变化

通过对3次建设项目环评（2012年，2017年、2018年）、3次竣工环保验收阶段（2017年，2019年，2021年），本次后评价实际污染源现场调查对比，呼图壁储气库后评价范围内站场及井场污染物排放变化不大。

#### 4.5 区域环境质量现状变化情况

区域环境变化历史资料包括建设项目环境影响评价监测资料及遥感资料、竣工环境保护验收监测资料、生产期跟踪监测资料、例行监测资料和后评价范围内的其他可利用资料，这些资料应能反映区域环境变化趋势和环境现状。同时委托新疆壹诺环保科技有限公司对区域环境质量现状特征因子进行了全面的监测，监测时间为2025年8月。监测点位见图4.5-1。

本次后评价通过对各站场、井场、管线、污染防治设施等进行现场目测、调查、现场取样检测、对标统计分析，并与历史监测资料进行对比，分析环境质量现状及变化情况，主要结论如下：

##### （1）环境空气

本次后评价收集了2010年至2025年期间的大气监测资料作为评价的基础资料，分析评价区各污染物浓度变化。区域内大气环境中储气库区域SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>监测值在一定范围内上下波动，监测值均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，PM<sub>10</sub>出现超标，主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。各监测点位H<sub>2</sub>S满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m<sup>3</sup>要求，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的详解要求。总体来说，后评价区环境空气污染物浓度变化不大。

##### （2）生态环境

区域生态环境质量无明显变化。储气库地处天山北麓，准噶尔盆地南缘的平原区，位于三屯河与呼图壁河之间、冲洪积扇中部。库区内自然植被种类稀少，以荒漠植物为主，主要有琵琶柴、骆驼刺、红柳等，覆盖度基本小于10%。次生植被以农作物和绿化种植为主，农作物主要为小麦、棉花。园区内及周边无国家及地方重点保护野生动物。评价区主要以工业景观及人文生态系统为主，生态系统结构较为稳定，生态环境质量较好，区域项目建设等人类干扰未超过生态系统的承载力。土地利用结构变化主要表现为草地与工矿用地之间相互转化的趋势，评价区域合理的用地规划，为评价区社会环境及工业经济发

展提供了便利条件，评价区域整体上生态环境质量变化趋势与区域产业政策及发展规划相一致。

呼图壁储气库区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油类和重金属的含量并未因库区的开发建设而明显增加。

### （3）声环境

区域噪声影响较小。环境敏感点昼、夜噪声监测值均低于《声环境质量标准》(GB3095-2008)2类标准值，表明区内声环境质量现状良好，满足所在功能区的要求，未发生明显变化。

具体内容见4.5.1~4.5.6节。





## 4.5.1环境空气

本次后评价环境质量现状监测布点尽量包括原环评中的监测点，便于对区域建设前后的环境质量变化情况进行对比分析。

### 4.5.1.1区域空气环境质量现状监测

#### (1) 项目区域环境质量达标情况

呼图壁储气库位于昌吉国家高新技术产业开发区内和呼图壁县二十里店镇境内，根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次后评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定。

目前，昌吉州国控点空气质量水平数据作为国家判定昌吉州整体空气指标达标与否的依据。本次后评价采用昌吉州2024年的监测数据，作为本工程环境空气质量现状评价基本污染物SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、CO、O<sub>3</sub>、PM<sub>10</sub>和PM<sub>2.5</sub>的数据来源。空气质量达标区判定结果见表4.5-1。

表4.5-1昌吉州环境空气质量达标判定结果

污染物	年评价指标	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	标准值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	达标情况
SO <sub>2</sub>	年平均质量浓度	7	60	11.7	达标
NO <sub>2</sub>	年平均质量浓度	30	40	75	达标
CO	24小时平均第95百分位数	1.8mg/m <sup>3</sup>	4mg/m <sup>3</sup>	45	达标
O <sub>3</sub>	日最大8小时滑动平均值的 第90百分位数	134	160	83.7	达标
PM <sub>10</sub>	年平均质量浓度	70	70	100	达标
PM <sub>2.5</sub>	年平均质量浓度	40	35	114.3	超标

项目所在区域SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>年平均浓度及CO、PM<sub>10</sub>、O<sub>3</sub>日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM<sub>2.5</sub>年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。故昌吉州为环境空气质量不达标区。

#### (2) 环境质量现状评价

##### ①监测点

本次大气环境质量现状调查布设3个监测点，各环境空气质量监测点分布见表4.5-2和图4.5-1。委托新疆壹诺环保科技有限公司对环境空气环境质量现状进行了监测，监测时间为8月20日-8月27日，其中，日平均值每日至少有20小时的平均浓度值或采样时间；O<sub>3</sub> 8小时平均值至少有6小时平均浓度值；H<sub>2</sub>S、非甲烷总烃和甲

醇小时平均浓度每天监测4次，每小时至少有45分钟的采样时间。以上监测内容均连续监测7天，采样时均观测并记录当时风向、风速、气温、气压等气象条件。

表4.5-2环境空气质量现状监测及评价结果（基本污染物）

编号	监测点名称	监测点具体坐标	监测因子	监测频次
1	新户村		H <sub>2</sub> S、非甲烷总烃、甲醇	监测7天，H <sub>2</sub> S、非甲烷总烃、甲醇的1小时浓度每天采样4次，每次采样不少于45分钟，具体时间为北京时间：4:00、10:00、16:00、22:00。
2	小土古里村		同上	
3	东滩村六组		同上	

### ②评价标准

环境空气质量评价中对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m<sup>3</sup>的标准，H<sub>2</sub>S参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m<sup>3</sup>，甲醇参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值3000μg/m<sup>3</sup>。

### ③评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：

P<sub>i</sub>——第i个污染物的最大占标百分比，%；

C<sub>i</sub>——第i个污染物监测浓度，μg/m<sup>3</sup>；

C<sub>oi</sub>——第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m<sup>3</sup>。

### ④评价结果

监测及评价结果见表4.5-3。

表4.5-4环境空气质量现状监测及评价结果（特征污染物）

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况
新户村	H <sub>2</sub> S	1h平均	10μg/m <sup>3</sup>			0	达标
	非甲烷总烃	1h平均	2 mg/m <sup>3</sup>			0	达标
	甲醇	1h平均	3000μg/m <sup>3</sup>			0	达标
小土古里村	H <sub>2</sub> S	1h平均	10μg/m <sup>3</sup>			0	达标
	非甲烷总烃	1h平均	2 mg/m <sup>3</sup>			0	达标
	甲醇	1h平均	3000μg/m <sup>3</sup>			0	达标
东滩村六组	H <sub>2</sub> S	1h平均	10μg/m <sup>3</sup>			0	达标
	非甲烷总烃	1h平均	2 mg/m <sup>3</sup>			0	达标

	甲醇	1h平均	3000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$			0	达标
--	----	------	-------------------------------	--	--	---	----

由以上分析及评价可知，后评价监测期间各监测点H<sub>2</sub>S满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求，甲醇满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值3000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0 $\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准要求。

#### 4.5.1.2大气环境质量变化趋势与分析

本次后评价时间从2012年~2025年，期间环境空气质量标准由《环境空气质量标准》（GB3095-1996）更新为《环境空气质量标准》（GB3095-2012），本次评价利用往年环评报告中的监测数据及评价时段内的环境空气监测数据（表4.4-5），以及中国空气质量在线监测分析平台的《昌吉州环境空气质量报告》中昌吉市环境空气中对基本污染物SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>监测值，针对主要监测因子进行统计分析，其中NO<sub>2</sub>质量标准存在新旧标准变化情况，本次后评价标准值选取新《环境空气质量标准》（GB3095-2012）作为评价标准，评价结果详见表4.5-6。

表4.5-5区域开展过的空气环境质量监测数据统计情况

项目/类别	监测时间及频率	监测单位	监测项目
往期环评监测			
此次后评价监测			

表4.5-6区域环境空气质量监测数据一览表

监测因子	时间	浓度范围 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大浓度占标 率 (%)	达标情况	标准值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )
SO <sub>2</sub>					150
NO <sub>2</sub>					80
PM <sub>10</sub>					150
非甲烷总烃					2000
H <sub>2</sub> S					10

本次后评价收集了2010年至2025年期间的大气监测资料作为评价的基础资料，分析评价区各污染物浓度变化。区域内大气环境中储气库区域SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>监测值在一定范围内上下波动，监测值均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，PM<sub>10</sub>出现超标，主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。各监测点位H<sub>2</sub>S满足《环境影响评价技术导则大气环

境》(HJ2.2-2018)附录D中的1h平均浓度限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求,非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的详解要求。总体来说,后评价区环境空气污染物浓度变化不大。

## 4.5.2地表水

呼图壁储气库位于新疆维吾尔自治区呼图壁县及昌吉市交界境内,储气库区建设范围内无地表水体,仅有数条冲沟。这些冲沟仅在春季山区冰雪大量融化、暴雨及灌溉溢流的情况下才有泄洪和排水作用。距离最近地表水体为榆树沟镇东部三屯河下游。

三屯河发源于天山支脉的天博格尔峰达山北坡,上游有大小屯河组成,在努尔加牧业村附近汇合,由南向北汇入各山涧支流,形成三屯河的主流,流出山口后进入平原灌区,最后消失在古尔班通古特沙漠南缘。三屯河长260km,多年平均流量 $3.58\times 10^8\text{m}^3$ ,多年平均流速 $11.34\text{m}^3/\text{s}$ ;流域汇水面积为 $1636\text{km}^2$ ,河流流量年际变化较大,洪枯悬殊,水量不稳,主要靠山区的降水和冰雪消融补给。

榆树沟镇东部三屯河下游,距离呼图壁储气库东部约10km。不在本次后评价范围内,故本次后评价不对三屯河水环境质量进行现状评价。

## 4.5.3地下水

### 4.5.3.1区域地下水质量现状监测

本次后评价委托新疆壹诺环保科技有限公司对区域地下水环境质量现状进行了监测,监测时间为2025年8月21日。

#### (1) 监测布点

本次后评价地下环境现状监测情况,见表4.5-9。

表4.5-9地下水监测点位及监测因子一览表

序号	监测点名称	监测与调查项目		点位说明
		监测因子	监测时间	
1	新户村水井	色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氧化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共计38项; $\text{K}^+$ 、 $\text{Na}^+$ 、 $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$ 、 $\text{CO}_3^{2-}$ 、 $\text{HCO}_3^-$ 、 $\text{Cl}^-$ 、 $\text{SO}_4^{2-}$ 共计8项。		后评价监测点位
2	呼图壁东滩村			
3	集注站下游东北侧地下水井			
4	上游背景值			引用例行监测

#### (2) 分析方法及评价标准

分析方法：采样按照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行。

评价标准：结合已有的环评及批复，区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)的Ⅲ类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准。

### (3) 评价方法

评价方法采用标准指数法对监测结果进行评价。

### (4) 评价结果

地下水监测及评价结果见表4.5-10~4.5-11。

根据监测结果可知，呼图壁储气库区域内地下水水质各项监测指标均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)的Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准。

表4.5-10地下水环境质量监测结果（后评价监测）

序号	项目名称	单位	标准	新户村水井		东滩村水井		集注站下游东北侧地下水井		小土古里村（上游背景）	
				检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数
1	嗅和味	/	无								
2	色度	度	≤15								
3	浊度	NTU	≤3								
4	肉眼可见物	/	无								
5	pH	/	6.5<pH≤8.5								
6	硝酸盐	mg/L	≤20								
7	亚硝酸盐	mg/L	≤1.0								
8	氯化物	mg/L	≤250								
9	硫酸盐	mg/L	≤250								
10	总硬度	mg/L	≤450								
11	溶解性总固体	mg/L	≤1000								
12	六价铬	mg/L	≤0.05								
13	耗氧量	mg/L	≤3.0								
14	氨氮	mg/L	≤0.50								
15	挥发酚	mg/L	≤0.002								
16	阴离子表面活性剂	mg/L	≤0.30								
17	氰化物	mg/L	≤0.05								
18	碘化物	μg/L	≤0.08								
19	钠	mg/L	≤200								

序号	项目名称	单位	标准	新户村水井		东滩村水井		集注站下游 东北侧地下水井		上游背景值	
20	铁	mg/L	≤0.3								
21	锰	mg/L	≤0.10								
22	铜	mg/L	≤1.00								
23	锌	mg/L	≤1.00								
24	砷	mg/L	≤0.01								
25	汞	mg/L	≤0.001								
26	硒	mg/L	≤0.01								
27	铅	mg/L	≤0.01								
28	镉	mg/L	≤0.01								
29	铝	mg/L	≤0.20								
30	氟化物	mg/L	≤1.0								
31	石油类	mg/L	≤0.05								
32	总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0								
33	菌落总数	CFU/mL	≤100								
34	苯	μ g/L	≤10.0								
35	甲苯	μ g/L	≤700								
36	三氯甲烷	μ g/L	≤60								
37	四氯化碳	μ g/L	≤2.0								



#### 4.5.3.2地下水环境质量变化趋势与分析

本次地下水变化情况的对比分析，搜集了前期环评中的监测数据（4.5-12），并结合本次后评价地下水敏感点分布情况，对监测数据进行对比。历次环评评价标准为《地下水质量标准》（GB/T14848-93）的Ⅲ类标准，本次后评价用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值来对比分析。

表4.5-12区域开展过的地下水环境质量监测数据统计情况

分类	监测点位	监测时间	监测单位	监测项目
地下水环境	呼图壁气田水井、新户村水井、小土古里村四队水井			
	集注站下游西北侧水井、集注站东北地下水井			
	东滩村水井			
	新户村水井、呼图壁东滩村、集注站下游东北侧地下水井			

根据搜集的前期环评中地下水的监测数据，本次后评价地下水变化情况的对比分析，对新户村水井、小土古里村四队水井、集注站东北地下水井、东滩村水井的监测数据进行了对比。对比评价结果见表4.5-13至4.5-17。

表4.5-13地下水水质变化情况统计表（新户村水井）

序号	监测项目	GB/T14848-2017中III标准限值	新户村水井						上轮监测变化情况
			监测日期：2010.11		监测日期：2021.5.7		监测日期：2025.8.21		
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	
1	pH值	6.5 ~ 8.5							
2	耗氧量	≤3.0							
3	溶解性总固体	≤1000							
4	总硬度	≤450							
5	氰化物	≤0.05							
6	氟化物	≤1.0							
7	挥发酚	≤0.002							
8	氨氮	≤0.5							
9	硝酸盐氮	≤20							
10	亚硝酸盐	≤1							
11	砷	≤0.01							
12	锰	≤0.1							
13	镉	≤0.005							
14	铬(六价)	≤0.05							
15	铁	≤0.3							
16	汞	≤0.001							
17	氯化物	≤250							
18	石油类	≤0.05							
19	总大肠菌群	≤3.0个/mL							

表4.5-17地下水水质变化情况统计表（东滩村水井）

序号	监测项目	GB/T14848-2017中III标准 限值	东滩村水井						变化情况
			监测日期：2010.11		监测日期：2021.5.7		监测日期：2025.8.21		
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	
1	pH值	6.5~8.5							
2	溶解性总固体	≤1000							
3	总硬度	≤450							
4	氟化物	≤1.0							
5	氨氮	≤0.5							
6	硝酸盐氮	≤20							
7	亚硝酸盐	≤1							
8	砷	≤0.01							
9	铬(六价)	≤0.05							
10	汞	≤0.001							
11	氯化物	≤250							
12	硫酸盐	≤250							

表4.5-16地下水水质变化情况统计表（集注站下游东北侧地下水井）

序号	监测项目	GB/T14848-2017中III标准 限值	集注站下游东北侧地下水井						变化情况
			监测日期：2010.11		监测日期：2021.5.7		监测日期：2025.8.21		
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	
1	pH值	6.5~8.5							
2	高锰酸盐指数	≤3.0							
3	溶解性总固体	≤1000							
4	总硬度	≤450							
5	氨氮	≤0.5							
6	镉	≤0.005							
7	铬(六价)	≤0.05							
8	汞	≤0.001							
9	氯化物	≤250							
10	石油类	≤0.05							
11	总大肠菌群	≤3.0个/mL							
12	硫酸盐	≤250							

表4.5-14地下水水质变化情况统计表（小土古里村水井-上游背景值）

序号	监测项目	GB/T14848-2017中III标准 限值	小土古里村水井						变化情况
			监测日期：2010.11		监测日期：2021.5.7		监测日期：2025.8.21		
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	
1	pH值	6.5~8.5							
	耗氧量	≤3.0							
3	溶解性总固体	≤1000							
4	总硬度	≤450							
5	氰化物	≤0.05							
	氟化物	≤1.0							
6	挥发酚	≤0.002							
7	氨氮	≤0.2							
8	硝酸盐氮	≤20							
9	亚硝酸盐	≤0.02							
10	砷	≤0.05							
11	锰	≤0.1							
12	镉	≤0.01							
13	铬(六价)	≤0.05							
14	铁	≤0.3							
15	汞	≤0.001							
16	氯化物	≤250							
17	石油类	≤0.05							
18	总大肠菌群	≤3.0个/mL							

根据前期环评中环境质量现状历史监测数据，以及后评价期间对区域环境质量现状监测情况，新户村水井、东滩村水井、小土古里村四队水井、集注站下游地下水井的地下水环境质量呈波动性变化，总硬度、溶解性总固体曾出现不同程度的超标，在最近5年呈现趋好变化。石油开发行业特征污染物石油类在历史监测数据中均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准，本次后评价石油类均未检出，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求。

#### 4.5.3.3地下水现状评价及对比分析小结

##### （1）后评价阶段地下水现状调查与评价结论

由上表可以看出，储气库后评价阶段地下水监测点（新户村水井、小土古里村水井、集注站东北地下水井、东滩村水井）监测项目中各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值的要求，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

##### （2）地下水环境质量对比分析结果

根据前期环评中环境质量现状历史监测数据，以及后评价期间对区域环境质量现状监测情况，新户村水井、小土古里村四队水井、集注站东北地下水井、东滩村水井的地下水环境质量呈波动性变化，无明显变化。石油开发行业特征污染物石油类在历史监测数据中均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准，本次后评价石油类均未检出，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求。

#### 4.5.4声环境

##### 4.5.4.1区域声环境质量现状监测

根据现场调查，储气库区井场产生的噪声较小，影响范围有限，噪声源多集中在集注总站、集配站等站场内。评价区域内除油田工作人员外，还有东滩村、新户村、小土古里村、榆树沟村等固定集中的人群活动区。

##### （1）监测点位、监测时间及频率

本次后评价声环境现状调查主要针对周边村庄设置4个监测点进行声环境现状监测。

监测时间：2025年8月23日-8月24日由新疆壹诺环保科技有限公司完成。

监测频次：监测2天，昼、夜间各监测1次。

##### （2）评价标准

本次评价执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准。

### (3) 评价方法

监测值与标准值直接对比，说明声环境质量现状是否超标。

### (4) 声环境监测及对比分析

敏感点处声环境质量现状监测结果见表4.5-18。

表4.5-18声环境监测及评价结果

序号	测点位置	测量时间		主要声源	测量结果	标准值	标准
					Leq[dB (A) ]	Leq[dB (A) ]	
1	东滩村						
2	新户村						
3	小土古里村						
4	榆树沟村						

根据监测结果可知，本厂区声环境质量现状监测结果昼、夜间噪声未超过《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准限值。

#### 4.5.4.2声环境质量变化趋势与分析

本次后评价搜集历史环评报告中提及周边环境敏感点噪声监测数据，说明环境敏感点声环境质量变化情况。

表4.5-8环境敏感点声环境质量监测对照表

敏感点名称	单位	2021年5月7日		2025年8月23日		主要声源
		昼间	夜间	昼间	夜间	
小土古里村	监测结果 Leq[dB (A) ]					环境
	标准值 Leq[dB (A) ]					-
	达标情况	达标	达标	达标	达标	-

根据监测结果对照可知，敏感点声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值，表明区内声环境质量现状良好，满足所在功能区的要求。

#### 4.5.5土壤环境

##### 4.5.5.1区域土壤环境质量现状监测

###### (1) 土壤环境现状调查

评价区域属地处天山北麓的山前洪积冲积倾斜平原，库区内的地带性土壤是灰漠土，在局部还分布有轻盐化灰漠土和灌溉灰漠土。灰漠土其成土母质以冲积物、洪积物及黄土状物质为主。根据灰漠土的主导和附加成土过程，该土可分为灰漠土、盐化灰漠土、碱化灰漠土、草甸灰漠土和灌溉灰漠土五个亚类。储气库区内基本为灰漠土，部分地段地表多砾石。见图4.5-3项目区域土壤类型分布图。

灰漠土是石膏盐层土中稍微湿润的类型，是温带荒漠边缘细土物质上发育的土壤，分布于新疆准噶尔盆地沙漠的南北两边山前倾斜平原，灰漠土是在温带荒漠气候条件下形成的。灰漠土砾质化程度很弱，地面基本上没有砾石戈壁，或仅残屑少量砾石和风积沙堆，这主要是它的成土母质大多数是细土的原因。区内因干旱少水，大部分灰漠土用来放牧。尽管它具有盐化、碱化的弱点，只要有足够的灌溉条件和合理的耕作施肥管理，农业生产的效果还是比较好的。

生物气候条件均较典型荒漠优越。既有漠土成土过程的特点，又有草原土壤形成过程的雏形，如腐殖质积累过程略有表现，碳酸钙弱度淋溶。地表常有多角形裂隙或龟裂纹；腐殖质层不明显，表层有厚1-2厘米结皮层，浅灰—棕灰色，海绵状孔隙；结皮层下为片状—鳞片状结构层，厚4-8厘米，浅灰棕或浅棕色；向下为褐棕或浅红棕色紧实层，厚10-30厘米，质地黏重，块状—弱团块状结构；在剖面中下部为白色结晶状石膏和脉纹状盐分聚积层，再下过渡到母质层。通体强石灰反应。表层有机质含量约1%，胡敏酸与富里酸之比为0.5-1.0；碳酸钙弱度淋溶，其含量可达10-30%；深位残余积盐，总盐量>1.0%；呈碱性至强碱性反应，pH值大于8，碱化比较普遍；粘粒硅铝铁率为2.9-3.1，粘土矿物以伊利石为主。

###### (2) 土壤环境质量现状监测



根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。

本次后评价阶段委托新疆壹诺环保科技有限公司对评价区域内各土类及代表性监测点进行了采样和分析，采样时间为2025年8月21日。

#### ①监测布点

##### A.建设用地

呼图壁储气库集注站、1#集配站、3#集配站各设1个表层样和1个柱状样；HUKJ5井场、HUK13井场、HUHWK21井场、HUHWK22井场内各设1个柱状样。柱状样监测建设用地重金属及无机物7项因子、pH、石油烃，共9个因子。表层样监测建设用地45项基本因子、pH、石油烃，共47个因子。见表4.4-16。

##### B.农用地

呼图壁储气库集注站、1#集配站外、3#集配站外50m各布设1个表层样点；HUKJ5井、HUHWK13井、HUHWK21井场、HUHWK22井场外50m各布设1个表层样点，共7个表层样，表层样监测农用地pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃共计10项因子。见表4.5-19。

---

图4.5-3土壤类型分布图

表4.5-19土壤现状监测点位及监测因子一览表（柱状样）

序号	监测点名称	监测点位置	监测因子
1	呼图壁储气库集注站内	站场、井场内生产区裸露空地	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃共计47项因子。
2	1#集配站内		
3	3#集配站内		
4	呼图壁储气库集注站内		
5	1#集配站内		
6	3#集配站内		
7	HUK13井场内		
8	HUKJ5井场内		
9	HUHWK21井场内		
10	HUHWK22井场内		
			砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、pH、石油烃共计9项因子。

表4.5-20土壤现状监测点位及监测因子一览表（表层样）

编号	监测点名称	位置	监测因子
1	呼图壁储气库集注站	站外	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃共计10项因子
2	1#集配站	站外	
3	3#集配站	站外	
4	HUK13井	井场外	
5	HUKJ5井	井场外	
6	HUHWK21井	井场外	
7	HUHWK22井	井场外	

②评价标准

呼图壁储气库集注站、1#集配站等站场和井场内建设用地执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准。站场外及井场外等草地、林地等土壤基本项目执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中“表1农用地土壤污染风险筛选值(基本项目)”的pH>7.5所列标准;石油烃参考《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值。

③评价方法: 采用标准指数法。

#### ④监测及评价结果

土壤环境质量评价结果见表4.5-21~4.5-23。

从后评价监测结果可以看出，储气库区内建设用地土壤pH值均大于7.5，说明土壤呈碱性；土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃和重金属元素含量相对较低，井场、站场站内土壤均满足《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1第二类用地筛选值标准要求。

储气库区内农用地土壤pH值均大于7.5，说明土壤呈碱性；土壤中重金属元素含量相对较低，远小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

表4.5-21土壤现状监测及评价结果一览表（建设用地-柱状样）

测点	测点信息	pH	六价铬		镉		铅		铜		镍		汞		砷		石油烃		达标情况
	标准值 (mg/kg)		5.7		65		800		18000		900		38		60		4500		
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
呼图壁储 气库集注 站	0-0.5m																		达标
	0.5-1.5m																		达标
	1.5-3m																		达标
1#集配站	0-0.5m																		达标
	0.5-1.5m																		达标
	1.5-3m																		达标
3#集配站	0-0.5m																		达标
	0.5-1.5m																		达标
	1.5-3m																		达标

表4.5-22土壤现状监测及评价结果一览表（建设用地-表层样）

序号	检测项目	单位	限值	呼图壁储气库集注站		1#集配站内		3#集配站		HUK13井场		达标情况
				监测结果	Pi	监测结果	Pi	监测结果	Pi	监测结果	Pi	
1	pH			8.42	-	7.88	-	8.30	-	7.93	-	-
2	六价铬	mg/kg										达标
3	汞	mg/kg										达标
4	砷	mg/kg										达标
5	铜	mg/kg										达标
6	镍	mg/kg										达标
7	镉	mg/kg										达标
8	铅	mg/kg										达标
9	四氯化碳	μg/kg										达标
10	氯仿	mg/kg										达标
11	氯甲烷	mg/kg										达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg										达标
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg										达标
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg										达标
15	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg										达标
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg										达标
17	二氯甲烷	mg/kg										达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg										达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg										达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg										达标
21	四氯乙烯	mg/kg										达标
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg										达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg										达标

24	三氯乙烯	mg/kg	达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	达标
26	氯乙烯	mg/kg	达标
27	苯	mg/kg	达标
28	氯苯	mg/kg	达标
29	1,2-二氯苯	mg/kg	达标
30	1,4-二氯苯	mg/kg	达标
31	乙苯	mg/kg	达标
32	苯乙烯	mg/kg	达标
33	甲苯	mg/kg	达标
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	达标
35	邻二甲苯	mg/kg	达标
36	硝基苯	mg/kg	达标
37	苯胺	mg/kg	达标
38	苯并[ $\alpha$ ]蒽	mg/kg	达标
39	苯并[ $\alpha$ ]芘	mg/kg	达标
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	达标
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	达标
42	蒽	mg/kg	达标
43	二苯并[ $\alpha$ , h]蒽	mg/kg	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	达标
45	萘	mg/kg	达标
46	2-氯酚	mg/kg	达标
47	石油烃	mg/kg	达标

序号	检测项目	单位	限值	HUKJ5井场内		HUHWK21井场内		HUHWK22井场内		达标情况
				监测结果	Pi	监测结果	Pi	监测结果	Pi	
1	PH			8.03	-	7.71	-	8.05	-	-
2	六价铬	mg/kg								达标
3	汞	mg/kg								达标
4	砷	mg/kg								达标
5	铜	mg/kg								达标
6	镍	mg/kg								达标
7	镉	mg/kg								达标
8	铅	mg/kg								达标
9	四氯化碳	µg/kg								达标
10	氯仿	mg/kg								达标
11	氯甲烷	mg/kg								达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg								达标
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg								达标
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg								达标
15	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg								达标
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg								达标
17	二氯甲烷	mg/kg								达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg								达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg								达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg								达标
21	四氯乙烯	mg/kg								达标
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg								达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg								达标



24	三氯乙烯	mg/kg	达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	达标
26	氯乙烯	mg/kg	达标
27	苯	mg/kg	达标
28	氯苯	mg/kg	达标
29	1,2-二氯苯	mg/kg	达标
30	1,4-二氯苯	mg/kg	达标
31	乙苯	mg/kg	达标
32	苯乙烯	mg/kg	达标
33	甲苯	mg/kg	达标
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	达标
35	邻二甲苯	mg/kg	达标
36	硝基苯	mg/kg	达标
37	苯胺	mg/kg	达标
38	苯并[ $\alpha$ ]蒽	mg/kg	达标
39	苯并[ $\alpha$ ]芘	mg/kg	达标
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	达标
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	达标
42	蒽	mg/kg	达标
43	二苯并[ $\alpha, h$ ]蒽	mg/kg	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	达标
45	萘	mg/kg	达标
46	2-氯酚	mg/kg	达标
47	石油烃	mg/kg	达标

表4.5-23土壤现状监测及评价结果一览表（农用地）

序号	测点信息	pH	铬		镉		铅		铜		镍		锌		汞		砷		石油烃		达标情况	
			250		0.6		170		100		190		300		3.4		25		4500			
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数		
1	呼图壁储气库集注站																					达标
2	1#集配站																					达标
3	3#集配站																					达标
4	HUK13井场																					达标
5	HUKJ5																					达标
6	HUHWK21井																					达标
7	HUHWK22井																					达标

#### 4.5.5.2土壤环境质量变化趋势与分析

储气库区内主要土壤类型为灰棕漠土等。以历年的土壤监测数据为依据（见表4.5-24），分析后评价区土壤环境质量变化情况。

表4.5-24区域开展过的土壤环境质量监测数据统计情况

项目/类别	监测点位	监测时间及频率	监测单位	监测项目
历次环评中土壤环境质量监测	集注站			45项+石油烃
	代表性井场			
本次后评价阶段	集注站			
	代表性井场			

2020年5月对集注站和代表性井场内土壤环境质量现状进行监测，土壤环境质量标准执行《土壤环境质量建设用地区域土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值，且监测结果表明土壤中各项因子均满足该标准要求。本次后评价与区域开展过的土壤环境质量监测数据进行对比，按现行的土壤环境质量标准进行评价，对比分析土壤环境质量变化情况。历次环评中监测项目有45项、石油烃、总盐、总铬，与本次后评价相比，评价标准有《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）中二级（pH>7.5）标准和《土壤环境质量建设用地区域土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值，采样监测项目基本一致，与本次后评价监测数据进行对比，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因储气库工程的开发建设而明显增加。该监测点的土壤环境质量保持稳定，无明显变化，均满足评价标准的要求。

表4.5-25 历史环评和后评价阶段的土壤监测数据对比结果

序号	检测项目	单位	限值	历史环评				后评价阶段				变化趋势
				集注站		代表性井场		集注站		代表性井场		
				监测结果	Pi	监测结果	Pi	监测结果	Pi	监测结果	Pi	
1	砷	mg/kg	60									
2	镉	mg/kg	65									
3	六价铬	mg/kg	5.7									
4	铜	mg/kg	18000									
5	铅	mg/kg	800									
6	汞	mg/kg	38									
7	镍	mg/kg	900									
8	石油烃	mg/kg	4500									
9	四氯化碳	μg/kg	2800									
10	氯仿	μg/kg	900									
11	氯甲烷	μg/kg	37000									
12	1,1-二氯乙烷	μg/kg	9000									
13	1,2-二氯乙烷	μg/kg	5000									
14	1,1-二氯乙烯	μg/kg	66000									
15	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	596000									
16	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	54000									
17	二氯甲烷	μg/kg	616000									
18	1,2-二氯丙烷	μg/kg	5000									
19	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	10000									
20	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	6800									
21	四氯乙烯	μg/kg	53000									
22	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	840000									
23	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	2800									
24	三氯乙烯	μg/kg	2800									

25	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg											变化不大
26	氯乙烯	μg/kg											变化不大
27	苯	μg/kg											变化不大
28	氯苯	μg/kg											变化不大
29	1,2-二氯苯	μg/kg											变化不大
30	1,4-二氯苯	μg/kg											变化不大
31	乙苯	μg/kg											变化不大
32	苯乙烯	μg/kg											变化不大
33	甲苯	μg/kg											变化不大
34	间二甲苯+对二甲苯	μg/kg											变化不大
35	邻二甲苯	μg/kg											变化不大
36	硝基苯	mg/kg											变化不大
37	苯胺	mg/kg											变化不大
38	2-氯酚	mg/kg											变化不大
39	苯并(a)蒽	mg/kg											变化不大
40	苯并(a)芘	mg/kg											变化不大
41	苯并(b)荧蒽	mg/kg											变化不大
42	苯并(k)荧蒽	mg/kg											变化不大
43	蒽	mg/kg											变化不大
44	二苯并(a,h)蒽	mg/kg											变化不大
45	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg											变化不大
46	萘	mg/kg											变化不大

## 4.5.6生态环境

### (1) 生态功能区划

后评价区位于新疆昌吉回族自治州呼图壁县及昌吉市境内的南部荒漠区。地貌上属天山北麓中部洪积冲积倾斜平原。根据《新疆生态功能区划》，工程所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区，乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区，主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表4.5-27。

表4.5-27项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	II准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区
	生态亚区	II5准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区
	生态功能区	乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区
主要生态服务功能	工农畜产品生产、人居环境、荒漠化控制	
主要生态环境问题	地下水超采、荒漠植被退化、土地荒漠化与盐渍化、大气和水质及土壤污染、良田减少、绿洲外围受到沙漠化威胁	
生态敏感因子敏感程度	生物多样性和生境中度敏感，土地沙漠化、土壤侵蚀不敏感，土壤盐渍化不敏感\轻度敏感。	
保护目标	保护绿洲农田、保护城市大气和水环境质量、保护荒漠植被、保护农田土壤环境质量	
保护措施	节水灌溉、严格控制地下水开采、污染物达标排放、提高城镇建设规划水平、控制城镇建设用地、荒漠草场禁牧休牧、完善防护林体系、加强农田投入品的使用管理	
发展方向	发展优质高效农牧业，美化城市环境，建设健康、稳定的城乡生态系统与人居环境。	

本区域在生态环境敏感性综合评价中，主要敏感因子为生物多样性生境中度敏感，土地沙漠化、土壤侵蚀不敏感，土壤盐渍化不敏感\轻度敏感。主要生态服务功能是：工农畜产品生产、人居环境、荒漠化控制。主要的生态问题是：地下水超采、荒漠植被退化、土地荒漠化与盐渍化、大气和水质及土壤污染、良田减少、绿洲外围受到沙漠化威胁。

### (2) 土地利用现状

呼图壁储气库位于昌吉高新技术产业开发区内和呼图壁县二十里店镇境内，横跨呼图壁县与昌吉市两地。

昌吉高新技术产业开发区土地利用现状主要为工业用地、一般农田和草地。规划管理用地面积为51km<sup>2</sup>，其中工业用地面积24.81km<sup>2</sup>，居住用地面积1.14km<sup>2</sup>，公共设施用地面积3.87km<sup>2</sup>，商业服务业设施用地面积2.71km<sup>2</sup>，仓储物流规划用地面积1.84km<sup>2</sup>，道路与交通设施用地面积6.42km<sup>2</sup>，市政设施用地面积0.99km<sup>2</sup>，公共设施用地面积1.57km<sup>2</sup>，绿地与广场用地面积8.30km<sup>2</sup>。

为了在宏观上反映项目区地物种类及覆盖状况，为环境影响后评价地面调查提供指导，利用遥感图像（Landsat8卫星2025年9月接收的数据）进行了分析，提取出各个子类的土地覆盖类型。根据现场踏勘及相关资料，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GBT21010-2017），以确定呼图壁储气库项目区的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。土地利用类型图见图4.5-4。

以储气库井场及站场的包络矩形为基础，缓冲1km范围对解译后的遥感图像数据做分类统计，调查范围约41km<sup>2</sup>，经解译及调查，本次评价范围内共划分土地利用类型有5类，其中面积最大的为城镇村及工矿用地，面积占评价区的63.51%，草地及耕地次之，分别占评价区的20.12%、12.72%，林地面积占评价区面积的1.91%，河流沟渠及其他用地占评价区面积的1.74%。从生态系统及土地利用结构来看，项目建设区域主要以工业景观及人文生态系统为主，

图4.5-4土地利用现状类型图



工业景观周围环绕有农田生态系统及草地生态系统，区域自然生态系统与人类生产生活关系较为紧密。整个区域的生态系统结构较为稳定，生态环境质量较好，局部地区的人类干扰未超过生态系统的承载力。

### **(3) 植被类型现状**

储气库位于昌吉高新技术产业开发区和呼图壁县二十里店境内。项目所在区域植被组成简单，现有原生植被主要有无叶假木贼、琵琶柴等，均为耐旱、耐盐植被，原生植被的覆盖度在10%左右，植被初级生产力较低，人工利用率低。次生植被以农作物和绿化种植为主，农作物主要为小麦、棉花。根据现场调查及走访，园区及周边未发现受保护植物。植被类型图见图4.5-6。

### **(4) 野生动物现状**

按照动物地理区划，评价区属于蒙新区西部荒漠亚区的准噶尔盆地小区，地处天山北麓的山前洪积冲积倾斜平原。储气库区所在区域野生动物区系组成比较简单，受人类活动干扰，野生动物种类和数量均很少，特别是一些大型的兽类。根据资料记载及现场调查，库区内野生动物主要以啮齿类、爬行类和鸟类为主，主要有绿蟾蜍、家鼠、喜鹊、麻雀、家燕等鸟类和普通田鼠、灰仓鼠等啮齿类动物活动迹象。园区内及周边无国家及地方重点保护野生动物活动。

### **(5) 小结**

根据《新疆生态功能区划》，呼图壁储气库后评价区域属于准噶尔盆地南部荒漠绿洲生态农业区。项目位于昌吉高新技术产业开发区内和呼图壁二十里店镇境内，区域以工业景观为主，土地利用现状主要为工业用地。项目建设区域植被组成简单，原生植被的覆盖度基本小于10%。次生植被以农作物和绿化种植为主，根据现场调查及走访，园区及周边未发现受保护植物。由于长期受人类活动的影响，该区域已没有大型兽类分布，仅能发现有老鼠、蚂蚁、鹰、麻雀、家燕等鸟类和普通田鼠、灰仓鼠等啮齿类动物活动迹象。园区内及周边无国家及地方重点保护野生动物。评价区主要以工业景观及人文生态系统为主，生态系统结构较为稳定，生态环境质量较好，区域项目建设等人类干扰未超过生态系统的承载力。

图4.5-6植被类型图

呼图壁储气库后评价区位于昌吉高新技术产业开发区和呼图壁县二十里店境内，地处呼图壁县与昌吉市交界区域，区域内地势平坦，主要以工业景观为主。评价区自然生态环境的变化与工业园区、储气库开发等社会经济的发展密切相关。分析显示，评价区中部、东南部的工业景观轮廓逐渐清晰，西部的农田景观日趋集约化，总体上评价区在由草地景观、农田景观向工业景观、农田景观转变。土地利用结构变化主要表现为草地与工矿用地之间相互转化的趋势，评价区域合理的用地规划，为评价区社会环境及工业经济发展提供了便利条件，评价区域整体上生态环境质量变化趋势与区域产业政策及发展规划相一致。

## 5. 生态环境影响后评价

回顾储气库开发区域生态系统类型、结构和功能的变化，回顾临时和永久占地造成的土地损毁及植被损失等生态环境影响，回顾植被生产力和物种多样性变化情况。

分析建设项目已采取的生态保护设施及生态恢复治理措施的有效性。

根据后评价阶段项目实际产生的生态影响程度和范围，验证环境影响预测结果，并分析后续开采区生态环境保护措施的有效性。

### 5.1 生态环境影响回顾

#### 5.1.1 生态环境影响因素分析回顾

##### 5.1.1.1 影响因素

环境影响因素识别实际上是对主体的（开发建设项目）识别，包括主要工程和全部的辅助工程。对于储气库工程来讲其主要影响因素如下：

##### （1）钻井过程

井场的平整、泥浆池的修建、钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等。

##### （2）管道修建

本次后评价只包括储气库区内的注采管线，外输管线不在本次后评价范围内。在管道修建中的地沟挖掘、下管及填埋过程。对生态环境的影响主要是对土地地表的占用及原生地表的破坏。整个过程是短暂的，施工期结束后，这种影响随即消失，但生态环境的恢复需要较长的时间。

##### （3）道路修建

主要影响因素是施工过程中的施工行为（包括道路修建过程中的取弃土、路基平整、路基占地及施工机械的运行）。路基的占地为永久性占地，路基两侧影响范围内的占地为临时性占地。

##### （4）地面构筑物的修建

包括集注站、集配站、井场等的修建。构筑物的占地为永久性占地，而施工过程中的影响范围为临时性占地。

### 5.1.1.2影响对象

即生态环境的影响受体，包括对生态系统组成要素的影响，如组成生态系统的生物因子及非生物因子。

(1) 生物因子：植被、动物；

(2) 非生物因子：土壤。

### 5.1.1.3影响程度

(1) 永久性占地区域：对土壤、植被的影响是不可逆的；

(2) 临时性占地区域：施工完成后，在自然环境（土壤质地、土壤水分条件等）较好的地段，可以自然恢复。在自然条件极差的地段，植被在自然状态下是不可能自然恢复的，必须借助于人工辅助。其恢复时间的长短取决于自然环境和人工辅助的力度。

储气库开发建设过程各个时期对生态环境的影响特征见表5.1-1。

表5.1-1储气库开发建设对生态环境的影响

工程阶段		钻井期	建设期（地面工程）	生产期
影响 分析	影响程度	重	中等	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	时间短	中、长期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	不大、固定

### 5.1.2占地影响回顾

开发建设对生态的影响主要表现为占地影响，分为临时占地和永久占地。施工期临时占地会造成占地范围内植被破坏、土壤扰动及水土流失等影响，永久占地会改变土地利用类型，造成生态景观破碎化等影响。

通过对储气库不同开发期卫星影像图解译数据分析可见，储气库开发区域的土地利用类型在开发前后有一定的变化，总体上评价区以工业景观为主。评价区自然生态环境的变化与工业园区、储气库开发等社会经济的发展密切相关。分析显示，评价区中部、东南部的工业景观轮廓逐渐清晰，西部的农田景观日趋集约化，总体上评价区在由草地景观、农田景观向工业景观、农田景观转变。土地利用结构变化主要表现为草地与工矿用地之间相互转化的趋势，评价区域合理的用地规划，为评价区社会环境及工业经济发展提供了便利条件，评价区域整体上生态环境质量变化趋势与区域产业政策及发展规划相一致。

呼图壁储气库后评价范围内现有集注站1座、集配站（1号、2号、3号集配站）3座，总井数59口，其中43口注采井、5口监测井、2口注水井、9口封堵井，以及储气库内部集输管网和道路等。通过现场勘查及资料收集，储气库地面工程占用土地状况见表5.1-2。

表5.1-2储气库主要工程建设占地面积统计表

序号	建设项目	工程量		占地面积 (hm <sup>2</sup> )			备注
		单位	数量	临时	永久	总占地	
1	生产井场	口					单井永久占地：30m×30m。
2	封堵井	口					单井永久占地：10m×6m。
3	集注站	座					永久占地：331×241m
4	集配站	座					单座永久占地：71×36m
5	内部集输管线	km					作业带宽度10m。
6	巡井道路	km					道路长4.29km，宽6m。

本工程总生产井数50口，其中43口注采井、5口监测井、2口注水井。单井占地面积30m×30m，单井永久占地范围内无植被，地表平整压实，铺垫砾石层。封堵井9口，单井占地面积10m×6m。集注站及3座集配站永久占地面积8.747hm<sup>2</sup>。

储气库内部集输管线共62.75km，临时性占地约62.75hm<sup>2</sup>。各类管线临时影响范围均在管道两侧各5m的范围之内，工程完工后覆土回填，除管廊上方回填土高于原地表，其余临时占用地方清理平整并恢复地表。

建设巡井道路共4.29km，永久占地共约25.74hm<sup>2</sup>。道路临时影响范围均在道路中心线两侧各5m范围之内。工程完工后对公路两侧的施工迹地进行平整，清除施工垃圾，填埋平整取弃土堆，恢复临时占地。

### 5.1.3 植被环境影响回顾性分析

储气库集注站内进行了人工绿化，绿化面积约4750m<sup>2</sup>，小叶白蜡143株，榆树球228株，紫穗槐3180株，红王子锦带750株，金叶榆350株，红叶李494株。较2020年新增绿化面积525m<sup>2</sup>。

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，植被恢复程度和距管廊

的距离成反比。在堆土比较松散，植被盖度较低的、地形起伏稍大点的管廊外侧3~8m范围内植被尚未恢复。

储气库区修建巡井道路4.29km，其余均利用昌吉高新技术产业开发区内已建道路。道路两侧临时占地范围内植被已基本恢复，纳入开发区交通道路整体规划管理中。

#### 5.1.4 野生动物环境影响回顾性分析

工程建设区域野生动物生境单一，种类及数量较少，偶有少数有蹄类动物活动，这些动物种类多在冬季降雪后才深入沙漠的腹地。工程建设期除直接破坏野生动物的栖息环境外，各面、线状构造物对野生动物栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员的干扰活动，使原先相对完整的动物栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。随着施工结束，施工人员和机械撤出，上述影响逐步减小和消失。

项目进入生产期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类可继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感的种类（两栖类、爬行类、小型鸟类），又重新返回调查区影响较弱的地带生存。同时增加了一些适应人类影响的种类（如某些鼠类和鸟类）。在植被状况恢复较好的地段，其活动的痕迹较多。

综上所述，工程在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，未发生捕猎野生保护动物的现象。

#### 5.1.5 对水土保持的影响回顾分析

管道工程沿线采取的水土流失防治工程措施主要包括施工作业带平整、表土回填、河道穿越浆砌石护岸等，植物措施包括河滩地植被恢复。施工期按设计进行施工，管道穿越农田区表层熟土进行了分层开挖、堆存和回填。施工后覆土回填，清理并平整地表。

注采集输工程、站场工程、供电及道路工程采取的水土流失防治工程措施主要为场地平整恢复施工迹地、砾石压盖、边坡压实，植被措施为自然恢复与人工种植相结合。各注采井场、集输管网、站场等临时施工用地已进行平整恢复。

### 5.1.6小结

在储气库开发建设过程中，对生态环境的影响主要集中在钻井作业过程、场站、管线、道路建设期等，此过程对生态环境的影响是阶段性的，进入正常生产后即结束。通过对储气库开发前后生态环境变化情况以及现场实地调查，均表明储气库工程开发建设对周围生态环境影响不大，不会导致生态环境功能区发生改变。评价区中部、东南部的工业景观轮廓逐渐清晰，西部的农田景观日趋集约化，总体上评价区在由草地景观、农田景观向工业景观、农田景观转变。土地利用结构变化主要表现为草地与工矿用地之间相互转化的趋势，评价区域合理的用地规划，为评价区社会环境及工业经济发展提供了便利条件。在储气库区内爬行类及啮齿动物仍然存在，在植被恢复较好地段，其活动的痕迹较多。各站场的建设过程中，永久性占地区域内均被建筑物或构筑物所占据，地面均进行了硬化处理，站场外临时性占地范围内草本植被已经恢复，管道及道路影响范围内地表保护层的恢复状况良好。

## 5.2已采取的生态保护措施有效性评价

基于工程占地对环境影响，因此本次环评影响后评价通过现场勘查，对工程占地恢复情况进行了调查与分析。

### 5.2.1井场

本次呼图壁储气库后评价涉及总井数59口，其中43口注采井、5口监测井、2口注水井、9口封堵井。

合理规划井场，严格控制占地，选址避让植被生长良好区域，避让农田和林地。

钻井工程结束后，对临时占地范围内及周边的土地进行了清理、土地平整，恢复原貌。对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了砂砾石，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。

#### (1) 永久性占地



井场永久性占地面积在30m×30m，完全符合施工设计要求。施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理，井场永久占地范围采用围栏围护。这部分土地实际上被永久性地征用，改变了土地原有的利用价值。



## (2) 临时性占地

项目区井场临时占地，已平整恢复，植被恢复以自然恢复为主。

实地调查表明，储气库区所有井的钻井井场临时占地面积在90m×110m的设计范围内。2017年之前井场废液池已处置完毕，后评价现场勘查期间基本无施工痕迹。井场周边为农田和林地的，施工结束后进行复垦；井场周围无园区企业的，植被自然恢复中；井场周围为园区企业的，由于受来往车辆碾压及人为活动干扰频繁等原因，植被基本无恢复。具体见照片。

<b>井场周边农田、林地复垦</b>	
<b>井场外植被恢复</b>	

## 5.2.2 站场

集注站、集配站装置区的地表均采用水泥和砂砾石硬化处理。详见照片所示。


### 5.2.3 管线和道路

工程施工对临时占地区域的影响主要表现在堆压、挖掘、碾压、践踏的施工方式影响了植物的生长；修建井场、管线、道路等改变了原有的地形，从而影响到周围植被的供水量，影响其正常生长。

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主，人工植树为辅。通过现场调查，被扰动的区域水分条件好的已恢复植被，水分条件不好的区域有零星植物恢复生长。

储气库位于昌吉高新技术开发区内，由于周边园区企业较多，天然气管线两边设置了隔离区（宽约10m）。

<b>天然气廊道隔离区</b>	

储气库工程位于昌吉高新技术产业开发区内，主要利用昌吉高新技术产业开发区内已建道路，实际储气库区修建巡井道路4.29km，伴行采气管道，巡井道路路基与路面同宽，均为4m。巡井道路两侧临时占地范围内植被已基本恢复，纳入园区交通道路整体规划管理中。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。

<b>园区主干路</b>	<b>巡井道路</b>

#### 5.2.4报废井地质生态恢复

为保证储气库正常运行，位于注采层位的呼图壁气田工程的老井需要做封井处理。

老井封堵技术要点如下：

1)为防止储气层内天然气进入井筒或渗入其它渗透性地层，储气层段应采用与储层相适应的封堵材料进行挤封，挤封压力应不超过地层破裂压力，挤封后试压8MPa。

2)由于老井都钻穿了储气层以下渗透地层，应对以下渗透地层及隔层采取封堵措施，防止天然气下窜或下部地层流体上窜。

3)对于复杂井、事故井应根据具体情况进行修井，制定适合的封井方案。

4)井筒封堵后，试压15MPa，合格后灰塞上部注井筒保护液至井口，对灰塞进行保护。

5)老井封堵完成后，应安装简易井口、压力表，定期检查井口带压情况。

6)清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层。

7)临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

8)生态恢复以自然恢复为主，人工辅助。

目前采取的老井封堵措施基本是可行的。

### 5.2.5生态保护措施有效性的结论

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。管线和道路临时占地以自然恢复为主。封堵井已按照封堵方案进行封堵，进行了地质恢复。环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实，见表3.2-1~3.2-3。

## 5.3生态环境影响验证

储气库开发时间从2012年开始，陆续开展有3次建设项目环评。环评预测结论显示：工程开发施工活动和工程占地在储气库区范围内并呈点、线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

本次后评价调查储气库的道路地面均进行了硬化处理，站场、井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，并有护栏围护。项目区永久占地范围的植被完全清除，道路和管线两侧植被自然恢复。本工程在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，也没有发生捕猎保护动物的现象。

综上所述，储气库工程开发的建设和运营对周边生态环境影响较小。

## 5.4区域生态累积影响

本次后评价简单分析储气库开发建设对区域生态环境造成生态累积影响。

生态累积影响指建设项目与其他相关活动（包括过去、现在、未来）之间造成生态影响的相互叠加。生态累积影响产生于当一个项目的生态影响与另一个项目的生态影响以协同的方式进行结合时，以及当若干个项目对生态环境系统产生的影响在时间上过于频繁或在空间上过于密集，以至于各单个项目的影响得不到及时消纳时。生态累积影响评价是系统分析和评估累积生态环境变化的过程，通过分析与调查评估，预测过去的、现有的或计划的人类活动的生态累积影响及其对社会经济发展的反馈效应，选择与可持续发展目标相一致的潜在发展行为的方向、内容、规模、速度和方式。区域或更大尺度水平为累积影响评价空间的分析范围，时间上考虑预测、生态环境随时间变化的影响，是连续不断的动态评价；评价底线包括过去和当前的影响。生态累积影响评价是EIA的一部分，它分析生态环境影响的时间效应和空间效应。事实证明，严

重的生态环境后果并非产生于单一行为的直接影响，更多地源于大尺度范围内的累积效应。

储气库建设和运行过程中会对环境产生一定影响，同时储气库区所在干旱区生态环境较为脆弱，植被稀疏，在系统不受人为因素干扰的情况下，荒漠系统可维持自身的生态平衡，在一定时期内能够维持其结构、功能及能量的输入输出平衡。但是随着工程的开发建设，原有的荒漠生态系统变为工业生态系统，破坏了原有生态系统结构的完整性，造成系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低。开发建设过程中的占地、挖掘基础设施建设及生产活动打破了荒漠生态系统原有的平衡状况，小区域内生态环境不连通，生态系统的生境破碎化程度急剧增加，生产稳定性降低，对周边的生态系统也会逐步产生影响。

综上所述，工程开发活动使区域生态环境在一定程度上趋于破碎化，生产稳定性降低，但未使区域生境丧失。

## **5.5 生态环境保护措施存在的问题**

根据后评价现场调查，集注站、集配站装置区的地表均采用水泥和砂砾石硬化处理；井场永久占地范围内均进行了砾石铺垫处理，并采用围栏围护。井场等临时占地已平整，植被自然恢复。施工现场无遗留废弃设施和弃渣等。基本落实了环评及批复中提出的生态环境保护措施。

## 6.大气环境影响后评价

回顾大气污染源及污染物的产排情况，回顾分析主要污染物达标排放情况，分析现有污染防治设施的有效性，验证环境影响评价文件预测结果。

### 6.1大气环境影响回顾

评价区域施工期大气影响主要为施工扬尘和作业机械燃油废气。影响范围限制在施工营地附近，作业区环境容量较大，加之施工期大气污染源源强不大，而且施工期间的大气污染属于阶段性的局部污染，施工期结束之后污染即消失，所以施工作业对周围大气环境影响较小。本次后评价主要针对运营期进行分析评价。

#### 6.1.1大气污染源

呼图壁储气库生产运行过程中存在的废气污染源主要包括热媒炉、相变加热炉和热水锅炉，以及井场、站场等无组织排放废气。有组织废气污染源主要为集注站内加热炉（锅炉），3个集配站及各个井场均无加热炉。有组织废气污染源见表6.1-1。

表6.1-1呼图壁储气库后评价范围内加热炉（锅炉）废气污染源统计表

序号	名称	额定功率 (MW)	烟囱高度 (m)	烟囱内径 (m)	消耗燃料量 (万m <sup>3</sup> /a)	用途
1	1#热媒炉	0.8	10.5	0.2	3.6	凝析油稳定热源
2	2#热媒炉	0.8	10.5	0.2	3.6	凝析油稳定热源
3	3#热媒炉	0.8	10.5	0.2	3.6	凝析油稳定热源
4	3#相变炉	1.5	10.5	0.35	21.6	天然气加热
5	2#相变炉	2.9	15	0.5	21.6	天然气加热
6	1#相变炉	4.6	15	0.5	21.6	天然气加热

#### 6.1.2有组织废气例行监测数据

本次后评价收集到了2020年~2025年企业对储气库集注站内锅炉（加热炉）的例行监测数据。

##### (1) 监测点位

集注站内加热炉、锅炉：1#、2#热媒炉排气筒出口，1#、2#、3#相变炉排气筒出口。

##### (2) 监测项目：SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、颗粒物排放浓度、烟气黑度。



(3) 监测频次：一天3次，监测1天。

(4) 监测结果

集注站内的锅炉、加热炉的大气污染源污染物排放监测结果见表6.1-2。

表6.1-2集注站内加热炉（锅炉）废气监测结果

监测位置	监测日期	监测项目	监测结果			标准限值
			第一次	第二次	第三次	
1#热媒炉	2019.12.08					
	2020.11.05					
2021.04.12						
2024.3.6						
2025.3.7						
2#热媒炉	2019.12.10					
	2020.11.27					
2021.04.12						
2023.01.12						
2024.2.24						
3#热媒炉	2020.1.12					
	2020.11.27					
2021.04.12						
2023.01.12						
2025.3.7						
1#相变炉	2020.1.12					
	2020.11.05					
2023.01.12						
2#相变炉	2019.11.25					

	2019.11.26						
	2019.12.07						
	2020.11.27						
	2023.01.12						
3#相变炉	2019.11.25						
	2019.11.26						
	2020.11.05						
	2023.11.23						
1#采暖锅炉	2020.01.17						
	2020.11.27						
	2021.01.20						
	2021.02.02						
	2021.04.12						
	2022.01.26						
2023.11.22							
2024.4.17							
2#采暖锅炉	2019.12.08						
	2020.11.05						
	2021.03.27						
	2021.04.12						
	2022.01.26						
	2024.2.24						
2025.3.7							

例行监测结果表明，呼图壁储气库集注站内加热炉、锅炉燃烧废气中SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、颗粒物排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表3锅炉大气污染物特别排放限值。

### 6.1.3无组织废气历史监测数据

本次后评价收集到了2025年企业对集注站厂界四周无组织排放废气抽样监测数据。

- (1) 监测点位：站场1区上风向1个监测点，下风向3个监测点。
- (2) 监测项目：非甲烷总烃。
- (3) 监测频次：每天监测4次(小时值)
- (4) 监测结果

无组织排放非甲烷总烃监测结果见表6.1-4。

表6.1-4厂界四周无组织排放废气

站场	监测项目	监测日期	监测点位	浓度范围	最高值	标准限值	达标情况
集注站	非甲烷总烃					4.0	达标
							达标
							达标
							达标

根据例行监测结果可知，集注站厂界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的无组织排放监控浓度限值。

## 6.2已采取的大气污染防治措施有效性评价

储气库开发过程中的大气污染物主要是加热炉、蒸汽锅炉、火炬等产生的废气，以及井场、地面工程等无组织排放废气。本次后评价通过现场调查及监测对大气污染防治措施有效性进行评价。

### 6.2.1有组织污染源监测

呼图壁储气库后评价范围内集注站内设置3台800kW热媒炉和3台正压相变炉（1.5MW、2.9MW、4.6MW）。

热媒炉为采气期凝析油稳定装置提供热源；相变炉为采气期对外输天然气进行加热；电热水锅炉为冬季站内建筑物供暖。

采气期为11月1日~3月30日；注气期：4月16日~10月15日；平衡期：4月1日~4月15日；10月16日~10月31日。

本次后评价期间在呼图壁储气库的注气期间，故集注站内的热媒炉未运行，见表6.2-1。

表6.2-1呼图壁储气库作业区加热炉（锅炉）运行情况统计表

序号	名称	额定功率(MW)	烟囱高度(m)	烟囱内径(m)	用途	后评价阶段使用情况
1	1#热媒炉	0.8	10.5	0.2	凝析油稳定热源	停运(4月~10月)
2	2#热媒炉	0.8	10.5	0.2	凝析油稳定热源	停运(4月~10月)
3	3#热媒炉	0.8	10.5	0.2	凝析油稳定热源	停运(4月~10月)
4	3#相变炉	1.5	10.5	0.35	天然气加热	停运(4月~10月)
5	2#相变炉	2.9	15	0.5	天然气加热	停运(4月~10月)
6	1#相变炉	4.6	15	0.5	天然气加热	停运(4月~10月)

由于后评价期间热媒炉未运行，后评价期间未对热媒炉进行监测。集注站内热媒炉废气污染物监测可采用企业2022年-2025年例行监测进行评价，监测结果见表6.1-2。

从评价结果可以看出，呼图壁储气库后评价范围内的锅炉、加热炉废气污染物排放浓度均符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中锅炉大气污染物标准特别限值要求。

## 6.2.2无组织污染源监测

本次后评价调查期间引用新疆正天华能环境工程技术有限公司对呼图壁储气库集注站、1#集配站、3#集配站厂界的监测数据。

监测点位见表6.2-2。

### （2）监测因子

站场监测因子：非甲烷总烃；

同时附监测当天气象参数记录表(包括风向、风速、气温、气压等参数)。

### （3）监测时间及频率

2025年5月17日；每天采样4次。

### （4）监测方法

按照《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)、《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中的规定进行。

表6.2-2无组织废气监测点位一览表

编号	位置	监测位置	监测因子	监测频次	执行标准
无组织废气					
1	呼图壁储气库集注站	厂界上风向 布设一个监测点，下风向布设三个监测点	监测因子包括非甲烷总烃。	每天采样4次	非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2标准限值要求；H <sub>2</sub> S执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1标准限值要求；甲醇执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2标准限值要求。
2	1#集配站				
3	3#集配站				

(5) 监测结果

无组织污染物监测结果见表6.2-3。

从监测结果可以看出，本次后评价委托监测点位站场和井场厂界无组织非甲烷总烃排放浓度均符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2无组织排放监控浓度限值4mg/m<sup>3</sup>要求；站场和井场厂界无组织硫化氢排放浓度符合《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准；站场厂界无组织甲醇排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2无组织排放监控浓度限值12mg/m<sup>3</sup>要求。

表6.2-3非甲烷总烃监测数据统计一览表单位：mg/m<sup>3</sup>

监测点		非甲烷总烃			
		第一次	第二次	第三次	第四次
呼图壁储气库集注站	上风向				
	下风向1				
	下风向2				
	下风向3				
1#集配站	上风向				
	下风向1				
	下风向2				
	下风向3				
2#集配站	上风向				
	下风向1				
	下风向2				
	下风向3				
3#集配站	上风向				
	下风向1				
	下风向2				
	下风向3				
评价标准					
达标状况		达标			

6.2.3 泄漏检测与修复 (LDAR)

集注站和各集配站中载有气态VOCs物料、液态VOCs物料的设备与管线组件的密封点需要进行泄漏检测与修复工作。新疆油田呼图壁储气库自2024年6月开展首

轮LDAR，历经4次LDAR，最近一轮在2025年第二季度已结束。本次后评价查阅了国检测试控股集团新疆有限公司对新疆油田储气库的LDAR总结报告。现场检测流程见下图。

图6.2-1 LDAR流程图

(1) 工作范围和使用仪器

LDAR检测主要是针对 1 号、2 号、3 号集配站及集注站等全年运行，易产生 VOCs 泄漏的法兰、取样连接系统、开口阀或开口管线、泄压设备、压缩机、搅拌器、阀门及泵等密封点进行定期检测，检测人员使用型号为EXPEC-3100 的便携式挥发性有机气体分析仪进行检测，该检测仪为新一代便携式挥发性有机气体分析仪，手操器装有内置模块，能够协助控制检测人员现场检测操作的合规性。

(2) 泄露检测认定标准

《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)的5.5.3 出现下列情况之一，则认定设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作：

- a) 密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象；
- b) 密封点泄漏检测值超过表6.2-4规定的泄漏认定浓度。

表6.2-4 泄漏认定标准 单位  $\mu\text{mol/mol}$

适用对象		重点地区泄漏认定浓度
气态VOCs物料		2000
天然气		2000
液态VOCs物料	挥发性有机液体	2000
	其他	500

(3) 检测泄漏数据统计

新疆油田储气库库区共设立监测数据点7366个，其中动密封点33个，静密封点7333个，最新一轮检测统计泄露点数2个。

表6.2-4 2025 年第二季度（注气期）LDAR检测综合统计

企业名称		新疆油田储气库有限公司	
检测数据统计（个）			
动密封点			
静密封点			
泄漏点数（个）			
/			
泄漏量分布	取样连接系统（kg/季度）		
	开口阀或开口管线（kg/季度）		
	泄压设备（安全阀）（kg/季度）		
	其他（kg/季度）		
	压缩机（轴封）（kg/季度）		

	搅拌器（轴封）（kg/季度）		
	法兰（kg/季度）		
	阀门（kg/季度）		
	连接件（kg/季度）		
	泵（轴封）（kg/季度）		
	排放量（kg/季度）		
	减排量（kg/季度）		
	修复前泄漏率（%）		
	修复率（%）		

#### （4）泄漏点修复

新疆油田储气库有限公司在发现泄漏之日起15 d内完成2个泄露点修复，泄漏点法兰采用紧固螺栓，更换垫片的维修方法，修复后经复测低于泄漏认定标准。

### 6.2.4已采取的大气污染防治措施

#### 6.2.4.1有组织废气大气污染防治措施

（1）集注站场内热媒炉和相变炉燃料均采用脱硫处理后的天然气，燃料干净、清洁，从源头减小了燃烧废气污染。

（2）加强对燃气设备燃烧废气的环境管理，采用高效的燃烧设施，提高燃烧效率，定期监测烟气的排放量及主要污染物浓度。

（3）站场放空空气通过火炬完全燃烧后排放。

（4）根据例行监测结果，加热炉（锅炉），SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、颗粒物排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)特别排放限值要求。

（5）储气库作业区对集注站内3台热媒炉，燃烧器更换为热风型低氮燃烧器(利雅路RS120FGR)。2台采暖炉进行“气改电”，已无废气污染物排放。

#### 6.2.4.2无组织废气大气污染防治措施

（1）天然气集输采用高压密闭集输工艺，采用技术质量可靠的设备、阀门等；注采井场设置高低压紧急切断、投球、仪表检测、电视监控等设施，预留防冻剂注入设施，采气树设置安全保护(井下安全阀)，仪表用电采用直埋电缆供电，防冻剂注入装置采用自力式撬装结构，一旦发生事故，紧急切断气源，最大限度地减少集输过程中烃类的排放量。

（2）对集注站、集配站的设备、管线、阀门等定期进行了检查、检修，减少了跑、冒、滴、漏的发生；同时定期对集输管线进行巡检。

（3）在站场设置了可燃气体检测仪，可及时发现天然气泄漏并及时处理。

（4）加强了集注站内凝析油储罐的保温和绝热措施，有效控制了罐内温度，减少了油罐呼吸量。

(5) 加强对燃气压缩机的环境管理，定期进行检查、检修。

(6) 根据例行监测结果及本次后评价委托监测结果，各井场、站场无组织非甲烷总烃排放浓度均满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的无组织排放监控浓度限值，硫化氢排放浓度符合《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准。

#### 6.2.4.3其它管理措施

呼图壁储气库采取的其他管理措施符合方案要求，主要包括：

①通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。

②挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。

#### 6.2.5有效性分析小结

根据现场调查，储气库内天然气集输采用高压密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，注采井场设置高低压紧急切断、投球、仪表检测、电视监控等设施，预留防冻剂注入设施，采气树设置安全保护(井下安全阀)，一旦发生事故，紧急切断气源。运营期集注站内锅炉、加热炉燃用天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，例行监测结果显示，站场锅炉、加热炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》

(GB13271-2014)表3锅炉大气污染物特别排放限值。站场和井场厂界无组织非甲烷总烃排放浓度均符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2无组织排放监控浓度限值；站场和井场厂界无组织硫化氢排放浓度符合《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准；站场厂界无组织甲醇排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2无组织排放监控浓度限值。

呼图壁储气库采取的大气污染防治措施基本有效，大气污染物排放满足现行标准要求。但污染源监测的规范性、企业环境管理水平仍有待进一步提高。

### 6.3环境影响评价文件预测结果有效性验证

根据项目环评大气环境影响预测结果，项目的建设对项目区大气环境质量影响不大，本次后评价期间收集项目环评阶段环境空气质量现状监测数据，与本次后评价期间实地进行的环境空气质量监测数据进行比对，对照《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准要求，进行项目大气环境影响的预测验证。



根据4.4.1节大气环境质量变化趋势分析结果，自项目建成以来，区域大气环境质量未发生明显变化，除PM<sub>10</sub>出现超标外，其余指标均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求，说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大，预测结果合理、有效。

## **6.4大气污染防治措施存在的问题**

根据现行法律法规文件要求、现状调查结果，以及污染源监测结果，呼图壁储气库作业区内的有组织和无组织废气监测点可实现达标排放，周边村庄大气环境质量监测结果符合标准要求。因此，大气污染防治措施方面不存在需要整改的问题。

## 7.水环境影响后评价

水环境影响后评价主要包括：回顾废污水的产生、综合利用和达标排放情况，分析现有污染防治设施的有效性，验证环境影响评价文件预测结果。

### 7.1水环境影响回顾

#### 7.1.1施工期水环境影响回顾

呼图壁储气库开发建设期间主要废水来源于钻井过程中产生的钻井废水及少量生活污水。

##### 7.1.1.1钻井废水

储气库钻井废水的产生排放分为两个阶段：2017年以前和2017年以后。

2017年以前：各井场在钻井过程中均建设有泥浆池。在钻井作业期间临时排入各井场泥浆池中，固化后与钻井泥浆及岩屑一同进行集中合规处置。泥浆池均进行了防渗处理，最大程度的避免了钻井废水对环境的污染。钻井废水是钻井液等物质被高倍稀释的产物，其组成性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，其中的污染物有悬浮物、石油类、COD等。钻井废水中污染物为SS、COD、石油类和挥发酚；根据类比调查，钻井废水中各污染物的含量分别为：SS2000~2500mg/L、COD3000~4000mg/L、石油类60~70mg/L、挥发酚0.1~0.2mg/L、硫化物0.2~0.3mg/L。在钻井过程中采用水基泥浆，钻井废水排入具有防渗措施的泥浆池内，固化后与废弃泥浆、岩屑一同转运至有资质企业进行处置。在做好泥浆池防渗工作的前提下，一般不会影响到地下水环境质量。在正常情况下，泥浆池与外环境之间有防渗材料阻隔，采取以上措施后未对水环境造成影响。

2017年以后：钻井使用水基钻井液体系，采样泥浆不落地工艺，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，循环利用，完钻后剩余泥浆由专业队伍回收，无钻井废水外排。

钻井采用套管完井方式，对地下水层进行封堵隔离，保护地下水。采取以上措施后未对水环境造成明显影响。

### 7.1.1.2生活污水

开发建设期间生活污水主要来自钻井井场，井队在井人数一般为30人左右，按每人每天排除生活污水80L计，则单井的生活污水最大产生量为2.4m<sup>3</sup>/d，生活污水主要污染物为COD、BOD<sub>5</sub>、氨氮、SS等，类比其它油田，生活污水浓度COD为350mg/l，BOD<sub>5</sub>为170mg/l、氨氮为6mg/l、SS为24mg/l。

根据2017年验收可知，施工人员生活污水排入防渗蒸发池，用于荒漠植被灌溉，施工结束后，拆除设施，清理恢复地表。根据2019年及2021年验收可知，施工现场不设置生活区，钻井队生活依托当地民居，生活污水处理依托市政工程，工程现场新建移动式环保厕所。

### 7.1.2运营期水环境影响回顾

储气库开发运行过程中可能造成水污染的污染源主要为采气废水，其次为其它生产废水、井下作业废水和生活污水等。

#### (1) 采气废水

主要来自于采气期天然气处理，生产工艺为闪蒸分离器油水分离及乙二醇再生分离出的废水。

采气废水产生量随采气量变化而变化。在正常调峰工况下，采气废水产生量为2.73~42.69m<sup>3</sup>/d，平均约为20m<sup>3</sup>/d；在应急调峰工况下，采气废水产生量为39.29~99.95m<sup>3</sup>/d，平均约为75.42m<sup>3</sup>/d。类比呼图壁气田地层采出水水质分析结果，废水中主要污染物为SS、COD、石油类和挥发酚。采气废水通过站区管网排进100m<sup>3</sup>污水接收罐，再排入埋地污泥罐后定期装车拉运至采油二厂81号处理站采出水处理系统处理后达到回注水标准后回注油藏。

81号处理站采出水处理工艺采用“重力沉降+混凝沉降+压力过滤”处理工艺，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）有关标准限值后回注。净化水经投加次氯酸钠杀菌剂后输送至701、702、703、801、802、803注水站进行注水。81号处理站采出水处理系统设计处理规模为17000m<sup>3</sup>/d，目前处理量约19000m<sup>3</sup>/d，负荷率111.8%，在设计处理规模50%~120%弹性负荷范围内。根据呼图壁储气库作业区2024年污水拉运记录表可知，采气废水主要来自于采气期，产生量约7138m<sup>3</sup>/a（47.58m<sup>3</sup>/d），仅占81号处理站采出水处理系统处理量的0.27%，对其冲击很小。

#### (2) 井下作业废水

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水。拉运至81号处理站采出水处理系统处理。

酸化、压裂、修井等作业废液由罐车拉运至81号处理站采出水处理系统，处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）有关标准限值后回注，未外排。

### （3）生活污水

生活污水主要集中在集注站，产生量约1577m<sup>3</sup>/a，废水中主要污染物为氨氮、COD、油类，经化粪池处理后，排入高新区排水管网，最终送至高新区污水处理厂，经处理满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准后，排入高新区生态灌溉项目蓄水池中，综合利用。

### （4）其它废水

其它废水主要为锅炉排污水、化验室排水及地面拖洗水，主要在集注站产生，产生量约54.8m<sup>3</sup>/a，主要污染物为COD、BOD<sub>5</sub>、SS、氨氮、石油类。锅炉排污水经过降温预处理；化验室排水、地面拖洗水经过隔油预处理后，全部排入开发区排水管网，最终送至高新区污水处理厂处理。

因此，正常生产状况下，储气库生产过程中生产废水和生活污水不直接排放进入水环境，未对水环境产生不利影响。

## 7.2已采取的水污染防治设施有效性评价

环评及环评批复提出的水污染防治措施基本得到落实，见表3.2-1~3.2-3。

### 7.2.1施工期水污染防治措施有效性评价

施工期水污染源主要是施工营地生活污水、钻井废水和施工废渣、污泥等固体废物，如果妥善处理，不会对地下水污染造成太大影响。

#### （1）钻井废水处理措施

储气库2017年以前，钻井过程中产生的钻井废水均排至各井场防渗泥浆池中，拉运至资质企业处置；根据后评价阶段对周边地下水环境质量的监测可知，储气库工程建设未对地下水环境质量造成影响。钻井作业完成后，钻井废水与废弃泥浆、岩屑在井场泥浆池污染物拉运至资质企业处置，并对井场进行平整，对水环境的影响很小。

2017年后采样泥浆不落地工艺，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，循环利用，完钻后剩余泥浆由专业队伍回收，无钻井废水外排。

后评价期间进行现场调查，未发现钻井废水乱流污染环境情形，结合4.4.3节中区域地下水水质监测结果，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，即储气库成立以来，采取的废水污染防治措施基本有效。

## （2）生活污水

经调查及查阅项目竣工环境保护验收报告，根据2017年验收可知，施工人员生活污水排入防渗蒸发池，用于荒漠植被灌溉，施工结束后，拆除设施，清理恢复地表。根据2019年及2021年验收可知，施工现场不设置生活区，钻井队生活依托当地民居，生活污水处理依托市政工程，施工现场新建移动式环保厕所。

综上，施工期产生的生活污水不直接排入环境水体，落实了生活污水水污染防治措施。后评价期间对施工现场进行调查，未发现污水乱流污染环境情形，采取的生活污水污染防治措施基本有效。

## （3）井下作业废水

酸化、压裂、修井等作业废液由罐车拉运至81号处理站采出水处理系统，处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）有关标准限值后回注，未外排。该站已经通过环境保护竣工验收，采取的井下作业废水污染防治措施基本有效。

## 7.2.2运营期水污染防治措施有效性评价

### 7.2.2.1生产废水处理措施有效性

#### （1）采气废水

采气废水主要来自于地层采出水，产生于采气期天然气处理过程中，由闪蒸分离器油水分离及乙二醇再生分离出的废水。采气废水通过站区管网排进100m<sup>3</sup>污水接收罐，再排入埋地污泥罐后定期装车拉运至采油二厂81号处理站采出水处理系统处理后达到回注水标准后回注油藏。

本次后评价收集了81号处理站采出水处理系统2025年7月14日水质监测数据，根据监测结果，水质均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012），总体来说采取的废水处理措施基本有效。

#### ①81号处理站采出水处理能力及工艺介绍

81号处理站采出水处理系统设计处理规模17000m<sup>3</sup>/d，目前处理量约19000m<sup>3</sup>/d，负荷率111.8%，在设计处理规模50%~120%弹性负荷范围内。储气

库采气废水产生量约7138m<sup>3</sup>/d，仅占81号处理站采出水处理系统处理量的0.27%，对其冲击很小。

81号处理站采出水处理工艺采用“重力沉降+混凝沉降+压力过滤”处理工艺，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）有关标准限值后回注。净化水经投加次氯酸钠杀菌剂后输送至701、702、703、801、802、803注水站进行注水。

采出水处理工艺流程说明：系统来水（T<50℃，含油量≤1000mg/L，悬浮物≤300mg/L）进入2座3000m<sup>3</sup>除油罐和2座2000m<sup>3</sup>除油罐进行水量、水质调节，使得来水经初步沉降后可除去大部分浮油和大颗粒悬浮物，保证出水含油小于150mg/L，悬浮物含量小于150mg/L。污水经调储罐除油后经提升进反应沉降单元。这一单元由3座300m<sup>3</sup>反应罐和2座2000m<sup>3</sup>混凝沉降罐组成，在反应单元按一定顺序和时间间隔连续加入3种药剂，污水经过药剂反应后经2000m<sup>3</sup>混凝沉降罐沉降，再经一级双滤料过滤器处理。过滤出水进入2座2000m<sup>3</sup>净化水罐，通过3台净化水外输泵分别输往701、702、703、801、802、803注水站。

## ②污染源监测

本次后评价收集了81号处理站采出水处理系统2025年7月14日水质监测数据，每天采样三次。根据监测结果，处理后的采出水中，石油类、硫化物、悬浮物均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中高渗地层生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效。81号处理站采出水处理系统水质监测结果见表7.2-1。

表7.2-181号处理站采出水处理系统出水水质监测结果单位：mg/L（pH除外）

监测点位	监测单位	监测时间	监测结果		
			SS	石油类	硫化物
81号处理站采出水处理系统出口					

## (2) 井下作业废水

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至81号处理站采出水处理系统处理。

酸化、压裂、修井等作业废液由罐车拉运至81号处理站采出水处理系统，处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）有关标准限值后回注，未外排。

### （3）其它废水

其它废水主要为锅炉排污水、化验室排水及地面拖洗水，主要在集注站产生，产生量约54.8m<sup>3</sup>/a，主要污染物为COD、BOD<sub>5</sub>、SS、氨氮、石油类。锅炉排污水经过降温预处理；化验室排水、地面拖洗水经过隔油预处理后，全部排入开发区排水管网，最终送至高新区污水处理厂处理。

#### 7.2.2.2生活污水处理措施有效性

生活污水主要集中在集注站，产生量约1577m<sup>3</sup>/a，废水中主要污染物为氨氮、COD、油类，经化粪池处理后，排入高新区排水管网，最终送至高新区污水处理厂，经处理满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准后，排入高新区生态灌溉项目蓄水池中，综合利用。

高新区污水处理厂于2014年建成，处理工艺为A<sup>2</sup>/O+二沉池+Fenon反应池+絮凝沉淀工，设计处理规模为3万m<sup>3</sup>/d，出水水质执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级B标准，于2015年11月17通过竣工环境保护验收（新环函〔2015〕1245号）。2018年高新区污水处理厂进行了提标改造，将原有的A<sup>2</sup>/O工艺改造为MBBR工艺，配套建设了中水回用设施及配套中水回用管线，改造后设计处理规模仍为3万m<sup>3</sup>/d，出水水质执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准，于2018年8月19日通过企业自主验收，目前实际处理量约1.7万m<sup>3</sup>/d。

本次后评价查阅昌吉回族自治州高新区污水处理厂近年排污许可执行报告。根据高新区污水处理厂出口水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准要求，生活污水处置措施有效。

#### 7.2.2.3地下水环境保护措施有效性分析

通过梳理和研究历年的环评报告及批复文件，地下水污染防治措施有效性评价重点对以下几个方面进行分析、评价。

##### ►地下水监测井设置有效性评价

##### （1）监测井设置有效性评价

《新疆油田呼图壁储气库工程环境影响报告书》中提出利用小土古里村水井、新户村水井、下庄子村水井作为监测井，同时在注水井至注采井HUK7之间设2

个监测井，对区域内地下水进行定期监测。近年随着周边村庄水井的关闭停用，目前仅有小土古里村一口监测井尚在使用。

储气库共建设注水井2口，但均未投用；主要是由于储气库工程在实际运行过程中采气废水量较小，集注站内污水处理系统无法运行，故采气废水拉运至采油二厂81号处理站采出水处理系统处理后回注。储气库区域无采气废水回注，因此在注水井至注采井HUK7之间未设置地下水监测井。

储气库利用区域内现有1口地下水井作为地下水监测井，建立了地下水监测台账，监测频率为1次/年，监测项目为pH、嗅和味、肉眼可见物、色度、浊度、汞、砷、硒、铅、镉、铝、铜、锌、铁、锰、铬、氰化物、溶解性总固体、氨氮、总硬度、氟化物、硫酸盐、氯化物、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、高锰酸盐指数、挥发酚、碘化物、硫化物、阴离子表面活性剂、总大肠菌群、细菌总数、苯、甲苯、三氯甲烷、四氯化碳共计36项，评价标准采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中“表1地下水质量常规指标和限制”Ⅲ类标准。各监测井基本情况见表7.2-3。项目区地下水流向为西南至东北方向，由表7.2-3可知，储气库仅将地下水监测井设置在储气库区域上游方向，而地下水流向下游和侧向均未设置监测井。因此，本次后评价建议增加地下水下游和侧向监测井。

表7.2-3储气库地下水监测井现状设置情况一览表

序号	井编号	监测井位置	经度	纬度
1	1#			

► 钻井废水处理设施有效性评价

2017年之前，储气库钻井期废水、岩屑和废弃泥浆存放在各井场泥浆池内，钻井完成后进行集中处置。2017年之后，钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，循环利用，完钻后剩余泥浆由专业队伍回收，无钻井废水外排。

经调查及查阅项目竣工环境保护验收报告，根据2017年验收可知，施工人员生活污水排入防渗蒸发池，用于荒漠植被灌溉，施工结束后，拆除设施，清理恢复地表。根据2019年及2021年验收可知，施工现场不设置生活区，钻井队生活依托当地民居，生活污水处理依托市政工程，工程现场新建移动式环保厕所。防渗泥浆池、防渗污水池等地下水保护设施的设置基本有效。

► 集注站防渗设施有效性评价

集注站各装置区在设计中均采取了防渗硬化地面，各装置区均设置了高不低于15cm的围堰或环绕装置的水泥硬化的集水沟，凝析油储罐等罐区依据防火规范的要求，



设置有围堰，储罐基础采用HDPE膜防渗层等，现该工程已通过竣工环境保护验收。根据验收报告及现场调查，集注站建设期间基本落实了环评中提出的防渗措施。

### ► 固井措施的有效性分析

固井就是在已钻成的井眼内下套管，然后在套管与井眼间的环形空间内注入水泥浆，将套管和地层固结成一体的工艺过程，从而防止井眼的坍塌，形成永久的油气通道，防止地下各层流体的互窜。固井后，对固井质量进行检查（试压和测井）。

为保护地下水资源，防止井漏事故的发生，设计单位在钻井设计中，充分考虑环保的要求，采用先进的技术、设备和优质材料，提高固井质量，尽可能的避免井漏事故的发生。钻井采用套管完井方式，对地下水层进行封堵隔离，保护地下水。

### ► 事故状态下地下水污染防治措施

在项目环评报告及批复中均提出，制定危险品运输事故环境应急预案，落实各项风险防范措施。事故发生时立即启动应急预案，确保不因管道运输带来生态环境污染与破坏事件。气库运行后应定期对注水井套管进行检测，记录套管腐蚀程度，对腐蚀严重的套管应及时更换；建立储气库区地下水质量监控体系。

生产中存在事故排放、泄漏等风险事故的可能性，稍有不慎就有可能发生破坏性很大的事故，各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

储气库在环境保护工作部署中，已明确规定要认真贯彻执行环境保护法律、法规和各项方针政策，紧紧围绕新疆油田分公司改革和发展的总目标，以宣传为先导、以管理为中心、以科技为依托，全面建立和实施HSE管理体系。在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，已逐步形成完整的HSE管理体系。

根据调查，储气库作业区于2024年8月16日编制完成并发布了《呼图壁储气库作业区突发环境事件应急预案》，并在昌吉高新技术产业开发区管理委员会环境保护区进行了备案，备案编号：6523GX-2024-016-L。储气库采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，

具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。和当地生态环境主管部门建立响应系统，可及时应对事故状况下的污染物排放，在发生环境污染事故的同时，及时上报当地生态环境主管部门。采取的地下水环境保护措施基本有效。

### 7.2.3 有效性分析小结

2017年之前，钻井期废水排入防渗泥浆池内，钻井完成后集中处置；2017年之后，钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，循环利用，完钻后剩余泥浆由专业队伍回收，无钻井废水外排。钻井采用套管完井方式，对地下水层进行封堵隔离，保护地下水。

采气废水依托采油二厂81号处理站采出水处理系统处理后达到回注水标准后回注油藏；井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至81号处理站采出水处理系统处理；集注站内生活污水、锅炉排污水、化验室排水及地面拖洗水等经过预处理后，经开发区管网排入昌吉高新开发区污水处理厂处理。

结合水环境质量监测结果，从整体区域看三屯河污染物浓度没有显著变化，储气库的开发建设及运营未对地表水及当地地下水环境产生不良影响。

从收集资料情况来看，81号处理站采出水处理系统出口石油类、悬浮物、硫化物均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中高渗地层生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效。

从排污许可执行报告看，高新区污水处理厂出口水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准要求，生活污水处置措施有效。

上述分析可知，储气库在开发建设及运营的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

## 7.3 水环境污染防治存在的问题

呼图壁储气库作业区需进一步加强地下水自行监测，如下：

- ①对储气库周边敏感点，如新户村水井、东滩村水井，未进行例行监测。
- ②储气库现有1口地下水监测井设置在集注站地下水流向上游，而下游或侧向方向未设置监测井。

针对以上问题的改进措施详见第13章环境保护措施补救方案及改进措施。

## 8.声环境影响后评价

主要内容包括：回顾井场和站场厂界噪声达标排放情况，评价范围内声环境敏感目标达标情况；分析现有污染防治设施的有效性。

### 8.1声环境影响回顾

呼图壁储气库后评价范围内主要为昌吉高新技术开发区内的园区企业。

储气库在建设期间的声环境影响主要表现在钻井过程中的各种设备噪声。钻井井场中的噪声源主要集中在钻机平台周围，其中高噪声设备有发电机、柴油机联动机组和泥浆泵。其设备噪声值为90~110dB(A)，钻井过程为临时性的工程，噪声源为非固定源，随施工期结束而消失。

运行期的声环境影响主要来自于噪声主要来自于集注站注气压缩机、过滤分离器、生产管汇和火炬放空时的空气动力性噪声。各类机泵均集中布置在泵房内，在采取有效声污染防治措施后不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。集气站及集配站周围200m范围内无声环境敏感点，不会造成扰民。

### 8.2已采取的噪声污染防治措施有效性评价

#### 8.2.1噪声环境保护措施落实情况

根据历次环评提出及储气库作业区采取的噪声污染防治措施包括：

(1) 严格按照《工业企业噪声控制设计规范》进行设计。

(2) 各站场均采用自动化控制，在设备选型上选用低噪声设备；对噪声强度较大的设备进行减噪处理，对加热炉安装消声器。对站场主要噪声源采取了置于室内或隔音措施。将机泵等布置在房间内，进行隔声、减振。

(3) 呼图壁储气库建有8台4000kW注气压缩机和3台4500kW外输气压缩机；采用新型吸音材料，并结合声学 and 热学传播原理，单独设置进风消声器和出风消声器，避免了相互之间的热影响，保证厂界噪音达标，同时提高了空冷器工作效率。

集注站压缩机房	集注站压缩机空冷器
压缩机置于室内	压缩机房墙体吸声孔

### 8.2.2 噪声环境保护措施有效性

根据现场调查，项目噪声防治措施与环评及环境保护竣工验收基本一致，根据新疆油田呼图壁储气工程竣工环保验收报告中的监测可知，该项目验收时集注站厂界噪声满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中的3类标准的限值；集注站及1#、2#、3#集配站周边200m范围内无声环境敏感点。

本次后评价委托新疆壹诺环保科技有限公司对周边村庄进行声环境监测，监测时间为2025年8月22日-23日。同时引用新疆正天华能环境工程技术有限公司对站区厂界的监测，监测时间为2025年6月4日-5日、2025年3月7日-8日。

监测点位：在4个站场四周厂界各布设1个噪声监测点，在村庄距离项目区最近建筑物前1m布设监测点。环境质量现状监测点位见表8.2-1。

监测因子：等效连续A声级(L<sub>eq</sub>)

监测时间及频率：在无雨雪、无雷电，风速为5m/s以下时进行。分昼间(8:00~24:00)、夜间(24:00~8:00)两个时段测量，夜间有频发、偶发噪声影响时

同时测量最大声级。每个点位每天昼夜各监测一次，共测2天。同步给出监测时的气象条件(风向、风速和天气情况)。

监测方法：按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的规定进行。声环境影响监测结果见表8.2-2。

表8.2-1噪声监测点位布置一览表

编号	位置	监测位置	监测因子	监测频次
1	呼图壁储气库集注站	厂界四周	Leq	昼夜各监测一次，共测2天
2	1#集配站			
3	2#集配站			
4	3#集配站			
5	新户村	村内		
6	榆树沟村			
7	东滩村			
8	小土古里村			

表8.2-2厂界监测结果统计表

序号	监测点位		昼间						夜间					
			实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
1	呼图壁储气库集注站	北												达标
		东												达标
		南												达标
		西北												达标
2	1#集配站	北												达标
		东												达标
		南												达标
		西北												达标
3	2#集配站	北												达标
		东												达标
		南												达标
		西北												达标
4	3#集配站	北												达标
		东												达标
		南												达标
		西												达标
5	新户村													达标
6	榆树沟村													达标
7	东滩村													达标
8	小土古里村													达标

由监测结果可知，集注站、1#、2#和3#集配站厂界噪声满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中3类标准值，新户村、榆树沟村、东滩村和小土古里村各监测点声环境均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准值。

### **8.3声环境影响预测验证**

本次后评价阶段，对呼图壁储气库集注站、1#、2#和3#集配站进行了厂界噪声监测。同时对储气库区周边声环境敏感点如东滩村、新户村、小土古里村、榆树沟村进行了声环境质量监测。

根据监测结果可知，站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准限值；储气库区周边声环境敏感点的声环境质量均可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值，因此可说明项目的建设运营对周边声环境质量影响较小。

### **8.4声环境污染防治改进措施**

本次评价针对噪声防治提出以下改进措施：

高质量的工艺设备投入使用，加强调节阀精心维护保养，可减少机械振动产生的噪声。

## 9.固体废物环境影响后评价

主要包括回顾固体废物的产生量、综合利用处置措施及排放情况，分析固废的属性，回顾固废环境影响，分析固体废物处置措施与污染防治措施的有效性，验证环境影响评价文件预测结果。

### 9.1基本情况

呼图壁储气库产生的固体废物主要分为一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。

#### 9.1.1一般工业固废

##### 9.1.1.1钻井废弃泥浆及岩屑

2017年之前，废弃泥浆和岩屑排入具有防渗措施的岩屑池内，待钻井完成后进行填埋平整。

2017年后，公司统一要求采用钻井泥浆随钻不落地无害化治理技术对钻井泥浆及岩屑进行无害化处理，废弃泥浆和岩屑进行固液分离，泥浆循环利用，岩屑暂存于井场内防渗临时堆场，由新疆众人石油科技有限公司对废弃岩屑转运至众人钻井废弃物（岩屑）处置场进行无害化处置，处置后满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中表1限值要求后用于修建油田简易公路、固废场封场覆土、自然坑洼填充等。钻井结束后，对岩屑暂存场清理平整，恢复原貌。

##### 9.1.1.2废分子筛

在空氮站变压吸附制氮系统中，专用碳分子筛平均2年卸除1次，产生量约300kg/次，由厂家回收处置。

#### 9.1.2危险废物

危险废物主要为分离器检修和清管收球作业产生的废渣，以及压缩机等设备检修产生的废润滑油等。

##### 9.1.2.1清管废渣

储气库区注采管线运行期间产生的固体废物极少，主要是由天然气中的杂质对管道内壁的轻微腐蚀产物和由于输气压力变化而产生的液滴组成。一般清管作业每年进行1-2次，有收球装置的工艺站场在每次清管作业时将产生

10kg~20kg废渣。清管废渣存于排污罐中，由第三方检修单位克拉玛依三达有限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。

### 9.1.2.2分离器检修废渣

本工程集注站设有过滤分离器。分离器在检修中通过自身压力排尘。为避免粉尘的飘散，需将清除的废物导入排污罐中进行湿式除尘。分离器检修废渣存于排污罐中，由第三方检修单位克拉玛依三达有限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。

### 9.1.2.3废润滑油

集注站压缩机等设备定期进行维修保养，需更换润滑油。小维修含油抹布混入生活垃圾中，大检修由专业检修单位带回交由相应危废资质单位处置。

## 9.1.3生活垃圾

集注站及3座集配站生活垃圾产生量约9.1t/a，生活垃圾集中收集后，由昌吉高新区市政公用事业管理中心拉运处置。

## 9.1.4固废排放汇总

固体废物排放情况见表9.1-2。

表9.1-2固体废物排放情况一览表

种类	名称	来源	处置措施
一般固废	钻井废弃泥浆及岩屑	钻井井场	2017年之前，废弃泥浆和岩屑排入具有防渗措施的岩屑池内，待钻井完成后进行填埋处置。2017年后，采用钻井泥浆随钻不落地无害化治理技术对钻井泥浆及岩屑进行无害化处理，废弃泥浆和岩屑进行固液分离，泥浆循环利用，岩屑暂存于井场内防渗临时堆场，由新疆众人石油科技有限公司对废弃岩屑转运至众人钻井废弃物（岩屑）处置场进行无害化处置，处置后满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中表1限值要求后用于修建油田简易公路、固废场封场覆土、自然坑洼填充等。
	废分子筛	空氮站	由厂家回收。
危险废物	清管废渣	注采管线清管作业	暂存于排污罐中，由第三方检修单位克拉玛依三达有限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。
	分离器检修废渣	集注站过滤分离器检修	
	废矿物油	压缩机等设备维修、维护过程中产生的各类废机油	小维修含油抹布混入生活垃圾中，大检修由专业检修单位带回交由相应危废资质单位处置。
生活垃圾	生活垃圾	员工生活产生的垃圾	由昌吉高新区市政公用事业管理中心拉运处置。



## 9.2 固体废物环境影响回顾

### 9.2.1 钻井期固体废物影响回顾

钻井期产生的固体废物主要是钻井废弃泥浆、岩屑和生活垃圾。

#### 9.2.1.1 生活垃圾

储气库作业区生活垃圾由昌吉高新区市政公用事业管理中心拉运处置。

#### 9.2.1.2 钻井废弃泥浆、岩屑

##### (1) 处置方式

2017年之前，废弃泥浆和岩屑排入具有防渗措施的岩屑池内，待钻井完成后填埋平整。

2017年后，公司统一要求采用钻井泥浆随钻不落地无害化治理技术对钻井泥浆及岩屑进行无害化处理，废弃泥浆和岩屑进行固液分离，泥浆循环利用，岩屑暂存于井场内防渗临时堆场，由新疆众人石油科技有限公司对废弃岩屑转运至众人钻井废弃物（岩屑）处置场进行无害化处置，处置后满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中表1限值要求后用于修建油田简易公路、固废场封场覆土、自然坑洼填充等。钻井结束后，对岩屑暂存场清理平整，恢复原貌。

##### (2) 钻井液

搜集相关资料，呼图壁储气库钻井液体系统计见表9.2-1，钻井液主控性能指标见表9.2-2。

表9.2-1 钻井液体系

序号	井段	钻井液体系
1	一开	坂土-CMC钻井液体系
2	二开	钾钙基聚合物钻井液体系
3	三开	钾钙基聚胺有机盐钻井液体系
4	四开	钾钙基双膜屏蔽钻井完井液体系

表9.2-2 钻井液性能指标

项目	单位	主控性能指标			
		一开	二开	三开	四开
密度	(g/cm <sup>3</sup> )	1.10~1.20	1.15~1.35	1.75~1.95	1.15~1.24
粘度	(s)	80~120	40~80	45~100	40~80
滤失量	(ml)	/	≤5	≤5	≤4
泥饼	(mm)	/	≤0.5	≤0.5	≤0.5
pH值		/	9~10	9~10	9~10
含砂	(%)	/	<0.5	<0.5	<0.5

塑性粘度	(mPa·s)	/	10~30	35~65	10~30
动切力	(Pa)	/	5~15	5~20	5~15
静切力	(Pa)	/	2~8/5~15	2~10/5~30	2~8/5~15
HTHP滤失量	(ml)	/	/	≤12	≤10

现场调查表明：2017年之前，钻井井场产生的废弃泥浆和岩屑均在泥浆池中固化后填埋处置，所有井场进行了平整，基本没有废泥浆池的痕迹。井场泥浆池在采取防渗措施后，钻井期固体废物对井场周围土壤环境影响较小，土壤表面没有盐化及碱化现象发生，井场周围草本植被基本恢复。2017年后，公司统一要求采用钻井泥浆随钻不落地无害化治理技术对钻井泥浆及岩屑进行无害化处理，井场无钻井期固废遗留。

## 9.2.2运营期主要影响回顾

运营期产生的固体废物主要为分离器检修和清管收球作业产生的废渣、废分子筛，以及压缩机等设备检修产生的废润滑油和职工生活产生的生活垃圾。

清管和分离器检修废渣存于排污罐中，由第三方检修单位克拉玛依三达有限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。空氮站废分子筛由厂家回收处置。压缩机等设备定期维修产生的废润滑油，小维修含油抹布混入生活垃圾中，大检修由专业检修单位带回交由相应危废资质单位处置。生活垃圾集中收集后，由昌吉高新区市政公用事业管理中心拉运处置。

正常生产状况下，呼图壁储气库生产过程中清管和检修废渣以及废机油等不排放进入地表水环境，不对地表水产生不利影响，通过对工程区域土壤和地表、地下水的监测结果显示，各监测因子均满足相关标准要求，对地表、地下水和土壤产生的影响在可接受范围内，详见4.4.3和4.4.5章节内容。

## 9.3已采取的固体废物处置措施有效性评价

### 9.3.1已采取的固体废物处置措施

本次后评价阶段结合呼图壁储气库开发的主要阶段，梳理了储气库早期环评中提出的钻井固废处置措施及验收中的落实情况。结合后评价阶段的调查现状对固废处置措施的落实情况进行摸底。固废防治措施梳理情况见表9.3-1。

表9.3-1固废处置措施梳理情况

固废种类	环评提出环保措施及建议	竣工环保验收调查实际落实情况	本次后评价调查情况
钻井废弃泥浆及岩	2017年之前 使用无毒无害水基钻井液体系，循环使用。井下作业时须带罐，修井作业时使用防渗土工膜铺垫井场，修井落地原油全部回收。钻井废弃泥浆和岩屑等在排入防渗泥浆池，待钻井完成好统一处置。	钻探过程中使用环保型泥浆钻井液体系，并做到循环使用；所产生的岩屑、废弃泥浆均排放在井场开挖的泥浆池中，泥浆池均按照规范要求铺设了防渗膜，完钻清场后集中处置。	所有井场已平整，基本没有废泥浆池的痕迹。钻井队生活区已清理平整，无生活垃圾堆放。

屑	2017年之后	钻井废弃泥浆、岩屑采用泥浆不落地装置进行固液分离液相循环利用，不外排。固相须满足《油气田钻井固体废物综合利用及污染控制技术要求》（DB65/T3997-2017）要求后，综合利用。	钻井采用泥浆不落地工艺，泥浆循环利用，岩屑暂存于井场内防渗临时堆场，完井后剩余岩屑送至新疆众人石油科技有限公司。	2017年1月以后，采用钻井泥浆随钻不落地技术。钻井井场设置岩屑池，其池底和池体压实，采取防渗膜进行防渗。废弃泥浆和岩屑进行固液分离，泥浆循环利用，岩屑暂存于井场内防渗临时堆场，由新疆众人石油科技有限公司对废弃岩屑转运至众人钻井废弃物（岩屑）处置场进行无害化处置，满足DB65/T3997-2017标准后综合利用。
清管废渣、分离器检修废渣		清管废渣、分离器检修废渣存于排污罐中，定期清运至昌吉市生活垃圾填埋场。	清管废渣、分离器检修废渣存于排污罐中，由克拉玛依博达环保科技有限公司处置。	清管废渣、分离器检修废渣存于排污罐中，由第三方检修单位克拉玛依三达有限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。
废分子筛		废分子筛由生产厂家回收处置。	废分子筛由生产厂家回收处置。	废分子筛由生产厂家回收处置。
废润滑油		废润滑油由生产厂家回收处置。	废润滑油委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。	小维修含油抹布混入生活垃圾中，大检修由专业检修单位带回交由相应危废资质单位处置。
生活垃圾		生活垃圾交由环卫部门统一拉运。	生活垃圾集中收集后，由昌吉高新区市政公用事业管理中心拉运处置。	生活垃圾由昌吉高新区市政公用事业管理中心拉运处置。

### 9.3.2 钻井期固体废物处置有效性评价

钻井期产生的固体废物主要是钻井废弃泥浆、岩屑和生活垃圾。

#### 9.3.2.1 钻井废弃泥浆、钻井岩屑

##### (1) 2017年之前

2017年之前，废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的岩屑池内，待钻井完成后填埋平整。现场调查表明，所有井场进行了平整，基本没有废泥浆池的痕迹。泥浆池采取的污染防治措施如下：

##### ① 泥浆池的防渗方案

防渗设计标准：区域钻井排污池按全防渗设计。排污池壁应采用先铺防渗膜，再用C20水泥砂浆砌砖，壁面用水泥砂浆抹面，排污池底采用先铺膜后打C20砼150mm厚。

施工工艺要求：防渗膜采用环保型防渗材料，厚度要达到60丝，材料接缝采用粘接，接缝宽度大于20cm，防渗材料性能指标为抗老化、抗撕裂、耐酸碱腐蚀及温度适应性好；排污池壁一般情况下采用C20水泥砂浆砌240mm厚的砖墙，个别特殊地区需砌370mm厚的砖墙，所砌砖墙必须是错缝搭接，砂浆要达到相关规范要求，灰缝要饱满，池壁的抹面必须达到10mm~15mm厚度；排污池内建砌厚240mm过水隔离墙，池内均匀部设防塌墙。

## ②泥浆池固化和覆土填埋方案

泥浆池的治理方式是将钻井泥浆中的有害成分通过化学变化或用惰性材料进行束缚，在处理过程中与池底防渗、密封等方法配合使用，通过固化，能较大程度地减少废弃钻井泥浆中的金属离子和有机物对土壤的侵蚀和沥滤，从而减少废弃钻井泥浆对环境的影响和危害。钻井泥浆池治理流程：治理前一井一勘查、一井一备案、治理中一井一检查、治理后一井一验收。

## ③泥浆池固化和覆土填埋措施

测算泥浆量。测算各种药剂的投加量。将废泥浆固化施工的材料按设计配方混合好，运输到固化现场，按比例和顺序加入泥浆池内，与钻井废弃物、岩屑等混合，用挖掘机反复搅拌均匀。使泥浆破稳、絮混凝、固化。利用泥浆池挖方表土，覆土30cm以上，并填平、压实地，恢复原地貌。

回收剩余固化物，做到工完料尽场地清。申请检测、验收。

## (2) 2017年后钻井

2017年后，采用钻井泥浆随钻不落地技术。钻井井场设置岩屑池，其池底和池体压实，采取防渗膜进行防渗。废弃泥浆和岩屑进行固液分离，泥浆循环利用，岩屑暂存于井场内防渗临时堆场，由新疆众人石油科技有限公司对废弃岩屑转运至众人钻井废弃物（岩屑）处置场进行无害化处置，处置后满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中表1限值要求后用于修建油田简易公路、固废场封场覆土、自然坑洼填充等。钻井结束后，对岩屑暂存场清理平整，恢复原貌。

## ①不落地达标处理技术处置工艺

泥浆不落地系统，其主要设备包括：干燥振动筛、钻屑甩干机，钻井液卧式离心机，螺旋输送机，螺杆泵等。其组成见图5-3。

### 图5-3泥浆不落地系统组成

该工艺流程设计包括三个方面：泥浆、岩屑的不落地收集，固体废弃物减量化，泥浆、钻屑的不落地无害化治理。工艺过程为：井队振动筛分离出的固相直接进入地埋罐，沉淀净化、达标液相用螺杆泵泵回井队循环系统，未达标液相泵入搅拌罐固化处理。沉淀固相转运至搅拌罐固化处理，除砂、除泥器及离心机分离出来的固相直接经导流槽进入搅拌罐，加入固化剂、稳定剂等，搅拌固化，达到标准后，暂存点堆放。所有罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜，堆放点围墙高度不小于1m，并在围墙上方铺设防渗膜，挖机施工便道铺设防渗膜后垫土10cm压实。作业完毕后恢复场地原样，处理后的固相达到国家相关标准后，可按要求综合利用。

#### ②不落地工艺处置效果

油田公司加强监管，每个井场随钻不落地处理工艺末端排放口都要进行监测。监测项目为：含油率、含水率、pH值、COD等。

本次搜集到新疆新能源（集团）环境检测有限公司对HUHWK21井、HUHWK22井钻井期经处理后的钻井岩屑监测报告，监测结果见表9.4-1和9.4-2。

表9.4-1 钻井岩屑监测结果

序号	监测项目	标准值	HUHWK21井			HUHWK22井		
			一开	二开	三开	一开	二开	三开
1	pH							
2	六价铬							
3	铜							
4	锌							
5	镍							
6	铅							
7	镉							
8	砷							
9	苯并[a]芘							
10	含油率							

11	含水率							
12	COD							

根据收集到的岩屑监测报告可知，钻井岩屑经处理后满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）表1中相应指标要求。

### 9.3.2.2 生活垃圾

生活垃圾由昌吉高新区市政公用事业管理中心拉运处置。

生活垃圾依托昌吉市新建垃圾填埋场集中处理，位于昌吉市庙尔沟乡和谐二村北侧。垃圾填埋场设计填埋总库容160万m<sup>3</sup>，其中一期填埋场库容40万m<sup>3</sup>，二期填埋场库容120万m<sup>3</sup>；填埋场设计使用年限为20年。

### 9.3.3 运营期固体废物处置有效性评价

运营期产生的固体废物主要为一般固废、危险废物和生活垃圾。

#### 9.3.3.1 一般固废

在空氮站变压吸附制氮系统中，专用碳分子筛平均2年卸除1次，产生量约300kg/次，由厂家回收处置。

#### 9.3.3.2 危险废物

危险废物主要为分离器检修和清管收球作业产生的废渣，以及压缩机等设备检修产生的废润滑油。

分离器检修废渣和清管废渣存于排污罐中，由第三方检修单位克拉玛依三达有限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。集注站压缩机等设备定期进行维修，小维修含油抹布混入生活垃圾中，大检修由专业检修单位带回交由相应危废资质单位处置。

#### ① 危险废物贮存过程中采取的污染防治和事故预防措施

A. 加强危险废物产生、运输、储存环节的管理力度，杜绝渗漏事故，确保产生、运输、储存环节的安全运行。

B. 危险废物的产生处置必须建立台账并如实、及时记录。危险废物生产单位必须建立专门的危险废物管理台账，由专人管理，准确记录每天产生危险废物的名称及贮存、利用、处置去向数量等。向外转移的危险废物，台账记录必须与危险废物转移联单及其它相关票据等内容相一致。

C. 呼图壁储气库产生的危险废弃物委托克拉玛依博达环保科技有限公司，储气库内部设置临时储存点。

#### ② 转移计划

呼图壁储气库产生的危险废弃物均按规定周期转运至克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司(危险废物经营许可证编号: 6502040047)接收并进行达标处理。

### 9.3.3.3生活垃圾

生活垃圾集中收集后,由昌吉高新区市政公用事业管理中心拉运至昌吉市新建生活垃圾填埋场填埋处置。昌吉市新建生活垃圾填埋场位于昌吉市庙尔沟乡和谐二村北侧。垃圾填埋场设计填埋总库容160万m<sup>3</sup>,其中一期填埋场库容40万m<sup>3</sup>,二期填埋场库容120万m<sup>3</sup>;填埋场设计使用年限为20年。

### 9.3.4固体废物处置措施有效性分析小结

储气库工程运行过程中产生的分离器检修废渣、清管废渣由第三方检修单位克拉玛依三达有限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。废润滑油小维修产生量极少,含油抹布混入生活垃圾中,大检修由专业检修单位带回交由相应危废资质单位处置。危险废物收集、贮存、运送、处置过程中,严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》。钻井废弃物影响集中在井场内,未发现废弃钻井泥浆和钻井岩屑对周围环境产生重大影响。呼图壁储气库作业区生活垃圾由昌吉高新区市政公用事业管理中心拉运处置。储气库内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置,固体废物环境保护措施基本有效。

## 9.4固废影响预测验证

### 9.4.1环评中固体废物影响结论

历次环评中固废影响预测结论显示:本工程产生的固体废物主要来自于两方面:开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、建筑垃圾和少量生活垃圾等;运行期产生的固体废物主要包括:分离器检修和清管废渣、废润滑油、废分子筛和生活垃圾等。这些固体废物进行分类收集,定点堆放处理,危废委托有资质单位进行处置。本工程所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置,不会对周围环境产生影响。

### 9.4.2固废验证

2017年以来开始全面推广钻井不落地技术。经影响预测验证,钻井废弃物影响集中在井场内,未发现废弃钻井泥浆和钻井岩屑对周围环境产生重大影响。根据本次后评价阶段收集的岩屑监测报告可知,钻井岩屑监测结果可达到《油气田钻井固体



废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)标准中相应指标要求,详见表9.4-1和9.4-2。

本次后评价阶段,对呼图壁储气库集注站、1#集配站、3#集配站、HUK13、HUKJ5井场、HUHWK21和HUHWK22井进行了土壤环境质量监测。根据监测结果可知,储气库区内建设用地土壤pH值均大于7.5,说明土壤呈碱性;土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃和重金属元素含量相对较低,井场、站场站内土壤均满足《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1第二类用地筛选值标准要求,详见表4.5-21~4.5-22。

储气库区内农用地土壤pH值均大于7.5,说明土壤呈碱性;土壤中重金属元素含量相对较低,远小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中“表1农用地土壤污染风险筛选值(基本项目)”的pH>7.5所列标准;土壤中石油烃含量较低,满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值要求。说明项目区土壤环境质量较好,详见表4.5-23。

总体来说,呼图壁储气库工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置,没有对周围环境产生重大不利影响。

## 9.5 固体废物污染防治存在的问题

固废全过程管理制度不健全。未建立全过程治理和管理的理念,固体废物信息化管理水平有待提高。固体废物源头环境管理制度不健全,各类、各项数据无归口管理,数据信息不及时、不规范、不集中,未能有效为生产和管理服务。

针对以上问题的改进措施详见第13章环境保护措施补救方案及改进措施。

## 10.土壤环境影响后评价

本次后评价时段为至2025年8月底，呼图壁储气库于2013年建成，《中华人民共和国土壤污染防治法》于2019年1月实施，《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），2019年7月1实施。本评价区原环评文件中未设土壤环境影响专题，仅在生态专题中作为生态因子进行了简单论述。现状中对土壤类型，土壤质量进行了简要评价，监测指标仅限于理化指标和特征污染物石油类，土壤评价因子少，主要针对土壤理化性质、生态作用进行评价。对土壤的影响主要是针对受扰动后土壤类型的变化和水土流失等生态功能的影响分析，对土壤污染影响及污染防治措施涉及较少。

本次后评价对土壤环境影响进行简单回顾，对采取的土壤污染防治措施进行定性分析，重点针对现行土壤污染防治法律法规及技术规范，分析土壤污染防治措施落实情况，查找储气库在土壤污染方面存在的问题，提出改进措施。

### 10.1土壤环境影响回顾

#### 10.1.1土壤生态影响回顾

根据储气库开发建设的特点分析，开发建设对土壤环境的主要影响是地面建设施工和地面建设设施如井场、道路、管线、站场等占用土地和造成的地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和理化性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。

在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构（包括紧实度）、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内（管沟破土宽以8m计）土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

工程施工对土壤环境的影响主要表现在以下几个方面：

（1）破坏土壤原有结构。土壤上层的团粒结构一旦破坏，将需要长时间的培育才能恢复和发展。

（2）改变土壤质地。上层和下层土壤的质地不尽相同，管沟下挖和回填改变了土壤层次和质地，影响土壤的发育，使土壤生产力下降。

（3）影响土壤的紧实度：土壤紧实度是表征土壤物理性质的指标之一。在开挖部位，表现为施工机械对土壤的破坏，而在施工机械作业中，机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增

高，地表水入渗减少，土体过于紧实不利于植物的生长。管道施工回填后剩余的土方造成土壤松散，易引起水土流失。

### 10.1.2 储气库开发土壤污染影响回顾

储气库的开发建设，不可避免地会对作业区内局部范围的土壤产生一定程度的石油污染。但由于储气库含油污水没有外排，土壤石油污染仅局限在有污油、落地油产生的井场、废弃泥浆池等处及其近旁的很小范围内。

从现场调查与资料对比分析可以看出，土壤石油类污染主要发生在土壤表层，不同土壤类型，石油类污染物在土壤剖面中的迁移分布深度有明显差别。在粘壤质土上，含油污水和落地原油引起的土壤石油类污染，仅限于土壤剖面表层0~30cm深度；在风沙土上，石油类污染物下渗迁移深度可达70cm；在质地粗砾的砾石戈壁带的棕漠土上，污油、含油污水长期排放引起的土壤石油类污染深度可达200cm以下。从调查的总体结果看，各种土壤受石油类污染的深度是有限的，在剖面中污染物含量分布由上至下逐步递降。在原油向下渗透迁移过程中，受土壤剖面质地的影响，小颗粒土壤对原油的吸附、拦截作用较大。从分析数据来看，80%以上原油被截留在表层50cm以上土层中。

石油排入土壤后，会影响土壤的通透性。因为石油类物质的水溶性一般很小，土壤颗粒受石油污染后不易被水所浸润，形不成有效的土壤内导水通路，渗水量下降，透水性降低，而且积聚在土壤中的石油烃，绝大部分是高分子有机物。它们粘着在植物根系上形成一层粘膜，阻碍根系的呼吸与水分的吸收，甚至引起根系的腐烂。石油类物质还可能影响土壤酶的活性，从而干扰作物的生长；过量的石油类物质还可以被作物吸收并沉积于果实，使受污染土壤上生产的粮食不宜食用。

综上所述，储气库开发建设正常运行情况下，其特征污染物对于土壤环境的影响较小。对土壤中石油类下渗的评价结果表明，土壤中石油类的污染集中在表层20cm以上，这主要是人为活动的扰动和石油渗入土壤颗粒间的大孔隙所造成的。类似的调查结果表明，当地面覆盖大量的原油时，石油将沿着结构面、裂隙和根孔下渗到30cm以下的土层。因此，对于储油罐等设施应做必要的防护措施，以防止石油深度下渗对土壤造成严重污染。

## 10.2 已采取的土壤污染防治措施有效性分析

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤污染途径主要包括：“大气沉降”主要指由于生产活动产生气体排放间接造成土壤环境污染的影响途径；“地面漫流”主要指由于占地范围内原有污染物质的水平扩散造成污染范围水平扩大的影响途径；“垂直入渗”主要指由于占地范围内原有污染物质的入渗迁移造成污染范围垂向扩大的影响途径。

根据现场调查，呼图壁储气库作业区主要采取了以下措施防治土壤污染：

### 10.2.1“大气沉降”途径阻断措施

储气库作业区天然气注采过程采用全密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，监测结果显示，集注站锅炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3锅炉大气污染物特别排放限值要求。集注站、集配站无组织排放的硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2无组织排放监控浓度限值，通过采取上述措施，大大降低了对土壤的污染。

### 10.2.2“地面漫流”途径阻断措施

储气库运行过程中排入埋地污泥罐后定期装车拉运至采油二厂81号污水处理站处理后达到回注水标准后回注油藏，不外排。集注站凝析油储罐等重点罐区，设置了围堰、地面硬化等措施。

### 10.2.3“垂直入渗”途径阻断措施

（1）集注站、集配站内天然气处理装置区、凝析油处理装区、储罐区、原辅材料储存区、加热装置区等重点区域均采取了防渗措施。根据现场调查，场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。


(2) 运营期产生的清管废渣、分离器检修废渣存于排污罐中，由第三方检修单位克拉玛依三达有限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。小维修含油抹布混入生活垃圾中，大检修由专业检修单位带回交由相应危废资质单位处置。危险废物收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》。通过采取上述措施，大大降低了危废暂存对土壤的污染风险。

### 10.3土壤环境影响验证

本次后评价对呼图壁储气库集注站、1#集配站、3#集配站、HUK13井、HUKJ5井、HUHWK21井和HUHWK22井，站场和井场内外土壤环境质量进行了监测，土壤监测数据详见表4.4-18~4.4-20。

从监测及评价结果可以看出，储气库区内建设用地土壤pH值均大于7.5，说明土壤呈碱性；土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃和重金属元素含量相对较低，井场、站场站内土壤均满足《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1第二类用地筛选值标准要求。

储气库区内农用地土壤pH值均大于7.5，说明土壤呈碱性；土壤中重金属元素含量相对较低，远小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

### 10.4土壤环境存在问题及建议

根据后评价现场调查，站场、井场场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。呼图壁储气库作业区采取了有效的措施，预防了土壤环境的污染。同时由后评价期间对储气库区内土壤环境质量现状监测可知，储气库区土壤环境质量较好，目前储气库开发未对土壤环境造成明显影响。

根据《新疆维吾尔自治区2025年重点排污单位名录》，呼图壁储气库不属于重点排污单位，故呼图壁储气库目前未开展土壤隐患排查。

根据储气库运行特点以及历次环评要求，本次后评价建议储气库作业区按照《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）对储气库区内土壤环境质量现状进行例行监测，监测频次5年/次。

# 11.环境风险影响评价

## 11.1环境风险识别

### 11.1.1环境风险物质识别

呼图壁储气库作业区所涉及的环境风险物质主要有天然气（甲烷）、凝析油、硫化氢和甲醇等。主要环境风险物质危险、有害特性等情况简述如下：

#### (1) 天然气（甲烷）

作为主要烃组份的甲烷属于《化学品分类和标签规范 第1部分：通则》（GB30000.1-2024）中的气相爆炸物质，泄漏在环境中与空气混合后易达到爆炸极限，此时若遇火或静电可能引起燃烧和爆炸。其爆炸极限范围为5%~15%（体积比）。当空气中甲烷浓度达到10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达25%~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。天然气的危险、有害特性详见表11.1-1。

表11.1-1天然气危险、有害特性表

标识	中文名：天然气	英文名：naturalgas	别名：沼气	
	危险货物编号：21007	UN编号：1971	CAS号：74-82-8	
	危险性类别：第2.1类易燃气体	火灾危险类别：甲B		
理化特性	主要组成：甲烷	外观：无色、无味、无毒可燃性气体，含硫时有臭鸡蛋味		
	分子量：16.04	稳定性：稳定		
	相对密度(空气=1)：0.65	溶解性：微溶于水，溶于醇、乙醚		
燃爆特性	沸点/°C：-160	闪点/°C：-188		
	引燃温度/°C：482~632	火焰表面温度/°C：2020		
	易燃易爆性：易燃	最大爆炸压力/MPa0.717		
	最小点火能/kJ：280	爆炸极限[%（V/V）]：5~14		
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。其蒸气遇明火会引着回燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
	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。灭火器泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。			
健康危害	甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷体力分数达25%-30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。			

物料特性	<p>毒性：属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到25~30%出现头昏、呼吸加速、运动失调。</p> <p>危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。</p>
泄漏处理	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。</p>
防护措施	<p>工程控制：密闭操作，提供良好的自然通风条件。</p> <p>呼吸系统防护：高浓度环境中，佩戴供气式呼吸器。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼睛。</p> <p>防护服：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：必要时戴防护手套。</p> <p>其他：工作现场严禁吸烟。避免高浓度吸入。进入灌或其他高浓度区作业，须有人监护。</p>
急救措施	<p>皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。</p> <p>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。</p>

## (2) 凝析油

凝析油是从气田的天然气凝析出来的液相组份，其主要成份是C4~C8烃类混合物。凝析油的闪点为-2℃，也具有较大的火灾爆炸危险特性。在储存运输过程中一旦发生泄漏，也极有可能导致火灾爆炸事故。此外凝析油对人体也有一定的毒害作用，其毒性等级为轻度危害。

凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施见表11.1-2。

表11.1-2凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	<p>凝析油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是C5至C11+烃类的混合物，并含有少量的大于C8的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在20℃-200℃之间，挥发性好。</p> <p>【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。</p>
危害信息	<p>【燃烧和爆炸危险性】其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。</p> <p>【健康危害】蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。</p>



安全措施	<p>【操作安全】密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>【储存安全】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p> <p>【运输安全】运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。</p>
应急处置原则	<p>【急救措施】皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。</p> <p>眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少15分钟，就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入：催吐，就医</p> <p>【灭火方法】消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p> <p>【泄漏应急处置】切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>

### (3) 硫化氢

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体粘膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。硫化氢职业性接触毒物危害程度为II级，高含硫天然气泄漏事故易引发硫化氢中毒事故。考虑到呼图壁气藏采出气不含硫，西二线输送的天然气硫化氢含量符合商品天然气要求，硫化氢含量小于20mg/m<sup>3</sup>，因此在正常情况下本工程引发硫化氢中毒事故的几率很小。硫化氢的危险、有害特性详见表11.1-3。

表11.1-3硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
% (V)	ppm	mg/m <sup>3</sup>	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为0.0215mg/m <sup>3</sup> (0.13ppm) 时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为6.9mg/m <sup>3</sup> (4.6ppm) 时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家协会推荐的阈限值 (8h加权平均值)。我国规定几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的最高硫化氢浓度
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家联合会推荐的15min短期暴露范围平均值
0.002	20	30	在暴露1h或更长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全与健康局的可接受上限值。工作人员在露天安全工作8h可接受的硫化氢最高浓度
0.005	50	72.07	暴露15min或15min以上的时间内嗅觉就会丧失，如果时间超过1h，可能导致头痛、头晕和（或）摇晃。超过75mg/m <sup>3</sup> (50ppm) 将会出现肺浮腫，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	150	3min~15min就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。5min~20min过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在1h后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度。
0.03	300	432.4	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度定为立即危害生命或健康 (IDLH)，参见 (美国) 国家职业安全与健康学会DHHSNo85-114《化学危险袖珍指南》
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和（或）心肺复苏

#### (4) 甲醇

本项目井口采气工艺采用初级节流集输工艺。根据已建国内地下储气库的运行经验，储气库单井井口采用注甲醇设备进行间歇注防冻剂工艺。在集注站气处理装置事故状态下，采出气注甲醇后不回收，直接通过外输管线外输。甲醇是具有中度危害的毒物，同时也是甲类火灾危险物质。

甲醇LD<sub>50</sub>=5628mg/kg，对人体有毒，其毒性对人体的神经系统和血液系统影响最大，它经消化道、呼吸道或皮肤摄入都会产生毒性反应，甲醇蒸气能损

害人的呼吸道粘膜和视力。甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表详见表11.1-4。

表11.1-4甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表

国标编号	32058	CAS号	67-56-1
分子式	CH <sub>4</sub> O	中文名称	木醇、木精，哥伦比亚酒精
外观形状	无色类似果酒气味的挥发性液体。	分子量	32.04
熔点	93.9°C	蒸汽压	(20°C)12.8kPa。
沸点	65°C	燃烧热	726.51kJ/mol
闪点	11°C	溶解性	溶于水、可混溶于醇、醚等多数有机溶剂
相对密度	0.7914 (水=1): 1.11 (空气=1)	稳定性	稳定
爆炸极限	5.5~44 (V/V, %)		
危险性类别	3.2类闪点易燃液体		
侵入途径	吸入、食入、经皮吸收		
毒理学	<p>毒性属中毒类。小鼠吸入70.7g/m<sup>3</sup>×54小时麻醉、死亡；小鼠静脉LD<sub>50</sub>: 5.66kg, 大鼠经口LD<sub>50</sub>: 1214mL/kg；猴吸入52.4g/m<sup>3</sup>, 4小时死亡。甲醇是主要危害神经及血管的毒品具有麻醉效应，有十分显著的蓄积作用。可引起视神经及视网膜的损伤。口服甲醇1g/kg或低于此值时，即可失明、致死，也有饮用不到30mL甲醇即发生死亡的例子。吸入高浓度蒸气能产生眩晕、昏迷、麻木、痉挛、食欲不振等症状。蒸气与液体都能严重损害眼睛和粘膜。皮肤接触后将会干燥、裂开、发炎，也有人因甲醇溅洒在足部，甲醇浸湿了衣服及皮靴仍继续工作，数日后失明的报导。</p>		
危险特性	<p>易燃，遇明火有燃烧爆炸危险。燃烧时发出蓝色火焰，在常温下挥发出的蒸气有毒。蒸气能与空气形成爆炸性混合物。爆炸极限6.0~36%，是一种燃烧、爆炸范围较广的物品。闪点1°C。自燃点385°C。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧危险。在火场中，受热的容器有爆炸危险</p>		
燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳		
接触限值	<p>职业接触限值：PC-TWA：25mg/m<sup>3</sup>（皮）；PC-STEL：50mg/m<sup>3</sup>（皮）；IDLH：6000ppm</p>		
泄露应急措施	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗液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，降低蒸气灾害。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。</p>		
防护措施	<p>呼吸系统防护：可能接触其蒸气时，应该佩戴过滤式防毒面罩（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。            眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。            身体防护：穿防静电工作服。            手防护：戴橡胶手套。            其它：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。实行就业前和定期的体检。</p>		

急救措施	<p>皮肤接触:脱去被污染的衣着,用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。眼睛接触:提起眼睑,用流动清水或生理盐水冲洗。就医。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>灭火方法:尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却,直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音,必须马上撤离。</p> <p>灭火剂:抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p>
储运须知、包装标志	<p>易燃液体。副标志:毒害品。包装方法:(II)类。储运条件:注意轻装轻卸,防止容器破损,避免日光曝晒,严禁接触火源。夏天高温季节早晚运输。储存于阴凉、通风的易燃液体库房或储罐内,与氧化钙隔绝,远离火源,炎热气候采取通风降温措施。泄漏处理:首先切断所有火源,戴好防毒面具与手套。用水冲洗,对污染地面进行通风处理。</p>

### 11.1.2 钻井、注采工程风险因素识别

本项目在钻井作业、老井处理、注采气过程中存在着发生井喷、注采井失控、火灾爆炸、有毒有害物质泄漏等事故的风险。

#### 11.1.2.1 井喷

井喷是指地层中流体在失去控制条件下喷出地面或流入井内其它地层的现象。井喷如果失控将导致大量天然气泄漏,不仅可能引发火灾、爆炸和有毒有害物质泄漏等事故,还可能对周围环境产生次生污染,甚至引发中毒事故,造成灾难性后果。由于本项目采出天然气硫化氢含量小于 $20\text{mg}/\text{m}^3$ ,井喷事故引发硫化氢中毒的事故几率较小。

井喷最根本的原因是井内液柱压力低于地层孔隙压力,使井底压力不平衡;防止井喷的关键是及时发现溢流和及时控制溢流。根据钻井作业大量实例表明,由于操作者直接的责任而引起的井控措施不当、违反操作规程、井控设施故障是造成井喷失控事故的主要因素,通常井喷主要由以下因素引起:

- (1) 进入油气层钻井泥浆的密度偏低,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够;
- (2) 起下钻未及时灌满井筒内的泥浆,或起钻速度过快抽喷;
- (3) 对地质情况掌握不够,地质差异认识不足,地层实际压力比预计值大得多;
- (4) 井口设备装置、井身结构、套管等存在内在质量问题;
- (5) 井口未安装防喷器或防喷器的安装不符合要求;
- (6) 完井固井质量出现问题;
- (7) 钻井设备受地面、地下流体的侵蚀,而长期生产维护不及时,而出现损坏、破裂渗漏;

- (8) 井下工具、封隔器胶皮失灵，解封不开，起钻时造成抽汲油气层；
- (9) 施工组织不严密，违章逾越程序；
- (10) 井场布置不合理，违反安全管理规定；
- (11) 作业人员素质差，缺乏应急能力。

目前，呼图壁储气库作业区发生井喷的几率相对较小，但也应注意落实钻井过程中的安全防护措施，确保钻井安全。

#### 11.1.2.2注采井失控

天然气地下储气库注采井不同于一般的油气井，随着储气库的建成与使用，注采井将周而复始地注入和采出，井内介质为双向气流动，注入、采出压力和温度不断变化，井的使用寿命不受可采储量的限制，使用寿命时间长。因此若套管的强度、螺纹密封性能、注采井的要求、水泥强度、致密性及水泥环与套管、井壁的固结质量达不到注采井的质量要求，则注采井生产一段时间后，原固井水泥环与套管间产生微裂缝，气体通过微裂缝上窜至井口，导致井口附近严重憋压，造成较大的安全隐患。气窜可能对地层造成污染，导致产能下降，更严重的是可导致注采井失控事故。

地震或地质灾害造成的套管变形、套管错断和固井质量下降；注采交变应力造成的井下设备损坏和固井质量下降；设计缺陷、设备缺陷及疲劳损伤；油套管等井下设备的腐蚀；井下作业事故；第三方破坏或机械损坏；洪水等自然灾害造成的井口破坏；周边环境的影响；违章指挥与违章作业。

#### 11.1.2.3火灾爆炸

本项目采出的天然气和凝析油均具有易燃易爆的危险特性，有发生火灾爆炸事故的危险。

(1) 在钻井过程中若出现井喷失控事故，气藏内的天然气在地层压力作用下，将以极高的动能速度从井口喷出。喷射方向存在两种可能情况，一种是从井口垂直敞喷，一种是从放喷管线喷出，此时的喷射方向靠近地面，近乎水平方向。井喷失控的天然气与空气组成的混合物，当遇点火源时极易发生燃烧爆炸。

(2) 钻井作业过程中将使用汽油和柴油，若使用不当引起火灾、爆炸事故、电器线路老化引起电器火灾。

(3) 井口附近的设备、钻台和地面等处若油气聚集，加之电气设施未达到相应的防爆等级要求，易产生火花造成火灾爆炸事故。井场内未取得动火作业许可证擅自动火，也易引发火灾爆炸事故。

(4) 放喷管线气体未及时点燃，造成油气积聚易引发火灾爆炸事故。

(5) 注采作业中涉及了较多压力管道、压力容器、管汇、采气井口装置。如果采气树井口安全阀失效、高压设备、管路焊接有缺陷，或者运行控制不当，造成这些设施超压，则会发生物理爆炸事故；爆炸事故后泄漏的天然气若遇到点火源，也会发生火灾爆炸事故。

#### 11.1.2.4有毒有害物质泄漏

天然气的主要组分为甲烷。甲烷是一种“单纯性窒息气体”。高浓度的天然气可引起窒息事故。天然气在通风不良的情况下不完全燃烧，会产生一氧化碳，易使人中毒。由于本项目采出天然气硫化氢含量小于 $20\text{mg}/\text{m}^3$ ，井喷事故引发硫化氢中毒的事故几率较小。在井喷失控、气井套管腐蚀穿孔或破裂、管线或设备发生故障时均有可能导致天然气泄漏，从而对周围环境和居民健康造成影响。

#### 11.1.3地面集输管网风险因素识别

本项目采用二级布站方式，设置3座集配站和1座集注站。井口采出物通过单井注采管线送集注站，之后通过注采干线送入集注站进行处理。呼图壁储气库作业区单井注采管线总长约为 $44.15\text{km}$ ，注采干线总长 $15.4\text{km}$ 。上述管道全部埋地敷设。

输气管线的不安全因素，主要表现在长期运行中由于腐蚀和力学作用引起的管道损伤而导致的泄漏或爆裂，泄漏天然气遇点火源造成火灾爆炸事故。管道损伤的发生与管道的内在质量、管道建设质量、运行状态（内压、输送介质、温度）、防腐层及阴极保护状态、维修规范、外来因素（机械作用、第三方破坏、地震）等因素有关。通过对输气管线运行安全造成威胁的因素进行归纳，主要危险危害因素包括腐蚀、疲劳、设计及施工缺陷、材料及设备缺陷、第三方破坏、自然灾害及误操作等。

储气库注采管线可能存在 $\text{CO}_2$ 腐蚀情形。研究表明， $\text{CO}_2$ 腐蚀主要受 $\text{CO}_2$ 的分压、介质温度、水质矿化度等环境因素以及管材因素的影响。若防腐设计不当可能导致采气管线发生局部腐蚀穿孔事故。此外，储气库天然气集输管线均为高压管线，当管路焊接有缺陷或者运行控制不当，可导致管线超压爆炸。

### 11.1.4 工艺站场风险因素识别

储气库集配站和集注站具有计量、压缩、分离、脱烃、脱水等功能，主要设施设备有计量器、分离器、压缩机、机泵、油气储罐等。工艺装置的操作压力较高，设备压力等级也较高，属密闭系统，另外，工艺介质为天然气和凝析油，属易燃易爆物品，存在发生天然气泄漏以及火灾、爆炸事故的风险。

(1) 储气库集配站和集注站设备压力较高，如果高压容器、站内管道焊接有缺陷，或安全保护设施失效，易造成天然气泄漏事故，还可能引发火灾爆炸事故。

(2) 温度、压力、液位、流量等仪表因设计选型、使用、维护不当，冻堵等原因导致测量不准确，引起工艺失控或泄漏；可燃气体检测报警仪表损坏或安装、使用不当，造成泄漏不易发现，导致事故发生和扩大。

(3) 清管作业中压力未落零即打开排污阀，或闸门内漏，倒错流程造成油气喷出。

(4) 井口紧急截断阀的高压切断压力设置超过井口管线可承受压力，或截断阀失灵，超压不切断，可造成井口管线憋压、超压爆裂。

(5) 站场区域电缆沟充沙不合格，可燃气体泄漏窜入并聚集，浓度达爆炸极限。

(6) 注醇系统因泵部件或密封损坏，附属管阀因安装、腐蚀、焊缝缺陷等原因穿孔或开裂，操作不当等原因造成乙二醇泄漏。

(7) 凝析油罐腐蚀损坏或溢罐；凝析油装车过程中因操作不当、设施故障，造成泄漏溢出。

(8) 热媒炉及附属管阀可能发生损坏泄漏；重沸器可能发生内漏，与凝析油互窜；重沸器凝析油出口管线可能发生析盐堵塞、结垢堵塞和冻堵，造成系统憋压，严重时发生爆裂损坏。

(9) 火炬放空系统可能因冻堵、点火设施损坏等原因失效。站场在事故状态下，火炬放空系统若出现故障，大量天然气短时间内直排大气，形成“蒸汽云”，有爆炸危险。

(10) 人员误操作（如安全阀的误操作），或违章操作、违章指挥，引发工艺失控、天然气、凝析油等泄漏事故。

### 11.1.5 环境敏感目标识别

本项目主要产品为天然气和凝析油等易燃易爆物质，生产过程中存在发生泄漏和火灾爆炸等事故的风险。本项目环境风险保护目标主要为站场、井场周围5km范围内和管线沿线200m范围内的集中居民区、社会关注区、开发区内工业企业，以及库区地下水环境，详见表11.1-6和图1.6-1~1.6-4。

表11.1-6环境风险敏感目标分布一览表

序号	保护目标	与本项目关系		备注
1	新户村	集注站	站址东，最近距离约1.9km	约有居民120户，600人。
2	榆树沟村		站址东，最近距离约3.6km	约有居民100户，500人。
3	东滩村六组		站址西西北，最近距离约2.7km	约有居民30户，150人。
4	小土古里村四队		站址西南，最近距离约4.3km	约有居民80户，400人。
5	东滩村一队		站址西北，最近距离约3.2km	约有居民120户，600人。
6	东滩村		站址北，最近距离约3.7km	约有居民100户，500人。
7	东滩村小学		站址北，最近距离约4.2km	约有师生100人
8	东滩村六组	1#集配站	站址西北，最近距离约0.9km	约有居民30户，150人。
9	小土古里牧业大队		站址西，最近距离约2.0km	约有居民50户，250人。
10	红光二队		站址西，最近距离约3.2km	约有居民50户，250人。
11	四工村		站址西西北，最近距离约3.7km	约有居民120户，600人。
12	二十里店镇		站址西北，最近距离约3.5km	约有居民200户，1000人。
13	东滩村一队		站址北，最近距离约3.2km	约有居民120户，600人。
14	小土古丽村五队		站址西南，最近距离约2.7km	约有居民50户，250人。
15	小土古丽村四队		站址西南，最近距离约2.7km	约有居民80户，400人。
16	小土古丽村三队	站址西南，最近距离约3.3km	约有居民100户，500人。	
17	新户村	2#集配站	站址东，最近距离约3.0km	约有居民120户，600人。
18	榆树沟村		站址东，最近距离约3.5km	约有居民100户，500人。
19	小土古里村四队		站址西南，最近距离约4.5km	约有居民80户，400人。
20	东滩村六组		站址西西北，最近距离约3.2km	约有居民30户，150人。
21	东滩村一队		站址西北，最近距离约3.7km	约有居民120户，600人。
22	新户村	3#集配站	站址东，最近距离约1.0km	约有居民120户，600人。
23	榆树沟村		站址东，最近距离约2.5km	约有居民100户，500人。
24	东滩村六组		站址西北，最近距离约4.1km	约有居民30户，150人。
25	东滩村一队		站址西北，最近距离约4.4km	约有居民120户，600人。
26	评价区内浅层地下水	库区		
27	锐通木业	集注站	站址东，最近距离约150m	
28	新疆新洋肥业		站址东南，最近距离约350m	
29	康斯创克新材料		站址东，最近距离约450m	
30	多斯巴伊轧花厂		站址东北，最近距离约400m	
31	华电郑州机械设计制造基地	1#集配站	站址南，最近距离约630m	
32	新疆渝三峡涂料有限公司		站址东北，最近距离约1500m	
33	鑫凯高色素特种炭黑有限公司		站址东北，最近距离约1000m	
34	新疆超源化工有限公司		站址东北，最近距离约700m	
35	新疆华晟新能源科技有限公司		站址东侧，最近距离约500m	



36	新疆精安机械制造有限公司		站址南侧，最近距离约750m	
37	新疆云山钢结构有限公司	2#集配站	站址南侧，最近距离约800m	
38	新疆海湾大型设备吊装有限公司		站址南侧，最近距离约700m	
39	徐工海虹机械有限公司		站址南侧，最近距离约1200m	
40	昌吉乐美士装饰材料有限公司	3#集配站	站址北侧，最近距离约110m	
41	新疆天汇新能电气有限公司		站址北侧，最近距离约100m	
42	新疆大地泽林硅业		站址东侧，最近约距离230m	
43	新疆九冶建设有限公司		站址西侧，最近约距离300m	
44	新疆三维丝环保		站址南侧，最近距离约450m	
45	光生源智能电气		站址南侧，最近距离约520m	
46	小微企业创业园		站址东南，最近距离约650m	
47	昌吉高新明德热力		站址东南，最近距离约700m	
48	昌吉高新区计量院衡加所		站址东南，最近距离约850m	
49	竭智达		站址东北，最近距离约250m	
50	天马化工		站址东北，最近距离约400m	
50	昌吉润峰化工		站址东北，最近距离约400m	
51	澳唯克涂料制造	站址东北，最近距离约600m		

## 11.2 储气库环境风险事故调查

呼图壁储气库属于枯竭油气藏型地下储气库。根据文献报道，全球枯竭油气藏型地下储气库共发生过16起事故，详见表11.2-1。

表11.2-1 枯竭油气藏型地下储气库事故概览

序号	地下储气库所在地	事故发生时间	事故描述	事故原因
1	美国科罗拉多州	2006年10月	气体泄漏，地下储气库运行中断，当地13户家庭（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	脱水装置中的冷却机组失效，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	油田在地下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	气体从气藏转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地区
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16d，气量损耗	事故原因未明
12	美国加利福尼亚州	20世纪70年代	注气量超负荷，气体在注气过程迁移	注入气归属其他公司，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

从以上文献报道的16起事故中，除1起事故原因不明外，按照失效机理，枯竭油气藏型地下储气库事故类型可分为以下3大类：

### (1) 注采井或套管损坏

此类事故共计5起，约占事故总数的31%。事故发生地分别在美国加利福尼亚（3起），美国科罗拉多（1起）以及德国巴伐利亚（1起）。美国加利福尼亚2起事故是套管维修环节操作失误导致注采井损坏，另一起则是地震导致注采井变形损坏。补救措施均是采取水泥塞封堵损坏井段，而后定向钻井绕开该段，联通下部井段。美国科罗拉多发生的事故是储气库26号注采井井下1600m处套管破裂，气体泄漏至地下含水层并沿周边水井上升至地表。储气库紧急关停1周后恢复运行，然而补救措施并未报道。德国巴伐利亚发生的事故是储气库21号注采井出现压力异常，表明发生气体泄漏。通过采用光纤温度测量手段确定具体泄漏点位于井下586m处，由注采井管柱接头损坏所致。随后及时采取补救措施，通过更换密封进行泄漏修复，由于处理得当，该事故并未酿成严重后果。

从以上分析可知：枯竭油气藏型储气库运行期存在的风险为套管损坏、套管腐蚀、套管鞋泄漏、地震等。

### (2) 注气过程中气体迁移

造成此类事故的主要原因有注气量超负荷、储层存在废弃老井或断层等。此类事故所占比例最大（约43.8%），且大多发生在美国加利福尼亚。注气量

超负荷为工作人员操作失误所致，属于管理问题；而储层存在废弃老井或断层等则属于地质构造原因。

从以上分析可知：存在的风险为注气量过大、废弃井存在固井质量问题造成气窜、断层迁移。

### **(3) 储气库地面设施失效**

此类事故共计3起，约占事故总数的18.8%。气体脱水处理装置失效爆炸导致的事故有2起，均造成了严重后果。1993年10月发生在美国加利福尼亚的事故爆炸波及范围达1.6km，造成车、船等财产损失5万美元，储气库损失近200万美元；而2006年2月发生在英国北海南部的事故导致2名员工烧伤，储库被迫暂时关停。压缩机组失效导致的事故有1起，2003年4月发生在美国加利福尼亚，阀门破裂致使天然气急剧喷出长达25min，气柱高达30m，并与油混合形成棕色雾云，对当地环境造成污染，所幸未起火造成人员伤亡。

国内气田天然气处理装置也发生过类似事故。2005年6月3日，新疆克拉2气田中央处理厂一天然气处理装置闪爆起火，造成2人死亡、西气东输管线供气停止。经核查，认定该装置低温分离器在制造过程中存在焊缝缺陷、应用复合材料制造容器过程中存在缺陷，因此，在低温高压状态下处理天然气，可导致容器爆裂、引发闪爆事故。

从以上分析可知：存在的风险为压缩机阀门破坏、脱水装置的换热器失效、脱水装置冷却器故障。

通过以上对储气库存在的事故类别进行统计分析，不难发现，储气库存在的主要风险在注采井或套管损坏、注气过程中气体迁移、储气库地面设施失效这三方面，本项目也属于枯竭油气藏型地下储气库，同样面临以上风险，因此在设计、施工以及今后的管理方面应加强这方面的措施，防止此类事故的发生。

## **11.3 环境风险防范及应急措施有效性评价**

### **11.3.1 环境风险防范措施**

#### **11.3.1.1 钻井工程事故防范措施**

##### **(一) 井控设计**

##### **(1) 井控装置应包括：**

- ①井口防喷器组：环形防喷器，单闸板防喷器、双闸板防喷器、四通等；

- ②控制装置、蓄能器装置、遥控装置；
- ③井控管汇：节流管汇、压井管汇、防喷管线和放喷管线；
- ④钻具内防喷工具：方钻杆旋塞、钻杆回压凡尔、投入式单向阀等；
- ⑤加重钻井液装置：重晶石粉混合漏斗装置、重晶石粉气动下料装置；
- ⑥起钻灌注钻井液装置；
- ⑦钻井液气体分离器；
- ⑧监测仪表：泥浆罐液面监测仪、甲烷、硫化氢监测仪器。

## (2) 井控装置压力级别及组合形式

井控装置压力级别及组合形式见表11.3-1。

**表11.3-1防喷器压力级别选择**

开钻次数	井口装置及压力等级	节流、压井管汇
一开	简易井口	
二开	2FZ54-14	14MPa节流、压井管汇
三开（直井/水平井）	FH35-70+FZ35-70+2FZ35-70	70MPa节流、压井管汇
四开（直井/水平井）	FH35-70+FZ35-70+2FZ35-70	70MPa节流、压井管汇

## (3) 井口试压要求

防喷器在井场安装好后，使用堵塞器或试压塞试压，在不超过套管抗内压强度80%的前提下进行试压，环形防喷器封闭钻杆试验压力为额定工作压力的70%；闸板防喷器、方钻杆旋塞阀和压井管汇、防喷管线试验压力为防喷器额定工作压力；节流管汇分级试压。放喷管线试验压力不低于10MPa，压时间不少于10min，允许压降不大于0.7MPa，密封部位无渗漏。

## (二) 固井工艺设计

储气库完井工程质量要求高，在强注强采条件下，套管密封盒固井质量需满足30年的安全寿命。

(1) 一开 $\Phi 660.4\text{mm}$ 钻头钻至300m，为防止 $\Phi 508.0\text{mm}$ 表层套管固井时在套管内钻井液与水泥浆掺混，缩短替浆时间，采用内管注水泥固井工艺，水泥浆要求返至地面。

(2) 二开 $\Phi 406.4\text{mm}$ 钻头钻至井深2550m，下入 $\Phi 339.7\text{mm}$ 技术套管， $\Phi 339.7\text{mm}$ 技术套管固井采用常规密度水泥浆配合低密度水泥浆的方式，水泥浆要求返至地面。

(3) 三开使用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至井深3380m，进入紫泥泉子组地层约40m，下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管，固井水泥浆返至地面。封隔安集海河组易坍塌失稳地层，为目的层安全钻井创造条件。

#### (4) 四开直井完井推荐方案

四开直井固井完井推荐两种方案:

①直井固井完井: 四开使用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至设计完钻井深3600/3640m, 下入 $\Phi 177.8\text{mm}+\Phi 139.7\text{mm}$ 复合油层尾管, 悬挂器位置选择在井深3180m左右(位于 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管鞋以上200m), 固井水泥浆返至尾管悬挂器位置, 完井回接 $\Phi 177.8\text{mm}$ 套管至井口, 回接套管固井水泥浆返至地面。

②直井筛管、分级固井完井: 四开 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻开紫泥泉组目的层至完钻井深约3700m,  $\Phi 177.8\text{mm}$ 套管+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 筛管下至约3700m, 悬挂器位于3200m左右, 分级箍、管外封隔器位于气层顶部泥岩盖层, 尾管固井完成后, 再用 $\Phi 177.8\text{mm}$ 套管回接至井口进行固井, 水泥返至井口。

### (3) 其它

(1) 钻井、固井、完井等作业严格执行《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》(SY5225-2019)、《油气藏改建地下储气库注采井修井作业规范》(SY-T6756-2009)等各项安全操作规程。

(2) 井控严格执行《新疆油田公司石油与天然气钻井井控实施细则》(2007年)中的要求, 防止井喷、井喷失控和井喷着火。井控设备是对油气井实施压力控制, 对事故进行预防、监测、控制、处理的关键手段, 是实现安全钻井的可靠保证。

(3) 钻井设备安装、操作和维护按《石油钻机的安装操作和维护》(SY/T5526-92)标准执行。

(4) 建立健全井场防火、设备设施检修、易燃易爆物品管理等的规章制度, 并严格执行。

(5) 在井喷需放喷时, 放喷口设置放喷池, 避免采出物直接落地。

#### 11.3.1.2注采工程事故防范措施

##### (一) 井口

(1) 根据标准《井口装置和采油树规范》(SY/T5127-2002)及《石油天然气开采安全规程》、《油气藏型储气库钻完井技术要求(试行)》相关要求, 结合呼图壁储气库注采基本技术参数, 对井口装置产品规范等级进行优选。

本项目井口结构包括：一级套管头、二级套管头、油管头、采气树。井口装置可一侧连接注采管线，一侧放喷，口径大；有一定节流，满足注采需要，主通径与生产侧可进行远程关闭，方便操作。

(2) 在井场设置井口安全控制系统。井口采气管道上设置高低压安全切断阀，采用液压驱动；井口安全阀能根据阀后压力的超高、超低进行自动关闭。开启不需要外部高压动力设备。如遇火灾、易熔塞熔化或管线破裂等事故引起液压失败，阀门将关闭。所有井口阀门亦分别接受来自RTU的远程安全控制信号，其控制方式如下：

①各站场内控制设备的手动触发按钮，对井口高低压安全切断阀进行关闭。

②当井口角阀后采气管道压力超高或超低时，高低压安全切断阀将自动关闭。

③每口气井分别设远程终端RTU及现场仪表，所有井口的压力、温度、阀门的状态信号进入RTU。通过光缆通讯系统，控制中心可以了解井口的状态。

④进行修井作业时，控制室的关井操作将被屏蔽。

⑤在下游管线或设备故障时，可通过通信光缆执行来自集配站来的关井命令可对井口安全阀进行部分或全部关闭。

⑥在火灾或地震等灾难时，可对井场装置采用远程或现场手动放空。

⑦在采气井口设置监控电视，在天然气处理控制中心中可观测到井口是否发生火灾，当火灾发生时，可按下操作台上的紧急切断阀对井口、集气装置、集配站进行关闭，对有关站场进行泄压。

## **(二) 采气树质量检验和维护**

对储气库新安装的采气树要把好进货关和检验关，杜绝安装、使用质量差的产品，同时定期检查在用采气树的质量和工况，发现问题和缺陷及时更换或修理。

## **(三) 井下作业安全要求**

井下作业应严格执行《油气藏改建地下储气库注采井修井作业规范》（SYT6756-2009）等各项安全操作规程。

## **(四) 储气库压力监测井设置**

本工程在储气库区范围内共设置5口监测井，监测储气库运行压力、温度，及时掌握储气库运行现状，检查气库盖层密封性，监测地层水活动等，以保证气库安全运行。

### 11.3.1.3地面工程事故防范措施

#### (一) 集注站和集配站

##### (1) 总图布置

集注站和集配站各站场平面布置应严格执行《石油天然气工程设计防火规范》和《建筑设计防火规范》，严格按照防火、防爆的安全距离设计，使平面布局合理，流程顺畅，并设有安全可靠的保护措施。站内设有环形消防通道和检修道路、人行道，需要经常操作和检查的设备和部位设置梯子，可作为事故时的疏散和急救通道。放空火炬设置在最小风频的上风向。

##### (2) 自动控制及安全泄放设施

①为保证本装置可靠、安全运行，单独设置一套两重容错冗余的紧急停车系统（ESD），ESD系统可通过自动和手动两种方式实现集注站总停车、集注站停车及单井关井控制。

②集注站安全联锁控制采用DCS系统自动完成，在每条单井进站管线上和集注站总出站管线上设置自动紧急切断阀，在总放空管线上设自动紧急放空阀。

③对可能超压的塔器、容器等设备设置安全阀及放空系统，分出的气体进入火炬系统。集注站分别设置高低压放空系统。站内高压放空气体和低压放空气体分别密闭排放至高压和低压放空火炬。高低压火炬点火控制回路，保证放空系统的安全。

④注气压缩机进出口设置紧急切断阀，紧急放空阀，回流补气阀。当压缩机进口压力大于10.0MPa或出口压力大于32.0MPa时，进出口紧急切断阀关闭，紧急放空阀打开，将橇内天然气放空至火炬系统；当压缩机入口压力低于9.0MPa时，回流补气阀自动打开，将压缩机出口天然气返输至压缩机入口，使压缩机入口压力控制在9.0-10.0MPa之内，确保压缩机正常工作。

##### (3) 防火、防爆措施

①易燃、易爆生产区域设有可燃气体浓度报警、火灾自动报警、设备操作参数超限报警、监视系统。设备包括：可燃气体探测器、火焰探测器及手动报警站、切断阀、放空阀、消防控制阀等。探测器信号接入独立的火气控制盘，火气报警信号通过硬线连接到控制系统。可燃气体探测器主要安装在分离器操作间、压缩机间、热媒炉间、凝析油罐区闸门间、装车泵房、污水泵房等可燃气体容易泄漏的地方。火焰探测器主要安装在液化石油气罐区和轻烃罐区等。手

动报警站安装在厂区、道路及值班室等有人经常接近的地方，手动报警站必须满足安装场所的防爆、防护等级要求。

②站场内禁止使用易产生火花的机械设备和工具；油罐车进入装车作业区时必须戴上防火帽。

③按规定设置消防设施。

(4) 防雷防爆措施

①所有电气设备金属外壳、工艺设备及管线、电缆金属外皮、穿线缆钢管、供排水金属管等均做接地，与就近的接地装置可靠连接。

②处于爆炸危险场所的仪表、电气设备按防爆型进行设计，具有公认的权威机构颁发的防爆合格证书。设备隔爆等级不低于ExdIIBT4。设备管道均采用跨接的防静电接地措施。

(5) 防腐措施

设备内壁（火炬和发球筒除外）防腐均采用无溶剂环氧导静电涂料，二次成膜结构，防腐层干膜厚度 $\geq 0.3\text{mm}$ ；放空火炬外壁防腐采用TS-400漆酚硅重防腐漆，涂刷5道，防腐层干膜厚度 $\geq 0.15\text{mm}$ ；埋地污油罐外壁防腐采用弹性聚氨酯防腐漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.4\text{mm}$ ；其余设备外壁防腐均采用带锈防腐漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.15\text{mm}$ 。

(6) 其它管理措施

①有较大危险因素的设备、设施、场所设置明显的安全警示标识。

②严格规章制度，安全生产管理，坚持安全第一，预防为主，从业人员必须遵守本岗位的操作规程，在作业过程中，应正确佩戴和使用劳动防护用品，接受安全知识的教育和培训，掌握从事工作应当具备的安全知识。

## (二) 集输管道

(1) 集输管道的防火安全保护

集输管道的防火安全保护主要是防止管道破裂和放空不当引起火灾。主要采取以下措施以实现安全生产。

①管道选材正确并具有足够的强度；

②管道同其他建筑物、构筑物、道路、公用设施及企业等保持一定距离。

(2) 集输管道的限压保护和放空

集输管道的限压保护一般通过井场装置的安全阀来实现。天然气集注站进站前管道上设置的紧急放空阀和超压报警设施对采气管道的安全也能起保证作用。



### （3）防腐措施

单井采气管线和集气干线均采用挤压聚乙烯三层结构（三层PE）做管线外壁防腐层，单井采气管线防腐层厚度 $\geq 2.5\text{mm}$ ，注采干线防腐层厚度 $\geq 2.9\text{mm}$ 。本项目注采管线可能存在 $\text{CO}_2$ 腐蚀情形，鉴于国内油气田已有采用衬里管道进行含 $\text{CO}_2$ 腐蚀介质的油气密闭集输工艺（如牙哈气田），以降低管材腐蚀速率，且效果显著，因此，储气库采气干线采用设置 $2\text{mm}$ 内衬管（材质为 $00\text{Cr}17\text{Ni}14\text{Mo}2$ ）加强防腐设计，以减缓管材腐蚀。

### （三）事故防范措施建议

储气库注采井口装置和注采管线分布于昌吉高新技术产业开发区和呼图壁县二十里店镇境内。

（1）根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2014）和《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019），气井与四级以上场站、储罐、厂矿企业的安全防火间距为 $40\text{m}$ ，与 $100$ 人以上的居民区、村镇安全防火间距为 $45\text{m}$ 。开发区入园企业应满足上述规范提出的安全防火间距要求或本项目安全评价要求。

（2）储气库区注采管线大部分与开发区内规划道路伴行，为降低因第三方破坏引发管道事故的几率，储气库区内的注采管线和外输管线应加密警示标志，每 $200\text{m}$ 设置警示牌。并且设置天然气廊道隔离区（宽 $10\text{m}$ ），同时在距离园区企业的安全距离较近的井场设置防爆墙，墙体高约 $2\text{m}$ 。

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》要求，管道线路中心线两侧各 $5\text{m}$ 地域范围内，严禁下列施工作业：

A禁止种植乔木、芦苇等可能损坏管道防腐层的深根植物；

B禁止取土、采石、用火、堆放腐蚀性物质；

C禁止使用机械工具进行挖掘作业；

D禁止挖掘、修渠、修晒场、修建水产养殖场、修建温室、修建畜棚圈、修建房屋以及其他建筑物、构筑物。

（3）钻井作业实施前，应对井口周围 $3\text{km}$ 范围内集中居民区、学校、医院等社会关注区进行调查，了解与井口的相对位置，收集负责人联系电话。一旦发生重大事故，可及时组织群众疏散。

## 11.3.2 应急措施

### 11.3.2.1 突发环境事件现场应急措施

#### 11.3.2.1.1 未着火天然气泄漏应急处理

##### ① 现场控制和警戒

发现泄漏者立即向当班负责人报告，负责人在第一时间上报应急指挥部，同时通知泄漏区域内的人员撤离，等待应急人员赶赴现场。

##### ② 处置方法措施

现场应急救援人员进入现场需穿戴防静电工作服，并且使用防爆工具。发现泄漏立即将流程切换，关阀断气，紧急放空。根据泄漏点位置切换流程，导走泄漏管段或者设备内的天然气，当现场流程无法切换时，关闭泄漏部位上下游阀门，必要时手动放空。利用便携式可燃气体检测现场天然气浓度，确认泄漏中心及周围天然气浓度并做好标记，现场拉设警戒带。水泥地面要进行湿处理防止摩擦产生静电。利用喷雾水蒸气吹散稀释泄漏的天然气，防止形成可爆气体。

天然气扩散后可能遇到火源的部位，作为灭火的主攻方向，做好对付发生着火爆炸事故的准备工作。

##### ③ 环境清理

将消防喷淋废水收集至容器内运至昌吉市开发区污水处理厂进行处理。

#### 11.3.2.1.2 已着火天然气泄漏应急处理

##### ① 现场控制和警戒

进入现场处理的应急人员注意自身防护安全，配备必要的个人防护器具，正压式呼吸器、防静电防护服。事故中心区域严禁携带火种，切断电源，禁止车辆进入，立即在边界设置警戒线。根据事故情况和事故发展，确定事故波及区人员的撤离。当班负责人立即向应急指挥部上报，同时通知消防队赶赴事故现场。通知内容讲清事发地点、起火部位、着火物质、火势大小、上报人员姓名及电话，火势较大本单位消防无法满足应急时由应急指挥部通知呼图壁储气库，向呼图壁县、昌吉市、昌吉州消防队请求支援。并委派人员在大门或者路口迎候。

##### ② 现场处置

流程切换，关阀断气，紧急放空。关闭泄漏部位上下游阀门，切断气源，必要时手动放空。利用储罐区的消防灭火器进行灭火，如果着火点临近压力容器，应使

用消防水枪对压力容器进行降温，以免引起爆炸。对气压不大的漏气火灾，可采取堵漏灭火方式，用湿棉被、湿麻袋、湿棉布、湿棉毡或者粘土封住着火口。

### ③注意事项

在关断气阀后，仍需继续冷却一段时间，防止复燃复爆；管阀短期灭火时，应考虑到管阀后是否会造成前一工序中的高温高压设备出现超高温高压而发生爆炸；对在关阀、堵漏时，必须严格执行操作规程，并且迅速进行，以免造成第二次着火爆炸；一旦事故扩大，形势不可控时，抢险人员轻装迅速撤退，应急抢险过程中保持冷静，以确保人身安全为宗旨；烧伤的紧急救护要在现场立即进行，伤口不做处理，用洁净纱布覆盖后送往最近的医院进行救治。

### ④环境清理

将消防喷淋废水收集至容器内运至昌吉市开发区污水处理厂进行处理。

#### 11.3.2.1.3凝析油泄漏应急处理

迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入，切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排水沟等限制空间。小辆泄漏用砂土等惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。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。

#### 11.3.2.2大气污染事件应急措施

##### (1) 确定污染物扩散模式

大气污染事件首先应当确定污染物的性质、排放量、严重程度、可控能力、影响范围、风速风向以及大气稳定度。根据站场不同的工艺技术水平，切断污染源所需时间等来确定污染物质的扩散速率。选用针对污染物的合适预测模型，如《建设项目环境风险评价技术导则》推荐的多烟团模式、分段烟羽模式及重气体模式等，分析对可能受影响区域的影响程度。

##### (2) 污染防治措施

对于泄露量小，容易收集或容易及时处理，能够迅速把污染控制切断在源头处的，将冲洗稀释水或者吸附后的吸附剂收集集中处理；对于泄露量小，但是站点无法及时收集或处理，需其他站点援助的，及时联系附近站点配合处理，冲洗水或吸附剂收集后集中处理；对于危险物泄露量大，不易控制，模型预测可能会超标的，应当一方面处理泄露的污染物，另一方面通知呼图壁储气库应急指挥部，由应急指挥部指挥应急监测组对环境保护目标进行监测。若监测结果超标，再根据污染

物类型确定防护措施和方法；对于泄露量大，毒性严重，根据模型预测严重超标的污染物，一方面由应急指挥部指挥各救援小队救险，另一方面通知上级相关部门，指挥厂区职工及家属做好防范措施，同时通知应急监测组对目标区域进行监测；若泄露或火灾爆炸事故十分严重，威胁到厂区居民的生命安全，应当由应急监测组组长立即通知事发当地的公安局，根据事态的严重程度安排人员疏散，同时划定隔离区。

### （3）基本防护措施

①呼吸防护：在确认发生有毒有害气体泄漏或袭击后，应马上用手帕、餐巾纸、衣物等随手可及的物品捂住口鼻。手头如有水或饮料，最好把手帕、衣物等浸湿。最好能及时戴上防毒面具、防毒口罩。

②皮肤防护：尽可能戴上手套，穿上雨衣、雨鞋等，或用床单、衣物遮住裸露的皮肤。如已备有防化服等防护装备，要及时穿戴。

③眼睛防护：尽可能戴上各种防毒眼镜、防护镜或游泳用的护目镜等。

④洗消：到达安全地点后，要及时脱去被污染的衣服，用流动的水冲洗身体，特别是曾经裸露的部分。

⑤救治：迅速通知附近的医院或拨打120，将中毒人员及早送医院救治。中毒人员在等待救援时应保持平静，避免剧烈运动，以免加重心肺负担致使病情恶化。

### （4）受影响区域人群疏散方式

当环境事故发生后严重影响到了站内以及受保护地区人民群众的生命安全时，应当组织人员疏散，疏散时，遵循以下原则：

①保证疏散指示标志明显，应急疏散通道出口通畅，应急照明灯能正常使用。

②明确疏散计划，由应急指挥部发出疏散命令后，安全保卫组按负责部位进入指定位置，立即组织人员疏散。

③安全保卫组用最快速度通知现场人员，按疏散的方向通道进行疏散。

④积极配合好有关部门（公安消防）进行疏散工作，主动汇报事故现场情况。

⑤事故现场有被困人员时，疏导人员应劝导被困人员，服从指挥，做到有组织、有秩序地疏散。

⑥正确通报、防止混乱。疏导人员首先通知事故现场附近人员先疏散出去，然后视情况公开通报，告诉其他区域人员进行有序疏散，防止不分先后，发生拥挤影响顺利疏散。

⑦口头引导疏散。疏导人员要用镇定的语气，呼喊、劝说人们消除恐惧心里，稳定情绪，使大家能够积极配合进行疏散。

⑧广播引导疏散。利用广播将发生事故的部位，需疏散人员的区域，安全的区域方向和标志告诉大家，对已被困人员告知他们救生器材的使用方法，自制救生器材的方法。

⑨事故现场直接威胁人员安全，疏导人员采取必要的手段强制疏导，防止出现伤亡事故。在疏散通道的拐弯、叉道等容易走错方向的地方设疏导人员，提示疏散方向，防止误入死胡同或进入危险区域。

⑩对疏散出的人员，要加强脱险后的管理，防止脱险人员对财产和未撤离危险区的亲人生命担心而重新返回事故现场。必要时，在进入危险区域的关键部位配备警戒人员。专业救援队伍到达现场后，疏导人员若知晓内部被困人员，要迅速报告，介绍被困人员方位、数量。

#### (5) 紧急避难场所

①选择合适的地区或建筑物为紧急避难场所；

②做好宣传工作，确保人人了解紧急避难场所的地址，目的和功能；

③紧急避难场所必须有醒目的标志牌；

④紧急避难场所不得作为他用。

#### (6) 交通疏导

①发生严重环境事故时，应急指挥部应积极配合有关部门，汇报事故情况，安排好交通封锁和疏通；

②设置路障，封锁通往事故现场的道路，防止车辆或者人员再次进入事故现场；

③配合好进入事故现场的应急救援小组，确保应急救援小队进出现场自由通畅；

④引导需经过事故现场的车辆或行人临时绕道，确保车辆行人不受危险物质的伤害。

### 11.3.2.3危险区的隔离及相关人员的撤离

(1) 危险区的设定：

呼图壁储气库后评价范围内集注站、集配站为危险区。

(2) 事故现场隔离区的划定方式、方法：

在发生紧急事故时，要按事故的状态进行区域管制与警戒，限制无关人员进入和无关车辆经过，以防止事故扩大或人员伤亡。在应急指挥部及各应急小组未到达和接管前，将由发生事故现场主管在站场主要路口和周围地带进行区域管制与警戒工作。

(3) 事故现场隔离方法:

危险区边界警戒线, 为黄黑带, 警戒哨佩带臂章, 救护车鸣灯。

(4) 事故现场周边区域的道路隔离或交通疏导办法:

实行区域管制与警戒, 专人进行疏导。

(5) 现场人员的撤离

在发生重大火灾爆炸、严重的有毒物质泄露, 严重威胁现场人员生命安全条件下, 事故现场最高指挥有权作出与事故处理无关人员的撤离, 或全部人员撤离的命令。在发生严重的火灾爆炸、毒物泄露事故时, 应依据当时的风向选择确定上风向的一侧作为紧急集合地点, 撤离人员先在该处集合登记, 等待进一步的指令, 撤离的信号为站场警报系统发出的报警声: 持续时间为30s (预先通知的系统测试根据通知要求进行响应)。

在发生事故时, 应急指挥部专人将非作业区人员 (参观人员、外单位施工作业人员等) 进行引导疏散并撤离至安全地带。

当经过积极的灾害急救处理后, 灾情仍无法控制进, 由事故应急指挥小组下达撤离命令后, 装置现场所有人员按自己所处位置, 选择特定路线撤离, 并引导现场其他人员迅速撤离现场。

(6) 应急人员进入、撤离现场的条件

应急人员在进入现场时应做好如下准备: 一是人员准备, 根据事故发生的规模, 影响程度以及危险范围, 确定应急救援人员的人数, 并由经验丰富的或相关专业人员带队; 二是救援器材、物资必须准备充足, 以防出现吸附剂等救险药剂不够用的情况; 三是必须弄清救援方式, 救援前尽量弄清楚各类相关事故处置情况, 在保证自己安全的情况下最大限度的抢险救灾; 四是思想准备要充分, 救援时思想情绪保持稳定, 做好救援抢险工作。当突发事件的危害已经消除或者得到有效控制, 由应急指挥部指挥长命令应急救援人员撤离现场。撤离时应保持秩序不混乱, 不得提前脱下防护设备, 待到安全区域时立即消毒, 沐浴。

(7) 撤离时应急救援的调度和保障供应措施

应急救援队伍由应急指挥部统一调度和指挥, 突发环境事故时, 由指挥长下达救援命令, 并由事故发生站点或站点当班负责人带领展开应急救援行动。应急救援物资由后勤保障组负责分发给各救援小组, 在达到应急救援的目的同时尽量节约, 不浪费。

#### 11.3.2.4 受伤人员现场救护与医院救治

(1) 被救人员衣服着火时，可用水或毯子、被褥等物覆盖措施灭火，伤处的衣、裤、袜剪开脱去，不可硬行撕拉，伤处用消毒纱布或干净棉布覆盖，并立即送往医院救治。

(2) 对灼伤面积较大的伤员要注意呼吸，心跳的变化，必要时进行心脏复苏。

(3) 对有骨折出血的伤员，应作相应的包扎，固定处理，搬运伤员时，以不压迫伤面和不引起呼吸困难为原则。

(4) 将伤员送往附近的医院进行救治。

(5) 抢救受伤严重或在进行抢救伤员的同时，拨打急救中心电话，由医务人员进行现场抢救伤员，并派人接应急救车辆。

## 11.4 应急管理工作的开展情况

### 11.4.1 应急体系的建立

#### (1) 应急预案的编制及备案

呼图壁储气库作业区编制完成并发布了《呼图壁储气库作业区突发环境事件应急预案》》，并于2024年8月21日在昌吉高新技术产业开发区管理委员会环境保护局进行了备案，备案编号：6523GX-2024-016-L。

#### (2) 应急组织体系的建立

为了降低安全环保风险，做好突发事件的应对工作，呼图壁储气库作业区成立了应急工作领导小组、应急管理机构（生产运行科），全面负责储气库作业区的应急管理和应急预案的编制、审核发布等工作。针对各类突发事件，实行分级、分类负责，明确了各组织机构及部门的职责，形成了统一指挥、分工负责、属地管理、直线责任的管理格局。

在突发环境事件综合应急预案和现场处置方案中，对储气库工程存在的环境风险做了全面分析，明确了管理流程，规定了管理机构和相应的职责。

#### (3) 应急保障体系的建立

储气库作业区物资设备室提供应急保障，配备消防器材、消防沙、正压式空气呼吸器、便携式可燃气体检漏仪、吸油毡、围油栏等。满足作业区应急抢修物资需要，为作业区业务提供了安全保障。新疆油田分公司油田应急抢险救援中心提供专业保障。

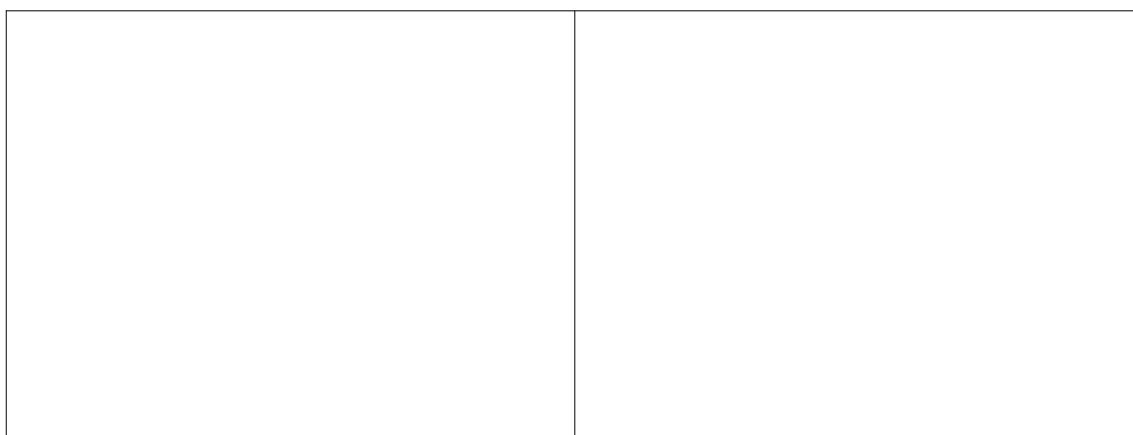
### 11.4.2 应急工作运行情况

#### (1) 应急培训

呼图壁储气库作业区重视应急培训工作，自应急预案发布以来，组织应急管理人員参加上级部门组织的应急知识培训，每半年组织一次应急培训，通过培训，提高了业务人员的自身素质和应急管理工作水平，为有效应对突发事件提供了人力资源保障。

## (2) 应急演练

呼图壁储气库作业区应急演练分为组织指挥演练、单项演练和综合演练。组织指挥演练由指挥领导小组副组长每年组织一次；单项演练由每专业队组长每年组织二次；综合演练由指挥领导小组组长每年组织一次。通过各种应急演练，既检验了应急预案的适用性和可操作性，也锻炼了应急队伍；既检验了事故状态下内部应急响应机制，也检验了各单位各部门之间联合处置突发事件的协同作战能力。为预案的修订完善奠定了基础。



呼图壁储气库作业区应急演练照片

## 11.5 应急资源调查

### 11.5.1 应急能力

#### 11.5.1.1 内部能力

##### (1) 应急救援物资配备情况

呼图壁储气库作业区现有的应急救援物资见表11.5-1。

表11.5-1呼图壁储气库作业区应急物资表

序号	物品名称	规格	单位	数量
1	正压式呼吸器	套	套	6
2	防爆管钳	桥防600	把	2
3	防爆管钳	桥防450	把	2
4	防爆管钳	桥防300	把	2
5	防爆活动扳手	375×46mm	只	2
6	防爆活动扳手	300×36mm	只	2
7	防爆活动扳手	250×30mm	只	2



8	防爆活动扳手	200×24mm	只	2
9	防爆双呆头扳手	8-32 / 11件	套	2
10	防爆呆头梅花扳手	8-27/9件	套	2
11	四合一	MSA-ALTAIR (5x) 3000705	台	1
12	可燃气体检测仪	XP-311A223563	台	1
13	验漏壶		只	5
14	安全帽	红色	顶	4
15	警戒带		卷	4
16	消防帽		顶	2
17	消防服		套	2
18	防爆单呆头扳手	防爆组套工具36mm	只	2
19	防爆单呆头扳手	防爆组套工具38mm	只	2
20	防爆单呆头扳手	防爆组套工具41mm	只	2
21	防爆单呆头扳手	防爆组套工具42mm	只	2
22	防爆单呆头扳手	防爆组套工具45mm	只	2
23	防爆单呆头扳手	防爆组套工具46mm	只	2
24	防爆单呆头扳手	防爆组套工具50mm	只	2
25	防爆单呆头扳手	防爆组套工具52mm	只	2
26	防爆单呆头扳手	防爆组套工具55mm	只	2
27	防爆单呆头扳手	防爆组套工具56mm	只	2
28	防爆单呆头扳手	防爆组套工具60mm	只	2
29	防爆单呆头扳手	防爆组套工具63mm	只	2
30	防爆单呆头扳手	防爆组套工具70mm	只	2
31	防爆单呆头扳手	防爆组套工具75mm	只	2
32	防爆单呆头扳手	防爆组套工具80mm	只	2
33	防爆梅花弯头扳手	防爆组套工具42mm	只	2
34	防爆梅花弯头扳手	防爆组套工具48mm	只	2
35	防爆梅花弯头扳手	防爆组套工具54mm	只	2
36	防爆梅花弯头扳手	防爆组套工具56mm	只	2
37	防爆F型扳手		把	5
38	防爆双头梅花扳手	75-65mm	只	2
39	防爆双头梅花扳手	55-50mm	只	1
40	防爆双头梅花扳手	46-41mm	只	1
41	防爆单头梅花扳手	65mm	只	2
42	防爆双呆头扳手	KENNEDY6560mm	只	1
43	防爆双呆头扳手	KENNEDY70-65mm	只	1
44	防爆吊具	5t×5m	套	1
45	防爆吊具	5t×3m	套	2
46	防爆吊具	3t×3m	套	1
47	防爆吊具	3t×4m	套	1
48	防爆吊具	2t×6m	套	2
49	收紧器带式捆绑器	100m×10m	套	1
50	防冲击眼镜		个	2
51	洗眼液		瓶	4
52	随身氧吧		瓶	6
53	防爆管钳	桥防1200	把	6
54	防爆管钳	桥防900	把	5
55	防爆榔头	2.5KG带柄	把	1
56	防爆榔头	3.6KG带柄	把	1
57	防爆撬杠	1200mm扁头	把	5
58	防爆撬杠	1200mm扁尖头	把	1

59	防爆撬杠	600×25mm扁头	把	3
60	防爆双呆头扳手	36-34mm	只	2
61	防爆双呆头扳手	65-60mm	只	2
62	防爆双呆头扳手	70-65mm	只	2
63	防爆双呆头扳手	75-70mm	只	2
64	全身式坠落安全带	Z---Y	套	2
65	RJW7103手提式防爆灯		只	2
66	LED防爆升降工作灯	BYD171	台	1

根据《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2010)和《危险化学品单位应急救援物资配备标准》中对应急物资的配备要求,并结合目前的应急能力现状针对存在问题,需新增一部分应急物资,建立健全机制,最大限度防范风险事件的发生,新增各种应急设施,如吸油毡、集污袋、除油剂、吸附垫等清理事故的,管道粘结剂、黏贴式堵漏工具,木质堵漏袋等堵漏器材的,风速仪、水质快速测定仪等。

#### (2) 应急救援组织或应急救援人员的配备情况

呼图壁储气库作业区拥有一整套比较完整的职业健康安全管理体系制度汇编,包括安全生产管理制度、安全生产岗位操作规程和事故应急预案。在事故处理应急预案中事故应急指挥部有总指、副总指挥和组员。下设应急专家组、后勤保障组、抢险维修组、现场监测组、生产调度组、安全保卫组、安全消防组、医疗救护组、信息发布组等。在公司应急预案里应明确指挥部以及各个岗位的职责和分工。

#### (3) 检测报警装置的配备情况

储罐区设置的报警监控系统完全满足安全监控系统中提到的要求,在重点区域设置了报警检测系统,在关键区域及易发生事故区域设置监控系统,能够事故预警,避免重特大事故的发生。

根据《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》,同一种气体既是可燃气体又属有毒气体时,应只设置有毒气体检(探)测器。

#### (4) 安全管理机构的设置和人员配备情况

呼图壁储气库作业区拥有完善的管理组织机构和HSE体系。

成立安全生产(HSE)委员会(以下简称“安委会”)并根据人员变动情况及时进行调整,统一协调指导本单位生产安全、消防安全、交通安全和职业健康等工作。安委会办公室设在作业区安全环保科,负责处理日常安全管理工作,设置专门的安全生产监督管理机构(QHSE监督中心),集注站也配备兼职安全监督人员。

#### (5) 应急监测能力情况

根据呼图壁储气库作业区环境应急监测设施配备，储气库作业区以外支撑为主，应急监测委托第三方环境监测机构进行。在突发事件发生时立即委托昌吉州环境监测站对下风向和排污口下游地区进行特征污染物及质量监测。

#### (6) 人身防护措施能力

各基层单位根据定员设置了更衣室、男女卫生间，盥洗室等辅助设施。单位各处均配备足够照度的照明设施。生产车间根据工作环境特点配备各种必需的防护用具和用品。包括眼、面防护用具，工业安全帽、工作帽、防护手套、防毒面具、耳塞、耳罩及护肤用品等。

#### (7) 消防能力

集注站、集配站等站场均设置了完备的固定式消防系统，完全可以满足各站对消防的需求。

#### (8) 安全教育

呼图壁储气库作业区主要负责人、技术人员、安全员、特种作业人员定期接受安监部门的安全培训，经考核合格后持证上岗。

职工上岗前均经过“三级安全教育”，经考核合格后上岗。对上岗职工进行上岗前的理论培训学习，并通过严格的理论考试，达到了解工艺过程并熟练操作要求。技术员及班长应聘用大专以上的有一定理论基础，能够处理在生产过程中出现的技术问题，责任心强的技术人员担任。

### 11.5.1.2外部能力

#### (1)单位互助

与最邻近的单位为油气储运公司，长期以来，保持着良好的合作关系，两家相互依存，互惠互利。在事故时,能够给予运输、人员、救治以及救援部分物资等方面的帮助。同时也能够依据救援需要，提供其他相应支持。

#### (2)请求政府协调应急救援力量

当事故扩大化需要外部力量救援时，从昌吉市政府、呼图壁县政府等相邻部门发布支援求助，请求调动相关政府部门进行全力支持和救护。

主要负责：协助公司进行警戒，封锁相关要道,防止无关人员进入事故现场和污染区；发生火灾事故时进行灭火的救护；提供事故时的实时监测和污染区的处理工作；保障外部通讯系统的正常运转,能够及时准确发布事故的消息和发布有关命令；提供伤员、中毒救护的治疗服务和现场救护所需要的药品和人员。

### 11.5.2应急保障

### 11.5.2.1 经费及其他保障

财务部门做好事故应急救援必要的资金准备，确保事故应急处置装备的添置、更新及紧急购置的经费。

应急设施投入主要包括满足安全生产条件所必需的安全投入、安全技术措施的制定和安全设施的配备。

储气库作业区制定了应急专项经费概算，包含防护设施费用、危害因素检测检验设备、应急救援设施、个人使用的防护用品、上岗前体检、应急培训及演练经费及专项费总额占项目总投资的比例等，且保证专款专用，不得挪作他用。

### 11.5.2.2 应急物资装备保障

根据事故应急抢险救援需要，落实配备消防、堵漏、通讯、交通、工具、应急照明、防护、急救等各类所需应急抢险装备器材。

综合测试仪（测试甲烷、一氧化碳、硫化氢含量），可燃气体测爆仪。

通讯器材（手摇警报器、防爆对讲机、手提话筒、电话、车载电话等）。照明器材（台式照明器材、便携式照明器材、防爆照明器材等）。

警示器材（信号灯、警戒标志、警戒带、各应急小组指挥标志等）。防爆工具、压井的工、器具及材料。

救护人员装备（头盔、防护服、防护靴、防护手套、安全带、止血带、急救包、呼吸保护器等）。

医疗、急救器具与药品。环保专项应急物资。

### 11.5.2.3 应急队伍保障

（1）组建应急抢险救援小组，开展应急救援培训与训练及演练，不断提高应急救援能力；

（2）各相关部门负责人均需参加应急培训，参与接受过培训的救援行动。

### 11.5.2.4 医疗卫生保障

考虑突发事故状态中伤者及时救助条件，储气库作业区行政办公室建立与准东公司职工医院协作关系，保证发生污染事故时能及时将伤者运送到医院进行救治。

### 11.5.2.5 通讯与信息保障措施

生产应急指挥中心：保证24小时调度值班电话有人值班，内外部能随时取得联系。

生产技术科：保障环境突发事件应急领导小组与事发三级单位网络系统通信畅通。

三级单位应急指挥机构：负责本单位相关信息收集、分析、处理，并向作业区上报信息。

## 11.6 现有环境风险防控和应急措施落实情况

### 11.6.1 环境风险管理制度

储气库作业区环境风险管理制度落实情况见表11.6-1。

表11.6-1 企业环境风险管理制度落实情况一览表

序号	环境风险管理制度	企业是否建立	备注
1	环境风险防控制度	已建立	本项目配备有风险防控必需的应急设备，并已制定相应专项安全管理制度
2	应急措施制度	已建立	本项目设置有企业内部应急组织，以及具有完善的应急措施制度
3	环境风险防控重点岗位的责任人或责任机构	已建立	本项目已建立安全防控重点责任制，环境风险防控责任制完善
4	定期巡检和维护责任制度	已建立	计量站设施设备由站长、副站长、工程师及技术员负责；干线天然气管网已建立巡检及维护责任制
5	环评批复文件的各项环境风险防控和应急措施要求	已落实	/
6	经常对职工展开环境风险和应急应急管理宣传和培训	是	/
7	突发环境事件信息报告制度	已建立	事故发生后，事故现场有关人员应当立即向应急指挥组组长报告；应急指挥组组长接到报告后，应当于1小时内以电话方式向生态环境局、安监局报告。

### 11.6.2 环境风险防控与应急措施

储气库作业区环境风险防控与应急措施落实情况见表11.6-2。

表11.7-2 储气库作业区环境风险防控与应急措施落实情况一览表

序号	环境风险防控与应急措施	本项目是否建立	备注
1	废气排放口、废水、雨水和清洁下水排放口对可能排出的环境风险物质，按照物质特性、危害，设置监视、控制措施。	站场及干线无生产废气、废水排放，雨水自然蒸发，已设置可燃气体探测器、摄像头、电视监控系统。	厂区安全卫生工作设专人负责，并建立健全岗位操作规程，严格按照规程进行作业。定期对安全设施、消防设施及检测报警及控制仪表进行检测与日常维护、保养。因此，本项目以上管理措施具有有效性，各车间相关岗位职责均已落实。

2	是否采取防止事故排水、污染物等扩散、排出厂界的措施，包括截流措施、事故排水收集措施、清净下水系统防控措施、雨水系统防控措施、生产废水处理系统防控措施等。	消防水流至地面自然蒸发或入渗，不单独收集，不会对水环境产生影响。站区设有地下消防井，能够满足发生事故时的用水需求。	各项设施均能有效使用
3	涉及毒性气体的，是否设置毒性气体泄漏紧急处置装置，是否已布置生产区域或厂界毒性气体泄漏监控预警系统，是否有提醒周边公众紧急疏散的措施和手段等。	企业设置有可燃气体泄漏探测器，并设有防毒面具及应急药箱，在可燃气体泄漏时能够提醒工作人员及时疏散，并及时告知周边公众紧急疏散至厂区上风向。	各项设施均能有效使用

### 11.6.3环境应急资源

储气库作业区环境应急资源落实情况见表11.6-3。

表11.6-3作业区环境应急资源落实情况一览表

序号	环境应急资源	本库区是否建立	备注
1	是否配备必要的应急物资和应急装备（包括应急监测）	本库区配备有必要的应急物资和应急设备，应急资源情况详见本预案《环境应急资源调查报告》。本项目一般应急监测能力，发生一般环境事件的由公司HSE部负责应急监测。	/
2	是否已设置专职或兼职人员组成的应急救援队伍	已设置	本项目设置有兼职人员（各部门工作人员）组成的应急救援队伍
3	是否与其他组织或单位签订应急救援协议或互救协议（包括应急物资、应急装备和救援队伍等情况）	本项目厂内配备有必要的应急物资与设备，其中环保设备大部分已与设备生产厂家达成协议，在发生故障时能及时提供维修等服务。并签订了定期维检修、抢修保障服务协议，并与昌吉州、昌吉市、呼图壁县消防部门达成了救援协议。医疗救援在发生事故时可直接拨打紧急求救电话。	/

### 11.7环境风险防范措施存在的问题

根据现场调查及收集的资料分析，呼图壁储气库作业区风险防范措施基本有效，制定了突发环境事件应急预案并进行了演练，应急预案内容完善，各类事故风险防范措施可行。

本次后评价结合资料分析和现场调查，整理出环境风险防范方面存在的问题如下：

(1) 呼图壁储气库属于枯竭油气藏型储气库，运行期存在地震风险，缺乏针对地震风险的专项应急预案。

(2) 缺乏与当地政府应急预案及演练的联动。

针对环境风险防范措施存在的问题，其具体的改进措施见第13章环境保护措施补救方案及改进措施。

## 11.8环境风险后评价小结

呼图壁储气库作业区编制完成并发布了《呼图壁储气库作业区突发环境事件应急预案》，并于2024年8月21日在昌吉高新技术产业开发区管理委员会环境保护局进行了备案，备案编号：6523GX-2024-016-L。

呼图壁储气库作业区采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

目前存在的问题主要包括：（1）环境应急预案缺少地震风险专项；（2）与当地政府应急预案及演练的联动不足等。

# 12.公众参与和信息公开

## 12.1回顾环评文件公众意见处理情况

呼图壁储气库后评价范围内环评及验收阶段进行的公众参与调查结论见表

12.1-1。

表12.1-1公众意见收集调查回顾情况表

项目名称	环评公众参与调查结论	验收公众参与调查结论
新疆油田呼图壁储气库工程环境影响报告书	<p>本次公众参与调查对象主要为库区周边和外输管道沿线可能受影响的居民，以及昌吉市环保局、呼图壁县环保局、昌吉高新技术产业开发区等部门的代表。</p> <p>从统计结果可以看出：</p> <p>1)参与调查者中，约53.62%的人认为本地区环境总体质量现状较好，约44.93%的人认为本地区环境总体质量现状一般。</p> <p>2)约43.48%参与调查者认为评价区域环境污染体现在空气方面，30.43%的人认为生态环境存在污染，约15.94%的人认为地下水环境存在污染。</p> <p>3)参与调查者中，认为本项目将对当地生态环境、环境空气、地下水和地表水环境产生影响，所占的比例分别为34.78%、34.78%和31.88%。此外，约14.49%的人认为本项目对环境基本没有影响。</p> <p>4)参与调查者中，约33.33%的人认为本项目的环境影响是短期的，约40.58%的人认为这种影响是长期的。</p> <p>5)大多数人表示对本项目采取的各项污染防治、生态保护及水土保持措施满意，有17人表示不满意，并提出了进一步改进建议或意见，总结归纳为以下几点： 加强措施保护生态环境；做好风险防范措施，杜绝有毒有害气体泄漏事故发生；建立有效的监督机制，确保各项环保措施落到实处；做好环保“三同时”工作。</p> <p>6)有65.22%的被访者认为本项目的施工会对其正常工作和生活产生影响；认为不会产生影响的仅占34.78%；认为影响很大的有3人，占总数的4.35%，全部来自于706泵站旁的小土古里村六队。</p> <p>7)有81.16%的被调查者认为本项目建设单位应对施工临时占用的耕地进行经济补偿，有18.84%的被调查者认为应该获得异地补偿。</p> <p>8)在所有被调查者中，没有人持反对意见，有68.12%的人对项目的建设持支持态度，认为工程建设可以缓解北疆地区天然气供应的紧张状况，其它的人持无所谓态度。</p>	<p>本次公众意见调查主要以沿线周边居民、采气一厂管理人员及职工为主，进行走访咨询和了解。调查方式以口头调查、走访调查与问卷调查相结合。根据本次公众意见调查结果看出：</p> <p>1)试运行期，4位被调查者认为所受废气影响较轻，46位被调查者认为没有影响。</p> <p>2)试运行期，4位被调查者认为所受噪声影响较轻，46位被调查者认为没有影响。</p> <p>3)试运行期间，50位被调查者认为不受项目废水及固废的影响较。</p> <p>4)试运行至今未发生过环境污染事故，5位被调查者对本项目环保工作较满意，45位被调查者表示满意。</p>



综上所述，呼图壁储气库位于昌吉高新技术产业开发区内和呼图壁县二十里店镇境内，横跨呼图壁县与昌吉市两地。被调查公众中对工程建设持支持态度。政府部门访谈认为，可以缓解北疆地区天然气供应的紧张状况，会带动周边地区其他产业的发展，改善当地人民的生活水平，增加就业机会。

## **12.2回顾环保投诉及处理情况**

根据资料搜集和访谈当地生态环境管理部门，呼图壁储气库工程在开发建设期间，未接收到公众的环保投诉问题。

## **12.3后评价公众参与和信息公开情况**

建设单位完成环境影响后评价后，应当依法公开环境影响评价文件，接受社会监督。

## 13.环境保护措施补救方案及改进措施

通过建设项目工程评价，核对项目建设地点、规模、生产工艺、污染物影响方式、环保措施落实情况，对建设项目过程回顾，核对环评和验收开展情况，梳理三同时落实情况，对建设、运营和退役过程中污染防治和生态保护措施进行检查分析，对标现行的法律法规和标准到则要求，提出有效的环境保护补救方案与改进措施。

补救方案或改进措施应包括生态保护、地下水保护、水污染防治、大气污染防治、噪声污染防治、固体废物污染防治、环境风险防范等，并满足现行环境保护管理要求，技术、经济可行。建设单位或者生产经营单位应落实补救方案和改进措施，并将其作为后续建设项目环境影响后评价管理的依据。

### 13.1大气环境保护改进措施

根据现行法律法规文件要求、现状调查结果，以及污染源监测结果，呼图壁储气库内的有组织和无组织废气监测点可实现达标排放，因此不存在需要改进的大气环境保护措施。

### 13.2地下水环境保护改进措施

呼图壁储气库作业区需进一步加强地下水自行监测：

#### (1) 加强对储气库区周边居民在用饮用水井监测

按照环评及批复要求，对库区周边村庄小土古里村水井、新户村水井在用饮用水井进行定期监测，主要对储气库开发的石油类、挥发酚、硫化物等特征污染物进行定期监测，根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）和《地下水质量标准》（GB/T14848-2017），饮用水井（承压水）监测频率按不少于1次/年。

(2) 在现有监测库区上游监测井基础上，增加新户村、东滩村、库区下游在用饮用水或农灌井监测。

### 13.3声环境保护改进措施

本次评价针对噪声防治提出以下改进措施：

高质量的工艺设备投入使用，利用高质量的调节阀进行精心维护保养，可减少机械振动产生的噪声。

### 13.4固体废物污染防治及改进措施

(1) 严格固体废物分类管理，严格废物转移监管。

遵循“减量化、再利用、资源化和无害化”原则，着力实施钻井废物、废润滑油等收集、贮存、运输、利用、处置的全过程管控与污染防治。

(2) 进一步规范危险废物全过程管理。

一是树立危险废物从产生、贮存、转移、利用、处置全生命周期管理理念，提高信息化管理水平。二是及时跟进国家、自治区环保部门固体废物信息管理系统；三是理顺公司内部信息管理机制。四是对标对表，按照《固废法》《危险废物规范化考核指标体系》《危险废物鉴别标准》《国家危险废物名录》及豁免管理清单、《废电池污染防治技术政策》具体要求，认真落实危险废物各项管理制度。五是结合现有国家突发环境事件相关政策要求，完善突发环境事件应对和处理措施。

(3) 危废暂存按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)的有关要求进一步规范化设置，做好防流失、防渗漏、防溢洒工作，暂存场所地面防渗系数应小于 $10^{-10}$ cm/s；规范设置危险废物标识、标牌和危废信息板，屋内张贴企业《危险废物管理制度》。

### 13.5 环境风险防范改进措施

根据现场调查及收集的资料分析，呼图壁储气库作业区风险防范措施基本有效，制定了突发环境事件应急预案并进行了演练，应急预案内容完善，各类事故风险防范措施可行。

本次后评价针对环境风险防范措施存在的问题提出的改进措施如下：

(1) 进一步完善环境风险防控措施

制定针对地震风险的专项应急预案，增加针对地震风险的应急物资储备。

(2) 与当地政府应急预案做好衔接，加强与地方政府应急联动。

呼图壁储气库作业区应急预案应与当地政府应急预案做好衔接，确保发生突发环境事件后，各部门、当地政府部门之间的联系顺畅，突发事件能够第一时间得到处置。应急演练时，应通知当地政府，扩大演练范围，为更好地处置突发环境事件打好基础。

### 13.6 环境管理改进措施

(1) 健全环境监理制度

健全环境监理制度，进一步强化建设项目施工期的达标排放和生态保护工作。按生态环境主管部门环评批复文件等相关要求落实环境监理。

## （2）完善信息公开

健全环境信息公开制度。按照《企业事业单位环境信息公开办法》(环境保护部令第31号)及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法(试行)》(环发(2013)81号)、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》等进行企业相关信息公开。

# 14.后评价结论与建议

## 14.1后评价结论

评价结论中给出建设项目对生态、地下水、地表水、环境空气、噪声、固废等要素产生的影响，概括总结现有环境保护措施的有效性、存在的问题、补救方案或改进措施。

### 14.1.1工程概况

呼图壁储气库位于昌吉高新技术产业开发区内和呼图壁县二十里店镇境内，横跨呼图壁县与昌吉市两地，隶属于新疆油田呼图壁储气库作业区管辖。储气库于2013年开始第一周期注采运行。截止2025年8月底，根据现场调查结合收集资料，呼图壁储气库后评价范围内主要工程内容有集注站1座、集配站（1号、2号、3号集配站）3座，总井数59口，其中43口注采井、5口监测井、2口注水井、9口封堵井，以及储气库内部集输管网和巡井道路等。

2012年，中国石油新疆油田分公司利用呼图壁气田的产气层——紫泥泉子组E<sub>1-2</sub>Z<sub>2</sub><sup>1</sup>和E<sub>1-2</sub>Z<sub>2</sub><sup>2</sup>两个砂层作为储气层，建设呼图壁储气库工程。呼图壁储气库陆续开展过3次建设项目环评和3次环境保护验收工作。储气库后评价范围内的1座集注站、3座集配站、43口注采井、5口监测井和2口注水井及配套的地面工程环保手续齐全。对比历年环评批复和验收调查文件，截止2025年8月底，底呼图壁储气库后评价范围内实际建设内容基本与环评文件及批复一致，未发生重大变动。

### 14.1.2环境现状调查及变化分析

#### 14.1.2.1环境保护目标变化

储气库位于昌吉高新技术开发区内和呼图壁县二十里店镇境内，建设区内没有自然保护区、饮用水源保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标。区域内自然植被稀疏，主要由琵琶柴、假木贼、蒿类、猪毛菜组成；人工植被主要是农田及防护林。评价范围内新增开发区园区企业。随着高新区开发区的规划发展，站场、井场周边新增园区企业。储气库后评价范围内其他环境敏感目标较建设前无变化。

#### 14.1.2.2污染源或其他影响源变化

储气库昌吉高新技术开发区内，项目区周边主要为园区企业。

通过对储气库工程3次建设项目环评（2012年，2017年、2018年）、3次竣工环保验收阶段（2017年，2019年，2021年），本次后评价实际污染源现场调查对比，呼图壁储气库后评价范围内站场及井场污染物排放变化不大。

#### 14.1.2.3环境质量变化

##### （1）环境空气

本次后评价收集了2010年至2025年8月期间的大气监测资料作为评价的基础资料，分析评价区各污染物浓度变化。区域内大气环境中储气库区域SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>监测值在一定范围内上下波动，监测值均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，PM<sub>10</sub>出现超标，主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。各监测点位H<sub>2</sub>S满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m<sup>3</sup>要求，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的详解要求。总体来说，后评价区环境空气污染物浓度变化不大。

##### （2）生态环境

区域生态环境质量无明显变化。根据《新疆生态功能区划》，呼图壁储气库后评价区域属于准噶尔盆地南部荒漠绿洲生态农业区。项目位于昌吉高新技术产业开发区和呼图壁气田开发区内，区域以工业景观为主，土地利用现状主要为工业用地。项目建设区域植被组成简单，原生植被的覆盖度基本小于10%。次生植被以农作物和绿化种植为主，根据现场调查及走访，园区及周边未发现受保护植物。由于长期受人类活动的影响，该区域已没有大型兽类分布，主要有绿蟾蜍、家鼠、喜鹊、麻雀、家燕等鸟类和普通田鼠、灰仓鼠等啮齿类动物活动迹象。园区内及周边无国家及地方重点保护野生动物。评价区主要以工业景观及人文生态系统为主，生态系统结构较为稳定，生态环境质量较好，区域项目建设等人类干扰未超过生态系统的承载力。

呼图壁储气库区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油类和重金属的含量并未因储气库工程的开发建设而明显增加。

##### （3）声环境

区域噪声影响较小。周边村庄各监测点昼、夜监测值均低于《声环境质量标准》（GB3095-2008）2类标准值，表明区内声环境质量现状良好，满足所在功能区的要求，未发生明显变化。

#### 14.1.3环境影响后评价结论

#### (1) 生态环境影响后评价结论

储气库工程开发建设对生态环境的主要影响为土地的永久、临时征用以及原有植被的破坏。从土壤环境质量现状来看，后评价布设的土壤监测点各项污染因子均满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类用地标准和《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1筛选值标准。

评价区主要以工业景观为主。自然生态环境的变化与工业园区、储气库开发等社会经济的发展密切相关。分析显示，评价区中部、东南部的工业景观轮廓逐渐清晰，西部的农田景观日趋集约化，总体上评价区在由草地景观、农田景观向工业景观、农田景观转变。土地利用结构变化主要表现为草地与工矿用地之间相互转化的趋势，评价区域合理的用地规划，为评价区社会环境及工业经济发展提供了便利条件，评价区域整体上生态环境质量变化趋势与区域产业政策及发展规划相一致。

#### (2) 地下水环境影响后评价结论

本次后评价搜集环评阶段地下水环境质量现状监测数据，与本次后评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，区域内地下水水质各项监测指标中早期总硬度、溶解性总固体超标，本次后评价阶段区域地下水呈现趋好转变，区域地下水均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。总体来说，工程开发未对区域地下水环境产生明显不良影响。

#### (3) 大气环境影响后评价结论

本次后评价对储气库区域环境空气质量进行了监测，并且收集了往年环评报告中的监测数据、例行监测数据及评价时段内的环境空气监测数据，针对主要监测因子进行统计分析，评价时段内作业区SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>均未超标。因此工程开发对区域环境空气质量影响不大，预测结果合理可行。

#### (4) 声环境影响后评价结论

本次后评价对储气库周边环境敏感点进行了声环境质量监测，并且收集了往年环评报告中的监测数据及评价时段内的环境噪声的监测数据，从监测数据可知，储气库区周边环境敏感点声环境质量满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准限值。

#### (5) 固体废物环境影响后评价结论

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期固体废物主要为分离器检修和清管收球作业产生的废渣、废分子筛，以及压缩机等设备检修产生的废润滑油和职工生活产生的生活垃圾。钻井废弃物影响集中在井场内，未发现废弃钻井泥浆和钻井岩屑对周围环境产生重大影响。钻井岩屑经检测可达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准中相应指标要求，交由第三方单位进行处置；运营期固废均可妥善处置。总体来说，呼图壁储气库生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

#### 14.1.4环境保护措施有效性评价结论

##### （1）生态措施有效性评价结论

井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，井场内临时性占地的地表基本裸露，植被自然恢复。站场内地表均用水泥硬化处理。管线和道路临时占地以自然恢复为主。环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

##### （2）大气污染防治措施有效性评价结论

运营期间废气主要为放空天然气、加热炉烟气及无组织排放，集注站内加热炉的燃料均为处理后的天然气，属于清洁燃料，对大气环境造成的影响不大。

呼图壁储气库注采及天然气输送采用密闭集输，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期集注站加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，监测结果显示，站场锅炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3锅炉大气污染物特别排放限值。各场站、井场无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的无组织排放监控浓度限值。

##### （3）噪声环境保护措施有效性评价结论

本次后评价阶段，对集注站、集配站、井场厂界噪声监测，同时在储气库区周边声环境敏感点处布设声环境质量现状监测点位进行监测。



根据监测结果可知，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类和3类标准限值；储气库区周边声环境敏感点的声环境质量均可以满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准限值，因此可说明项目的建设运营对周边声环境质量影响较小。

#### (4) 水环境保护措施有效性评价

储气库采气期的底层采出水排入污水接收罐，定期拉运至采油二厂81号处理站污水处理系统处理后达到回注水标准后回注油藏。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至采油二厂81号处理站污水处理系统进行处理达标回注；集注站内生活污水、锅炉排污水、化验室排水及地面拖洗水等经过预处理后，经开发区管网排入昌吉高新开发区污水处理厂处理。

结合水环境质量监测结果，储气库的开发建设及运营未对地表水及当地地下水环境产生不良影响。

从收集资料情况来看，81号处理站采出水处理系统出口石油类、悬浮物、硫化物均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中高渗地层生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效。

从排污许可执行报告看，高新区污水处理厂出口水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)一级A标准要求，生活污水处置措施有效。

上述分析可知，储气库在开发建设及运营的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

#### (5) 固体废物环境保护措施有效性评价结论

运营期产生的清管废渣、分离器检修废渣存于排污罐中，由第三方检修单位克拉玛依三达有限责任公司检修后收集交由相应资质单位进行处置。小维修含油抹布混入生活垃圾中，大检修由专业检修单位带回交由相应危废资质单位处置。危险废物收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》。钻井废弃物影响集中在井场内，未发现废弃钻井泥浆和钻井岩屑对周围环境产生重大影响。呼图壁储气库作业区生活垃圾由昌吉高新区市政公用事业管理中心拉运处置。储气库内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，固体废物环境保护措施基本有效。

#### (6) 风险评价

根据现场调查，呼图壁储气库作业区编制完成并发布了《呼图壁储气库作业区突发环境事件应急预案》，并于2024年8月21日在昌吉高新技术产业开发区管理委员会环境保护局进行了备案，备案编号：6523GX-2024-016-L。呼图壁储气库作业区采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

#### 14.1.5 总体评价结论

通过对呼图壁储气库工程建设过程回顾、建设项目工程评价、区域环境变化评价分析及环境保护措施有效性评估和环境影响预测验证，并结合环境保护法律法规及政策标准，对呼图壁储气库建设项目全过程环境管理进行全面梳理对标和评价分析，截止2025年10月底，呼图壁储气库后评价范围内实际建设内容基本与环评文件及批复一致，未发生重大变动。在储气库建设生产周期过程中，各项生态保护和污染防治措施落实基本有效，区域环境质量总体满足相应质量标准要求，环境影响预测分析与实际环境影响基本一致，仍在环境可承受的范围内。在落实本次后评价提出的改进措施后储气库开发对环境产生的影响可进一步减缓，区域生态环境将得到改善。

#### 14.2 要求及建议

针对项目特点与区域环境特征以及已产生的环境影响，提出进一步开展环境影响后评价的工作建议（具体可见各要素的改进措施及第十三章）。

- （1）加强环保设施的日常管理和维护，确保环保设施运行正常、稳定，各项污染物长期稳定达标排放。
- （2）加强安全防范，避免导致环境污染事故发生。

