建设项目环境影响报告表

（报批版）

项目名称：大牛地气田大48井区2020年开发工程

建设单位：中国石油化工股份有限公司华北油气分公司采气一厂

编制日期：二〇二〇年八月

《建设工程环境影响报告表》编制说明

《建设工程环境影响报告表》由具有从事环境影响评价工作资质的单位编制。

1. 工程名称—指工程立项批复时的名称，应不超过 30 个字（两个英文字段作一个汉字）。

2. 建设地点—指工程所在地详细地址，公路、铁路应填写起止地点。

3. 行业类别—按国标填写。

4. 总投资—指工程投资总额。

5. 主要环境保护目标—指工程周围一定范围内集中居民住宅区、学校、医院、保护文物、风景名胜区、水源地和生态敏感点等，应尽可能给出保护目标、性质、规模和距厂界距离等。

6. 结论与建议—给出本工程清洁生产、达标排放的总量控制的分析结论，确定污染防治措施的有效性，说明本工程对环境造成的影响，给出建设工程环境可行性的明确结论。同时提出减少环境影响的其他建议。

7. 预审意见—由行业主管部门填写答复意见，无主管部门工程，可不填。

8. 审批意见—由负责审批该工程的环境保护行政主管部门批复。

建设项目基本情况

<table>
<tr><td>项目名称</td><td colspan="5">大牛地气田大 48 井区 2020 年开发工程</td></tr>
<tr><td>建设单位</td><td colspan="5">中国石油化工股份有限公司华北油气分公司采气一厂</td></tr>
<tr><td>法人代表</td><td colspan="2">计曙东</td><td colspan="2">联系人</td><td>马 阳</td></tr>
<tr><td>通讯地址</td><td colspan="5">榆林市榆阳区小壕兔乡中国石化华北分公司大牛地首站基地</td></tr>
<tr><td>联系电话</td><td>0912-3629133</td><td>传 真</td><td>/</td><td>邮政编码</td><td>719002</td></tr>
<tr><td>建设地点</td><td colspan="5">内蒙古自治区鄂尔多斯市乌审旗图克镇</td></tr>
<tr><td>立项审批部门</td><td colspan="2">中国石油化工股份有限公司华北油气分公司</td><td>批准文号</td><td colspan="2">华北油气办[2019]3 号</td></tr>
<tr><td>建设性质</td><td colspan="2">新建</td><td>行业类别及代码</td><td colspan="2">B0721 陆地天然气开采</td></tr>
<tr><td>占地面积(平方米)</td><td colspan="2">永久占地 63120m^2
临时占地 456400 m^2</td><td>绿化面积(平方米)</td><td colspan="2">临时占地全部恢复 456400m^2</td></tr>
<tr><td>总投资(万元)</td><td></td><td>其中：环保投资(万元)</td><td></td><td>环保投资占总投资比例</td><td>5.04%</td></tr>
<tr><td>评价经费(万元)</td><td>/</td><td>投产日期</td><td colspan="3">2020 年 12 月</td></tr>
</table>

工程内容及规模：

一、项目背景及由来

中国石油化工股份有限公司华北油气分公司采气一厂，成立于 2005 年 2 月 17 日，是华北油气分公司的直属二级单位，是集采气、输气、污水处理和动态监测为一体的天然气开发生产企业，承担鄂尔多斯盆地大牛地气田天然气生产开发。大牛地气田地处鄂尔多斯盆地北部，是中国石化重要的天然气生产基地，主要担负向山东、河南等地区稳定供气的任务。经过 10 多年滚动开发建设，大牛地气田已形成以“辐射枝状组合管网、高压集气、集中加热、站内注醇、轮换计量、节流制冷、低温分离脱水脱烃、含甲醇凝液回收集中处理、达标外输”为特点的高压集输处理工艺。

大牛地气田自开发以来，建设了 4 个产能区块，分别为 11.5 亿产能（包含塔巴

庙气田 1.5 亿产能和大牛地气田 10 亿产能）、21 亿产能、13 亿产能及 14 亿产能区块区块，总设计建设产能达 59.5 亿方/年，稳产 30 亿方/年以上。随着气田滚动开发进入中后期，地层压力将进一步降低，,老区井口压力的递减和气井产量的同步下降，共同影响到气田产能目标的完成。

根据大牛地气田 2020 年气田开发方案，拟在大 48 井区新建 50 口天然气开发井，地面建设集中脱硫站 1 座以及配套集输管线，天然气处理及外输依托区块内已建集气站。中国石油化工股份有限公司华北油气分公司以华北油气办【2019】3 号文对大牛地气田大 48 井区 2020 年开发项目可行性研究报告予以批复。

2020 年 1 月 7 日，鄂尔多斯市生态环境局出具《鄂尔多斯市生态环境局关于大牛地气田大 48 井区下古气藏开发先导试验项目环境影响报告表的批复》（鄂尔环审字〔2020〕2 号），批准大牛地气田大 48 井区加密井及配套脱硫站的建设。目前该工程内加密井建设项目已基本结束，脱硫站不再单独建设，后期区块北部含硫气井依托本项目脱硫站进行脱硫处理。

根据《中华人民共和国环境保护法》（中华人民共和国主席令第九号，2014 年 4 月 24 日修订）、《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第四十八号，2018 年 12 月 29 日修订）、《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令第 682 号，2017 年 7 月 16 日修订）等有关法律法规的规定，本项目须进行环境影响评价。**本项目拟建天然气开采井均为 11.5 亿产能（包含塔巴庙气田 1.5 亿产能和大牛地气田 10 亿产能）、21 亿产能已开发采气区块内的加密井**，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（环境保护部令第 44 号，2018 年 4 月 28 日修正），本项目属于“四十二、石油和天然气开采　133 天然气、页岩气、砂岩气开采（含净化、液化）”中的“其他”，应编制环境影响报告表。

环境影响评价单位项目组在现场踏勘及相关资料收集分析基础上，结合工程产污环节及当地环境状况，根据环评导则和有关规范要求，本着“客观、公正、科学、规范”的精神，在实施现状监测、类比分析和环境影响分析的基础上，编制了《大牛地气田大 48 井区 2020 年开发项目环境影响报告表》。

二、项目符合性判定分析

1、产业政策符合性分析

本项目属天然气开采工程，根据国家发展和改革委员会第 21 号令《产业结构

调整目录（2011 年本）》（2013 年修正），项目属于其中第一类“鼓励类”中第七条“石油、天然气”中第 1 款“常规石油、天然气勘探与开采”，因此本项目符合国家产业政策。

根据国家发展改革委、商务部印发的《市场准入负面清单（2018 年版）》，本项目建设不属于禁止类项目，为允许类，符合国家产业政策。

2、与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）符合性分析见表 1-1。

表 1-1　项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

石油天然气开采业污染防治技术政策		拟建项目情况	相符性结论
1	①到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；②要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。	①本项目施工期生产废水的综合回用率≥90%，运行期生产废水利用率达到 100%；施工期和运行期的固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；②建设单位已经建立了完整的环境管理体系，评价也提出了严格、可行的污染防治措施，在严格执行的情况下可以避免重大事故的发生。	符合
2	①石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。②大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	①井区开发总体布局基本合理，评价在施工期和运行期提出了严格、可行的污染防治和生态保护措施，建设单位确保严格执行；②本项目在多方面施行了“减量化、再使用、再循环”的技术措施，拟采取成熟有效的污染防治和生态保护措施。	符合
3	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	评价对本项目所在地环境敏感性进行了现场调查及分析判定，建设单位承诺严格执行环评文件及专家提出的要求。	符合
4	油气田建设应符合总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目建设符合鄂尔多斯市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要。建设单位制定了合理的开采方案，布局采取优化设计，尽量减少了占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	符合
5	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目在钻井过程中使用的化学试剂根据毒性分析测试结果均属于无毒化学试剂。	符合
6	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻	本项目拟采用环境友好的钻井液，钻井泥浆基本为无毒性泥浆，目前	符合

	井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	钻井循环率达到 95%以上，钻井过程产生的废水回用。	
7	酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。	酸化液和压裂液采取集中配制，残液和返排液进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率可达到 100%。	符合
8	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目采取丛式井开采工艺，减少了污染物的产生和占地。	符合
9	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。	本项目钻井过程中采用泥浆不落地钻井工艺，井场范围内采用 HDPE 膜进行防渗处理	符合
10	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	在天然气集输过程中，建设单位采用密闭流程，并加强设备维修保养，以减少烃类气体排放。气田油气集输损耗率约为 0.01‰	符合
11	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	建设单位已建立了完善的环境管理体系。	符合
12	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	建设单位制定有相关措施，对气井套管验规定进行检测合维护，防止油气泄露污染地下水。	符合
13	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建设单位已建立了完善的环境保护人员培训制度，所有人员均培训后上岗。	符合
14	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	建设单位已制定了较完善的环境污染事故发生应急预案、消除事故隐患的措施及应急处理办法，并定期演练。	符合

3、与《鄂尔多斯市天然气开发环境保护管理办法》符合性分析

项目建设同《鄂尔多斯市天然气开发环境保护管理办法》（试行）中相关内容的相符性分析及 2015 年 2 月 13 日鄂尔多斯市环保局出具的《关于天然气开发环境保护管理办法试行中有关事宜的通知》（鄂环发[2015]33 号）中相关内容的相符性分析见表 1-2。

表 1-2　项目与《鄂尔多斯市天然气开发环境保护管理办法》符合性分析

管理办法中相关要求摘录	拟建项目情况	符合性
第十七条钻井废泥浆、钻井废水和部分钻井岩屑均须排入泥浆池(废弃钻井液贮池)中，要求：(一)泥浆池须整体铺设高密度聚乙烯防渗膜(达到环评中防渗系数的要求)，防渗膜铺设要科学规范，池外至少延伸 2m 以上，	项目钻井过程中采取泥浆不落地技术，钻井废泥浆、废水和钻井岩屑均排入可拆卸储液池，储液池本身具有防渗作用，泥浆不落地技术解决了钻井	符合

并用沙袋将边缘压死；防渗膜接缝处必须要热焊接，以防钻井废液渗漏；	废液渗漏的可能性	
(二)必须明确钻井技术所用的化学名称和用量，采用的固化技术和相应的原料，泥浆池中上清液经处理后出水水质须达到《再生水水质标准》SL368-2006 中用于牧业水质标准要求后可做为草场浇水或抑尘洒水；如果就地不处理需用专用车运往天然气钻井污水处理厂处理，不得外排。其它污染物在钻井完成后须由有危险废物处置资质的单位进行无害化固化处理，固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施，经处理后的固体废弃物达到国家《危险废物填埋污染控制标准》GB18958-2001 中的标准后安全处置；	本项目钻井采用无毒水基钻井液，钻井废水存放于可拆卸储液池内，用于配置钻井泥浆，循环使用，多余部分拉运到下一个井场用于配置钻井泥浆。	符合
第二十三条　在钻井过程中，必须采用环境友好的钻井液体系，配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用	本项目采用环境友好水基钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率可以达到 95%以上，钻井废水回用于配置钻井泥浆	符合
第二十四条 在井下作业过程中，酸化液和压裂液应集中配置，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%	酸化液和压裂液均为集中配置，压裂废液委托中石化西南石油工程有限公司油田工程服务分公司处置，压裂放喷返排入罐率可达到 100%。	符合
第三十二条 井位确定要尽量避开水源地、自然保护区、林地、大型草场等生态敏感区，远离村庄，保证周围 500m 范围内无居民居住，以防出现施工扰民纠纷	本项目拟建井场周围 500m 范围内均无居民，项目对自然保护区、水源地等其他敏感区进行了避让，不会造成扰民现象。评价要求站场施工合理布置高　声设备，管线施工分段进行，禁止夜间施工　合理调配运输车辆路线及时间，避免对沿线牧民的影响	符合
第三十四条 在天然气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。（三）对于临时占地和新开避的临时便道等破坏区，竣工后要进行土地复垦和植被重建工作(如土地平整，耕翻疏松机械碾压后的土地)，并在适当季节进行植树、种草；对于施工过程中破坏的乔木和灌丛，要制定补偿措施，损失多少必须补偿多少。（四）管沟填埋时，应分层回填，即底土回填在下，表土回填在上，尽可能保持植物原有的生活环境。回填时还应留足适宜　堆积层，防止因降水，径流造成地表下陷和水土流失	生态环境保护措施中对项目设计期、施工期、运行期生态环境提出保护措施，要求严格控制作业带宽度，管沟开挖时分层开挖、分层堆放、分层回填，施工结束后对临时占地及时进行平整和植被恢复，并应地制宜采取防风固沙措施等，针对不同立地类型提出了植被恢复建议	符合
（六）加强对施工人员生态环境保护意识的教育，严禁对周围林灌木进行滥坎滥伐，尽可能使野生动物生境少受影响。教育施工人员按照我国野生动植物保护法的要求，保证不捕猎并保护野生动物，施　过程中发现有野生动物的栖息地时，应尽量避开，不得干扰和破坏野生动物的栖息活动场所。（八）	项目建设单位建立了 HSE 管理组织机构，制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；建立环境污染事故管理制度、环保检查制度、人员培训制度等，成立有安全环保专业管理部门，负责项目建设及施	符合

风力侵蚀地区的天然气开采，在开发区域内应当采取植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，保护和改善生态环境	工期环保设施管理、监理及“三同时”工作，负责项目环保验收及环保设施日常维护及运行，负责特征污染物监测工作及地下水监控工作；根据项目事故类型，建立突发环境事件应急预案并定期进行演练；	

4、“三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的，在规划环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。

根据《内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发划定并严守生态保护红线工作方案的通知》内政办发〔2017〕133 号。2018 年上半年，按照自治区党委、政府审议意见，完成《内蒙古生态保护红线划定方案（送审稿）》，履行国家层面技术审核程序，并按审核意见进行调整；同步启动生态保护红线相关管控政策研究。2018 年下半年，形成《内蒙古生态保护红线划定方案（报批稿）》，由环境保护部、国家发展改革委报国务院审批后，自治区人民政府发布实施。开展生态保护红线勘界定标试点工作。

截至目前，虽然生态保护红线划定方案（报批稿）尚未发布实施，但是为了促进区域生态恢复治理和自然资源保护利用，提高生态产品供给能力和生态系统服务功能，根据生态红线的主要划定依据，本项目建设地点位于乌审旗图克镇，本项目评价区内无饮用水水源地、自然保护区、风景名胜区等环境敏感区（附图 7）；同时项目施工期结束后临时占地进行植被恢复，闭井期后单井永久占地进行植被恢复，符合生态保护红线要求。

（2）环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。

本项目根据现状监测数据可知，评价范围内环境空气、地下水、噪声现状监测

指标满足相应的标准限值，总体环境现状符合环境功能区划要求。本项目运营后会产生一定的污染物，如废气、固废、生产设备运行产生的噪声等，但在采取相应的污染防治措施后，各类污染物的排放不会对周边环境造成不良影响，即不会改变区域环境功能区质量要求，又能维持环境功能区质量现状，符合环境质量底线要求。

（3）资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。

本项目运营过程主要资源消耗为少量电力，生活用水由站场现有水井提供，新鲜水用量较小。项目资源消耗量较小，且本项目大牛地气田已开发范围内，不会超出当地资源利用上线。

（4）环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在规划环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。

根据内蒙古自治区国家重点生态功能区产业准入负面清单（试行）中的相关要求，本项目不属于《内蒙古自治区主体功能区划》中限制开发区域（农产品主产区）、限制开发区域（重点生态功能区）中，因此本项目不在环境准入负面清单内。

5、与区块环评相符性分析

本项目位于大牛地气田已开发采矿区块范围内，符合大牛地气田总体开发方案。

本项目主要部署气井 50 口，新建产能 3 亿方，地面配套工程新建脱硫站 1 座以及配套管线等。本项目产生的废弃泥浆和岩屑、压裂返排液以及废机油委托有资质单位处置；气田采出水依托大牛地气田净化厂处理；天然气集输均依托现有生产设施，减少项目永久占地、临时占地全部及时恢复植被等措施，符合区块环评环保要求。

6、规划符合性分析

（1）鄂尔多斯市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要

本项目为大牛地气田大 48 井区 2020 年开发项目，有利于缓解气田产能衰减，符合大牛地气田总体开发方案；根据《鄂尔多斯市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》指出“推进常规天然气资源开发，产量达到 300 亿 m^3，加强天然气就地消费和转化利用。适时启动煤层气、页岩气勘探开发。推动重大煤制天然气项目建设，形成 300 亿 m^3 产能。实施“气化鄂尔多斯”工程，推动天然气管网、液化集装站向主要园区和乡镇覆盖。推进陕京四线、鄂尔多斯—河北沧州天然气管道、蒙西煤制天然气外输管道等项目建设，新增外输气能力 800 亿 m^3”。

本项目为天然气开采项目，项目的建设加快了天然气勘探开发，有利于天然气产能目标实现。因此，本项目符合鄂尔多斯市总体规划的要求。

（2）鄂尔多斯市矿产资源总体规划（2016-2020）

根据《鄂尔多斯市矿产资源总体规划（2016-2020）》要求“鄂尔多斯市是‘综合能源重化工矿业开发区’，鼓励开采煤炭、天然气、煤层气、电石灰岩、芒硝、天然碱等国民经济发展急需矿产。”本项目属天然气开采工程，符合鄂尔多斯市矿产资源总体规划的要求。

三、选址合理性分析

本项目新建天然气井在符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）的要求下，对于拟占土地应依法办理有关审批手续，明确补偿方案措施。从现场实际勘查结果看，本项目井场、站场选址 500m 范围内无常住居民、学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所。

本项目周边 2.5km 范围内不涉及自然保护区及水源地（见附图 7）。此外，本项目在选址时考虑了交通便利、少占用农田等因素，充分利用了现有道路，减少占用农田。综上所述，本项目选址合理。

四、地理位置与交通

项目位于内蒙古自治区鄂尔多斯市乌审旗图克镇境内，气田各主要产能区块通过国道（G210）、气田道路（大一路、大二路、大三路、大五路）、站场外道路等将气田路网系统有效连接；同时气田路网与周边陕蒙高速有效衔接，区域交通运输条件便利，地理位置与交通图见附图 1。

五、项目概况

1、项目基本情况

项目名称：大牛地气田大 48 井区 2020 年开发工程

建设单位：中国石油化工股份有限公司华北油气分公司采气一厂

项目性质：新建

建设地点：鄂尔多斯市乌审旗图克镇

项目投资：投资 万元

2、项目建设内容

部署气井 50 口，其中水平井 8 口、直井 42 口；新建产能 3 亿方。地面配套建设 55.4×$10^4$$m^3$/d 脱硫站 1 座，采用络合铁集中脱硫工艺；新建采气管线 30km，注醇管线 30km，外输管线 6.4km，采出水管线 6.4km；新建站外道路 0.4km。

3、项目组成

（1）钻完井工程

本项目拟在大牛地气田区块内部署 50 口气井，其中水平井 8 口、直井 42 口，钻完井工程组成详见表 1-3。

水平井采用三级井身结构，三开套管固井完井，水平段采用 Φ152.4mm 井眼尺寸，井身结构见表 1-4。直井采用二级井身结构，目的层采用 Φ215.9mm 井眼尺寸，井身结构见表 1-5。

表 1-3　本项目钻完井工程组成一览表

工程类别	项目名称	具体内容
主体工程	钻井工程	新钻井 50 口，其中水平井 8 口（井深 4400m）、直井 42 口（井深 3300 m）；新建产能 3 亿方
辅助工程	储罐区	每座井场设废液储罐 4 个，每个 50m^3，储存压裂返排液及钻井废水
		每座井场设固渣储存箱 3 个，每个 20m^3，储存钻井泥浆和钻井岩屑
		每座井场设废液缓冲罐 4 个，每个 50m^3
		每座井场设 10m^3 混凝沉淀罐 1 个
		每座井场设 5m^3 生活污水收集罐 1 个，用于收集储存生活污水，该暂存池位于施工生活区
		每座井场设 2 个 30m^3 柴油储罐，储存柴油。
	库房	每座井场设置 3 个库房，单座库房占地面积为 115m^2，用于储存钻井固井及完井压裂等作业所需的原辅材料
	道路工程	充分利用区块内现有道路
	施工生活	每座井场设有临时的生活区，施工生活区与井口距离不小于 100m，施工

			生活区占地面积为 1000m^2，为移动式钢结构野营房
公用工程	供水		每座井场设置一个自备水井，用于井场生活用水及生产用水
	供电		电力供应采用柴油发电机供给
环保工程	废气		项目燃油机械采用 0#柴油作为燃料，废气产生量较少，属无组织排放，燃烧尾气经自然扩散后能够满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值
			施工期扬尘在采取防尘措施后，影响大大降低，满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值，其对环境的影响也将随施工的结束而消失
	废水		钻井废水最终以钻井泥浆的形式排出地面，工程采用泥浆不落地工艺，固液分离后的废水 90%回用于钻井工程，10%的废水随废弃泥浆、岩屑排出。 压裂返排液从井口排入废液缓冲罐，再经提升泵进入混凝沉淀罐，最终排入 4 个 50m^3 的废液储存罐内，委托中石化西南石油工程有限公司油田工程服务分公司集中处理
			钻井井场采用移动环保厕所，定期清理后，送当地政府部门指定地点统一处理；生活区设置生活污水收集罐，生活污水经罐收集后定期外运市政污水处理厂处理
	噪声		柴油机和泥浆泵等设备设减振设施
	固废	钻井泥浆	采用泥浆不落地工艺，95%泥浆回收再利用，剩余钻井泥浆利用井场设的固渣储存箱后由汽车外运至鄂尔多斯市昊鑫瑞源科净工程有限公司集中处理
		钻井岩屑	本项目采用泥浆不落地工艺，每座井场均收集至 2 个 20m^3 的固渣储存箱后由汽车外运至鄂尔多斯市昊鑫瑞源科净工程有限公司集中处理
		废机油	密闭桶装后暂存于井场 5m^2 危废间内，定期由鄂尔多斯市鼎势再生资源有限责任公司处置
		生活垃圾	施工中生活垃圾采用垃圾袋集中收集，定期送当地政府相关部门指定地点合理处置
		施工弃土	钻井井场场地平整会产生弃土。场地平整时应将表层土、底层土分开堆放，施工结束后分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。本工程挖方量和填方量内部调运，挖填平衡，工程中的多余土就近铺垫，本工程建设不单独设置弃土场
	防渗	防渗工程	对井场储罐区、钻井作业区等可能产生物料泄漏的池体、建构筑物、污染区地面及生活污水暂存池等进行一般防渗（防渗系数不大于 1.0×10^{-7}cm/s），及时地将泄漏/渗漏的污染物进行收集处理，以有效防止泄漏物料渗入地下，污染土壤和地下水。废机油暂存场地进行重点防渗，防渗系数不大于 1.0×10^{-10}cm/s
	生态保护措施		临时占地设置素土草袋、草方格、播撒草籽，全部恢复植被

表 1-4　水平井井身结构

开钻次序		井眼尺寸×井深	套管尺寸×下深	水泥返高
一开		Φ311.2mm（12-1/4″）×401m	Φ244.5mm（9-5/8″）×400m	地面
二	导眼	Φ222.3mm（8-3/4″）×导眼底	悬空塞回填	

开	主井眼	Φ222.3mm（8-3/4″）×A 靶	Φ177.8mm（7″）×A 靶	地面
三开		Φ152.4mm（6″）×B 靶	套管固井完井或者裸眼完井	油气层以上 300m

表 1-5　直井井身结构

开数	井眼尺寸×井深	套管尺寸×下深	水泥返高
一开	Φ241.3mm（Φ9 1/2″）×一开底	Φ193.7mm（Φ7 5/8″）×一开底	地面
二开	Φ165.1mm（Φ6 1/2″）×井底	Φ114.3mm（Φ4 1/2″）×井底	地面

（2）地面工程及管线工程

本项目地面工程建设内容包括新建 16 座单井井场（结合大 48 井区先导试验项目 4 座井场布置另外 8 口新井，以实现节约利用土地）；$55.4\times10^4m^3/d$ 脱硫站及配套采气管线 25.2km，注醇管线 25.2km，外输管线 6.2km，采出水管线 6.4km。

井场工程详见表 1-6，管线工程详见表 1-7，脱硫站工程详见表 1-8。

表 1-6　本项目井场建设工程组成一览表

序号	井号	井场工程
1	D1-549	与 DK13-FP6 同井场，扩建为 4 井式井场
2	D1-550	
3	DK13-FP15	
4	D1-551	与 DK13-FP12/FP13 同井场，扩建为 4 井式井场
5	DK13-FP16	
6	DK13-FP3	与 DK13-FP2 同井场，扩建为 2 井式井场
7	DK13-FP17	与 DK13-FP8 同井场扩建为 3 井式井场
8	DK13-FP18	
9	DK13-FP4 等 42 口单井	新建 42 座单井井场

表 1-7　本项目管线工程组成一览表

序号	工艺管线	材质	设计压力（MPa）	公称直径	长度（km）
1	采气管线	L245NS	6.3	DN150	9.8

2	采气管线	玻璃钢	6.3	DN80	15.4
3	注醇管线	20#	25	DN25	25.2
4	外输管线	L290	6.3	DN250	6.2
5	采出水管线	柔性复合管	6.3	DN150	6.4

表 1-8　本项目脱硫站工程组成一览表

工程组成	工程类别		工程内容
主体工程	原料气预处理区		原料分离器 1 台、原料气聚结过滤器 1 台
	脱硫工艺区		设置高硫容双塔吸收氧化循环装置 2 列，加药撬 1 座，压滤机撬 1 座，配套硫磺车间 1 座，面积 224m^2
	外输区		净化气分离器 1 台
	注醇区		甲醇储罐 2 台，置于防火堤内（C30 抗渗混凝土浇筑），配套注醇泵房一座，162m^2
辅助工程	土石方工程		脱硫站选址地势高低不平，须填方 4100m^3
	注醇泵房		砖混结构，面积 160m^2
	综合用房		面积约 300m^2
储运工程	硫膏库房		面积 36m^2
	药剂间		面积 36m^2
公用工程	自动控制		脱硫站设综合计算机控制系统 1 套
	仪表风系统		空气压缩机撬 1 座，工厂风储罐 1 台，仪表风无热再生干燥撬 1 座，仪表风储罐 1 台
	供水		生产生活用水依托 5 号集气站现有水源井，生产用脱盐水采用新建脱盐水处理装置制备
	供电		站内新建 10kV 变压器一台+备用 400kW 发电机一台，设置不间断 UPS,后备时间 0.5 小时，配备预制舱高低压配电室 2 座
	供暖		脱硫站供暖依托附近 5 号集气站
	道路		新建路面宽 4m，路基宽 6m 的沥青碎石路面进站道路 0.4km；站内混凝土道路 198m，路面宽 4m，路基宽 6m
环保工程	噪声		选用低噪设备，采取基础减振、隔声减震等措施
	废气		Φ250×40000mm 常明放空火炬 1 台
	废水	生产废水	建设 100m^3 污水缓冲罐 1 台，污水装车泵 2 台。脱硫站废水管输至大牛地气田净化厂处理，集气站气田采出水用罐车拉运至大牛地气田净化厂处理（后期通过管输方式输送），火炬区建设 10m^3 火炬分液罐 1 台，排液泵 2 台

		生活污水	洗手间配件 12m³ 化粪池，生活污水排入化粪池预处理后，进入生活污水一体化处理设施，处理达标后用于绿化。站内设雨水收集池一座，C30 抗渗混凝土浇筑
	固体废物	废机油	站内建设危险废物暂存间，废机油密闭桶装后暂存于站内危废间内，定期由鄂尔多斯市鼎势再生资源有限责任公司处置
		化验室废物	暂存于脱硫站内危险废物暂存间，定期委托由资质单位处置
		清管废渣	暂存于大牛地气田净化厂危险废物暂存点，定期交由鄂托克前旗昌盛环保再生资源有限公司处置
		生活垃圾	生活垃圾收集后交由咸阳森源汽车服务有限公司统一清运处理
	生态保护		严格控制临时占地范围，减少植被破坏面积，施工结束后，及时将表土回填，选取当地适生优势品种进行生态恢复，加强水土保持，永久占地除因工艺安全不能进行绿化的地方外，尽可能增加绿化面积

六、主要原辅材料

项目施工过程中消耗的能源主要为柴油，主要原辅材料为钻井和固井作业用的膨润土、Na_2CO_3 等基础材料，完井压裂等作业用的铁离子稳定剂、压裂助排剂等基础材料。

本项目主要原辅材料及能源消耗情况见表 1-9。

表 1-9　主要原辅材料及能源消耗一览表

类型	材料名称	主要成分	用量（t） t/单井	储存量（单井）	储存周期	储存位置
能源	柴油	烷烃、烯烃、环烷烃芳香烃、多环芳烃等	300	40	22.5d	柴油储罐
钻井固井作业	新鲜水	/	0.2m³/m	250	16d	随用随取
	膨润土	亲水性矿物	10	10	25d	库房
	烧碱	NaOH	0.5	0.5	5d	
	纯碱	Na_2CO_3	1	1	25	
	CMC（羧甲基纤维素）	$C_8H_{16}NaO_8$	1	1	25	
	NH_4-HPAN（水解聚丙烯腈胺盐）	含有 COOH、$COONH_4$、$CONH_2$、CM 等基团构成	2	2	25d	
	水解聚丙烯腈钾盐	含有酰胺基、腈基和羧基钾离子含量高	2	2	25d	

	防塌剂 NT-25	高级脂肪醇树脂	4	4	25d	
	降失水剂	植物淀粉	2	2	25d	
	常规液体润滑剂	聚合醇	4	4	25d	
	堵漏剂	锯末、云母、核桃壳等	/	6	25d	
	超细碳酸钙	$CaCO_3$	1.5	1.5	25d	
	加重材料（石灰石）	$CaCO_3$	10	30	25d	
	降失水剂	降失水单体、碳酸钙	0.65	0.65	15d	
	分散剂	聚磺酸盐	0.078	0.1	15d	
	缓凝剂	改性淀粉	0.163	0.175	15d	
	膨胀剂	聚合氯化铝	0.52	0.525	15d	
	粉煤灰	氧化钙、氧化铁、二氧化硅等	5	10	7d	
	G 级水泥	氧化镁、硫酸钙、铝酸钙	9	20	7d	
	钻头	/	4	/	/	
完井压裂等作业	新鲜水	/	200	60	10d	随取随用
	铁离子稳定剂	铁络合剂和铁还原剂等	3	3	10d	库房
	粘土稳定剂	无机盐类	3	3	10d	
	压裂助排剂	聚氧丙烯聚氧乙烯脂肪醇醚、磺化琥珀酸二辛酯钠盐及异丙醇等	4	4	10d	
	胶凝剂	硝酸铵或硝酸锌	4	4	10d	
	压裂支撑剂	铝矾土（陶粒）	30	30	10d	
	压裂胶液	羟丙基胍胶	3	1.6	10d	
站场工程	土石方	/	11318			随用随运

七、主要生产设备

1、施工期生产设备

本项目施工期主要生产设备主要为钻井工程所用设备。钻井主要设施有动力设备、钻井设备、固控装置、安防系统等。本项目中所用的主要设备见表 1-10。

表 1-10　主要生产设备一览表

序号	名称		型号	载荷或功率	单井场数量
1	钻机		ZJ50	/	1
2	井架		JJ315/43A	3150kN	1
3	天车		TC-315	3150kN	1
4	游动滑车		YC315	3150kN	1
5	大钩		DG315	3150kN	1
6	水龙头		SL-450	3150kN	1
7	转盘		ZP-500	5850kN	1
8	绞车		JC-45	1119kN	1
9	钻井泵		3nb-1300	1193kW	2
10	压风机	自动	2v-6.5-12	53kW	1
		电动	2v-6.5-12	53kW	1
11	发电机组		康明斯发电机	880kW	2
12	发电机组		康明斯发电机	300 kW	2
13	防喷器		2FZ28-35		1
14	控制装置		FKQ3204B	21MPa	1
15	振动筛		CQ-2L	2.2×2kW	2
16	除砂器		ZQJ250	0.2-0.4Mpa	1
17	除泥器		ZQJ100	0.2-0.4Mpa	1
18	除气器		ZCQ200P	22kW	1
19	离心机		LW600-945NA	57kW	1

本项目单井在钻井过程中采用泥浆不落地工艺。本项目单井工程钻井液固液分离设备见表 1-11。

表 1-11　钻井液固液分离设备一览表

序号	名称	型号	载荷或功率	单井场数量
1	螺旋输送系统（无轴）	SS-300-12000	5.5×3kW	1
	螺旋输送系统（有轴）	SS-200-6000	2.2×3kW	1
2	固化机主电机	GHD-1	18.5kW	1
3	主电机	LW350	7.5kW	1
	离心脱水机辅电机		37kW	1

4	储罐搅拌系统	1#罐	/	11kW	1
		2#罐	/	11kW	1
		3#罐	/	11kW	1
5	废液储存罐		50m³	50m³×4	4
6	破胶脱稳装置		/	/	1
7	气液固分离装置		/	/	1
8	固渣储存箱		20m³	20m³×3	3
9	废液缓冲罐		50m³	50m³×4	4
10	混凝沉淀罐		10m³	/	1
11	板框压滤机		/	2.5kW	1

2、运营期生产设备

本项运营期主要生产场所为井场及脱硫站。其中井场主要生产设备为采气树，本项目计划采用 KQ35/65 型采气树，抗硫级别 EE-NL，具体参数见表 1-12。

表 1-12　井场采气树主要性能及参数一览表

名称 型号	公称通径 mm	油管头最大通径 mm	井口调节阀最大通径 mm	连接油管 mm	公称压力 MPa	强度试压 MPa	水密性试压 MPa	连接形式	抗硫级别
KQ35/65	65	160	30	Φ89～Φ60.3	35	70	35	法兰	EE-NL

运营期脱硫站主要生产设备见表 1-13。

表 1-13　脱硫站运营期主要生产设备一览表

序号	设备名称	规格型号	数量（台/座）	备注
1	原料气分离器	Φ1800×7200mm	1	/
2	原料气聚结过滤器	Φ700mm　H=3500mm	1	/
3	净化气分离器	Φ1800×7200mm	1	/
4	吸收塔	Φ2200×8100mm	2	/
5	溶液闪蒸罐	Φ1400×4200mm	2	/
6	再生塔	Φ2000×8000mm	2	/
7	硫磺沉降槽	Φ1600×3500mm	2	/

8	电加热器	200Kw	2	/
9	溶液空冷器	80Kw	2	/
10	罗茨鼓风机	排量：600Nm^3/h；升压：85kPa	6	4 用 2 备
11	鼓风机空冷器	冷负荷：20kW	2	/
12	贫液循环泵	流量：24m^3/h；扬程：350m	4	2 用 2 备
13	硫磺浆泵	流量：5m^3/h；扬程：60m	6	4 用 2 备
14	喷射泵	流量：24m^3/h；扬程：350m	4	2 用 2 备
15	加药撬块	含药剂储罐及加药泵	2	/
16	压滤机撬块	处理能力：硫膏干基 0.65t~0.77t	1	/
17	脱盐水处理撬	产水量 1m^3/h	1	
18	脱盐水加注撬	含脱盐水储罐、高压供水缓冲罐、高压水泵、中压水泵、低压水泵各 1 台	1	/
19	空气压缩机撬	含 2 台压缩机、2 台空冷器、1 台缓冲罐	1	/
20	工厂风储罐	Φ2000×3400mm	1	/
21	仪表风无热再生干燥撬	含前置高效过滤器、无热再生式干燥器、颗粒式过滤器各两台	1	/
22	仪表风储罐	Φ2400×7500mm	1	/
23	污水罐	V=100m^3	1	/
24	污水装车泵	Q=40m^3/h H=20m N=7.5kW	2	1 用 1 备
25	甲醇储罐	V=100m^3	2	/
26	注醇泵	/	若干	/
27	放空分液罐	Φ1600×4800mm	1	/
28	放空火炬	DN250　H=40m	1	/
29	火炬分液罐排液泵	Q=10m^3/h　功率 2.2kW	2	1 用 1 备

八、公用工程

1、供水工程

本工程井场和站场工程的施工、生活用水均取自井场和站场自备水井。管线工程试压采取试压车（车载式空压机）进行空气试压，无生产用水；脱硫站东北侧 5 号集气站建有水源井 1 口，出水量≥1.5m^3/h，设有自吸泵，满足现有 5 号集气站及

脱硫站正常用水需求。

2、供电工程

本项施工期采油柴油发电机组作为生产及生活电源。

脱硫站新建设 2 座预制舱高低压配电室，设 1 面高压负荷开关柜，1 面高压计量柜，1 面干式变压器柜（10/0.4kV，容量 630KVA），1 面双电源切换柜，1 面电容补偿柜（0.4kV，150kVar），6 面低压出线柜，并配备 1 台 400kW 发电机作为备用电源。新建 1 间 UPS 室，设双冗余 UPS 不间断电源 1 套，380V/380V,容量 10kVA，后备时间 0.5h，满足自控、通信等不间断重要负荷供电需求。

井场采用风光互补电源装置进行供电，两座新建单井井场各设 1 套风光互补电源装置（容量 200W，输出+DC24V，后备时间 3 天）。

3、供暖工程

脱硫站依托 5 号集气站水套加热炉供暖。

4、道路工程

本项目主要依托现有井区道路，脱硫站需修建 400m 长沥青碎石道路与井区道路连通，路面宽 4m。

九、可依托工程可行性分析

本项目的依托工程主要包括：大牛地气田甲醇污水净化厂和 5 号、8 号、9 号等集气站。项目依托工程环保手续履行情况见表 1-14。

表 1-14　项目依托工程环保手续履行情况一览表

项目名称	环境影响评价批复情况	竣工环境保护验收批复情况
大牛地气田 10 亿 m^3 产能建设工程（含第一甲醇污水净化站、6 号~15 号集气站建设）	原国家环境保护总局； 环审[2005]490 号； 2005.5.30	原国家环境保护总局； 环验[2007]093 号； 2007.6.6
塔巴庙大牛地气田 2004 年开发准备工程（含 1 号~5 号集气站建设）	原国家环境保护总局； 环审[2005]724 号； 2005.8.26	原国家环境保护总局； 环验[2009]164 号； 2009.6.11
中国石化鄂尔多斯大牛地气田开发及榆林~濮阳~济南输气管道工程（含第二甲醇污水净化站、16~44 号集气站建设）	原环境保护总局； 环审[2007]170 号； 2007.5.11	环境保护部； 环验[2016]48 号； 2016.6.13
大牛地气田第三甲醇污水净化站	鄂尔多斯市环保局； 鄂环评字[2016]65 号； 2016.7.25	通过自主验收

1、3 号、4 号、5 号、8 号、9 号、16 号、24 号集气站

本项目南部部署的 42 口井采用井筒除硫+井口雾化除硫工艺处理后，就近接入附近集气站，3 号、4 号、8 号、9 号、16 号、24 号集气站设计天然气集输处理能力满足本次接入需求；北部部署的 8 口新井采出气进本项目新建脱硫站集中脱硫，脱硫处理后的天然气通过新建集气管线接入 5 号集气站外输区，与 5 号集气站来气混合后外输，含硫化氢废水经站内含硫采出水处理装置处理后，管输至大牛地气田净化厂进一步处理。

本项目依托 3 号、4 号、8 号、9 号、16 号、24 号集气站对南部 42 口井进站天然气及采出水进行处理，天然气处理后增压输送至大牛地气田首站，分离水暂存于油水缓冲罐，管输至大牛地气田甲醇污水净化厂处置。

3 号、4 号、8 号、9 号、16 号、24 号集气站建设工程均已取得环评、验收批复。本项目部署井就近依托其集气、外输，集气站现有处理能力满足接入需求，同时也可降低工程投资，减少对生态环境的影响。评价认为该依托可行。

2、大牛地气田甲醇污水净化厂

甲醇污水净化厂先后建设了三期三座甲醇污水处理站，大牛地气田采出水采用罐车拉运或管输方式送至净化厂，经过卸车、转水、加药、收油等预处理后进入原料罐储存；原料液经过两级过滤、三级换热后进入精馏塔进行甲醇回收，脱甲醇废水经换热、加药、沉降、过滤后储存至回注罐，再经过回注泵注入地层。回收甲醇储存至甲醇储罐，用罐车拉运至集气站、脱硫站循环使用，凝析油储存至凝析油罐外销。

本项目投运后估算最大生产废水产生量为 45000m^3/a（123.29m^3/d），大牛地气田净化厂目前废水处理能力 1750m^3/d，现阶段利用处理量约为 1200m^3/d，剩余处理能力满足本项目新增生产废水处理需求。评价认为该依托可行。

十、平面布置

本项目单井钻井井场主要包括钻井作业区、罐区、发电机房、柴油机等。钻井作业区位于钻井井场中部，含钻机、钻台、远控房及司钻偏房等；罐区位于钻井井场的西北角，含废液储罐、混凝沉淀罐、废液缓冲罐及固渣暂存箱等。发电机房位于钻井井场的西侧，施工生活区布设位置与井口的距离不小于 100m，符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的要求。

本项目拟在大牛地气田区块内部署 50 口加密气井，其中水平井 8 口、直井 42 口，新建脱硫站一座，并配套建设集输管线。项目建设内容分布示意图详见附图 2。

本项目新建脱硫站分为生产区、辅助生产区、站房区。生产区布置在厂区东部，辅助生产区布置生产区北侧及南侧，站房区布置在脱硫站西侧靠近道路。脱硫站功能分区明确。脱硫站物料运输管道短捷顺直，有利于节约能源。脱硫站平面布置图详见附图 3。

十一、项目占地与土石方

本项目永久占地主要是井场占地、脱硫站占地和道路占地，其中包括井场占地 52400m^2（78.6 亩）、脱硫站占地 8200m^2（12.3 亩）、道路占地 2520m^2（3.78 亩），合计 63120m^2（94.68 亩）。

本项目临时占地主要包括钻井井场占地、施工作业带、施工便道、堆管点等，共计 456400m^2（684.6 亩）。

本项目占地类型主要为草地、沙地，具体占地情况详见表 1-15。

表 1-15　项目占地情况一览表

名称	永久占地面积（m^2）	临时占地面积（m^2）	备注
井场	52400	205200	
脱硫站	8200	0	
道路	2520	0	
管线工程	0	251200	
合计	63120	456400	
备注：单座井场的施工临时占地面积按 5600m^2，管线施工作业带宽度按 8m。			

项目土石方工程主要涉及井场、站场、管线及道路施工过程，项目土石方平衡一览表见表 1-15。

表 1-15　项目土石方平衡一览表

工程类型	占地面积（m^3）	挖方量（m^3）	填方量（m^3）	亏方量（m^3）	备注
井场工程	257600	128800	128800	0	下挖 0.5m
站场工程	8200	7610	11710	4100	脱硫站基础填高及放坡

管线工程	251200	67824	67824	0	开挖深度 1.2m，宽度 1.8m
道路工程	2520	865	1625	760	下挖 0.3m
合计		205099	209959	4860	

由上表可知，除站场、道路工程外的其他工程均可做到挖填平衡，由于站场选址位置高低不平且因工艺设计需要，站场须外购土进行填方。

十二、劳动定员

本项目钻井队人数约 50 人，24h 连续作业，8h 三班制，每口直井施工周期 40 天，每口水平井施工周期 60 天；管线和站场的施工人数分别按 20 人和 30 人计，施工周期均为 60 天。

本项目建成运营后纳入中国石油化工股份有限公司华北油气分公司采气一厂统一管理，井场为无人值守井场，脱硫站新增劳动定员 15 人，8h 三班制，每班 5 人。

十三、项目投资

本项目总投资 万元，其中环保投资 万元，占总投资的 5.04%。

十四、项目目的层天然气组分

本项目产气目的层为马五 5，根据前期勘探结果表明，项目所在区域南部与北部 H_2S 含量差异较大，天然气组分参数（平均值）见表 1-16。

表 1-16　项目气井天然气组分参数表（平均值）

所在区位	相对密度	烃类组分(%)							非烃组分(%)		硫化氢
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	氮气	二氧化碳	ppm
区块北部	0.63	89.928	4.18	0.89	0.271	0.145	0.106	0.044	1.404	3.031	1717
区块南部	0.613	91.039	2.67	0.527	0.147	0.108	0.077	0.044	0.8	2.515	514

十五、主要经济技术指标

本项目的主要经济技术指标见表 1-17。

表 1-17　主要经济技术指标一览表

序号	指标		单位	数量
1	产能		$10^8m^3/a$	3
2	部署气井	水平井	口	8
3		直井	口	42
4	水平井单井配产		$10^4m^3/d$	3.0-10.0（5.2）
5	直井单井配产		$10^4m^3/d$	1.0
6	部署管线		km	76.1
7	脱硫装置		处理规模 55.4×$10^4m^3/d$	1
8	永久占地		m^2	31920
9	临时占地		m^2	342000
10	工程投资		万元	

与本项目有关的原有污染情况及主要环境问题：

本项目属于新建项目，不存在原有污染情况和环境问题。

建设项目所在地自然环境简况

自然环境简况(地形、地貌、地质、气候、气象、水文、植被、生物多样性等)：

一、地理位置

鄂尔多斯市位于内蒙古自治区西南部，地处鄂尔多斯高原，南临古长城，西、北、东三面有黄河呈“几”字形自西向东蜿蜒流过。隔黄河由西向东分别与宁夏、阿拉善盟、巴彦淖尔市、包头市、呼和浩特市相毗邻，东南则与陕西、山西两省接壤。市境东西距离约 400km，南北距离约 340km。地理坐标为北纬 37°28'～40°2'，东经 106°31'～110°29'。

乌审旗位于鄂尔多斯市西南部、内蒙古自治区最南端，地处毛乌素沙地腹部，被九曲黄河三面环抱，旗域地理坐标为 E108°17′~109°40′和 N37°38′~39°23′。行政区划东西 104km，南北 194km，总面积 11645km^2。东北部、北部与伊金霍洛旗、杭锦旗接壤，西北部、西部与鄂托克旗交界，西南部与鄂托克前旗毗邻，南部与陕西靖边县、横山县相邻，东部与陕西榆林市相依。南北长 194km，东西宽 104km，总面积为 1.16 万 km^2。

本项目拟建井场、脱硫站以及管线均位于鄂尔多斯市乌审旗图克镇，地理位置图与交通图详见附图 1。

二、地形、地貌

乌审旗位于鄂尔多斯构造剥蚀高原向陕北黄土高原过渡的洼地中，毛乌素沙漠占据全旗。地势西高东低，北高南低，海拔高程 1100-1400m，主要地形地貌有构造剥蚀地形，剥蚀堆积地形，风积地形，黄土地形，河成地形。

北部属鄂尔多斯构造剥蚀高原，海拔高程 1300-1400m，高原呈波状起伏，相对高差 30-80m，高处为剥蚀残地，低处积水形成内陆碱化湖，湖周围多有湖滨滩地；中部和南部，梁地、滩地相间分布。梁地呈构造剥蚀高原的延伸，多为长条状，局部为馒头状，海拔高度 1300-1400m，呈北西 45°-60°方向排列；滩地均为冲湖积平原，亦呈长条状由西北向东南倾斜，海拔高程 1100-1300m。

东南角有黄土梁峁分布，为陕北黄土高原的北部边缘，呈长条梁状或峁状，由马兰黄土组成，海拔高程 1240-1320m，“V”字型冲沟发育。

风积地形广布全旗，覆盖于各种地形之上，主要由流动沙丘-半固定沙丘、

固定沙丘、风沙滩地、沙丘波状区四部分组成，其中以固定、半固定沙丘为主，各种沙丘总面积占全旗面积约四分之三。

三、地质条件

项目所在地在区域地层区划上，属华北地层区鄂尔多斯地层分区。地表大部分被第四系覆盖。由新到老，地层由上向下叠置，地层层面总体上向西微倾。地层特征见表 2-1。

表 2-1　项目所在地地层特征一览表

地层			岩性特征	厚度（m）	分布范围
系	统	组			
第四系			以现代风积砂为主，为亚砂土和细砂层夹	0～5	全区分布
		萨拉乌素组	为河湖相沉积，为粉、细砂及亚砂土，具层状构造，底部有砾石	10～90	全区分布
白垩系	下统	环河组	上部为黑灰、灰绿、兰灰、紫红等杂色页岩、泥岩、粉砂岩，夹有细砂岩、泥灰岩；中部为暗紫色、棕红色块状细砂岩、灰绿色粉砂、泥岩不等厚互层；下部为紫红、棕红色块状中～细粒砂岩，夹同色泥岩。从西南向东北变细，厚度增大	0～200	全区分布
		洛河组	紫红、桔红色巨厚层状，中粗粒长石砂岩，胶结疏松，巨型板斜层理甚发育，底部有几米至几十米厚的砾岩层，成份为石英岩、硅质岩、硅灰岩及片岩	100～350	全区分布
侏罗系	中统	安定组、直罗组、延安组	主要岩性为紫红、灰紫、灰黑色、浅灰色砂岩及泥岩、砂质泥岩，夹煤层及油页岩	550～650	全区分布
		富县组	主要岩性为砾状砂岩、砂岩、泥岩，夹薄煤层。	18～142	全区分布
三叠系	下统	延长组 二马营组 合尚沟组 刘家沟组	灰白、灰绿色巨厚层状、细中粒长石石英砂岩为主，夹灰黑、兰灰色泥岩及砂质泥岩	500-800	全区分布
二叠系		孙家沟组 石盒子组 山西组	以陆源冲积相为主的近海冲积环境沉积地层，含煤层。岩性主要为砂质页岩、页岩夹黄绿色中细粒砂岩，杂色砂岩、砂质页岩、长石石英砂岩、砂岩夹砂质泥岩、页岩等。与下伏石炭系呈整合接触	420～695	全区分布
石炭系			海陆交互相沉积建造，岩性主要为铁铝页岩、粘土页岩、砂岩、砂质页岩、黑色页岩、碳质页岩。与下伏奥陶系呈平行不整合接触	158～185	全区分布
奥陶系			海相碳酸岩盐沉积地层，岩性主要为白云岩夹薄层泥质白云岩、黑色页岩夹薄层石英岩状砂岩、泥灰岩及角砾状泥灰	349～691	全区分布

			岩、厚层纯灰岩夹豹皮状灰岩、角砾状泥灰岩等。与下伏寒武系呈整合接触		

奥陶系(O)：区内无出露，包括冶里组、亮甲山组、下马家沟组、上马家沟组和峰峰组，为一套海相碳酸盐岩沉积地层，岩性主要为白云岩夹薄层泥质白云岩、黑色页岩夹薄层石英岩状砂岩、泥灰岩及角砾状泥灰岩、厚层纯灰岩夹豹皮状灰岩、角砾状泥灰岩等，总厚度 349～691m。与下伏寒武系呈整合接触。

石炭系(C)：区内无出露，为一套海陆交互相沉积建造，总厚 158～185.4m，岩性主要为铁铝页岩、粘土页岩、砂岩、砂质页岩、黑色页岩、炭质页岩，与下伏奥陶系呈平行不整合接触。

二叠系(P)：为一套以陆源冲积相为主的近海冲积环境沉积地层，总厚 420～695m。与下伏石炭系呈整合接触。岩性主要为砂质页岩、页岩夹黄绿色中细粒砂岩，杂色砂岩、砂质页岩、长石石英砂岩、砂岩夹砂质泥岩、页岩等。

三叠系(T)：为一套陆相碎屑岩沉积建造，总厚度 88～142m。与下伏二叠系呈整合接触。岩性为中～细粒砂岩、砂质泥岩、页岩、砂岩夹泥页岩、泥质粉砂岩等。三叠系分延长组、二码营组、合尚沟组、刘家沟组。

侏罗系(J)：下统主要为砾状砂岩、砂岩、泥岩，夹薄煤层，厚度 18—142m；中统为灰黑色泥页岩、灰白色细砂岩夹煤层及油页岩，厚度 550—650m。侏罗系为鄂尔多斯盆地中的煤系地层，建设项目周边的煤矿，开采的煤层就侏罗系煤层。

白垩系（K）：有白垩系下统保安群（K1b）洛河组(K1l)与环河组(K1h)。平行不整合于侏罗系之上。洛河组为风积中粗砂岩、石英砂岩、泥质砂岩夹砂质泥岩；发育大型、巨型交错层理；岩性纵向上粒度向上逐渐变细。环河组(K1h)岩性为中细砂岩、含泥砾砂岩、粉砂岩、泥岩，底部夹含砾粗砂岩及砾岩，层间夹薄层石膏；发育中、小型及微型斜层理、水平层理。纵向变化：岩性由下而上碎屑粒度由粗变细；沉积相由河流相渐变为河湖相。

第四系(Q)：主要为全新统(Q4)风积沙、更新统萨拉乌素组河湖相沉积。风积沙在地表分布广泛，厚度一般小于 20m，大部分地区不超过 5m。萨拉乌素组(Q_3s)大面积分布于中部及东部，为砂质粉土及砂、砂砾石层，厚度 50—90m。

白垩系与第四系萨拉乌素组是鄂尔多斯盆地中重要的含水层位。

调查评价区处于鄂尔多斯盆地次级构造单元～伊陕斜坡北部。陕北斜坡为一单斜构造，岩层总体上向北西西向微倾，局部发育有宽缓的短轴状向斜、背斜及鼻状隆起等次级构造，未发现规模较大褶皱、断裂，亦无岩浆活动痕迹。

四、水文地质

建设项目地下水环境影响调查评价区,属无定河－乌兰木伦河地下水系统。调查评价区及周边区域分布的地下水，以赋存层位和赋水介质特征为依据，可划分为第四系孔隙水、白垩系孔隙裂隙水、侏罗系孔隙裂隙水三种类型。这三类水在空间上呈叠置关系：浅部是第四系孔隙水，其下为白垩系孔隙裂隙水，最下部为侏罗系孔隙裂隙水。第四系含水层与白垩系含水层间，无有效隔水层，相互间上下叠置且存在水力联系，是一个统一含水体，为此这里称其为第四系与白垩系含水层。侏罗系也隙裂隙水呈多层结构，与上部第四系与白垩系地下水基本无水力联系。

第四系孔隙水又称为萨拉乌素组地下水，主要分布于鄂尔多斯盆地北部乌审旗以东的地区。赋存层位是上更新统萨拉乌苏组冲湖积层与全新统风积砂。萨拉乌素组的岩性为松散的以中细砂为主，因此富水性相对较好，是鄂尔多斯盆地北部重要的有供水意义的含水层。区域上萨拉乌素组含水层的富水性可以划分为三级：强富水性区（单井出水量≥3000m^3/d）、较强定水性区（单井出水量 1000－3000m^3/d）、弱富水性区（单井出水量≤1000m^3/d）。调查评价区位及周边地区在属萨拉乌素组含水层的较强富水区。

区域上第四系萨拉乌组地下水的水位埋深介于 1－20m，埋深的变化规律是滩地区相对较小、沙地区相对较大；丘间凹地区相对较小、沙丘沙梁分布区相对较大。第四系萨拉乌素组孔隙含水层的厚度较大，多介于 50-70m 间，最大可达 140m。萨拉乌素组的水质较好，溶解性总固体小于 1000mg/L，地下水水化学类型以 HCO_3 • SO_4—Ca • Mg 型。萨拉乌素组地下水水量丰富，埋藏较浅，开采条件相对较好，现状是当地村民分散式开采井的开采层位，也有进一步开发的潜力。

白垩系孔隙裂隙含水层是鄂尔多斯盆地北部最主要的含水层。调查评价区位鄂尔多斯盆地北部靠近东缘的地方，因此在调查评价区及周边区域，白垩系含水层，由东到西有十分明显的由薄变厚的变化规律。调查评价区及周边区域，白

垩系的含水层位为白垩系洛河组及环河组，其岩性为沙漠相砂岩及辫状河相砂岩与砂质泥岩层等。受沉积环境控制，白垩系中孔隙与裂隙相对很发育，因此富水性较好，水量丰富，是区域上具体重要供水意义的含水层。在调查评价区及周区域，单井出水量 1000－3000m^3/d，属较强富水含水层。白垩系含水层与上部第四系含水层间，无稳定的隔水层，因此二者之间存在水力联系，构成一个统一的含水体。白垩系地下水的水质相对较好，溶解性总固体一般小于 500 m g/L，水化学类型以 HCO_3・SO_4—Na・Ca 型、HCO_3・SO_4—Ca・Na 型为主；由于埋深相对较大，因此现状基本无，但有进一步开发利用的潜力。

侏罗系属煤系地层。含水岩系分安定组、直罗组及延安组。各个含水岩组在水文地质结构上相似，表现为以隔水泥岩层为主，含水砂岩呈透境体状，夹于隔水泥岩层中。

前人勘探资料表明：侏罗系岩性以泥岩及粉砂质泥岩为主，间夹有展布面积与厚度不等的砂岩、粉砂岩透镜体；其中砂岩与粉砂岩透镜体为含水层，泥岩与粉砂质泥岩为隔水层。侏罗系中的各个含水层的储水条件较差；单位涌水量 0.818～0.976m^3/d.m，渗透系数 0.037～0.20m/d，富水性弱。水化学类型为硫酸钠型水，矿化度 2000～4000mg/L,水质很差。安定组上部泥岩层厚度相对较大，且延展范围广，是侏罗系含水岩系与上部白垩系洛河组含水层间重要隔水层，该层阻隔了上部白垩系与下部侏罗系地下水在天然状态下进行交换或相互径流补排，最有力的证据就是上部白垩系地下水水质很好，矿化度小于 500mg/L，而下部安定含水岩组砂岩含水层中，地下水水质很差，矿化度达 4000mg/L。安定组中隔水泥岩层延展范围较广，并呈水平状延展的多层结构，厚度也多比含水透镜体状砂岩层厚度大，这使得含水岩组内的砂岩含水层被分割阻隔，使含水砂岩透镜体呈一个个封闭、独立的含水体。

总体而言：侏罗系地下水呈隔水泥岩夹含水砂岩透镜体的多层结构，含水层的富水性较差。地下水含盐量高，水质较差，不适合一般工农业及居民生活用水要求。

侏罗系下部的三叠系、二叠系、石炭系中，也有地下水赋存，结合区地质条件推测，含水层在结构上与侏罗系相拟，表现为隔水泥岩层夹含水砂岩透镜体；由于埋深更大，孔隙裂隙更不发育，因此其富水性较侏罗系更弱，水质更差，在

可预见时间内，不会有勘查和开发利用价值和需求，因此项目环境影响评价中，不予考虑。大牛地气田所在区域含水系统图见图 2-1。

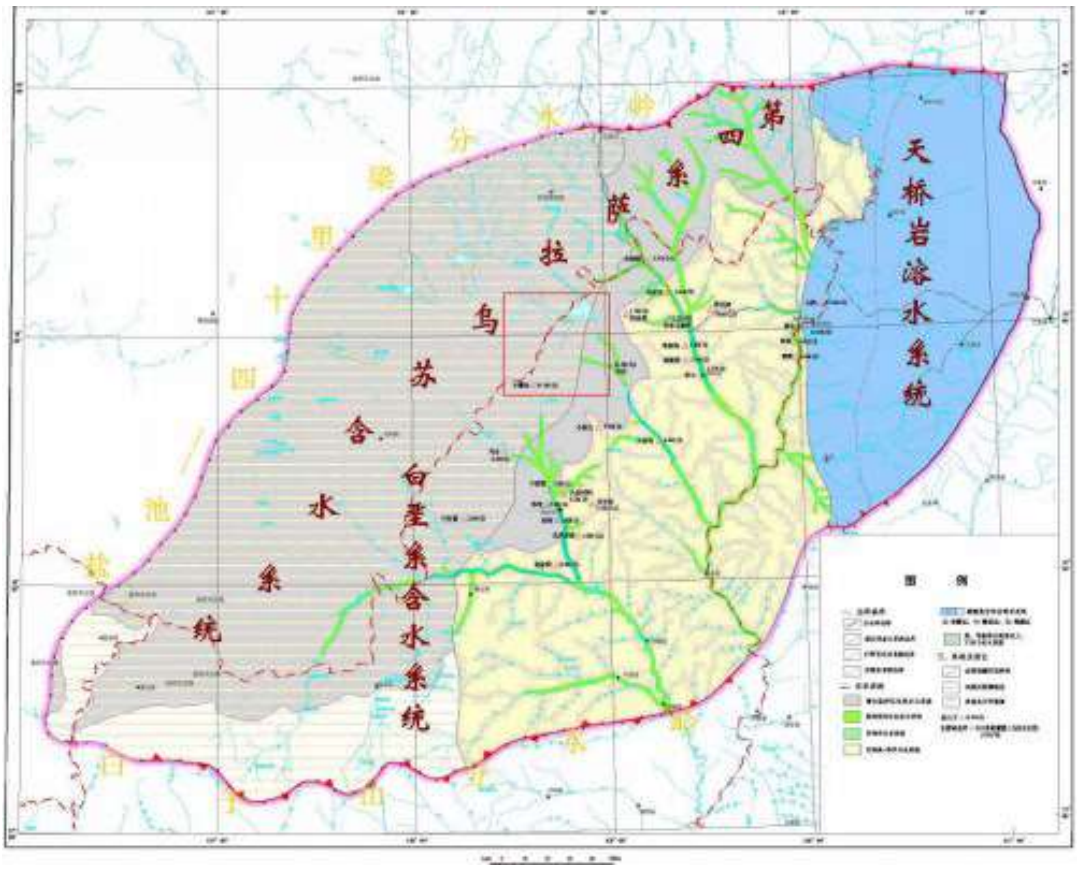

图 2-1 大牛地气田所在区域含水系统图

五、气候气象

乌审旗属于温带极端大陆性季风气候，受极地大陆冷气团控制时间较长，受海洋热带暖气团影响时间较短。其特点是太阳能资源丰富，全年日照 2800～3000h，有效积温 2800~3000℃。降雨是季节性的，冬春季降雪稀少，夏秋季雨水集中。降水量年际和年内变化很大，保证率低，风沙频繁，多西北大风，属于半干旱地区。

全旗大部分地区降雨量为 300~400mm，主要集中于 7、8、9 三个月，4~9 月份占年平均降水量的 85%，年蒸发量 2200~2800mm2590mm，湿润度 0.25～0.32。年平均气温 6.7℃，极端最高气温 36.5℃，最低-30.1℃。年平均风速 3.4m/s，冬季主导风向为西北偏西风，夏季主导风向为东南偏南风，全年以东南偏南风为主，主导风向不明显。最大冻土深度为 1.35m。

六、土壤

该区域属毛乌素沙地，土壤类型为栗钙土、风沙土、潮土，项目所在区域土壤类型均为风沙土。

七、动植物

本地区土地沙漠化是主要的生态环境问题。该地区植被稀疏，覆盖度很低。评价区在植被分带上属于草原化荒漠和荒漠化草原过度带，野生植被具有明显的旱生形态；植株矮小、根系发达、叶片肉质化，植被覆盖率在20%左右。

（1）动物

本项目处于古北界蒙新区地带，品种资源较为丰富。动物资源以昆虫类动物种类较多，哺乳类动物种类不多，但鼠、野兔的数量较多，爬行类、两栖类、鱼类、蛛形类和毛足类动物种类较少。长期以来由于人为的作用，动物种类发生了很大变化：家畜、家禽发展，野兽、鸟类减少，草兔、鼠类增多。本项目所在区域境内野生动物主要包括野兔、田鼠等，禽类30多种，主要有石鸡、鸭、鹅、喜鹊、啄木鸟、麻雀、鸳鸯等。主要的饲养动物有绵羊、山羊、牛、猪、驴、鸡、骡、马、猪、兔、貂、狗、猫等。项目所在区域未发现一、二级保护野生动物。

（2）植物

本项目所在区域的植被类型从整个植被景观看，属于地带性植被。主要植被类型为草原荒漠，建群植物主要为沙蒿和灌丛。

本项目地处灌草地带，植被地带属于温暖型草原带、半干旱草原亚带向温暖型草原过渡带，该区地貌有梁滩交替，丘甸结合的特点。植被类型复杂多样，主要为沙地植被和低湿地植被，其中以沙地植被为主体，由沙蒿群落、柠条儿群落、羊柴群落、沙柳群落、沙地先锋植物群聚等群落组成；低湿地植被群落有芨芨草群落、小画眉草群落等。评价区内无国家及省级重点保护野生植物物种。

八、环境敏感区

内蒙古毛乌素沙地柏自然保护区位于内蒙古自治区最南端，鄂尔多斯市南部的乌审旗境内，地理坐标为：东经108°34′—109°00′，北纬37°58′—38°31′，始建于1995年，2000年9月经内蒙古自治区人民政府批准晋升为自治区级自然保护区，保护区总面积46600公顷，主要保护对象是沙地柏及其生态系统，属于自然生态系统类的野生植物类型的自然保护区。气田距离保护区最近距离约为14km。

环境质量状况

建设项目所在地区环境质量现状及主要环境问题(环境空气、地面水、地下水、声环境、生态环境等)：

一、环境空气

本次评价对环境空气质量特征污染物（非甲烷总烃、总烃和硫化氢）进行了补充监测，对区域内的居民点声环境质量、地下水以及土壤环境现状进行监测，监测单位为河南中天云测检测技术有限公司，监测点位布置图见附图 4，环境现状监测报告见附件 7。

1、基本污染物

本次评价基本污染物环境质量现状数据采用乌审旗环境空气质量现状采用乌审旗大气自动站三小站 2018 年全年自动监测数据统计结果。根据统计结果，2018 年乌审旗环境空气质量综合评价见表 3-1。

表 3-1　2018 年环境空气质量综合评价分析一览表

监测项目		监测结果	达标评价	超标倍数
SO_2	年平均浓度	17μg/m³	达标	/
NO_2	年平均浓度	20μg/m³	达标	/
PM_{10}	年平均浓度	75μg/m³	不达标	0.07
$PM_{2.5}$	年平均浓度	8μg/m³	达标	/
CO	24 小时平均第 95 百分位数浓度	0.505mg/m³	达标	/
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数浓度	111μg/m³	达标	/
综合评价		不达标		

由上表可知，2018 年乌审旗环境空气质量综合评价未达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准的要求。主要原因为 PM10 年平均浓度超标 0.07 倍。

2、特征污染物

本项目环境空气质量现状补充监测数据采用河南中天云测检测技术有限公司于 2019 年 9 月 22 日~2019 年 9 月 28 日对呼吉尔特村和呼吉尔特五队环境空气检测点的检测数据。监测数据及统计分析结果见下表 3-2。

表 3-2　环境空气质量现状补充监测结果统计分析一览表

监测点位	监测因子	监测时段	测值范围 (mg/m³)	标准限值 (mg/m³)	单因子污染指数范围	超标率（%）	最大超标倍数
呼吉尔特村	非甲烷总烃	1 小时平均	0.87~1.35	2	0.435~0.675	0	0
	总烃	1 小时平均	2.88~3.50	5	0.576~0.7	0	0
	硫化氢	1 小时平均	0.002~0.004	0.01	0.2~0.4	0	0
呼吉尔特五队	非甲烷总烃	1 小时平均	0.83~1.34	2	0.415~0.67	0	0
	总烃	1 小时平均	2.92~3.54	5	0.584~0.708	0	0
	硫化氢	1 小时平均	0.002~0.007	0.01	0.2~0.7	0	0

从上表可知，评价范围内非甲烷总烃 1 小时平均值可以满足《大气污染物综合排放标准详解》标准要求，总烃 1 小时平均值可以满足以色列标准要求，硫化氢 1 小时平均值可以满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）表 D.1 标准要求，该区域环境空气状况较好。

二、声环境

本项目所在区域均为村镇地区，本次评价采用河南中天云测检测技术有限公司于 2020 年 5 月 9 日-2020 年 5 月 9 日对本项目区域村庄的声环境质量进行现场监测，监测结果及统计分析见表 3-3。

表 3-3　声环境现状监测结果一览表（单位：dB(A)）

监测点位	2020.05.08		2020.05.09	
	昼间	夜间	昼间	夜间
呼吉尔特村散户	55.0	45.5	53.8	44.4
呼吉尔特村	51.8	45.8	53.0	45.7

由上表得知，目前本项目区域内声环境质量现状能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准。

三、地下水环境

本项目地下水环境现状监测共布设 5 个水质监测点位，监测因子有：

（1）阴阳离子 8 项（K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}）；

（2）基本因子 17 项（pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、挥发酚、氟化物、氰化物、高锰酸盐指数、溶解性总固体、铁、锰、铅、砷、汞、镉、六价铬）；

（3）特征因子 2 项（石油类、硫化物）。本次评价采用河南中天云测检测技术有限公司于 2019 年 9 月 23 日现场监测数据，检测结果见表 3-4，单项指数评价分析表见 3-5。

表 3-4　地下水环境现状检测结果一览表（单位：mg/L，pH 除外）

监测因子	监测结果					III类标准值
	5号集气站外水井	16 号集气站外水井	4 号集气站外水井	8 号集气站外水井	9 号集气站外水井	
pH	6.89	6.91	7.28	7.41	6.99	6.5~8.5
总硬度	152	374	258	207	167	≤450
溶解性总固体	208	609	340	307	253	≤1000
硫酸盐	28.5	26.4	47.2	0.762	104	≤250
氯化物	6.40	181	19.4	48.4	8.49	≤250
铁	0.0875	0.891	0.332	0.918	0.348	≤0.3
锰	0.0459	0.0414	0.0276	0.294	0.0288	≤0.1
挥发酚	-	-	-	-	-	≤0.002
高锰酸盐指数	0.71	1.02	1.33	2.82	1.18	≤3.0
氨氮	0.065	0.254	0.092	0.296	0.245	≤0.5
硫化物	-	-	-	-	-	≤0.02
亚硝酸盐（以 N 计）	-	-	0.034	-	-	≤1
硝酸盐（以 N 计）	0.256	0.050	11.3	0.108	0.046	≤20
氰化物	-	-	-	-	-	≤0.05
氟化物	0.078	0.112	0.168	0.245	0.123	≤1.0
汞	-	-	-	-	-	≤0.001
砷	-	-	-	-	-	≤0.01

镉	-	-	-	-	-	≤0.005
六价铬	-	-	-	0.019	-	≤0.05
铅	-	-	-	0.0034	-	≤0.01
钠	10.5	27.6	18.2	45.7	18.7	≤200
石油类	-	-	-	-	-	≤0.3
钾	0.66	1.05	0.41	0.79	0.42	/
钙	42.6	69.2	56.0	62.1	58.9	
镁	11.0	34.3	15.4	19.1	15.7	/
碳酸根	-	-	-	-	-	/
重碳酸根	706	868	947	1340	900	/
备注：“-”未检出						

表 3-5　单项指数评价分析一览表

监测因子	分析结果					单项指标超标数
	5号集气站外水井	16 号集气站外水井	4 号集气站外水井	8 号集气站外水井	9 号集气站外水井	
pH	0.22	0.18	0.19	0.27	0.02	0
总硬度	0.34	0.83	0.57	0.46	0.37	0
溶解性总固体	0.21	0.61	0.34	0.31	0.25	0
硫酸盐	0.11	0.11	0.19	0.00	0.42	0
氯化物	0.03	0.72	0.08	0.19	0.03	0
铁	0.29	2.97	1.11	3.06	1.16	3.06
锰	0.46	0.41	0.28	2.94	0.29	2.94
挥发酚	-	-	-	-	-	0
高锰酸盐指数	0.24	0.34	0.44	0.94	0.39	0
氨氮	0.13	0.51	0.18	0.59	0.49	0
硫化物	-	-	-	-	-	0
亚硝酸盐（以 N 计）	-	-	0.03	-	-	0
硝酸盐（以 N 计）	0.01	0.00	0.57	0.01	0.00	0
氰化物	-	-	-	-	-	0
氟化物	0.08	0.11	0.17	0.25	0.12	0

汞	-	-	-	-	-	0
砷	-	-	-	-	-	0
镉	-	-	-	-	-	0
六价铬	-	-	-	0.38	-	0
铅	-	-	-	0.34	-	0
钠	0.05	0.14	0.09	0.23	0.09	0
石油类	-	-	-	-	-	0
钾	-	-	-	-	-	0
钙	-	-	-	-	-	0
镁	-	-	-	-	-	0
碳酸根	-	-	-	-	-	0
重碳酸根	-	-	-	-	-	0

由上表得知，区域内地下水水质总体较好，部分地下水中出现了超标污染因子，均为常规污染因子：铁和锰超标，最大超标倍数 3.06，主要原因是区域地下水中天然背景值较高，其他各监测因子均能满足《地下水质量标准》(GB/T14748-2017)III类水质标准。评价区地下水化学类型为 HCO_3-Ca、HCO_3-Na、HCO_3-Ca·Na 型。

四、土壤环境

根据国家土壤信息服务平台（网址：http://www.soilinfo.cm/map/）-数据目录-土壤类型-发生分类-中国 1 公里发生分类土壤图查询，项目所在区域土壤类型均为草原风沙土。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）7.45 c）7.4.2.2 与 7.4.2.10 中规定的的点位须监测基本因子与特征因子；其他监测点可仅监测特征因子。

因本项目评价范围内仅有草原风沙土一种土壤类型，且项目占地范围及可能影响区域的土壤环境不存在污染风险，故本次突然监测选取脱硫站用地范围内表层土壤监测基本因子及特征因子，其他点位土壤仅监测特征因子。

本次土壤环境质量现状监测在评价区域内共布设了 3 个监测点，由河南中天云测检测技术有限公司于 2020 年 5 月 9 日对各监测点位的土壤进行了检测。

土壤现状监测布点表详见表 3-6、监测布点图详见附图 4。

表 3-6　本项目土壤现状监测布点

序号	监测点位	采样点	监测项目
1	脱硫站站场范围内	表层样，0.2m 取一个样	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、䓛、二苯并[a，h] 蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃、含盐量
2	DK13-FP4 井场范围内	表层样，0.2m 取一个样	pH、石油烃、含盐量
3	DK13-FP20 井场范围内	表层样，0.2m 取一个样	pH、石油烃、含盐量

本次土壤质量现状 1 号监测点位监测结果见表 3-7，2、3 号监测点位的监测结果见表 3-8。

表 3-7　1 号检测点土壤现状监测结果（单位：mg/kg pH 除外）

序号	监测项目	检出限	监测结果	筛选值	管控值
1	pH	-	7.71	-	-
2	石油烃	6	-	4500	9000
3	砷	0.01	11.8	60	140
4	镉	0.01	0.06	65	172
5	铬（六价）	0.1	0.9	5.7	78
6	铜	1	34	18000	36000
7	铅	0.1	19.4	800	2500
8	汞	0.02	0.090	38	82
9	镍	3	21	900	2000
10	四氯化碳	0.0021	＜0.0021	2.8	36
11	氯仿	0.0015	＜0.0015	0.9	10
12	氯甲烷	0.003	＜0.003	37	120
13	1,1-二氯乙烷	0.0016	＜0.0016	9	100

14	1,2-二氯乙烷	0.0013	＜0.0013	5	21
15	1,1-二氯乙烯	0.0008	＜0.0008	66	200
16	顺-1,2-二氯乙烯	0.0009	＜0.0009	596	2000
17	反-1,2-二氯乙烯	0.0009	＜0.0009	54	163
18	二氯甲烷	0.0026	＜0.0026	616	2000
19	1,2-二氯丙烷	0.0019	＜0.0019	5	47
20	1,1,1,2-四氯乙烷	0.0010	＜0.0010	10	100
21	1,1,2,2-四氯乙烷	0.0010	＜0.0010	6.8	50
22	四氯乙烯	0.0008	＜0.0008	53	183
23	1,1,1-三氯乙烷	0.0011	＜0.0011	840	840
24	1,1,2-三氯乙烷	0.0014	＜0.0014	2.8	15
25	三氯乙烯	0.0009	＜0.0009	2.8	20
26	1,2,3-三氯丙烷	0.0010	＜0.0010	0.5	5
27	氯乙烯	0.0015	＜0.0015	0.43	4.3
28	苯	0.0016	＜0.0016	4	40
29	氯苯	0.0011	＜0.0011	270	1000
30	1,2-二氯苯	0.0010	＜0.0010	560	560
31	1,4-二氯苯	0.0012	＜0.0012	20	200
32	乙苯	0.0012	＜0.012	28	280
33	苯乙烯	0.0016	＜0.0016	1290	1290
34	甲苯	0.0020	＜0.0020	1200	1200
35	间二甲苯+对二甲苯	0.0036	＜0.0036	570	570
36	邻二甲苯	0.0013	＜0.0013	640	640
37	硝基苯	0.09	＜0.09	76	760
38	苯胺	0.01	＜0.01	260	663
39	2-氯酚	0.06	＜0.06	2256	4500
40	苯并[a]蒽	0.1	＜0.1	15	151
41	苯并[a]芘	0.1	＜0.1	1.5	15
42	苯并[b]荧蒽	0.2	＜0.1	15	151
43	苯并[k]荧蒽	0.1	＜0.1	151	1500
44	䓛	0.1	＜0.1	1293	12900
45	二苯并[a,h]蒽	0.1	＜0.1	1.5	15
46	茚并[1,2,3-cd]芘	0.1	＜0.1	15	151

47	萘	0.09	＜0.09	70	700

表 3-8　2、3 号检测点土壤现状监测结果（单位：mg/kg pH 除外）

序号	监测点位	监测项目	检出限	监测结果	筛选值	管控值
1	DK13-FP4 管线用地范围内（20cm）	石油烃	6	13	4500	9000
		pH	-	7.75	-	-
2	DK13-FP20 井场范围内（20cm）	石油烃	6	8	4500	9000
		pH	-	7.570	-	-

由上表可知，项目脱硫站用地范围内土壤监测点位基本因子及特征因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值；其他监测点位石油烃监测结果均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。

五、自然及生态环境

本区地带植被为温带干旱草原植被类型。由于历史的原因和长期的人类活动，本区生物资源较为贫乏，多样性较差。构成群落的植物主要有草本植物、乔木、灌木，草地植被占据绝对优势。乔木多为人工种植，分布较为集中。

动物资源以昆虫类动物种类较多，哺乳类动物种类不多，但鼠、野兔的数量较多，爬行类、两栖类、鱼类、蛛形类和毛足类动物种类较少。长期以来由于人为的作用，动物种类发生了很大变化：家畜、家禽发展，野兽、鸟类减少，草兔、鼠类增多。本项目所在区域境内野生动物主要包括野兔、田鼠等，禽类 30 多种，主要有石鸡、鸭、鹅、喜鹊、啄木鸟、麻雀、鸳鸯等。主要的饲养动物有绵羊、山羊、牛、猪、驴、鸡、骡、马、猪、兔、貂、狗、猫等。项目所在区域未发现一、二级保护野生动物。

主要植被类型为草原荒漠，建群植物主要为沙蒿和灌丛。本项目地处灌草地带，植被地带属于温暖型草原带、半干旱草原亚带向温暖型草原过渡带，该区地貌有梁滩交替，丘甸结合的特点。植被类型复杂多样，主要为沙地植被和低湿地植被，其中以沙地植被为主体，由沙蒿群落、柠条儿群落、羊柴群落、沙柳群落、

沙地先锋植物群聚等群落组成；低湿地植被群落有芨芨草群落、小画眉草群落等。

主要环境保护目标：

本项目位于评价区域内无自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、国家重点保护珍稀动植物及历史文化保护遗迹。本项目拟建气井均按照《鄂尔多斯市天然气开发环境保护管理办法》（试行）相关要求进行布设，保证井场周围 500m 内无居民点。根据区域环境特征和工程污染特征，确定本项目的环境保护目标主要为评价区环境空气和声环境质量、生态环境质量、水环境质量等。本项目周围主要环境敏感目标见表 3-9，项目运营期环境敏感目标分布示意图见附图 5，项目周边现状照片见附图 6。

表 3-9 本项目周围主要环境敏感目标一览表

环境要素	保护目标	方位	最近距离（m）	人数（人）	保护级别/要求
大气环境	呼吉尔特村散户	N	620	6	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级
环境风险	呼吉尔特村散户	N	620	6	居民正常生产生活及生命财产安全不受威胁
	姚家湾	NW	1350	78	
	沙日嘎毛日	S	1150	445	
	呼吉尔图	SE	2370	32	
	陕汗毛利	W	2060	92	
	姚道日图	NW	2400	17	
地下水环境	评价范围内有饮用价值的地下水含水层				《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准
声环境	站场周边 200m 范围内无敏感目标				《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准
生态环境	井区、道路、输气管线占地范围内土壤、植被、景观、水土保持等				减少永久占地和植被破坏，临时占地全部及时恢复，保持生态系统完整性与稳定性

注：大气环境、环境风险保护目标距离方位均相对于脱硫站。

评价适用标准

环境质量标准

1、环境空气质量标准

本项目环境空气质量现状评价执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，对于标准中未包含的因子，则参照其他标准执行：总烃，将执行以色列环境质量标准；非甲烷总烃参照《大气污染物排放标准详解》，以 2.0 mg/m^3 作为非甲烷总烃的小时浓度标准限值；硫化氢浓度《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）表 D.1 标准。

序号	污染因子	24 小时平均（mg/Nm^3）	1 小时平均（mg/Nm^3）	日最大 8 小时平均（mg/Nm^3）	执行标准
1	SO_2	0.15	0.50	-	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级
2	NO_2	0.08	0.20	-	
3	CO	4	10	-	
4	O_3	-	0.2	0.16	
5	PM_{10}	0.15	-	-	
6	$PM_{2.5}$	0.075	-	-	
7	TSP	0.3	-	-	
8	总烃	2.00	5.00	-	以色列标准
9	硫化氢	-	0.01	-	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）表 D.1 标准
11	非甲烷总烃	-	2.0	-	《大气污染物排放标准详解》

2、声环境质量标准

本项目环境噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

时段	标准值 dB（A）	执行标准
昼间	60	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类
夜间	50	

3、地下水质量标准

本项目评价区域地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准，石油类参照执行《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）。

序号	污染物名称	单位	III 类标准限值
1	pH	无量纲	6.5~8.5
2	总硬度	mg/L	≤450
3	溶解性总固体	mg/L	≤1000
4	硫酸盐	mg/L	≤250
5	氯化物	mg/L	≤250
6	铁	mg/L	≤0.3
7	锰	mg/L	≤0.1
8	挥发酚	mg/L	≤0.002
9	高锰酸盐指数	mg/L	≤3.0
10	氨氮	mg/L	≤0.5
11	硫化物	mg/L	≤0.02
12	亚硝酸盐（以 N 计）	mg/L	≤1
13	硝酸盐（以 N 计）	mg/L	≤20
14	氰化物	mg/L	≤0.05
15	氟化物	mg/L	≤1.0
16	汞	mg/L	≤0.001
17	砷	mg/L	≤0.01
18	镉	mg/L	≤0.005
19	六价铬	mg/L	≤0.05
20	铅	mg/L	≤0.01
21	钾	mg/L	/
22	钠	mg/L	≤200
23	钙	mg/L	/
24	镁	mg/L	/
25	碳酸根	mg/L	/
26	重碳酸根	mg/L	/
27	石油类	mg/L	≤0.3

注：石油类参照执行《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）

4、土壤质量标准

本项目评价区域土壤环境执行《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600 -2018 ）中第二类用地筛选值及管制值。

序号	污染物名称	单位	第二类用地	
			筛选值	管控值
1	砷	mg/kg	60	140
2	镉	mg/kg	65	172
3	铬（六价）	mg/kg	5.7	78
4	铜	mg/kg	18000	36000
5	铅	mg/kg	800	2500
6	汞	mg/kg	38	82
7	镍	mg/kg	900	2000
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	36
9	氯仿	mg/kg	0.9	10
10	氯甲烷	mg/kg	37	120
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	100
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	21
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	163
16	二氯甲烷	mg/kg	616	2000
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	50
20	四氯乙烯	mg/kg	53	183
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	15
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	20
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	5

25	氯乙烯	mg/kg	0.43	4.3
26	苯	mg/kg	4	40
27	氯苯	mg/kg	270	1000
28	1,2-二氯苯	mg/kg	560	560
29	1,4-二氯苯	mg/kg	20	200
30	乙苯	mg/kg	28	280
31	苯乙烯	mg/kg	1290	1290
32	甲苯	mg/kg	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570	570
34	邻二甲苯	mg/kg	640	640
35	硝基苯	mg/kg	76	760
36	苯胺	mg/kg	260	663
37	2-氯酚	mg/kg	2256	4500
38	苯并[a]蒽	mg/kg	15	151
39	苯并[a]芘	mg/kg	1.5	15
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	151
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	1500
42	䓛	mg/kg	1293	12900
43	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	151
45	萘	mg/kg	70	700
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	4500	9000
47	全盐量	mg/kg	/	/
48	pH	无量纲	/	/

污染物排放标准

1、大气污染物排放标准

大气污染物排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值。

污染物	无组织排放监控浓度限值类别	标准来源
非甲烷总烃	4.0mg/m^3	《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要求
硫化氢	0.06mg/m^3	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）
甲醇	0.06mg/m^3	《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要求

2、噪声排放标准

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的相关规定；运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准。

时段	昼间 dB(A)	夜间 dB(A)	标准来源
施工期	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB125236-2011）
运营期	60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB1348-2008)2 类标准

3、固体废弃物排放标准

固体废物处置执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及其修改单要求；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单要求。

总量控制指标

本项目运营期大气污染物主要来自脱硫站的放空火炬和无组织排放，项目生产和生活废水均不外排。根据建设项目污染物排放清单，建议总量控制指标为：废水污染物：COD：0，氨氮：0；废气污染物：NO_X：77.088kg/a，SO_2：2.45kg/a。

根据鄂尔多斯市环境保护局关于大牛地气田大 8-大 98 井区天然气开发项目主要污染排放总量指标确认意见的函（鄂环总字【2015】49 号），大 8-大 98 井区天然气开发项目污染物排放总量指标为二氧化硫 30.3 吨/年，氮氧化物 83.6 吨/年。根据《大牛地气田大 8-大 98 井区天然气开发项目环境影响评价报告书》及其批复，大 8-大 98 项目污染物排放总量为氮氧化物 3.14 吨/年，总量指标剩余二氧化硫 30.3 吨/年，氮氧化物 80.46 吨/年。本项目排放的污染物总量较小，所需总量可从大 8-大 98 项目中调剂，故本项目不新增总量控制指标。

建设项目工程分析

工艺流程简述（图示）：

一、施工期工程分析

本项目施工期主要涉及钻完井工程、地面工程及集输管网工程的建设施工，各施工环节均由具有一定施工机械设备的专业化队伍完成。

1、钻完井工程

（1）工艺流程分析

钻井工程主要由主体工程（钻前工程、钻井作业和完井工程）及其配套的公用工程、辅助工程、环保工程等组成。工艺流程如图 5-1 所示。

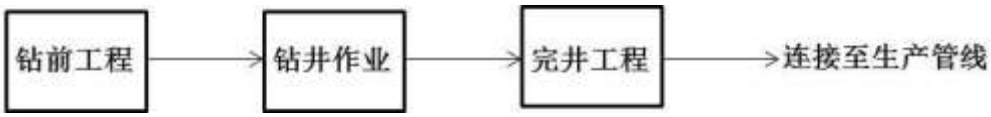

图 5-1　钻井工程总流程图

大牛地气田大 48 井区 2020 年开发方案新钻井含 42 口直井（井深 3300m）及 8 口水平井（井深 4400m）。钻完井过程采用工厂化批量作业方式，即相同井型每个井场施工方式一致，气井井身结构一致，钻进和压裂作业方式一致。直井和水平井井身结构不同，但两者钻井的过程基本相似，因此以下对钻井工艺过程将合并描述，对污染物产生量的进行分别分析。

1）钻前工程

井场的钻前工程主要包括：修建进场道路、平整井场、泥浆循环系统及设备的基础准备、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备以及活动房布置等。本项目采用泥浆不落地操作，所有泥浆循环系统和废弃泥浆均在泥浆罐内循环或贮存，不再设置泥浆池，以降低泥浆泄漏对土壤地下水的污染风险。

2）钻井作业

①钻进过程

钻井作业均包括钻进、钻进辅助作业、固井等过程，钻井过程中均使用水基泥浆体系。钻进由起下钻、接单根、钻进等作业组成；钻进辅助作业由电测井、取心钻进、综合录井、中途测试等作业组成；固井由下套管和水泥固井两个过程组成。

直井采用二级井身结构，井身结构见表 5-1。

表 5-1　直井井身结构

开数	井眼尺寸×井深	套管尺寸×下深	水泥返高
一开	Φ241.3mm（Φ9 1/2″）×一开底	Φ193.7mm（Φ7 5/8″）×一开底	地面
二开	Φ165.1mm（Φ6 1/2″）×井底	Φ114.3mm（Φ4 1/2″）×井底	地面

水平井采用三级井身结构，井身结构见表 5-2。

表 5-2　水平井井身结构

开钻次序		井眼尺寸×井深	套管尺寸×下深	水泥返高
一开		Φ311.2mm（12-1/4″）×401m	Φ244.5mm（9-5/8″）×400m	地面
二开	导眼	Φ222.3mm（8-3/4″）×导眼底	有效水泥塞面	
	主井眼	Φ222.3mm（8-3/4″）×A 靶	Φ177.8mm（7″）×A 靶	地面
三开		Φ152.4mm（6″）×B 靶	套管固井完井或者裸眼完井	油气层上 300m

备注：表套下深要求不少于 400m，从式井组表套下深依次错开 10m 及以上，造斜点依次错开 30m 及以上；经地质确认进入 A 靶点后实施着陆及水平井段至 B 靶点。

钻井作业拟选用 ZJ50 及以上钻机，双井及三井以上井场配备带滑轨钻机，能够双向灵活移动。

②固井

在钻井钻至设计深度后，下入套管，在套管和裸眼之间环形空间内注入满足一定性能要求的水泥浆候凝，使得套管和裸眼之间的水泥石具有一定的强度，称为固井。固井要求水泥环有可靠的密封，环空封固段不窜、不漏、胶结良好，能承受高压；套管的设计必须完全符合整个井生命周期中的钻井、完井和生产过程中所有的技术要求，要求套管有足够的强度，在整个井生命周期内能够承受各种外力作用，抗腐蚀、不断、不裂、不变形。固井水泥的返高也是封隔井筒与地下水的主要措施，本项目导管和一开固井水泥均返高至地面，可以多层防护与隔绝井内流体与含水层之间的联系。因此，固井不仅是钻井工艺生产环节的重要一环，也是气井的主要环保措施之一。套管及水泥固井有下列作用：

a 为井口防喷器、采气树等设施提高支撑力，防止井喷；

b 封隔易塌、易漏等复杂地层，保证钻井顺利进行；

c 封隔油气水层，建立油气流出通道；

d 防止产层间互窜；

e 钻井过程中封隔上部潜水及承压水含水层，避免污染水源；

f 采气过程中确保井身结构完整性，避免井内流体通过裂缝进入上部含水层。

③钻井泥浆

在钻头钻进过程中，需要通过钻杆注入钻井泥浆，泥浆在地面泥浆罐－钻杆－钻头－井孔－泥浆罐之间组成循环系统。钻井泥浆通常具有润滑、降温、携带岩屑以及控制压力平衡等作用。

本项目双分支水平井和直井均使用水基泥浆体系，但在钻遇不同的地层时，会加入不同的添加剂以满足不同的功能需求。水基泥浆体系使用的化学添加剂大多以聚合物和无机盐为主，并不使用具有较大毒性或腐蚀型的化学品。

单井钻井过程中产生的携带大量岩屑的钻井泥浆，采用泥浆不落地工艺进行处理，满足《石油天然气开采业污染防治技术政策》和《鄂尔多斯市天然气开发环境保护管理办法》（试行）中的相关要求。钻井泥浆经螺旋输送机输送至双联振动筛分离大颗粒岩屑后，然后依次经过除砂器、除泥器及离心机，分别从其中分离出细颗粒岩屑、砂和泥，固液分离后的泥浆装入 4 个 50m^3 泥浆罐，经再生处理后重新回用于配制钻井液，钻井结束后拉运至下一个井场回用；类比大牛地气田已开发项目产生的水基钻井岩屑鉴别的属性可知，本工程产生的钻井岩屑属于一般工业固废，废弃泥浆的性质与钻井岩屑类似，也按一般工业固废处置。每座井场产生的废弃泥浆和钻井岩屑均暂存于固渣储存箱中，定期由鄂尔多斯市昊鑫瑞源科净工程有限公司处置。泥浆不落地工艺流程见图 5-2 所示。

泥浆不落地技术的优点如下：

a 钻前减少了挖泥浆池的工作量，钻后免去了处理废弃钻井液及回填泥浆池的工作

量；不需挖泥浆池，不需在泥浆池中铺设防渗布，不会因为渗漏造成污染，解决了泥浆池占地后造成二次污染和难以复耕的问题。

b 设备采用模块化、撬装式设计，拆装移动方便，可随井队移动，适应了钻井作业的分散性与流动性。

c 实现了井场钻井液及分离固相的不落地处理和钻井泥浆的循环利用。

d 回收液体可按要求实现钻井液回收利用，转至下一口井循环使用，对环境无污染。

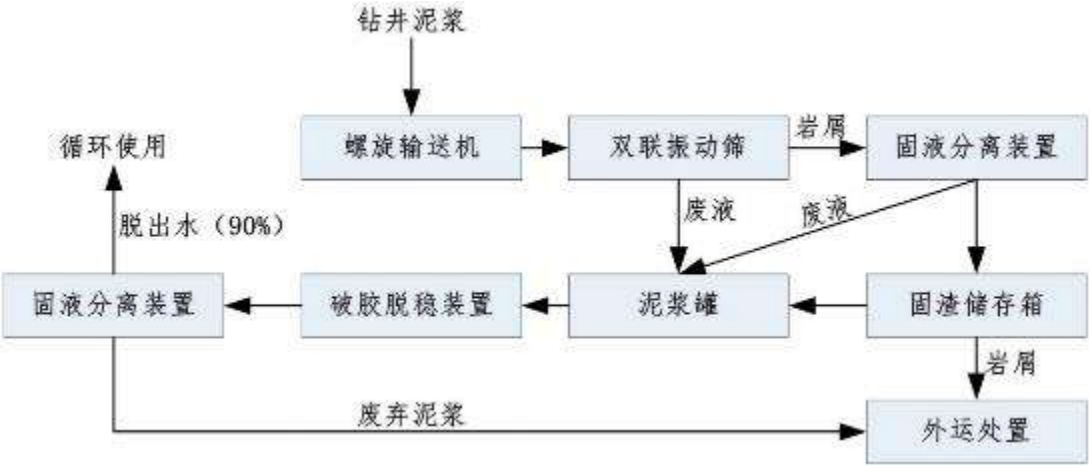

图 5-2　泥浆不落地工艺流程图

3）完井工程

当钻井过程结束后，采用压裂完井方式，形成油气通道，促进储层流体进入井筒。压裂完井作业包括：射孔、压裂、返排、接入生产管线等过程。

完井作业工艺流程及产污环节见图 5-3。

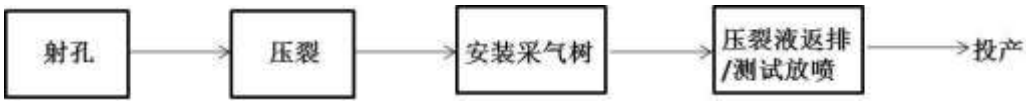

图 5-3　完井作业工艺流程图

①射孔

射孔是指钻井及固井工作完成后，采用特殊聚能器材进入井眼预定层位进行爆炸，将套管、水泥环直至储气层射穿，形成油气通道。射穿产层后油气井的生产能力受产层压力、产层性质、射孔参数及质量影响。

②压裂

射孔后，为提高产层的渗透能力，实施压裂作业。压裂过程是使用压裂车从地面泵入携带支撑剂的高压工作液，使地层形成并保持裂缝，在井筒中形成高压迫使地层形成裂缝，以达到增产目的的施工过程。支撑剂选用 69MPa 中密度 40-70 目陶粒。压裂车外观如图 5-4 所示。

图 5-4　压裂车外观图

根据不同储层特征，采用有针对性的压裂液配方，降低工作液对储层伤害的前提下实现碳酸盐岩储层深度酸压为目的。

类比大牛地气田已压裂气井，水平井压裂液使用量 2000m^3/口井，直井压裂液使用量 800m^3 /口井。

③返排

受地层压力作用，压裂后会产生压裂返排液返至地面，其中 45%的压裂液(水平井返排液量约 900m^3 /口井，直井返排液量约 360m^3 /口井)将返排至地面。压裂返排液返排到地面后，统一在井场设置的临时软体罐内收集，由中石化西南石油工程有限公司油田工程服务分公司统一处置。

压裂返排过程产生的天然气将随压裂返排液一起从井口返至地面，此时地面设备尚未全部建设完成，带出的天然气尚不具备导入生产管线的条件。因此，此时产生的放喷天然气将导入火炬燃烧。当地面设备建设完成并且管线的备压能够满足洗井要求时，此时分离器下游的气体将会被导入生产管线，而不再点火放喷，这样减少了天然气的燃烧量，既能增加井的商品气量，也能减少天然气放喷产生的废气。返排过程示意图见图 5-5。

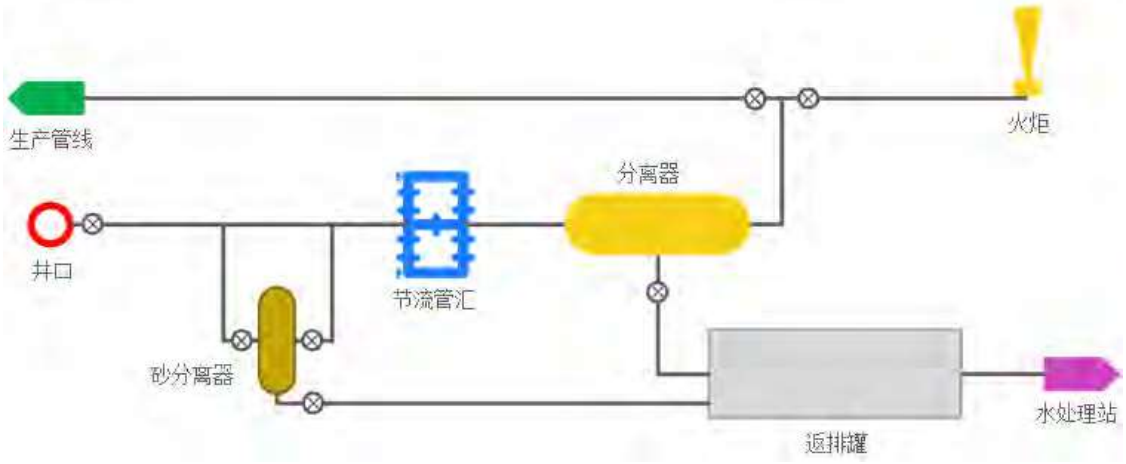

图 5-5　压裂返排过程示意图

为适应工厂化批量作业的要求，返排设备将被集成到撬上或者拖车上，从而提高作业效率，拖车式返排设备如图 5-6 所示。

图 5-6　拖车式返排分离器和返排罐示意图

大部分的压裂返排液会在 1~2 天返出，此后将井连入生产管线。

4）钻完井工程施工周期

每口直井施工周期 40 天，每口水平井施工周期 60 天。

（2）产污环节及污染源强分析

根据工程工艺分析，钻完井工程施工期主要产排污节点见图 5-7 所示。

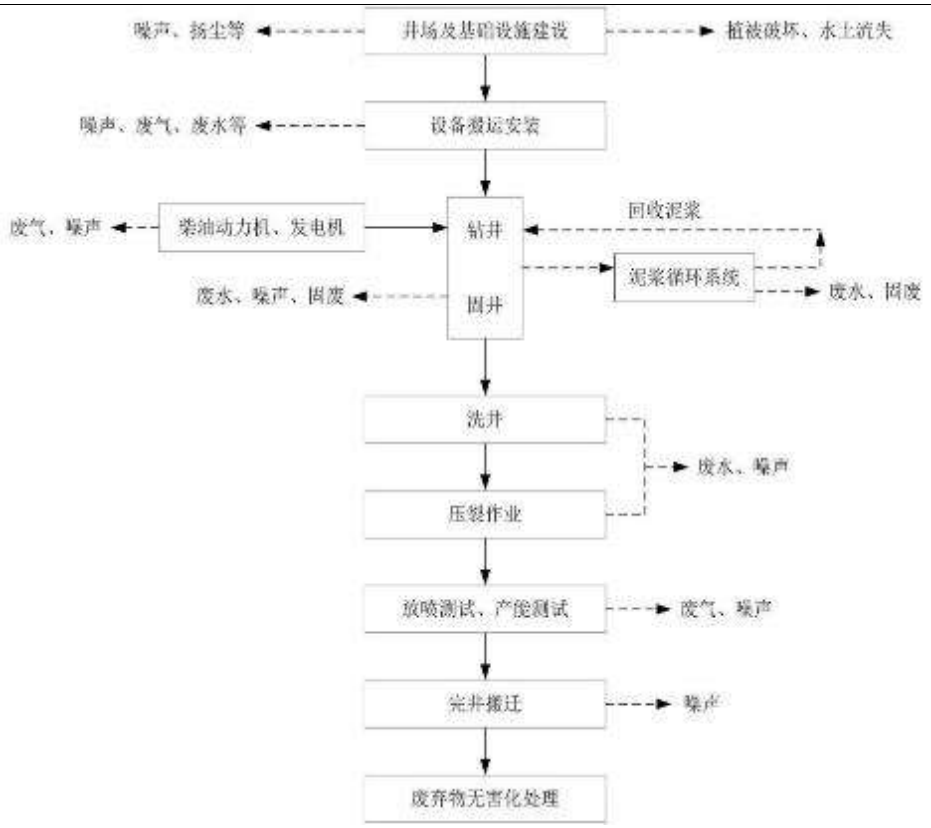

图 5-7　钻完井工程施工期主要产排污节点图

废气污染源为：车辆及动力设备燃油废气、施工扬尘、放喷天然气燃烧废气等；废水污染源主要有：钻井废水、压裂返排液、生活污水等；噪声污染源有：钻井作业过程中钻井、泥浆泵、柴油发电机组、压裂车等设备运行产生的噪声；固废有：废弃泥浆、岩屑、废润滑油以及施工人员生活垃圾等。

1）废气

钻完井工程施工期产生的废气主要为：柴油机燃油废气、放喷天然气燃烧废气、扬尘等。

①柴油机燃油废气

钻完井工程施工期采用柴油发电机提供电力，使用的机械车辆也多为柴油动力型。

参照原有井场施工情况，钻井过程中，井场一般配备 880kW 的柴油发电机 2 台，300kW 柴油发电机组 2 台，均为一用一备。单井施工期间柴油消耗量平均约 5.67t/d（0.23625t/h），直井施工周期 40 天，水平井施工周期 60 天，则单口直井钻井过程共消耗柴油 226.8t，单口水平井钻井过程共耗柴油 340.2t，共计 12247.2t。

自 2019 年 1 月 1 日起，内蒙古自治区全面供应符合国六标准的汽柴油。根据

《车用柴油（GB19147-2016）》表 3 车用柴油（Ⅵ）技术要求和试验方法可知，车用柴油（Ⅵ）中硫含量不大于 10mg/kg，则 SO_2 排放系数不大于 0.02kg/t。依据《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材（社会区域）》，柴油燃料的污染物排放因子为：烟尘 0.31kg/t 柴油、NOx2.92kg/t。则本项目钻井作业期间柴油燃烧废气污染物排放速率为烟尘 0.073kg/h、SO_2 0.0047kg 和 NOx0.69kg/h，柴油燃烧废气污染物排放总量为烟尘 3.797t，SO_2 为 0.245t，NOx 为 35.761t。

②放喷天然气燃烧废气

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开防喷管线阀门泄压，即事故放喷。事故放喷一般时间较短，约 2~4h，属于临时排放，放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，其主要产物为 NO_X、SO_2 和烟尘。

在压裂作业结束后的返排阶段，此时产层裂缝已经形成，天然气会随着压裂返排水一起返至地面，并输送至放喷池火炬燃烧。返排期间气体流量以气井设计产量的 80％计，即直井放喷天然气量约 300m^3/h、水平井放喷天然气量约 1700m^3/h，放喷时间约 2 天。参考《环境影响评价工程师执业资格登记培训教材社会区域类》（中国环境科学出版社出版）中油、气燃料的污染物排放因子，每燃 1000m^3 天然气排放 NOx1.76kg，烟尘 0.14kg，天然气燃烧产生的 NOx 和烟尘排放速率：直井 0.528kg/h、0.042kg/h，水平井 2.992kg/h、0.238kg/h。大 48 井区北部 6 口水平井及 2 口直井 H_2S 含量平均为 2642mg/m^3，南部 40 口直井及 2 口水平井 H_2S 含量平均为 786mg/m^3。则 SO_2 排放速率为：北部 2 口直井 1.49kg/h、6 口水平井 8.48kg/h；南部 40 口直井 0.44kg/h、2 口水平井 2.52kg/h。放喷废气污染物核算见表 5-3。

表 5-3　放喷燃烧废气污染物排放数据表

废气源	排放速率（kg/h）			单井排放时间（h）	井数（口）	排放总量（kg）		
	NO_X	烟尘	SO_2			NO_X	烟尘	SO_2
南部直井放喷废气	0.528	0.042	0.44	48	40	1013.76	80.64	844.8
南部水平井放喷废气	2.992	0.238	2.52	48	2	287.232	22.848	241.92
北部直井放喷废气	0.528	0.042	1.49	48	2	50.688	4.032	143.23

北部水平井放喷废气	2.992	0.238	8.45	48	6	861.696	68.544	2434.87
合计					50	2213.376	176.064	3663.36

③施工扬尘

钻完井工程施工期扬尘来源主要为机械、车辆来往产生的扬尘及场地作业产生的施工扬尘。扬尘产生量的大小与施工现场条件、管理水平、施工季节及天气等因素有关。

2）废水

钻完井工程产生的废水主要为钻井废水、压裂返排液及生活污水。

①钻井废水

钻井废水为钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、废钻井液以及泥浆罐冲洗废水等，主要污染物为 COD：100～500mg/L，石油类：50～400mg/L，SS：170～850mg/L，pH：8～10。在气井钻进过程中，钻井废水收集后用于配置钻井泥浆，不外排。每口井施工过程中产生钻井废水约 80m^3，钻井废水循环利用，不外排。

②压裂返排液

类比大牛地气田已压裂气井，水平井压裂液使用量 2000m^3/口井，直井压裂液使用量 800m^3 /口井，其中 45%的压裂液将返排至地面。即水平井返排液量约 900m^3 /口井，直井返排液量约 360m^3 /口井，压裂返排液总量为 22320m^3 。类比大牛地气田同类压裂返排液监测结果，压裂返排液中主要污染物为 COD：3000～700mg/L，石油类：20～50mg/L，SS：100～300mg/L，pH：8～12。压裂返排液由中石化西南石油工程有限公司油田工程服务分公司统一处置。

③生活污水

直井作业时间为 40 天/口，水平井作业时间为 60 天/口，现场作业人员按 50 人计，人均用水量为 50L/d。生活污水产生量按用水量的 90%计，则钻完井工程施工期生活废水产生总量为 4860m^3。生活污水主要污染因子及产生浓度分别为：CO400mg/L、$BOD_5$150mg/L、SS250mg/L、LAS12mg/L、氨氮 25mg/L。生活污水由罐车收集后依托榆林市污水处理厂处理。

3）噪声

钻完井工程施工期噪声主要为钻机、柴油发电机机、振动筛、泥浆泵、压裂车、施工车辆等机械设备运行产生的噪声。钻完井工程施工期噪声源统计见表 5-4。

表 5-4　钻完井工程施工期噪声源统计表（单个井场）

施工阶段	声源名称	运行数量（台）	噪声源强（dB（A））	声源性质
钻前工程	装载机	1	85-90	间歇排放
	挖掘机	1	85-90	间歇排放
	运输车	2	80-85	间歇排放
钻井作业	钻机	1	90-95	持续排放
	柴油发电机	2	95-100	持续排放
	泥浆泵	2	85-95	持续排放
	振动筛	1	80-85	持续排放
	离心机	1	80-85	持续排放
完井工程	压裂车	1	95-100	持续排放
	柴油发电机	2	95-100	持续排放
	测试放喷	/	90-105	持续排放

4）固体废物

钻完井工程施工过程产生的固体废物主要有钻井废弃泥浆、钻井岩屑、废机油及施工人员产生的生活垃圾。

① 钻井废弃泥浆

本工程钻井过程中使用水基泥浆，泥浆带出地面的钻井岩屑经泥浆循环系统固控设备进行分离，液体泥浆继续循环使用。部分钻井泥浆因无法继续使用而废弃，每钻进 1000m 产生量大约 30m^3 废弃泥浆，本工程含 42 口 3300m 深的直井及 8 口 4400m 深的水平井，钻井废弃泥浆产生总量为 5214m^3，定期由鄂尔多斯市昊鑫瑞源科净工程有限公司处置。

② 钻井岩屑

每口井实际产生的钻井废弃岩屑取决于钻井深度，根据大牛地气田已钻井统计数据，每钻进 1000m 产生大约 77m^3 的钻井岩屑。本工程含 42 口 3300m 深的直井及 8 口 4400m 深的水平井，共产生钻井岩屑 13382.6m^3，定期由鄂尔多斯市昊鑫瑞源科净工程有限公司处置。

③ 废机油

废机油产生于施工机械设备保养过程，产生量约为 0.4t/井，产生总量 20t。废机油属危险废物（《国家危险废物目录》（2016 年）中 HW08 废矿物油类），施工过程产生的废机油收集后由鄂尔多斯市鼎势再生资源有限责任公司进行处置。

④ 生活垃圾

直井作业时间为 40 天/口，水平井作业时间为 60 天/口，现场作业人员按 50 人计，人均垃圾产生量为 0.5kg/d。则生活垃圾量总计 54t，在井场外设置有生活垃圾桶，收集后交由环卫部门统一处理。

5）生态影响

钻完井工程施工临时占地造成地表土壤和植被的破坏，可能引起水土流失。

2、地面工程

本项目地面工程建设内容包括井场建设、站场建设、道路建设等内容。

（1）工艺流程分析

1）井场建设

井场建设工艺流程主要包含场地平整、井场平台硬化、安装井筒除硫/井口雾化除硫系统（部分井）、安装井场栅栏、生态恢复。

本项目新钻井 50 口，井场不考虑修井作业场地，井场无人值守，场地只作简单处理，平面布置根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）考虑安全防火间距，单井井场征地按照 30m×40m 计，井场铁栅栏围墙 12.5m×7.5m×1.5m；H2 井场（两口水平井在一个井场内）征地按照 40m×40m 计，井场铁栅栏围墙 12.5m×17.5m×1.5m；H3 井场（三口井一个井场内）征地按照 40m×40m 计，井场铁栅栏围墙 12.5m×25m×1.5m；H4 井场（四口井一个井场内）征地按照 40m×50m 计，井场铁栅栏围墙 12.5m×32.5m×1.5m。为节约利用土地，新建单井井场 42 座，充分结合 2019 年大 48 井区下古气藏先导试验项目井场布置进行井位布置，依托其扩建 2 井式井场 1 座，扩建 3 井式井场 1 座，扩建 4 井式井场 2 座。

2）站场建设

大 48 井区先导试验项目计划配建一座脱硫站进行天然气集中脱硫后接入 5 号集气站外输区，该脱硫站尚未进行建设。根据大 48 井区 2020 年开发方案，2019-2020 年接入脱硫站气井共 20 口，最大配产 $55.4\times10^4Nm^3/d$，大 48 井区先导试验项目中的脱硫站设计规模已不满足要求，因此在原设计脱硫站（不再建设）南侧新

建 2 列 25×$10^4$$Nm^3$/d 的处理装置，建成后脱硫站处理规模增加至 55.4×$10^4$$Nm^3$/d，满足开发需求，站内配套来气分离、外输净化、冬季注醇等功能区。

脱硫站分为生产区、辅助生产区、站房区等。生产区布置在厂区西部、中部，辅助生产区布置生产区周边，站房区布置在脱硫站西南侧靠近道路。

生产区：包括 2 列高硫容双塔吸收氧化循环脱硫工艺装置（吸收模块、再生模块、硫膏成型模块、鼓风机模块）、原料气分离过滤器、净化分离器、甲醇储罐区、甲醇加注泵房一座、站外放空火炬区 1 座。

辅助生产区：包括、含硫污水处理区、装车区、硫膏库房、药剂间等。

站房区：配电室、工厂风、脱盐水泵房、洗手间、柴油发电机、化验室、控制室等。

新建站场占地 95m×83m，站场及放空区、站外道路征地 16.08 亩。工程主要建设内容包含地基填筑、场地平整、基础施工、土建施工、设备安装、调试运营等。

3）道路建设

敷设脱硫站站外道路至既有主干道，长度为 400m，路面结构采用沥青碎石路面，路面宽度 4m，道路最大纵坡为 6%。

道路建设主要包含路基施工及路面施工。

地面工程施工期对环境的主要影响表现为占地和生物量损失，井场占地 52400m^2，站场占地 8200m^2，道路占地 2520m^2。

（2）产污环节及污染源强分析

1）废气

地面工程施工期产生的废气主要有扬尘及机械废气。

①施工扬尘

扬尘产生量的大小与施工现场条件、管理水平、施工季节及天气等因素有关。施工期扬尘来源主要有以下几个方面：

a 土方的挖掘、回填产生；

b 土方运输、建筑材料运输、装卸产生；

c 土方、施工垃圾的清理堆放过程产生。

②机械废气

机械主要有施工期车辆、机械排放的燃油废气，主要污染物以 NO_X 和颗粒物

为主。

本项目地面工程施工范围在井场、道路及站场施工场地内，施工时间短，施工扬尘及机械废气产排量小。

2）废水

地面工程施工期产生的废水主要为施工废水和生活污水。施工废水主要含有泥沙，不含有害物质和其它有机物，生活污水来自施工人员。

①施工废水

施工废水主要包括砂石料冲洗废水以及各种车辆冲洗水等，其主要污染物为悬浮物，根据类比调查悬浮物为 500～1000mg/L；施工废水的产生量为 1.0m^3/d，施工期共产生废水 60m^3。施工场地内建设池容为 2m^3 的临时沉淀池，施工废水收集于沉淀池沉淀后用作洒水降尘，不外排。

②生活污水

施工期定员按 30 人计，施工工期按 60d 计，生活用水量按 30L/（人·d）计算，则施工期生活用水量为 0.9m^3/d（总计 54m^3），排污系数按 0.9 计，施工期生活污水产生量 0.81m^3/d（48.6m^3），生活污水主要污染因子及产生浓度分别为：CO400mg/L、$BOD_5$150mg/L、SS250mg/L、LAS12mg/L、氨氮 25mg/L。生活污水由罐车收集后依托市政污水处理厂处理。

3）噪声

地面工程施工期噪声主要为施工作业噪声和施工车辆噪声。施工期噪声的排放是短期的、间歇的、暂时的。施工期主要噪声源详见表 5-5。

表 5-5　施工期噪声源源强一览表

序号	设备名称	声源强度/dB（A）	声源性质	备注
1	载重车	80-85	间歇排放	施工期结束后，噪声即消失
2	装载机	85-90	间歇排放	
3	挖掘机	85-90	间歇排放	
4	砼振捣器	90-95	间歇排放	
5	起重机	80-85	间歇排放	

4）固体废物

地面工程施工期产生的固体废物主要为建筑垃圾和生活垃圾。建筑垃圾主要是施工过程产生的各种废建筑材料，如碎石块、水泥块等；生活垃圾来自施工人员。

建筑垃圾产生量约为 2t，收集后用于铺垫井场道路。施工人员人均生活垃圾产生量为 0.5kg/d。施工期定员按 30 人计，施工工期按 60d 计，则生活垃圾量总计 0.9t，在井场外设置有生活垃圾桶，收集后交由环卫部门统一处理。

5）生态影响

站场工程施工改变土地利用性质并造成地表土壤和植被的破坏，引起水土流失。

3、集输管网施工

本项目集输管网包括采气管线、助剂管线等，光缆与管线同沟埋地敷设。集输管网施工内容主要是管线布设、管沟开挖、管道加工、管道组装与焊接、管段下沟及回填、清管、试压、置换及线路附属构筑物等。管线施工断面图见图 5-8，管线工程施工工艺流程与产排污节点图见图 5-9。

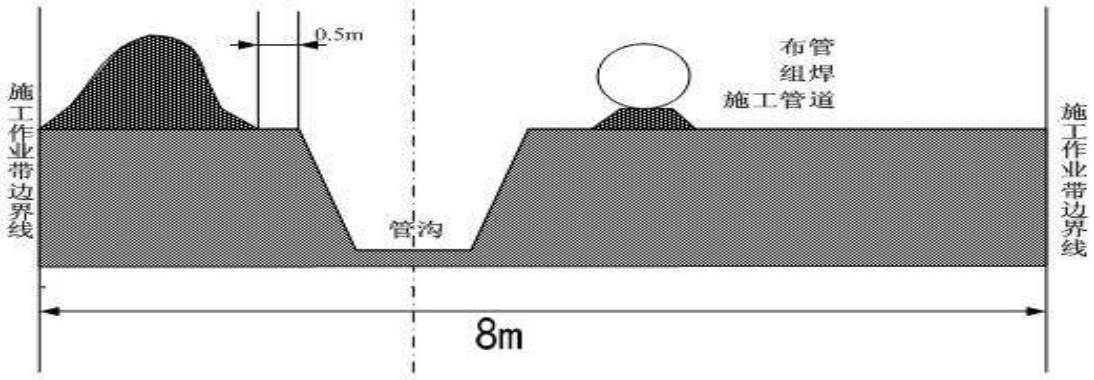

图 5-8　管线施工断面图

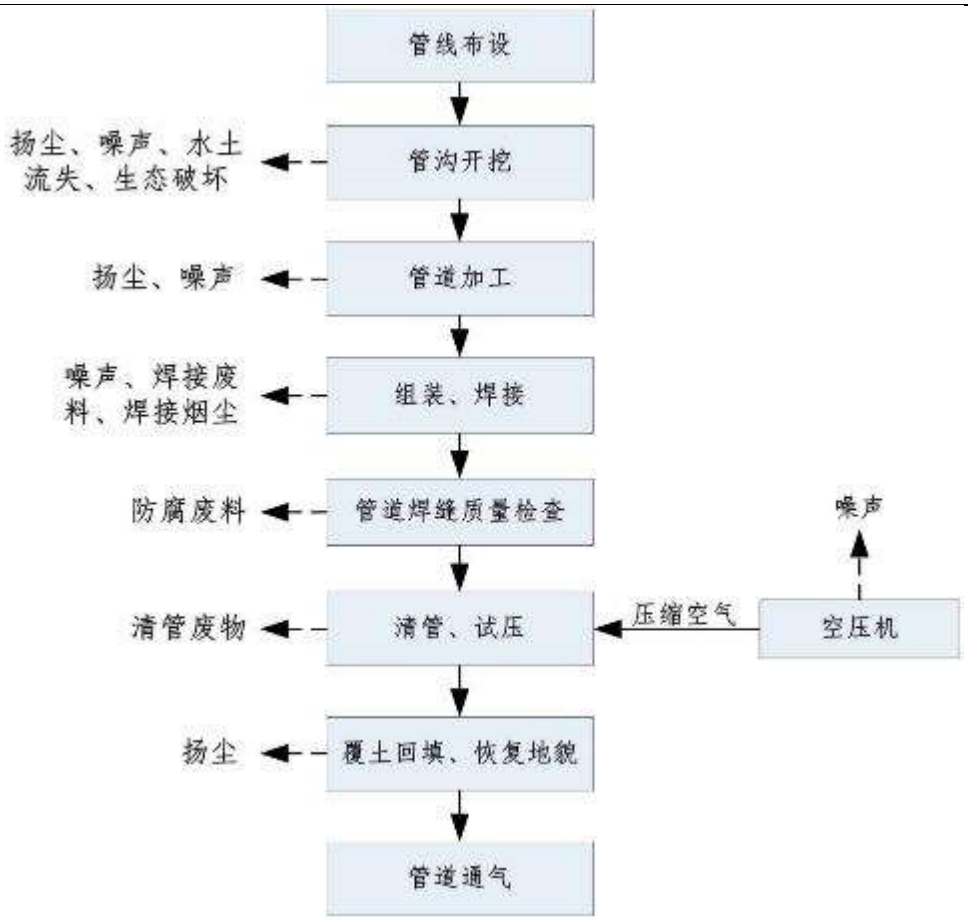

图 5-9　管线工程施工工艺流程与产排污节点图

（1）工艺流程

1）管线布设

本项目管线施工时先根据选线情况进行路线布设。

2）管沟开挖

集输管网全线采用埋地敷设，管顶埋深约 1.2m，管沟边坡坡度以确保基坑边坡稳定为宜。施工作业带宽度控制在 8m 以内。

3）管道加工

新建采气、输气管线主体采用两层 PE 防腐层，采气管线和助剂管线热煨弯头采用无溶剂液体环氧涂料（干膜厚度≥500μm）+聚乙烯热收缩带的防腐结构。

4）管道组装与焊接

管道组装前将管内污物清理干净，并将管端 20mm 以内的浮锈、熔渣等清除干净，并不得有裂纹、夹层等缺陷。管道组焊方式均采用沟上焊接，管道焊接均采用氩弧焊打底。焊接工艺评定试件应尽量符合工程施工时现场的自然条件；在其评

定合格后，施工单位应编制相应焊接工艺规程；然后按焊接工艺规程进行现场组焊。焊接工艺评定应按《钢质管道焊接及验收》（SY/T4103-2014）的有关规定执行。

5）管段下沟及回填

本工程管线施工范围内地形较为简单，管段均采用直埋敷设方式，管顶以上0.3m 高度范围内回填细软砂土。

6）清管

管线敷设完成后进行清管工序，用来清除残留在管内的废渣及残留物，本项目采用 PIG 清管器对管线内的残留物进行清除。PIG 工业清管技术是依靠泵推动流体产生的推动力驱动 PIG(清管器)在管内向前推动，将堆积在管线内的污垢排出管外，从而达到清洗的目的。本工序主要产生清管废渣。

7）试压

本项目进行分段一次性试压，在安装前对管道进行清扫。管道须分段进行强度试验和严密性试验。本工程设计采用试压车（车载式空压机）进行空气试压。强度试压合格后才能进行严密性试压。

8）置换

本工程输气管道投运前采用氮气对管道内空气置换。先用氮气置换管道内的空气，再用天然气置换管道内的氮气。置换的管道内气体流速不大于 5m/s。换放空口应设置在宽广的地带，放空区周围严禁火源及静电火花产生。非本工程人员和各种车辆应远离放空区，放空立管口应固定牢靠。放空口的气体必须符合下列要求才为合格。

①氮气置换空气：放空气体测定的含氧量小于 2%。

②天然气置换氮气：放空气体测定含 CH_4 的量大于 80%。置换空气及试运投产应符合《天然气管道运行规范》（SY/T5922-2012）。

9）线路附属构筑物

管线敷设完毕后沿线设置线路标志桩及警示牌。线路标志包括线路标志桩和警示牌，其设置按《管道干线标记设置技术规定》（SY/T6064）执行。

（2）产污环节及污染源强分析

1）废气

集输管网施工期产生的废气主要有扬尘、机械废气及焊接烟尘。

①施工扬尘

扬尘产生量的大小与施工现场条件、管理水平、施工季节及天气等因素有关。施工期扬尘来源主要来自管沟开挖及回填过程。

②机械废气

机械主要有施工期车辆、机械排放的燃油废气，主要污染物以 NO_X 和颗粒物为主。

本项目集输管网施工时间短，施工扬尘及机械废气产排量小。

③焊接烟尘

管线组焊过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟尘主要来自焊条的药皮，少量来自焊芯及被焊工件，焊接烟尘为有毒有害气体。

2）废水

集输管网施工期产生的废水主要为施工人员产生的生活污水。

集输管网工程施工期定员按 30 人计，施工工期按 60d 计，生活用水量按 30L/（人·d）计算，则施工期生活用水量为 $0.9m^3/d$（总计 $54m^3$），排污系数按 0.9 计，施工期生活污水产生量 $0.81m^3/d$（$48.6m^3$），生活污水主要污染因子及产生浓度分别为：CO400mg/L、$BOD_5$150mg/L、SS250mg/L、LAS12mg/L、氨氮 25mg/L。

3）噪声

集输管网施工期噪声主要为施工作业噪声和施工车辆噪声。施工期噪声的影响是短期的、暂时的。施工期主要噪声源详见表 5-6。

表 5-6　施工期噪声源源强一览表

序号	设备名称	声源强度/dB（A）	声源性质	备注
1	载重车	80-85	间歇排放	施工期结束后，噪声即消失
2	装载机	85-90	间歇排放	
3	挖掘机	85-90	间歇排放	
4	电焊机	60-70	间歇排放	

4）固体废物

集输管网施工期产生的固体废物主要为施工废料和生活垃圾。施工废料主要为管道切割废料、废弃防腐材料、废焊条、清管废渣等；生活垃圾来自施工人员。

每公里管线施工产生施工废料约为 10kg，本项目集输管线总长 132.8km，预计产生施工废料 1.328t。施工废料由施工单位收集后回收利用。施工人员人均生活垃圾产生量为 0.5kg/d。施工期定员按 30 人计，施工工期按 60d 计，则生活垃圾量总计 0.9t，在生活区设置有生活垃圾桶，收集后交由环卫部门统一处理。

5）生态影响

集输管网施工过程中管沟开挖、回填造成地表土壤和植被的破坏，引起水土流失。

二、运营期工程分析

1、工艺流程分析

大牛地气田大 48 井区运营期主要工艺流程包括采气流程及天然气集输流程。

（1）采气流程

气井完井后井口安装采气树，连接采气管线至集气站。气井采出的天然气经采气管线输送至集气站、脱硫站。

大 48 井区南部 42 口井采用井口雾化除硫工艺，加注除硫剂进行井口雾化除硫技术。除硫剂与硫化氢生成的产物溶于水，随天然气采出水进入集气站流程。井口雾化除硫工艺流程示意图见图 5-10。

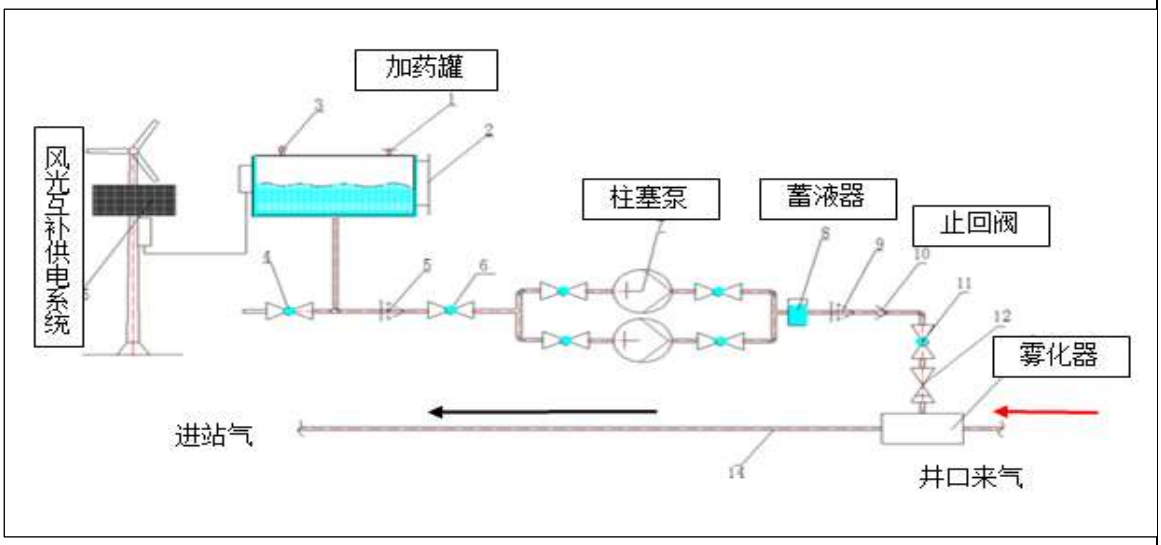

图 5-10　井口雾化除硫工艺流程示意图

（2）天然气集输流程

1）脱硫站流程

北部 8 口新井及先导试验项目建设的北部采气井采出气进脱硫站后经站内脱

硫装置集中脱硫，处理后的天然气通过新建集气管线接入 5 号集气站外输区。

脱硫站采用络合铁脱硫工艺，对进站含硫天然气及采出水进行处理，脱硫后的天然气含硫量小于 20mg/m^3，输送至 5 号集气站外输区，与 5 号集气站来气混合后外输；含硫污水管输至大牛地气田净化厂处置；脱硫流程产生的废气经火炬燃烧后排放。脱硫站运营期硫平衡图见图 5-11。

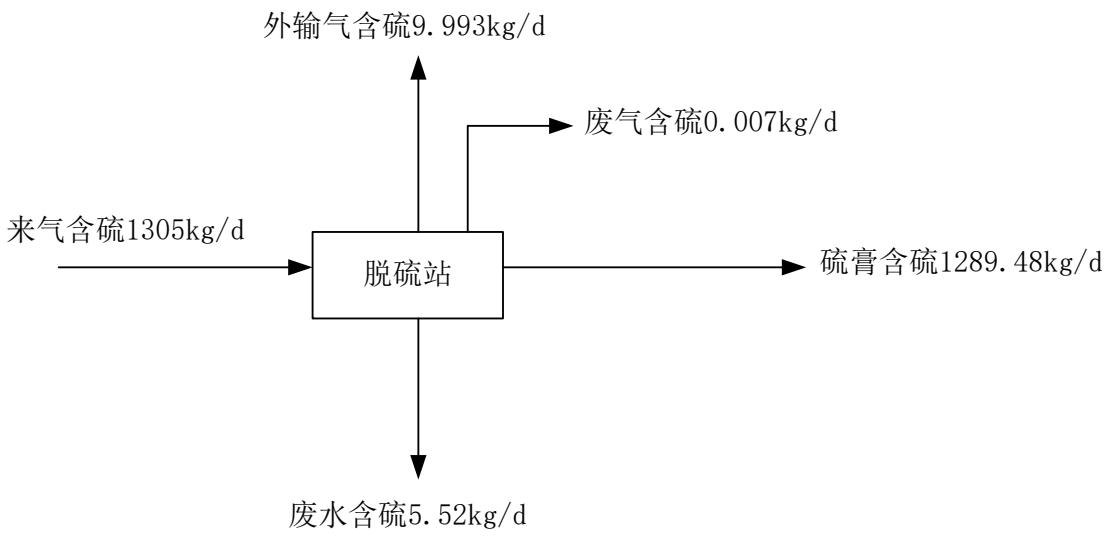

图 5-11　脱硫站硫平衡图

络合铁脱硫工艺流程可分为吸收部分、再生部分及硫膏成型部分。络合铁法脱硫工艺流程示意图见图 5-12。

①吸收部分

经原料分离器分离后的天然气从吸收塔底部进入，来自贫液泵的部分脱硫剂贫液由塔顶的喷嘴喷洒至塔内与天然气中的 H_2S、CO_x 发生反应，以去除天然气中的硫，H_2S 的脱除率达 99%以上。

$K_2CO_3+H_2S \rightarrow KHCO_3+KHS$

$K_2CO_3 +CO_2+H_2O \rightarrow 2KHCO_3$

$2Fe^{3+}$(络合态)+HS-→$2Fe^{2+}$(络合态)+S↓+H^+

反应后的天然气从吸收塔顶进入净化气分离器，分离后的天然气外输至 5 号集气站。吸收塔底脱硫剂富液进入闪蒸罐，闪蒸分离气体进入火炬燃料气系统，富液进入再生塔。

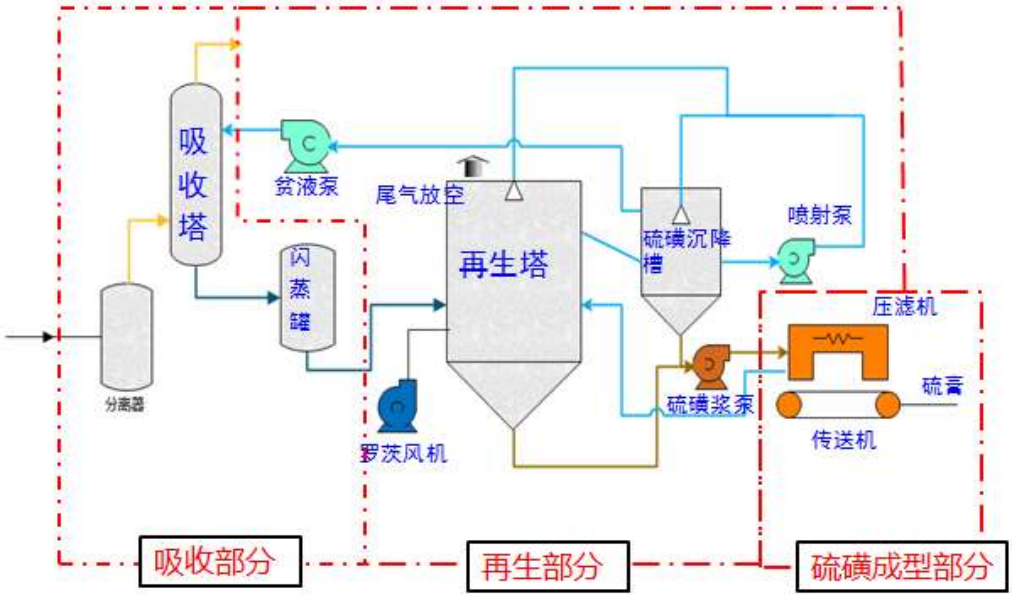

图 5-12　络合铁法脱硫工艺流程示意图

②再生部分

罗茨风机将空气增压，经空冷器后进入再生塔底部，空气中的氧气与脱硫剂富液发生反应，使脱硫剂贫液再生。

$2Fe^{2+}$(络合态)$+1/2O_2+H^+ \rightarrow 2Fe^{3+}$(络合态)$+OH^-$

$2KHCO_3 \rightarrow K_2CO_3+CO_2+H_2O$

再生后的脱硫剂贫液进入硫膏沉积槽分离部分硫膏颗粒，分离后的脱硫剂贫液一部分经喷射泵打入再生塔、硫膏沉积槽顶部喷射到溶液表面以破坏表面的泡沫或漂浮硫，一部分经贫液泵打入吸收塔顶部循环使用。

③硫膏浆液沉淀于再生塔、硫膏沉积槽底部的锥形部位，硫膏浆从锥形部位通过硫膏浆泵抽出，一部分循环输送至再生塔，另一部分输送至板框式压滤机，经过滤得到含水 20%~40%的硫膏。

脱硫站运营期主要工艺流程及产污环节示意图见图 5-13。

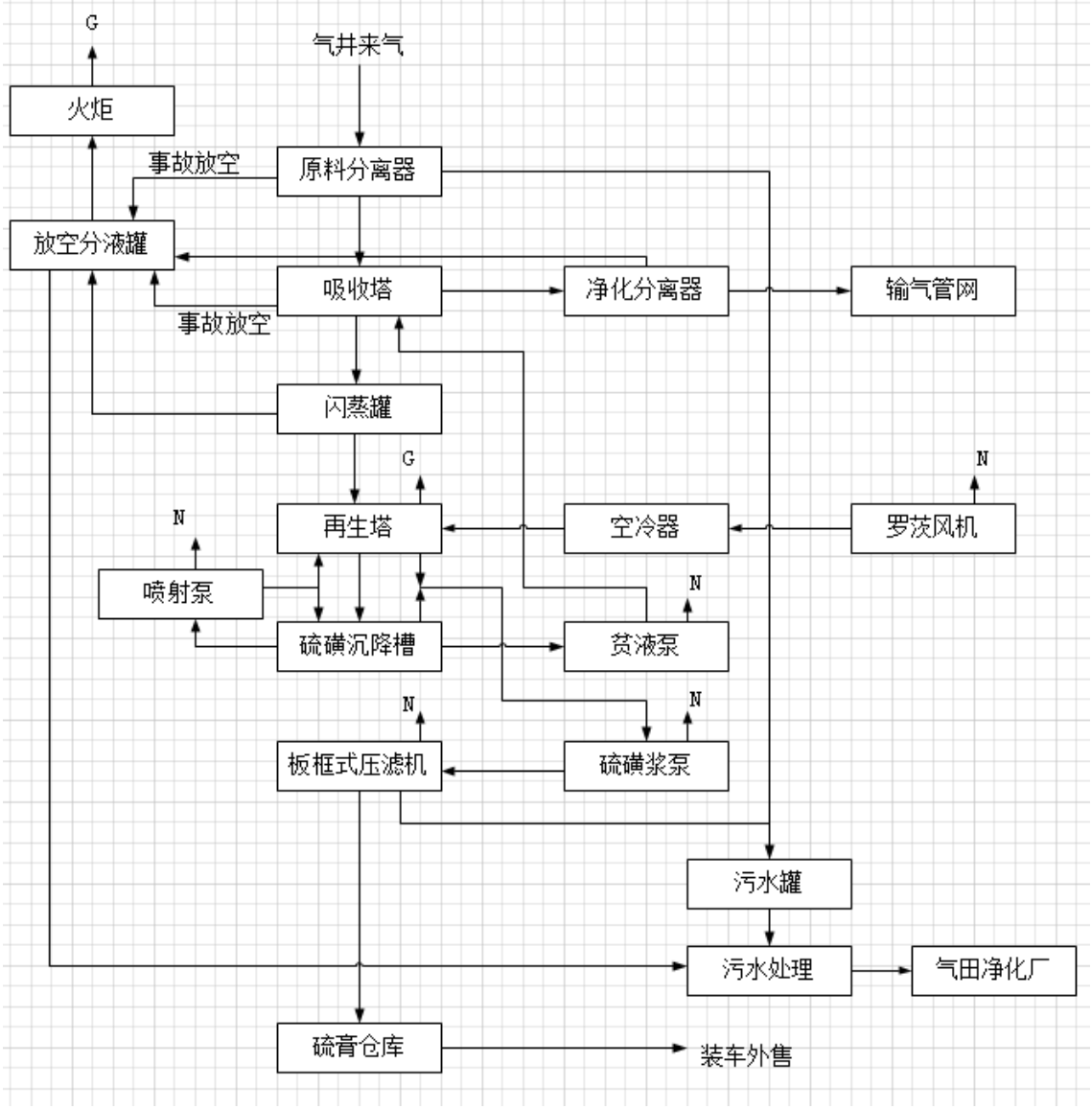

图 5-13　脱硫站运营期主要工艺流程及产污环节示意图

2）集气站流程

南部 42 口井计划就近接入 3 号、4 号、8 号、9 号、16 号、24 号集气站，集气站对进站天然气及采出水进行处理，天然气处理后增压输送至大牛地气田首站，分离水暂存于油水缓冲罐，由罐车拉运至大牛地气田净化厂处置。集气站主要工艺流程及产污环节示意图见图 5-14。本项目依托集气站现有流程，集气站现有污染物均达标排放。

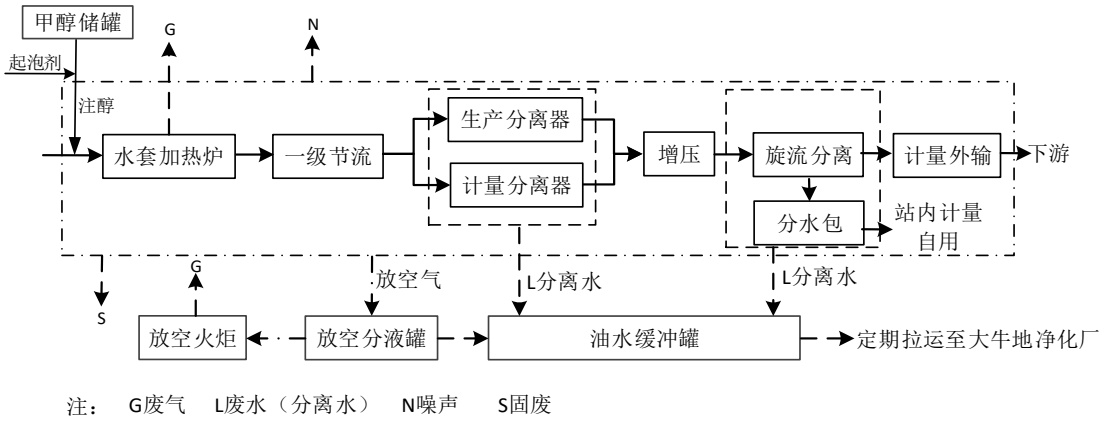

图 5-14 集气站工艺流程示意图

①气井来气

气井生产的天然气通过进站干管进入注醇泵房，注醇后经管线进入水套加热炉进行加热，注醇及加热的目的主要为防冻及防止形成水合物，避免影响后续工序。

站内设有甲醇储罐、消泡剂罐和注醇泵房，向井口注醇和消泡剂，并设置雾化器提高注醇效率。

②气液分离

经加热节流后的天然气分别进入生产分离器和计量分离器进行气液分离，计量分离器的气相经流量计计量后进入分离后汇管（采用计量分离的主要目的为计量某一单井的产气量，其处理效果与生产分离一致），生产分离器的气相也进入分离后汇管，分离出来的气体共同进入立式分离器进行进一步气液分离；分离出含油含醇废水由出油闸门排出，通过管道输至油水缓冲罐暂存。

③增压

经立式分离器进一步分离出的天然气进入电驱压缩机进行增压，以提高天然气出站压力。

④旋流分离

增压后气体经切线方向进入旋流分离器中作圆周运动，含油液滴由于较重而受到较大的离心力而被抛在容器壁上，最终从气体中分离出来。

⑤燃料气系统

站内燃料气系统主要提供站内自用气（加热炉、生活用气）及甲醇储罐、消泡剂配制罐、放空分液罐的天然气密闭和油水缓冲罐的密闭及压力装车。自旋流分离器出口管路上引一支天然气管线，进行节流调压至 0.3MPa，进入分水包分离，然

后经计量后供站内加热炉、油水缓冲罐、甲醇储罐、消泡剂配制罐用气。

⑥放空系统

站内设置了两路放空系统，共用一个放空立管，一路为高中压放空系统，主要包括进、出站放空及操作压力较高的生成分离器、计量分离器等放空；另一路为低压放空系统，主要包括站内燃料气系统及甲醇储罐、油水缓冲罐、液体计量罐、分水包、消泡剂配制罐等低压设备的放空。

放空气体通过放空立管燃烧处理；放空火炬采取远程点火操作，对气体放空前需进行气液分离，防止放空时产生“火雨”，液体收集于分液罐。通过安装气动球阀实现自动排液，液体也通过管道输至油水缓冲罐。

⑦分离水储运

计量分离器、生产分离器、分水包、旋流分离器、放空分液罐分出的油、水、醇混合物进入油水缓冲罐储存，定期由罐车拉运至大牛地气田净化厂进行集中处理。

2、污染源分析

（1）废气

本项目采气、集输等工艺采用全密闭生产工艺，在生产过程中，理论上无天然气逸散，但在实际生产中采气井站、集输站均可能逸散少量天然气。加强管理，减少生产系统“跑、冒、滴、漏”现象，并在井场、集气站、集中处理站等处设置紧急切断装置，最大限度地减少天然气排放量。

1）有组织废气

脱硫站设置火炬放空系统，脱硫装置的闪蒸罐中，由于压力变化，溶于液体中的天然气发生闪蒸现象，闪蒸气进入由返输气提供燃料的常明火炬燃烧后排放。放空火炬高 35m 高，火炬设有常明灯，天然气消耗量为 120m^3/d（43800m^3/a）。项目运营期产生的废气主要为脱硫站火炬燃烧废气，主要污染物为 NO_X、烟尘、SO_2。参考《环境影响评价工程师执业资格登记培训教材社会区域类》（中国环境科学出版社出版）中油、气燃料的污染物排放因子，基础烟气量取 10.5，每燃 1000m^3 天然气排放 NOx1.76kg，烟尘 0.14kg。放空天然气 H_2S 含量约为 30mg/m^3。则放空火炬燃烧废气排放量为 52.5m^3/h，污染物排放速率为 NO_X0.0088kg/h，烟尘 0.0007kg/h，$SO_2$0.00028kg/h，污染物排放总量为 NOx77.088kg/a，烟尘 6.132kg/a，$SO_2$2.45

kg/a。

2）无组织废气

再生工艺部分再生塔打入的空气将脱硫富液再生后由再生塔顶部排出，单座再生塔排气量 600m^3/h，排出气体主要成分为 N_2、O_2、CO_2。

脱硫站、集气站工艺区会有无组织逸散出的天然气，其主要污染物为非甲烷总烃、H_2S。项目新建产能 3×10^{8}m^3/a（82.19×10^{4}m^3/d），天然气无组织逸散量以 0.01‰计算，天然气中 H_2S 含量以 20mg/m^3 计算，则本项目无组织废气逸散量最大为 3000m^3/a（2.152t/a），其中非甲烷总烃 0.2152t/a，H_2S0.00006t/a。

硫膏产品含水率 20%~40%，硫磺粉尘较难产生，故硫膏压滤厂房、硫膏仓库废气产生量极少。

3）非正常工况废气

脱硫装置开车调试、停车检修时，可能对原料气进行点火短时放空，将装置内未达到脱硫要求的天然气密闭排放至放空火炬燃烧后排入大气，开停工放空时为瞬时排放，排放方式为有组织排放。

由于停电、设备故障或操作失误等原因可能导致紧急放空，易对环境造成污染。拟建脱硫站设置一套综合计算机控制系统，完成站内各装置的数据采集、调节控制、安全联锁保护及调度管理等功能，将非正常排放可能性降低到最低程度。当发生非正常排放时，系统立即切断上游气源，尽可能减少排放气量，并将排放气通过放空系统密闭引至放空火炬燃烧后排放，减轻对环境的污染。

按照对大气环境最不利影响考虑对原料气进行火炬放空，即脱硫站进气完全放空，放空持续时间以保守的 10 分钟计算。参考《环境影响评价工程师执业资格登记培训教材社会区域类》（中国环境科学出版社出版）中油、气燃料的污染物排放因子，基础烟气量取 10.5，每燃 1000m^3 天然气排放 NOx1.76kg、烟尘 0.14kg，放空气 H_2S 含量按 1717ppm 计（2.61g/m^3）计。放空火炬污染物排放情况见表 5-7。

表 5-7　脱硫站火炬放空数据表（非正常放空）

序号	项目	单位	数量
1	放空时间	min	10
2	天然气放空量	m^3	3472
3	放空火炬高度	m	35

4	火炬出口内径	m	0.2
5	烟气排放量	m^3/h	21.88×10^4
6	烟气出口温度	℃	900
7	SO_2 排放速率	kg/h	102.34
8	SO_2 排放量	kg	17.06
9	NO_X 排放速率	kg/h	36.66
10	NO_X 排放量	kg	6.12

（2）废水

项目运营期产生的废水主要有生产废水及生活污水。

1）生产废水

①气田采出水

生产废水来源为气田采出水。采出水在集气站流程进行分离储存，定期拉运至大牛地气田净化厂处理。根据大牛地气田整体采出水处理规划，后期各集气站、处理站采出水均采用管输方式输送至净化厂，脱硫站配套建设污水外输泵一台，作为采出水管输使用。

项目北部含硫天然气先经过脱硫站进行采出水分离，经站内含硫废水处理装置预处理后硫化氢含量低于 10mg/L,贮存于站内污水储罐内，管输至大牛地气田净化厂处理，不外排。项目南部气井依托现有集气站进行采出水分离，分离后的采出水暂存于站内储罐，定期由罐车拉运至大牛地气田净化厂处理。

项目新建产能 $3\times10^8m^3/a$，类比建设单位提供的大牛地气田现有生产数据，每 10^4Nm^3 天然气含水 $1.5m^3$，估算本项目生产废水产生量为 $123.29m^3/d$（$45000m^3/a$）。

②脱盐废水

脱硫站内新建反渗透膜脱盐装置一套，为脱硫装置提供工艺用脱盐水。脱盐间用水量 $3m^3/d$，废水产生量 $0.5m^3/d$（$182.5m^3/a$），废水含盐量较高，无其他污染物，排入站内新建 3m×3m×3m 污水池中，由污水泵提升至站内采出水储罐中一并处理。

2）生活污水

本项目运营期井场为无人值守井场，脱硫站新增劳动定员 15 人，8h 三班制，每班 5 人，生活用水量按 30L/（人·d）计算，则生活用水量为 $0.15m^3/d$，排污系数按 0.9 计，则生活污水产生量 $49.275m^3/a$。生活污水主要污染因子及产生浓度分

别为：COD400mg/L、$BOD_5$150mg/L、SS250mg/L、LAS12mg/L、氨氮 25mg/L。脱硫站内设有洗手间，生活污水排入站内新建化粪池进行预处理，定期清掏并依托采气作业队生活污水一体化处理设施处理。

（3）噪声

项目运营期噪声主要为脱硫站设备噪声及火炬噪声。该项目可采取的噪声治理措施包括：

1）尽量选用噪声较低的机械设备，风机进口或出口加装消声器；

2）厂界四周修筑高度 2.2m 的砖砌围墙，站场内合理布局，将主要产噪设备布置在场区远离厂界位置；

3）将罗茨风机、贫液泵等高噪声设备安装在稳定基座上，底座加装衬弹性垫料或减振垫；

4）加强运行过程中的生产管理，采取有效措施减少事故放空频次。

脱硫站运营期主要噪声源强及治理措施详见表 5-8。

表 5-8　脱硫站运营期主要噪声源强及治理措施一览表（单位：dB（A））

序号	设备名称	运行数量（台）	声源强度	声源性质	治理措施	治理后声源强度
1	罗茨风机	2	85~95	连续排放	选用低噪声设备，合理布局，减振安装，进风口加装消音器	80
2	贫液循环泵	2	80~90	连续排放	选用低噪声设备，合理布局，减振安装，设置隔声罩	70
3	硫磺浆泵	4	80~85	连续排放		65
4	喷射泵	2	80~85	连续排放		65
5	注醇泵	6	70~80	连续排放	减震安装，隔声降噪	55
6	放空火炬	1	90	偶然排放	/	90

（4）固体废物

项目运营期产生的固体废物主要为脱硫站内生产及职工生活产生的废机油、化验室废物和生活垃圾，以及新建集气管线内清管作业产生的废渣。

脱硫工艺过程中生成含水量 20%~40%的硫膏产品，硫膏产品装袋堆存于新建硫膏库房内，硫膏库房按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)进行建设及管理，硫膏产品外售，由收购厂家定期拉运。

废机油来自脱硫站内机械设备保养，为危险废物，废物类别为 HW08；化验室废物来自脱硫站内例行化验检测产生的废药品、废试剂、废液等，为危险废物，废物类别为 HW49；生活垃圾来自站内工作人员。

类比已有站场废机油产生量，脱硫站废机油产生量约为 1t/a，废机油收集后暂存于脱硫站内危废暂存间，定期委托鄂尔多斯市鼎势再生资源有限责任公司处置。

化验室废物产生量较少，约为 25L/d（9.125t/a），暂存于脱硫站内危险废物暂存间，委托有资质单位处置。

根据类比调查，一般每公里集气管线产生的清管废渣年产生量平均约为 1kg，本项目新建输气管线长 36.4km，清管废渣产生量约 36.4kg/a，清管废渣中含有凝析油类物质，为危险废物，废物类别为 HW08 ，清管废渣收集后暂存于大牛地气田净化厂危险废物暂存点，与净化厂污水处理过程中产生的含油污泥一并交由鄂托克前旗昌盛环保再生资源有限公司处置。

站场工作人员人均生活垃圾产生量为 0.5kg/d，则生活垃圾量总计 0.9125t，站内应设置有生活垃圾桶，收集后交由咸阳森源汽车服务有限公司统一清运处理。

三、闭井期工程分析

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终气田将进入闭井期。当气井开发接近尾声时，气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。

本项目服务期满进入闭井期后，采气活动停止，气井封井，土地使用功能也开始恢复。在闭井阶段主要污染源与污染物表现在以下几个方面：

（1）废水

拆除地面设备和进行水泥封井时，工人的少量生活废水。

（2）废气

拆除地面设备和进行水泥封井时产生的扬尘。

（3）噪声

拆除设备过程中产生的机械噪声。

（4）固废

拆除气井设备等产生的固废。

项目主要污染物产生及预计排放情况

内容 类型		排放源	污染物名称	处理前产生浓度及产生量	排放浓度及排放量
大气污染物	施工期	施工扬尘	TSP	少量	少量
		燃油废气	NO_X、颗粒物	NO_X35.761t， $SO_2$0.245t， 颗粒物 3.797t	NO_X35.761t， $SO_2$0.245t， 颗粒物 3.797t
		放空燃烧废气	NO_X、SO_2、颗粒物	NO_X2.213t， $SO_2$3.663t， 颗粒物 0.176t	NO_X2.213t， $SO_2$3.663t， 颗粒物 0.176t
		其他车辆与机械废气	NO_X、颗粒物	少量	少量
		焊接烟尘	CO、NO_X 等	少量	少量
	运营期	常明火炬	NO_X、SO_2、颗粒物	NO_X77.088kg/a， $SO_2$2.45kg/a， 颗粒物 6.132kg/a	NO_X77.088kg/a， $SO_2$2.45kg/a， 颗粒物 6.132kg/a
		站场工艺区	H_2S、非甲烷总烃	H_2S0.06kg/a， 非甲烷总烃 215.2kg/a	H_2S0.06kg/a， 非甲烷总烃 215.2kg/a
水污染物	施工期	钻井废水	COD、SS 等	4000m^3	用于配置钻井泥浆，不外排
		地面工程施工废水	SS 等	60m^3	沉淀池沉淀后洒水降尘
		压裂返排液	PH、SS、溶解性总固体、COD 等	22320m^3	由中石化西南石油工程有限公司油田工程服务分公司统一处置
		生活污水	COD、BOD_5、氨氮、SS 等	4941m^3	由罐车收集依托榆林市污水处理厂处理
	运营期	采出水	COD、甲醇、石油类等	45000m^3/a	依托大牛地气田净化厂处理
		脱盐废水	Cl^-、Na+、Ca^{2+} 等	182.5m^3/a	依托大牛地气田净化厂处理
		生活污水	COD、氨氮、SS	49.275m^3/a	依托采气队现有生活污水一体化处理设施处置
固体废物	施工期	钻井工程	废弃泥浆	5214m^3	由鄂尔多斯市昊鑫瑞源科净工程有限公司处置
			钻井岩屑	13382.6m^3	
		机械保养	废机油	20t	由鄂尔多斯市鼎势再生资源有限责任公司处置

		管线施工	施工废料	1.328t	收集后由施工单位回收利用
		脱硫站施工	建筑垃圾	2t	回用于铺垫道路
		施工人员生活	生活垃圾	55.5t	收集后交由环卫部门统一处理
	运营期	脱硫站设备	废矿物油	1t/a	站内危废暂存点暂存，委托鄂尔多斯市鼎势再生资源有限责任公司处置
		化验室	化验室废物	9.125t/a	站内危废暂存点暂存，委托有资质单位处置
		清管作业	清管废渣	36.4kg/a	净化厂危废暂存点暂存，委托鄂托克前旗昌盛环保再生资源有限公司处置
		值班人员办公生活	生活垃圾	0.9125t/a	收集后交由咸阳森源汽车服务有限公司统一外运处理
噪声	施工期	项目施工期的噪声主要为施工机械设备运行时噪声，其噪声源强在80~120dB(A)，施工场地200m范围内均无声环境敏感目标，运输车辆经过居民点时减速慢行，禁止鸣笛，高噪声作业尽量安排在昼间进行，最大限度降低对周边环境的噪声影响			
	运营期	项目运营期的噪声源主要为机泵、鼓风机等设施，其噪声源强约为75~95dB(A)，通过采取措施，并经距离衰减后，厂界噪声值可满足《工业企业厂界噪声标准》（GB12348-2008）			

主要生态影响：

1、项目永久占地63120m^2，含井场占地52400m^2、脱硫站占地8200m^{2}及道路占地2520m^2；临时占地456400m^2，含临时井场用地、管道施工用地等。由于本工程单个生产场所永久占地面积较小且较分散，不会形成大面积的斑块，同时施工结束后对临时占地进行植被恢复，因此可有效减轻工程施工期对生态环境的影响。工程施工范围内被破坏或影响的植物均为广布种和常见种，不会使评价区植物群落的种类组成发生变化，更不会造成某一物种的消失。

2、由于本工程永久占地面积较小，临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型，因此不会对土地利用结构造成影响。

3、地面工程建设、管线建设会新增一定量的土壤侵蚀，通过对施工场地地表

植被的恢复可有效减轻施工过程中对土壤环境的影响。

4、施工人员的活动、机械噪声、夜间作业灯光等会使一定范围内野生动物的活动和栖息产生影响，施工结束这种影响随之结束，项目建设不会使评价区野生动物物种和种群数量发生变化。

环境影响分析

一、施工期环境影响分析：

1、施工废气影响及措施

项目施工期大气污染物主要包括施工扬尘、天然气放喷燃烧废气、施工机械及车辆产生的燃油废气、焊接烟尘等。

（1）施工扬尘

施工扬尘主要产生于土方作业、地面工程施工、管线施工以及施工机械及运输车辆往来。

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

汽车运输会产生道路扬尘污染，其扬尘量、粒径大小等与多种因素如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等相关。其中风速、风向直接影响扬尘的传输防线和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧，如果采用硬化道路、道路定期洒水抑尘、车辆不要装载过满并采取密闭或者遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

本工程区块所在区域平坦空旷，大气扩散条件好，且施工时间较短，施工扬尘影响较小；工程管线敷设长度较短，且管沟随挖随填，回填时间较短，因此扬尘产生量较小。

为了降低扬尘产生量，减少施工扬尘对周围环境敏感点的影响，保护大气环境，评价建议建设单位应采取下列控制扬尘污染的措施：

1）施工期间应加强环境管理，合理安排施工时间，要适时对现场存放土方洒水抑尘，建筑材料的运输、堆放尽可能采用密闭运输或者严密遮盖，减轻对大气影响；

2）大风天气停止土方作业；

3）持续洒水降尘措施：站场施工时应安装围档，并采取洒水降尘措施，以减小扬尘对附近敏感点的影响；遇干燥和大风天气时，适当增加洒水次数；

4）限制施工场地内车辆车速：施工现场的运输车辆应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生量。

因此，施工期间只要采取合理化管理、控制作业面积、土堆适当喷水、施工土方遮盖、大风天停止土方作业等措施，施工扬尘对周围环境空气的影响会明显降低。

（2）天然气放喷燃烧废气

在压裂作业结束后的返排阶段，天然气会随着压裂返排水一起返至地面。根据总体开发方案设计，如果该井场地面设施尚不具备条件可以将返排期间产生的气体接入生产管线，则需要送至放喷池火炬燃烧处理。返排期间气体流量以气井设计产量的 80％计，即直井放喷天然气量约 300m^3/h、水平井放喷天然气量约 1700m^3/h，放喷时间约 2 天，其主要燃烧产物为 NO_X、烟尘和 SO_2。单井天然气放喷燃烧废气污染物排放速率最大为 NO_X2.992kg/h、烟尘 0.238kg/h、$SO_2$8.45kg/h。

天然气放喷作业时间较短，且项目所在地地势开阔，风速较大，利于污染物扩散，因此天然气放喷燃烧废气对周边环境影响较小。

（3）柴油机燃油废气

钻完井工程施工期采用柴油发电机提供电力，使用的机械车辆也多为柴油动力型。管线及地面工程施工期柴油消耗量较少，产生的燃油废气也较少。因此本项目施工期排放的燃油废气主要产生在钻完井工程施工阶段，主要污染物为 NOx、SO_2 和烟尘。

根据工程分析测算，本项目钻井作业期间柴油发电机燃油废气污染物排放速率为烟尘 0.073kg/h、$SO_2$0.0047kg/h、NOx0.69kg/h，柴油燃烧废气污染物排放总量为烟尘 3796.632kg，SO_2 为 244.944kg，NOx 为 35761.82kg。

钻完井工程作业范围主要为 50 口新钻井井场，每口直井施工周期 40 天，每口水平井施工周期 60 天，因此作业时间及作业空间比较分散，且项目所在地地势开阔，风速较大，利于污染物扩散，因此柴油机燃油废气排放对周边环境影响较小。

评价建议：

1）在具备条件的施工场地采用网电作业，减少柴油发电机组废气排放；

2）施工期间全部使用符合国六标准的柴油，减少污染物排放；

3）定期对燃油机械设备进行养护，提高柴油的燃烧效率，减少废气排放；

4）使用高效效节能环保型柴油动力机组。

在采取以上措施后，柴油发电机组废气排放对环境影响可进一步降低，尤其是施工现场引入网电作业后，将不再使用柴油机发电，施工期燃油废气排放对环

境的影响大大降低。

（4）焊接烟尘

本工程管线组焊过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟尘主要来自焊条的药皮，少量来自焊芯及被焊工件，焊接烟尘为有毒有害气体。

本工程新增管线 62.8km，部分管材采用了玻璃钢、柔性复合管，减少了焊接工作量，焊接烟尘排放量也随之减少，且项目所在地地势开阔，风速较大，利于污染物扩散，因此焊接烟尘排放对周边环境影响较小。

评价建议：施工过程中使用符合标准的焊条，尽量减少现场焊接作业。在采取该措施后，焊接烟尘对周边环境的影响可进一步降低。

2、施工废水影响及措施

本项目施工期废水主要包括钻井废水、设备冲洗废水、压裂返排液、施工废水和施工人员生活污水。

（1）钻井废水

类比大牛地气田前期钻井数据，每口井产生废水量约为 80m^3，本工程部署钻井 50 口，则钻井废水产生总量 4000m^3，钻井废水用于配置钻井泥浆，不外排。

（2）压裂返排液

根据工程分析，项目压裂返排液总量为 22320m^3。压裂返排液委托中石化西南石油工程有限公司油田工程服务分公司统一处置。

（3）施工废水

根据工程分析，项目施工废水产生于脱硫站站场施工过程，产生量约为 60m^3，主要包括砂石料冲洗废水以及各种车辆冲洗水等。施工场地内建设池容为 2m^3 的临时沉淀池，池体作防渗处理，施工废水收集并沉淀后用作洒水降尘，不外排。

（4）生活污水

根据工程分析，项目施工期共产生生活污水 4941m^3，主要污染物为 COD、BOD_5、氨氮、SS 等。施工场地配备移动环保厕所，生活污水收集后委托榆林市污水处理厂处理。因此，生活污水对周围水环境影响较小。

针对本工程施工期工艺特点，评价提出以下补充建议：

1）对废水运输车辆加强管理，定期检修运输容器，避免废水运输过程中遗撒泄露；

2）压裂返排液外委处置过程严格管理，运输过程实施全程 GPS 定位及监控，严禁运输过程中随意倾倒、处置；

3）钻井作业前充分研究地质资料，优化钻井工艺、泥浆体系等，杜绝泥浆漏失；

4）新钻井一开固井水泥均严格按设计返高至地面，隔绝浅层地下水与井内的联系；

5）井场罐区、泥浆循环系统等可能发生液体渗漏的区域均加设 HDPE 防渗措施，场地整体防渗水平要求达到 10^{-7}cm/s。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。同时应加强生产设施的环保设施的管理，避免废水跑冒滴漏。避免跑冒滴漏对地表水、地下水产生影响。

6）利用周边现有水井在施工期半年检测一次地下水水质，动态关注地下水环境质量。

综上，采取上述措施后，项目施工期废水均得到合理处理处置，对周围地表水及地下水环境影响较小。

3、施工噪声影响及措施

本项目施工期噪声主要来自钻机、泥浆泵、振动筛、离心机、压裂车、挖掘机、搅拌机、吊车、电焊机等施工机械作业时产生的噪声和出入施工场地车辆（主要是材料运输车辆）产生的噪声。

采用噪声点源衰减模式对主要噪声源进行预测，

$$L_{A(r)} = L_{A(r_0)} - 20\lg\frac{r}{r_0}$$

式中：

$L_{A(r)}$ —距离声源 r 米处噪声预测值，[dB(A)]；

$L_{A(r0)}$—距离声源 r_0 米处噪声预测值，[dB(A)]；

r_0—参照点到声源的距离，（m）；

r—预测点到声源的距离，（m）。

根据该模式，对施工期各主要产噪机械设备在不同距离的噪声贡献值进行计算，结果见表 7-1。

表 7-1　施工期主要产噪设备噪声影响程度及范围

设备名称	等效连续 A 声级[dB(A)]，距声源距离					
	1m	50m	100m	200m	400m	500m
装载机	90	56.02	50	43.98	37.96	36.02
挖掘机	90	56.02	50	43.98	37.96	36.02
钻井	100	66.02	60	53.98	47.96	46.02
柴油发电机	100	66.02	60	53.98	47.96	46.02
泥浆泵	90	56.02	50	43.98	37.96	36.02
振动筛	85	51.02	45	38.98	32.96	31.02
离心机	85	51.02	45	38.98	32.96	31.02
压裂车	100	66.02	60	53.98	47.96	46.02
砼振捣器	90	56.02	50	43.98	43.98	36.02
起重机	80	46.02	40	33.98	27.96	26.02
电焊机	70	36.02	30	23.98	17.96	16.02

根据工程分析施工期的主要噪声源噪声值一般为 70~100dB（A）。本项目单个作业场地施工时间短，项目所在地人口稀疏且分散，根据井场选址要求，施工场地周边 500m 范围内没有居民点，噪声源经过距离衰减，对周边声环境敏感点的影响较小且在施工结束后影响随之消失。

为进一步减少施工期噪声对周边环境的影响，评价建议在施工期采取以下措施：

（1）合理布置施工现场，应尽量避免在施工现场同一地点安排大量的高噪声设备。

（2）降低设备声级，固定机械设备与挖土、运土设备如挖土机、推土机等，可通过排气管加装消音器和隔离发动机振动部件的方法降低噪声；对动力机械设备定期进行维修和养护，避免因松动部件振动或消声器损坏而加大设备工作时的声级；运输车辆进入现场应减速，并减少鸣笛。

（3）加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况，以便从根本上降低噪声源强。

（4）尽量避免夜间施工，施工车辆经过居民点时减速慢行、禁止鸣笛。

项目施工期在采取上述防治措施后，其施工期产生的噪声对周围声环境影响较小，且随着工程施工的结束，其影响也随之消失。

4、施工固体废物影响及措施

施工期固体废物主要包括废弃泥浆、废弃岩屑、建筑垃圾、施工废料以及生活垃圾等。根据工程分析，项目施工期固体废物产生种类、产生量及处理情况详见下表 7-2。

表 7-2　施工期固废产生及处置情况一览表

序号	固废类型	产生量	固废处置方案	效果
1	废弃泥浆	5214m^3	委托鄂尔多斯市昊鑫瑞源科净工程有限公司处置	合理化处置，对环境影响较小
2	钻井岩屑	13382.6m^3	委托鄂尔多斯市昊鑫瑞源科净工程有限公司处置	合理化处置，对周围环境影响较小
3	废机油	20t	委托鄂尔多斯市鼎势再生资源有限责任公司处置	合理化处置，对周围环境影响较小
4	施工废料	1.328t	收集后由施工单位回收利用	合理化处置，对周围环境影响较小
5	建筑垃圾	2t	收集后回用于井场路铺垫	合理化处置，对周围环境影响较小
6	生活垃圾	55.5t	收集后交由环卫部门统一处理	合理化处置，对周围环境影响较小

（1）废弃泥浆

本工程钻井过程中使用水基泥浆，泥浆带出地面的钻井岩屑经泥浆循环系统固控设备进行分离，钻井泥浆大部分继续循环使用，小部分钻井泥浆因无法继续使用而废弃。类比现有钻井工程统计数据，每钻进 1000m 产生量大约 30m^3 废弃泥浆，本工程含 42 口 3300m 深的直井及 8 口 4400m 深的水平井，钻井废弃泥浆产生总量约为 5214m^3。

废弃泥浆是一种液态细腻胶状物，主要成分是粘土、CMC（羧甲基纤维素）和少量纯碱等，失水后变成固态物，其性质与钻井岩屑类似，按一般固废处置，排入 2 个 20m^3 的固渣储存箱暂存，委托鄂尔多斯市昊鑫瑞源科净工程有限公司统一处置。

（2）钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，混入钻井泥浆中，经泥浆循环泵带出井

口进入泥浆不落地系统，经振动筛、除砂器、除泥器及离心机进行固液分离，委托有资质单位统一处置。每口井实际产生的钻井废弃岩屑取决于钻井深度，根据大牛地气田已钻井统计数据，每钻进 1000m 产生大约 77m^3 的钻井岩屑。本工程含 42 口 3300m 深的直井及 8 口 4400m 深的水平井，共产生钻井岩屑 13382.6m^3，委托鄂尔多斯市昊鑫瑞源科净工程有限公司统一处置。

（3）废机油

机械设备使用过程中，机油使用一段时间后必定伴随着变质而需要更换机油，废机油的变质更换周期因各设备的使用情况、油品质量、性质不同而有所差异。根据现有工程统计数据，废机油产生量约为 0.4t/井，则本项目施工期废机油产生总量约为 20t。根据《国家危险废物名录》（2016 版），本项目产生的废机油（废物类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码：900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及含矿物油废物），属于危险废物。

废机油采用密闭桶装后暂存于井场危废间内，危废间为移动式密闭板房结构，面积为 5m^2（2×2.5m），并按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单中的相关要求进行建设，最终废机油由鄂尔多斯市鼎势再生资源有限责任公司统一收集后处置。

（4）施工废料

施工废料主要为管道切割废料、废气防腐材料、废焊条、清管废渣（施工完毕清管作业产生）等，每公里管线施工产生施工废料约为 10kg，本项目集输管线总长 132.8km，预计产生施工废料 1.328t。

施工废料由施工单位收集回收利用。

（5）建筑垃圾

建筑垃圾主要是施工过程产生的各种固体废弃物，如碎石块、水泥块等，建筑垃圾产生量约为 2t，收集后用于井场临时道路铺垫。

（6）生活垃圾

根据工程分析，本项目施工期共产生生活垃圾 55.5t，生活垃圾暂存于施工场地内垃圾桶中，收集后交由环卫部门统一处理。

为减轻项目施工期产生的固体废物对周围环境的影响，评价要求拟采取以下措施：

1）严格执行“泥浆不落地”施工工艺，钻井废弃泥浆及钻井岩屑贮存、运输过程做好防渗漏措施，防止遗撒至地面造成二次污染。

2）井场设置符合“三防”要求的废机油临时储存点，收集后统一交由有资质单位处理。废机油处置过程应严格按照相关规定，执行危险废物联单转运制度，必须做到贮存、运输、处置安全。

3）施工期产生的施工废料及时回收处理，避免洒落。

4）施工完成后，退场前施工单位应清理场地，做到工完料净，现场不留任何垃圾。

综上分析，本项目施工期产生的各种固体废物均可得到合理处置和无害化处理，对周围环境影响较小。

5、生态环境影响分析及措施

项目永久占地 63120m^2，含井场占地 52400m^2、脱硫站占地 8200m^2 及道路占地 2520m^2；临时占地 456400m^2，含临时井场用地、管道施工用地等。气田开发过程中永久或临时占用部分土地资源，在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，使项目区内部分草地和荒地改变为建设用地。但由于工程永久占地面积很小，并且通过场地绿化等措施可以恢复一定面积的生态植被，因此对区域生态环境不会造成较大影响。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型，不会对土地利用结构造成较大影响。

施工初期的基础开挖等活动会使土壤的结构、组成和理化性质等发生变化。由于地表土壤疏松，施工开挖形成的弃土如不采取合理的防护措施，遇到大风、暴雨等特殊气候条件，极易形成水土流失。在项目建设的中后期，由于部分地面已恢复绿化或被建筑物占用，用地范围内的水土流失条件逐渐消失，水土流失基本得到控制。

评价建议施工单位需采取以下有效生态环境保护措施：

（1）合理设计施工时序，尽量缩短施工周期，减少疏松地面的裸露时间，尽量避开大风、雨季施工；

（2）分区分块施工，减少土地裸露时间；

（3）妥善处理施工期产生的各类污染物，防止对生态环境造成污染；

（4）规范施工人员的行为，严禁砍伐、破坏施工区外的植被；严格限制施工

人员及施工机械的活动范围，尽可能缩小作业范围；

（5）施工完毕后凡受到破坏的地方都要及时平整土地，恢复原貌，在受破坏和干扰的区域，应选择当地乡土植物种或在毛乌素沙地多年引种成熟的植物进行植被重建，防止发生新的土壤侵蚀；

（6）管线施工采取分层开挖、分层堆放、分层回填的方式，把原有表土回填到开挖区表层，使工程对土壤养分的影响降至最小，以利于恢复植被的生长；

（7）施工过程中做好固废、废水的收集处置工作，减少对生态环境的影响。

综上，项目施工采取有效措施后，对周围生态环境影响较小。

6、地下水环境影响及措施

根据前述分析，正常情况下，项目施工过程中产生的废水均可得到合理处置，不会对地下水环境造成明显影响。但在非正常情况下，如施工过程中不按规定执行地下水环境保护措施，如污废水随意外排等；或者虽然执行了地下水环境保护措施，但环境保护措施失效，如气井套管破裂压裂液渗漏到保护目标含水层等，则可能对地下水环境造成影响。综合工程分析中污废水产生情况，选择压裂液事故漏失对地下水可能造成的影响进行预测和评价。

压裂液事故漏失对地下水的污染是指在压裂过程中，压裂液漏失于地下水含水层中，造成地下水水质污染。就压裂液事故漏失而言，发生在局部且持续时间较短，压裂过程中有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使压裂液在高压循环的过程中，从破坏处产生渗漏而进入含水层造成污染，其风险性是存在的。

（1）预测情景及源强

根据压裂返排液主要污染物成分，选择石油类作为预测因子。根据压裂返排液水质分析，压裂返排液中的石油类浓度为 20～50mg/L，考虑到石油类进入含水层后，只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。单井压裂返排液最大量为 900m^3，假设全部渗漏，则石油类的源强为 16.2kg。

（2）评价因子限值

石油类预测因子的检出限值及标准限值的确定见表 7-3。

表 7-3　预测因子检出限值及标准限值一览表

预测因子	检出限	标准限

	分析依据	检出限值（mg/L）	参考标准	标准限值（mg/L）
石油类	红外分光光度法 HJ 637-2012	0.01	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准	0.05

（3）模型概化

污染物以入渗的方式进入含水层，从保守角度，本次计算忽略污染物在包气带的运移过程。项目区域地下水流向呈一维流动，地下水位动态稳定，因此污染物在含水层中的迁移，可概化为瞬时注入示踪剂（瞬时点源）的一维稳定流动二维水动力弥散问题。本次评价采用《环境影响评价技术导则　地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水一维稳定流二位水动力弥散瞬时注入模式，采用解析法进行估算。

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

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C（x，y，t）—t 时刻点 x，y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mM—瞬时注入示踪剂的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数，m^2/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；

π—圆周率。

本次预测所用模型需要的参数有：含水层厚度 M；外泄污染物质量 mM；岩层的有效孔隙度 n；水流速度 u；污染物纵向弥散系数 DL；污染物横向弥散系数 DT。这些参数主要来自本项目工程分析以及参照《大牛地气田甲醇污水处理工程（3 期）扩建工程及附属设施环境影响报告书》，该项目与本工程所在位置相邻。

（4）模型参数选取：

1）含水层厚度 M：根据地下水的赋存特征，将区内地下水分为松散岩类孔隙

水和碎屑岩类裂隙孔隙水，按其水力特性可分为潜水和承压水。潜水含水层主要由第四系上更新统萨拉乌苏组冲湖积层和全新统风积层等松散岩类地层组成，承压水含水层由白垩系下统志丹群碎屑岩类地层组成。萨拉乌苏组潜水含水层厚度 M_1 取 70m，白垩系承压水含水层厚度 M_2 取 267m。

2）瞬时注入的示踪剂质量 m_M：项目在压裂过程井筒破裂发生渗透性漏失，最大漏失量进行最不利计算，选取污染物特征因子石油类，m_M 取值为 16.2。

3）含水层的平均有效孔隙度 n：地下水含水层岩性以碎屑岩为主。根据相关经验，有效孔隙度取 0.1。

4）水流速度 u：萨拉乌苏组潜水含水层渗透系数取 K_1 取 2.42m/d，白垩系承压水含水层渗透系数 K_2 取 0.178m/d。水力坡度约为 0.0025，因此地下水的渗流速度 $v_1=K_1I=0.00605$m/d，$v_2=K_2I=0.000445$m/d，水流速度取实际流速 $u_1=v_1/n=0.0605$m/d，$u_2=v_2/n=0.00445$m/d。

5）纵向 x 方向的弥散系数 D_L：纵向弥散度取值为 25m。由此计算评估区含水层中的纵向弥散系数：$D_{L1}=\alpha_L\times u_1=1.5125m^2/d$。$D_{L2}=\alpha_L\times u_2=0.11125m^2/d$。

6）横向 y 方向的弥散系数 D_T：根据经验一般 $D_T:D_L=0.1$，因此 D_{T1} 取值 $0.15125m^2/d$，D_{T2} 取值 $0.011125m^2/d$。

（5）地下水影响范围分析

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）公式计算法确定地下水影响范围。计算公式如下：

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

式中，L——质点迁移距离，m；

α——变化系数，α≥1，取 2；

K——含水层渗透系数，m/d；

I——水力坡度，无量纲；

T——质点迁移时间，d，取值不小于 5000d；

n——有效孔隙度，无量纲。

场地上游距离根据评价需求确定，场地两侧不小于 L/2。

评价区地下水赋存于多个含水层中，具有供水意义的目的含水层为白垩系洛河组含水层。油区开发项目中站场、油井、注水井等的建设、运行可能影响到多个含水层，因此评价对可能受影响的含水层均计算其影响评价范围，计算结果见表 1.5.1-

6。

表 1.5.1-6　地下水调查影响评价范围计算结果表

含水层	k（m/d）	I	n	L（m）	说明
萨拉乌苏组潜水	2.42	0.0025	0.1	605	具有供水意义的目的含水层
白垩系承压水	0.178	0.0025	0.1	22.5	

由表可见，由于不同水文地质单元水文地质参数不同，其地下水调查影响评价范围也不同，但最大不超过 605m。本次评价按照井场下游 605 米，两侧 303 米，上游 100 米的范围，井场周围地下水开发利用情况，以确定地下水评价范围及环境敏感性，该范围内无地下水敏感目标。

（6）预测结果

本次预测，预测浓度超过标准限值即为超标，当预测结果小于检出限时则视同对地下水环境几乎没有影响。

1）萨拉乌苏组潜水含水层影响预测

本次预测选取了 100d、365d、1000d、3650d、7300d 五个时间点，当发生压裂液事故漏失后，随着时间推移，石油类在萨拉乌苏组潜水含水层的运移情况见表 7-4。

表 7-4　萨拉乌苏组潜水含水层石油类运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度（mg/L）	最远影响距离（m）	最远超标距离（m）	影响面积（m^2）	超标面积（m^2）
100d	3.85	67.05	58.05	3576	2613
365d	1.05	124.08	105.08	10225	6694
1000d	0.38	209.5	172.5	21950	12269
3650d	0.11	449.8	349.8	51684	16384
7300d	0.053	713.6	490.6	72962	2344

由预测结果可知，泄漏 3650 天后，污染晕最大浓度衰减为 0.11mg/L，超标面积达 16384m^2；泄漏 7300 天后，污染晕最大浓度衰减为 0.053mg/L，超标面积减少为 2344m^2 石油类污染物在泄漏点下游 50m、100m、200m、500m 处萨拉乌苏组潜水含水层影响情况见图 7-1、7-2、7-3、7-4 所示。

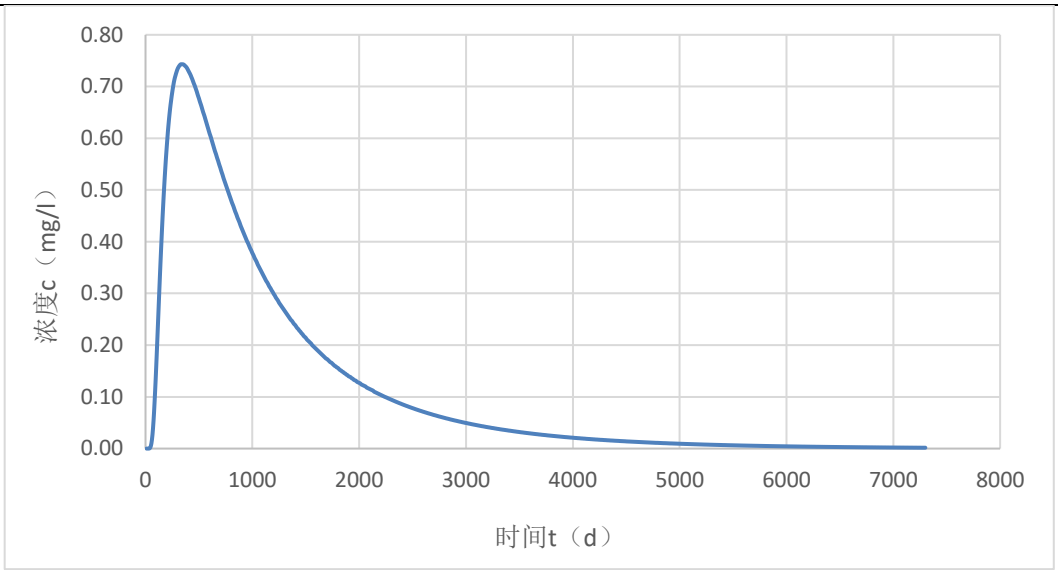

图 7-1　污染源下游 50m 处潜水层中石油类浓度与时间关系图

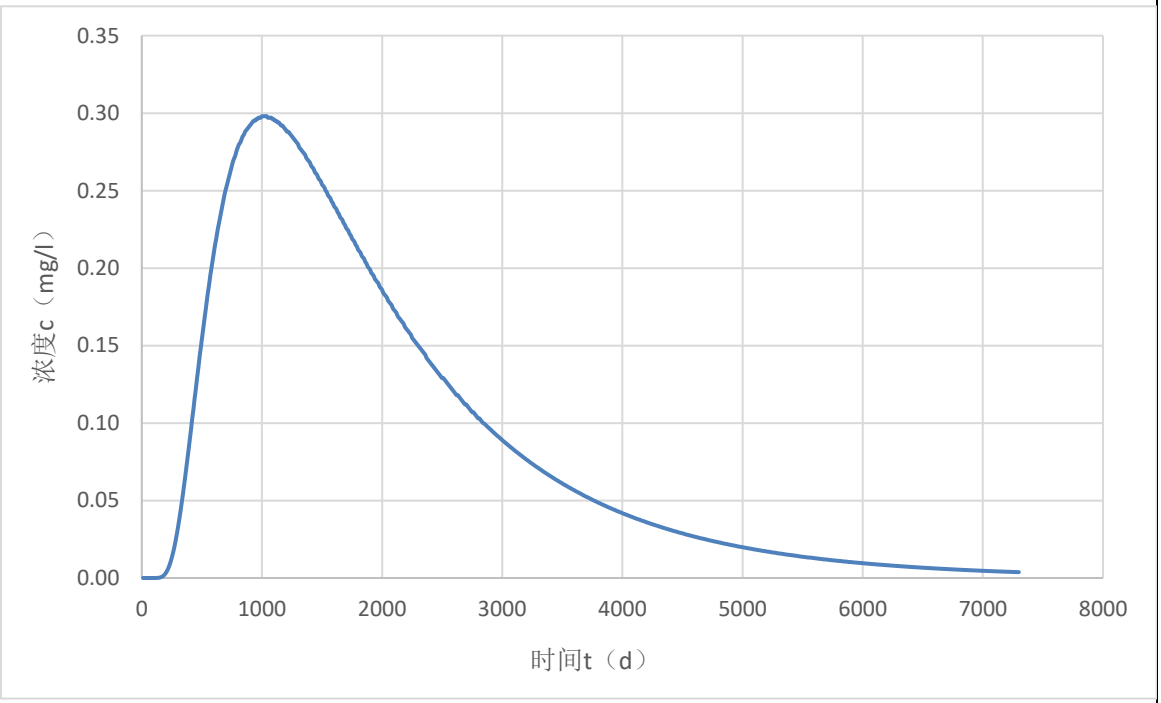

图 7-2　污染源下游 100m 处潜水层中石油类浓度与时间关系图

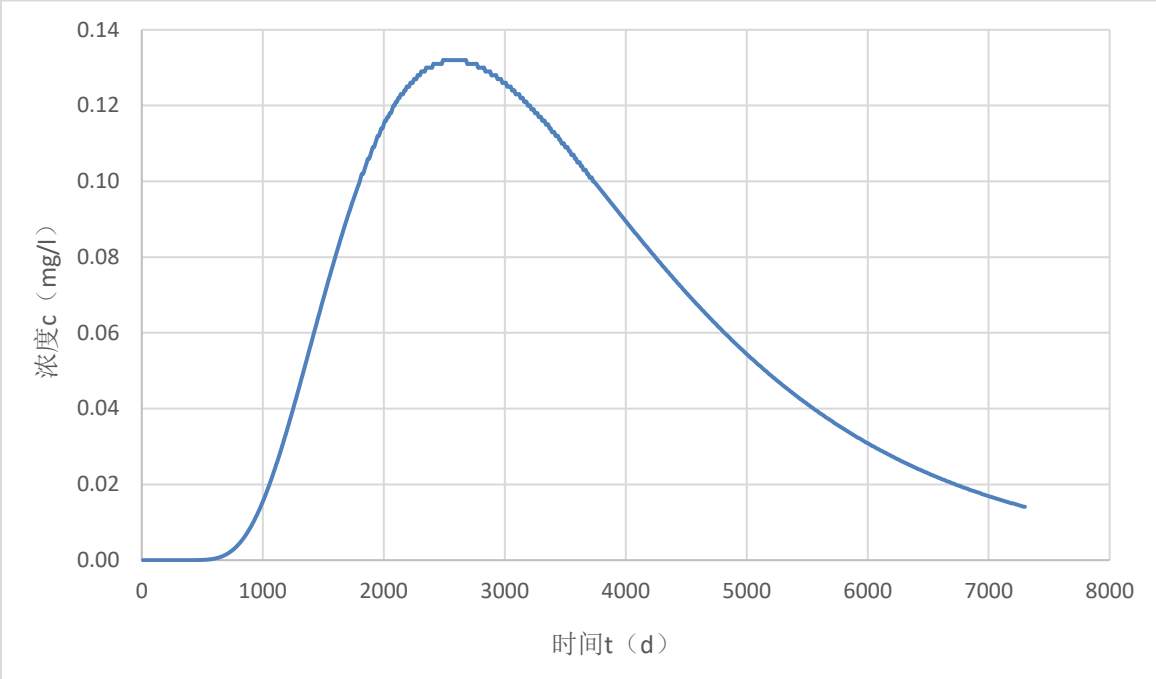

图 7-3　污染源下游 200m 处潜水层中石油类浓度与时间关系图

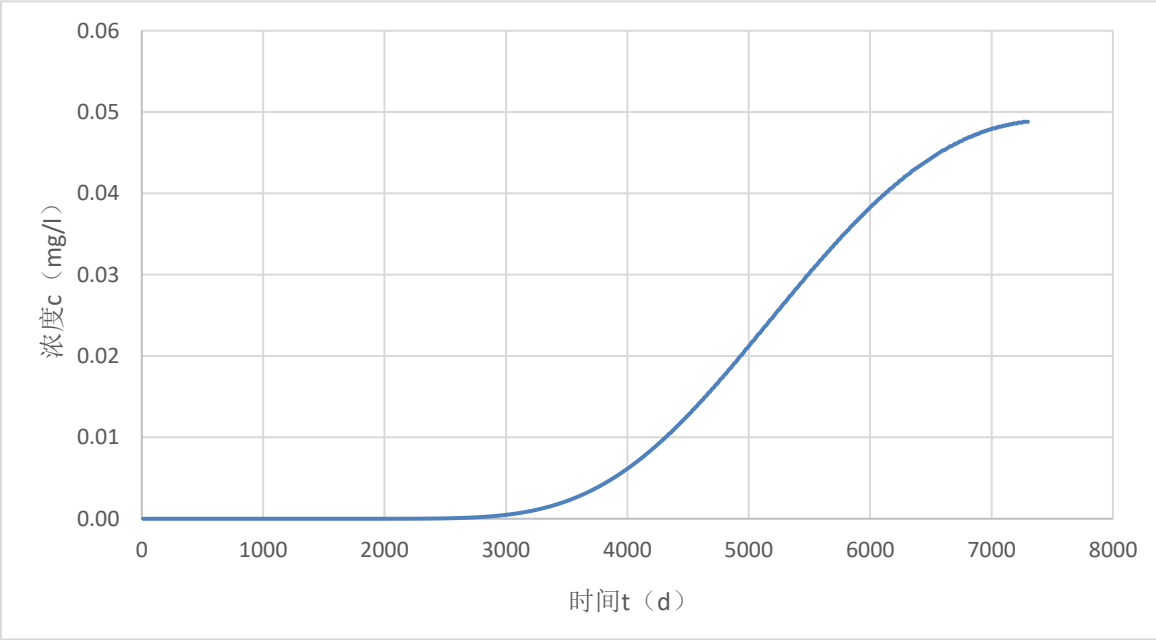

图 7-4　污染源下游 500m 处潜水层中石油类浓度与时间关系图

2）白垩系承压水含水层影响预测

本次预测选取了 100d、500d、2000d、5000d、10000d 五个时间点，当发生压裂液事故漏失后，随着时间推移，石油类在白垩系承压水含水层的运移情况见表 7-5。

表 7-5　白垩系承压水含水层石油类运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度（mg/L）	最远影响距离（m）	最远超标距离（m）	影响面积（m^2）	超标面积（m^2）
100d	13.72	18.445	16.445	323	250
365d	3.76	33.62	28.62	952	701
1000d	1.37	51.45	43.45	2184	1466
3650d	0.38	93.24	74.24	5850	3254
7300d	0.19	130.48	98.48	9458	4271

由预测结果可知，泄漏 7300 天后，污染晕最大浓度衰减为 0.19mg/L，超标面积为 4271m^2，且随着时间推移，超标面积还会进一步扩大，对承压水造成的污染范围会进一步加大。石油类污染物在泄漏点下游 10m、50m、10m 处白垩系承压水含水层影响情况见图 7-5、7-6、7-7 所示。

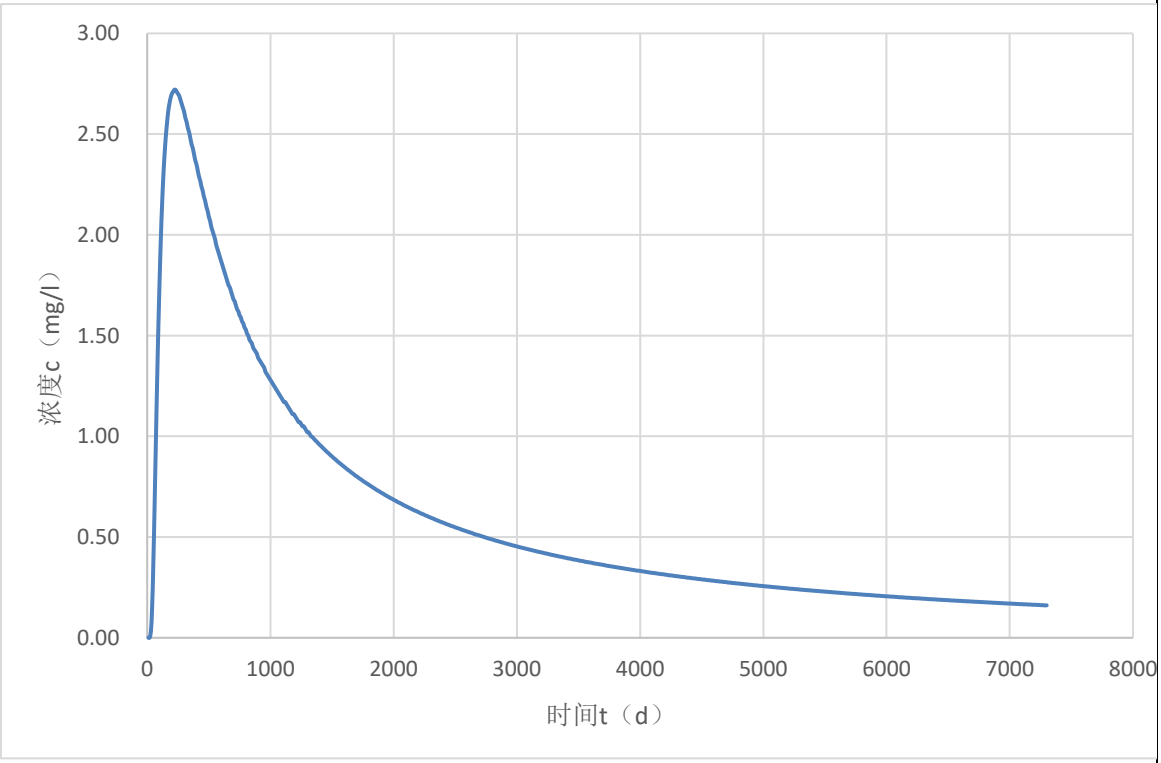

图 7-5　污染源下游 10m 处承压水层中石油类浓度与时间关系图

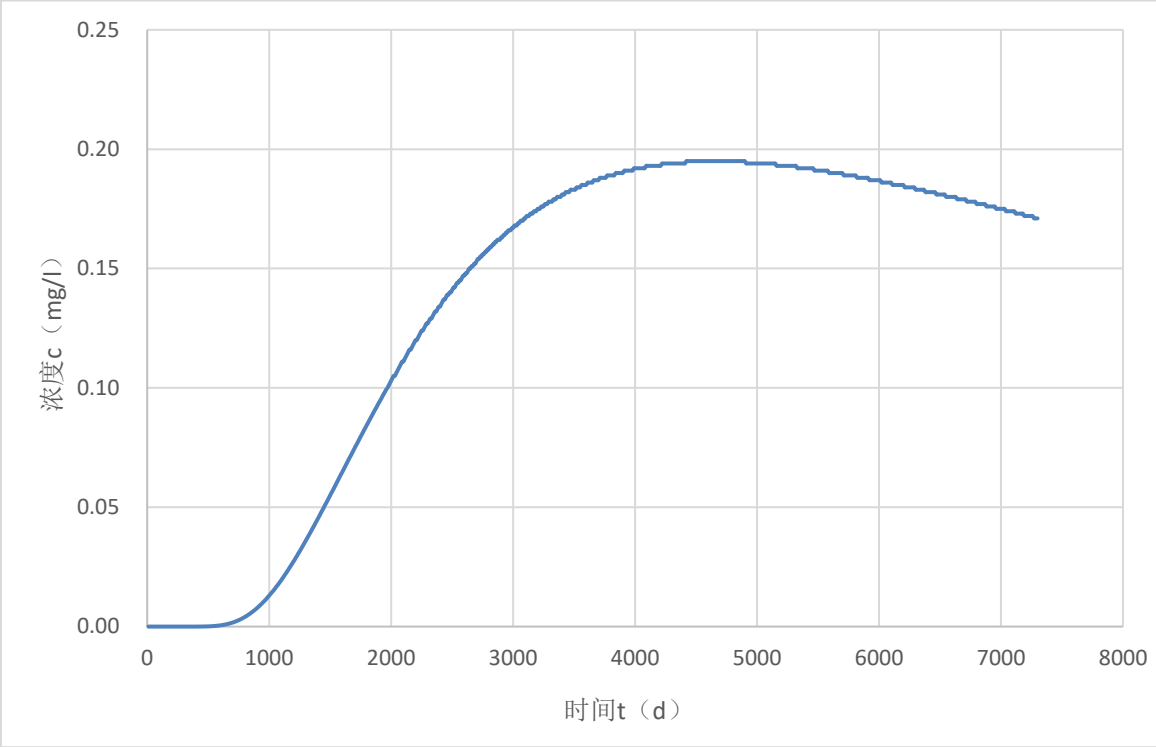

图 7-6　污染源下游 50m 处承压水层中石油类浓度与时间关系图

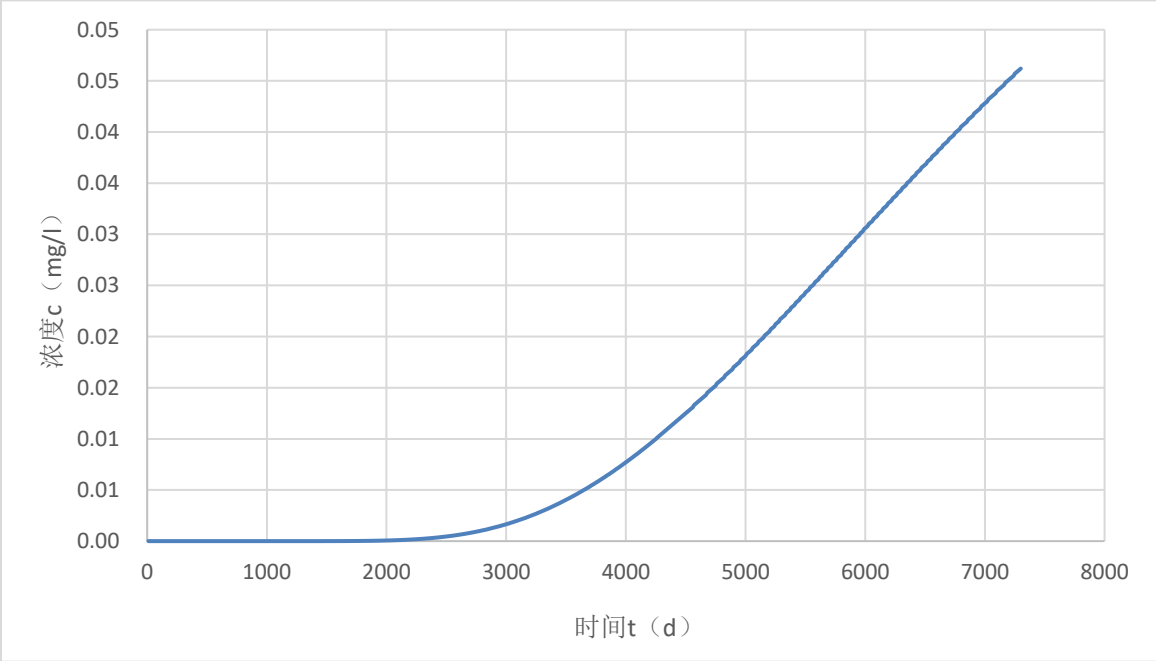

图 7-7　污染源下游 100m 处承压水层中石油类浓度与时间关系图

（6）地下水污染防治措施

1）固井、下套管时必须严格按照操作规范，防止因固井质量问题和套管破裂

等原因使污水泄漏污染地下水。

2）做好施工场地分区防渗，防止因污废水下渗污染地下水。

3）钻井及压裂过程中对钻井泥浆及压裂液进行实时监测，一旦发现漏失，立即采取封堵措施。

4）定期开展地下水监测，发现地下水污染及时采取应急措施。

（7）小结

综上，在正常情况下，项目产生的污废水均可得到合理处置，不会对地下水产生影响。在非正常情况下，污废水泄漏会对项目周边地下水环境造成一定的影响。通过采取地下水污染防范措施，可避免非正常情况出现，消除项目实施对地下水环境的污染风险。

二、运营期环境影响分析

1、大气环境影响分析及措施

根据工程分析，本项目运营期产生的废气主要有正常工况下脱硫站火炬放空燃烧废气、脱硫站工艺流程中逸散的无组织废气，以及非正常工况下脱硫站事故放空燃烧废气。

（1）脱硫站火炬放空燃烧废气

脱硫站设置火炬放空系统，正常生产过程中脱硫装置产生的闪蒸气、常明火返输气排至火炬分液罐后进入火炬燃烧。放空火炬高 35m 高，火炬设有常明灯，天然气消耗量为 120m^3/d（43800m^3/a）。

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），本项目大气环境影响采用 AERSCREEN 模式进行估算预测。估算模式参数见表 7-6。

表 7-6　估算模式参数

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		36.5
最低环境温度/℃		-30.1
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	否

	地形数据分辨率/m	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/Km	/
	岸线方向/°	/

1）火炬放空燃烧废气源强参数分析

根据工程分析，火炬放空燃烧产生的主要污染物排放情况见表 7-7。

表 7-7　火炬放空燃烧废气污染物排放参数表

点源名称	排气筒高度（m）	排气筒出口内径（m）	烟气量（Nm^3/h）	出口温度/℃	NO_X 源强（kg/h）	烟尘源强（kg/h）	SO_2 源强（kg/h）
火炬	40	0.25	52.5	1000	0.0088	0.0007	0.00028

2）预测结果

采用 AERSCREEN 模式分别计算本项目常明火炬放空污染源排放污染物的下风向轴线浓度，并计算相应浓度占标率。预测结果见表 7-8。

表 7-8　火炬放空燃烧废气排放影响估算结果表

污染物	最大落地浓度（mg/m^3）	最大浓度占标率（%）	最大落地浓度出现距离（m）
SO_2	0.000009	0.0018	143
NO_X	0.00027	0.134	143
TSP	0.00011	0.0013	143

由预测结果可知，脱硫站常明火炬放空燃烧废气排放的污染物最大落地浓度出现在 143m 处，三种污染物的最大落地浓度占标率分别为 0.0018%、0.134%、0.0013%。由此可见，在正常排放情况下，本项目有组织排放的的污染物对环境影响极小，不会改变周围大气环境。

（2）无组织废气

本项目南部 42 口井运营期接入 3 号、4 号、8 号集气站等已建集气站，接入新井后运营期原有集气站集输气量仍在原设计集输气能力之内，对其无组织废气排放影响较小且不会对周边环境造成新的影响。

本项目北部 8 口新井及大 48 井区先导试验建设采气井采出气进脱硫站后经站内脱硫装置集中脱硫，脱硫站设计天然气处理能力 55.4×$10^4m^3/d$。处理后的天然气通过新建集气管线接入 5 号集气站外输区。

运营期站场会有少量的天然气逸散，项目新建产能 3×$10^8m^3/a$（82.19×$10^4m^3/d$），天然气无组织逸散量以 0.01‰计算，天然气中 H_2S 含量以 $20mg/m^3$ 计算（GB17820-2018 二类气标准），则脱硫站无组织废气污染物排放量为非甲烷总烃 0.2152t/a，H_2S0.00006/a。类比现有站场无组织废气监测结果，场界无组织废气排放浓度均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织废气排放浓度限值。项目所在地地势开阔，有利于污染物扩散，对周边环境影响较小。

再生塔排放的废气主要为 N_2、O_2、CO_2，无污染物气体，不会对周边环境产生影响。

（3）非正常工况废气

由于停电、设备故障或操作失误等原因可能导致紧急放空，易对环境造成污染。拟建脱硫站设置一套综合计算机控制系统，完成站内各装置的数据采集、调节控制、安全联锁保护及调度管理等功能，将非正常排放可能性降低到最低程度。当发生非正常排放时，系统立即切断上游气源，尽可能减少排放气量，并将排放气通过放空系统密闭引至放空火炬燃烧后排放，减轻对环境的污染。

非正常工况燃烧放空时，燃烧原料气产生的 SO_2 和 NO_X 会对项目站场周围的区域环境造成一定影响。由于放空时间较短，因此，因放空产生的环境影响持续时间也较短。本环评建议，项目在运行过程中，应加强生产运行及环境管理，建立健全安全生产和环境保护管理制度，采取有效措施缩短非正常工况放空时间和放空量，降低环境影响。

为减轻项目运营期产生的大气污染物对周围环境的影响，评价要求：

1）采用技术质量可靠的仪表、阀门、控制设备等，保证生产正常进行和操作平衡，所有设备、管道和阀门的强度、严密性及耐腐蚀性符合有关规定，减少放空和安全阀启跳，减少气体泄漏。

2）工艺区等可能发生天然气泄漏的作业区设置可燃气体探测器、有毒气体探测器。

3）加强工艺配合，杜绝或减少废气非正常排放。

2、水环境影响分析及措施

（1）气田采出水

生产废水来源为气田采出水。项目南部 42 口井采出水在集气站流程进行分离储存，定期由罐车拉运至大牛地气田净化厂处理。

项目北部含硫采气井在脱硫站进行采出水分离，经站内含硫废水处理装置预处理后硫化氢含量低于 10mg/L,贮存于站内 100m^3 污水储罐内，管输至大牛地气田净化厂处理。

生产废水在净化厂集中处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中有关规定后回注地下，不直接排入外环境，不会对环境产生明显影响。

项目新建产能 $3\times10^8m^3/a$，类比建设单位提供的大牛地气田现有生产数据，每 10^4Nm^3 天然气含水 1.5m^3，估算本项目生产废水产生量为 123.29m^3/d（45000m^3/a）。废水中污染物主要为石油类、甲醇等，类比大牛地气田已有污染物浓度监测数据，石油类为 1.91g/L、甲醇为 37.4g/L，污染物中的甲醇仅在冬季气井注醇生产阶段存在。大牛地气田净化厂废水处理能力 1750m^3/d，现利用处理能力约 1200m^3/d，剩余处理能力满足本项目新增生产废水处理需求。

（2）脱盐废水

脱盐间用水量 3m^3/d，废水产生量 0.5m^3/d（182.5m^3/a），废水含盐量较高，无其他污染物，排入站内新建 3m×3m×3m 污水池中，由污水泵提升至站内采出水储罐中，一并送往大牛地气田净化厂处理。

（3）生活污水

本项目运营期井场为无人值守井场，脱硫站岗位定员实行四班三倒制度，每班工作人员最多为 5 人，生活用水量按 30L/（人 •d）计算，则生活用水量为 0.15m^3/d，排污系数按 0.9 计，则生活污水产生量 49.275m^3/a。生活污水主要污染因子及产生浓度分别为：COD400mg/L、$BOD_5$150mg/L、SS250mg/L、LAS12mg/L、氨氮 25mg/L。脱硫站内设有洗手间，生活污水暂存于化粪池内，定期清掏并依托采气作业队生活污水一体化处理设施处理，冬储夏灌，不外排。

3、声环境影响分析及措施

（1）噪声源强，根据工程分析，脱硫站运营期主要噪声源强及治理措施详见表 7-9。

表 7-9　脱硫站运营期主要噪声源强及治理措施一览表　（单位：　dB(A)）

序号	设备名称	运行数量（台）	声源强度	声源性质	治理措施	治理后声源强度
1	罗茨风机	4	85~95	连续排放	选用低噪声设备，合理布局，减振安装，进风口加装消音器	78
2	贫液循环泵	2	80~90	连续排放	选用低噪声设备，合理布局，减振安装，设置隔声罩	70
3	硫磺浆泵	4	80~85	连续排放		65
4	喷射泵	2	80~85	连续排放		65
5	注醇泵	6	70~80	连续排放	减震安装，隔声降噪	55
6	放空火炬	1	90	偶然排放	/	90

为说明运营期噪声对周围环境的影响程度，根据《环境影响评价技术导则　声环境》（HJ2.4-2009）的技术要求，本次评价采取导则上的推荐模式进行预测。

（2）声级计算

建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值(L_{eqg})计算公式：

$$L_{eqg}=10\lg\left(\frac{1}{T}\sum_i t_i 10^{0.1L_{Ai}}\right)$$

式中:

L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{Ai}— i 声源在预测点产生的 A 声级，dB(A)；

T　—预测计算的时间段，s；

t_i — i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

（3）衰减计算

无指向性点声源几何发散衰减基本公式：

$$L_{A(r)}=L_{A(r_0)}-20\lg(r/r_0)$$

式中：

$L_{A(r)}$　—距离声源 r 米处噪声预测值，[dB(A)]；

$L_{A(r_0)}$—距离声源 r_0 米处噪声预测值，[dB(A)]；

r_0　　—参照点到声源的距离，（m）；

r—预测点到声源的距离，（m）。

（4）噪声预测

$$L_{eq}=10\lg\left(10^{0.1L_{eqg}}+10^{0.1L_{eqb}}\right)$$

式中：

L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，[dB(A)]；

L_{eqb}—预测点的背景值，[dB(A)]。

声源经过距离衰减后，脱硫站场界噪声预测结果见表 7-10，噪声预测等声级线图见图 7-8。

表 7-10　项目运营期设备运行噪声对场界影响预测结果　单位：（dB(A)）

场界	贡献值	执行标准	达标情况
东场界	48.88	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类（昼/夜 60/50）	达标
南场界	47.76		
西场界	47.11		
北场界	49.07		

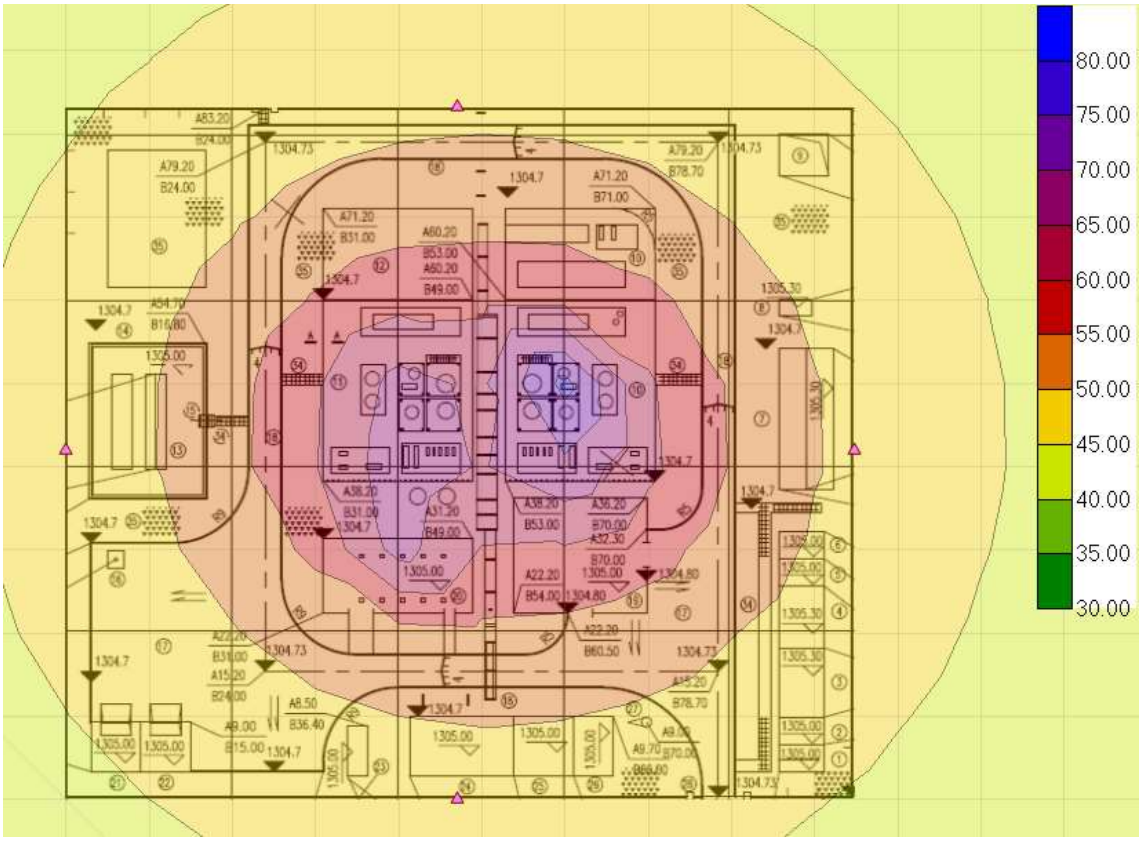

图 7-8　脱硫站噪声预测等声级线图

经预测，项目运营期设备噪声在采取相应的降噪措施后，各场界昼/夜间噪声预测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区排放限值要求，可以达标排放，措施可行。放空火炬周边 500m 范围内无居民点，火炬仅在事故放空状态下噪声较大，火炬噪声在经过距离衰减后不会对周边声环境质量造成明显影响。

故项目运营期噪声对周围环境的影响较小。

4、固体废物环境影响分析

根据工程分析，项目运营期产生的固体废物主要为废机油、化验室废物、清管废渣和生活垃圾。

（1））废机油

脱硫站内机械设备在日常运行过程中由于机油油品的变质，需要定期对其进行更换。根据工程分析，运营期脱硫站产生废矿物油约 1t/a。根据《国家危险废物名录》（2016 版），废矿物油属于危险废物，废物类别为 HW08，废物代码为 900-249-08（其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及含矿物油废物）。废矿物油暂存于脱硫站内危险废物暂存点，定期委托鄂尔多斯市鼎势再生资源有限责任公司处置。

（2）化验室废物

脱硫站内化验室不定期使用化学药品进行化验监测，化验室日常操作产生的废物预计为 25kg/d（9.125t/a），根据《国家危险废物名录》（2016 版），化验室废物属于危险废物，废物类别为 HW49，废物代码为 900-047-49（研究、开发和教学活动中，化学和生物实验室产生的废物（不包括 HW03、900-999-49））。

评价要求危险废物必须按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）中的相关规定进行分类收集、储存，并按要求建立危险废物管理台账，如实记录相关信息并及时向所在地环境保护主管部门报告。危废暂存设施的材质和衬里要与危废物不相容（不相互反应），在运营过程中制定严格的危废存储、运输和使用等规章制度。暂存间应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）建造专用的危险废物暂存场，暂存场所应建设基础防渗设施，并配备照明设施，暂存场所地面要做硬化和防渗处理，防渗层满足标准要求，并按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）要求设置危险废物标识。将危险废物转入专用容器，并粘

贴危险废物标签，并做好相应的纪录。贮存危险废物必须采取符合国家环境保护标准的防护措施，并不得超过一年；确需延长期限的，必须报经原批准经营许可证的环境保护行政主管部门批准。禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。将危废收集后，严格按照原国家环保总局环发[1999]05 号令颁布的《危险废物转移联单管理办法》定期交由具有资质的单位统一处置。

（3）清管废渣

天然气集输管线在运营期清管作业过程中会产生一定的清管废渣，为 HW08 类危险废物，清管废渣收集后暂存于大牛地气田净化厂危险废物暂存点内，交由鄂托克前旗昌盛环保再生资源有限公司处理。

（4）生活垃圾

脱硫站场每班工作人员 5 人，工作人员人均生活垃圾产生量为 0.5kg/d，则生活垃圾量总计 0.9125t，生活垃圾统一收集后，定期由咸阳森源汽车服务有限公司统一清运处置。

综上，项目采取以上措施后固废均得到合理有效的处理，对周围环境的影响较小。

5、生态环境影响分析及措施

（1）对土地利用类型的影响

本项目运营期对土地的占用为永久性占用，改变了原有土地利用类型，并且难以恢复，但这一时期永久性占地面积范围较小，对土地利用类型的影响较轻。

（2）动植物影响分析

本项目运行期排放的废水、废气、废渣均有相应的处理措施。工程建设临时用地区采取生态恢复措施后，地表植被生长逐渐恢复正常，永久占地面积较小。因此，项目正常运行状况下对植被的影响很小。

运行期对动物的影响主要是站场噪声和交通噪声。站场设备噪声较小，对动物影响极小；脱硫站站外道路投入使用后，交通噪声将对道路两侧一定范围内的动物栖息产生影响，但项目区地广人稀，动物活动及栖息空间广阔，另一方面，站外道路车流量很小，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

（3）景观影响分析

本项目工程永久性占地面积较小，主要为脱硫站、井场等设施占地，会为项目所在区域新增景观结构单元。斑块的增加使原有斑块发生破碎化，但气田工程占地面积相对较小，比例较低，景观斑块分散、破碎且连通性差，不具备动态控制能力，对生态调控作用小，尚不会改变对生态环境起决定作用的景观基质。且随着管线等临时占地的恢复，将进一步减小对景观的影响。因此，总体上看来，原有区域的景观连通程度仍较好，区域的景观基底仍以沙地、草地为主，本项目对沿线区域景观生态环境影响较小。

建设单位在运营期应加强项目所在区域植被保护，确保植被恢复质量，减小项目建设对生态环境的影响。

6、地下水环境影响分析及措施

项目运营期正常情况下，污废水均可得到合理处置，不会对地下水产生影响。但在非正常情况下，如脱硫站内废水储罐破裂，则可能对地下水造成影响。

根据前述分析，正常情况下，项目运营期产生的污废水均可得到合理处置，不会对地下水环境造成明显影响。但在非正常情况下，如脱硫站内污水储罐未定期检测、保养，发生储罐破裂事故，则可能对地下水潜水含水层造成影响。综合工程分析中污废水产生情况，选择脱硫站内废水储罐事故漏失对地下水可能造成的影响进行预测和评价。

（1）预测情景及源强

根据生产废水主要污染物成分，选择石油类作为预测因子。根据工程分析，生产废水中的石油类浓度为 1.91g/L。考虑到石油类进入含水层后，只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。脱硫站内生产废水储罐最大存储量为 100m^3，假设有储罐内废水全部意外流出，则石油类的源强为 1.791kg。

（2）评价因子限值

预测因子的检出限值及标准限值的确定见表 7-11。

表 7-11　预测因子检出限值及标准限值一览表

预测因子	检出限		标准限	
	分析依据	检出限值（mg/L）	参考标准	标准限值（mg/L）

石油类	红外分光光度法 HJ 637-2012	0.01	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准	0.05

（3）模型概化

污染物以垂直入渗的方式进入含水层，从保守角度，本次计算忽略污染物在包气带的运移过程。项目区域地下水流向呈一维流动，地下水位动态稳定，因此污染物在含水层中的迁移，可概化为瞬时注入示踪剂（瞬时点源）的一维稳定流动二维水动力弥散问题。项目所处区域承压水含水层顶部为弱透水层，本次评价采用《环境影响评价技术导则　地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水一维稳定流二维水动力弥散瞬时注入模式，采用解析法估算生产废水事故泄漏对潜水层产生的影响。

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

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C（x，y，t）—t 时刻点 x，y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—瞬时注入示踪剂的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；

π—圆周率。

本次预测所用模型需要的参数有：含水层厚度 M；外泄污染物质量 m_M；岩层的有效孔隙度 n；水流速度 u；污染物纵向弥散系数 D_L；污染物横向弥散系数 D_T。这些参数主要来自本项目工程分析以及参照《大牛地气田甲醇污水处理工程（3 期）扩建工程及附属设施环境影响报告书》，该项目与本工程所在位置相邻。

（4）模型参数选取：

1）含水层厚度 M：潜水含水层主要由第四系上更新统萨拉乌苏组冲湖积层和

全新统风积层等松散岩类地层组成，含水层厚度 M 取 70m。

2）瞬时注入的示踪剂质量 m_M：项目在压裂过程井筒破裂发生渗透性漏失，最大漏失量进行最不利计算，选取污染物特征因子石油类，m_M 取值为 19.1。

3）含水层的平均有效孔隙度 n：地下水含水层岩性以碎屑岩为主。根据相关经验，有效孔隙度取 0.1。

4）水流速度 u：潜水含水层渗透系数取 K_1 取 2.42m/d。水力坡度约为 0.0025，因此地下水的渗流速度 v=KI=0.00605m/d，水流速度取实际流速 u=v/n=0.0605m/d。

5）纵向 x 方向的弥散系数 D_L：纵向弥散度取值为 25m。由此计算评估区含水层中的纵向弥散系数：$D_L=\alpha_L\times u=1.5125m^2/d$。

6）横向 y 方向的弥散系数 D_T：根据经验一般 $D_T:D_L=0.1$，因此 D_T 取值 $0.15125m^2/d$。

（5）预测结果

本次预测，预测浓度超过标准限值即为超标，当预测结果小于检出限时则视同对地下水环境几乎没有影响。

本次预测选取了 100d、365d、1000d、3650d 四个时间点，当发生生产废水事故泄漏后，随着时间推移，石油类在萨拉乌苏组潜水含水层的运移情况见表 7-12。

表 7-12　萨拉乌苏组潜水含水层石油类运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度（mg/L）	最远影响距离（m）	最远超标距离（m）	影响面积（m^2）	超标面积（m^2）
100d	0.43	54.05	42.05	2256	1280
365d	0.12	96.08	66.08	5382	1863
1000d	0.04	154.5	0	8711	0
3650d	0.01	279.825	0	3382	0

由预测结果可知，泄漏 1000 天后，污染晕最大浓度衰减为 0.04mg/L，无超标面积；泄漏 3650 天后，污染晕最大浓度衰减为 0.01mg/L，影响面积减少为 $3382m^2$。石油类污染物在泄漏点下游 10m、30m、60m 处萨拉乌苏组潜水含水层影响情况见图 7-9、7-10、7-11 所示。

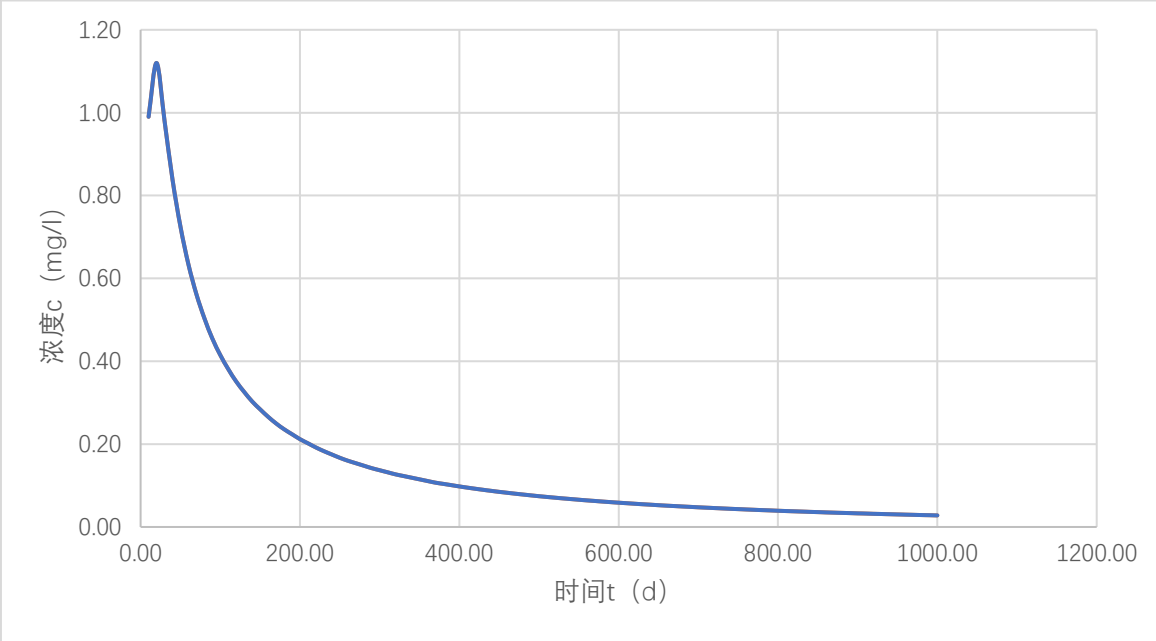

图 7-9　污染源下游 10m 处地下水中石油类浓度与时间关系图

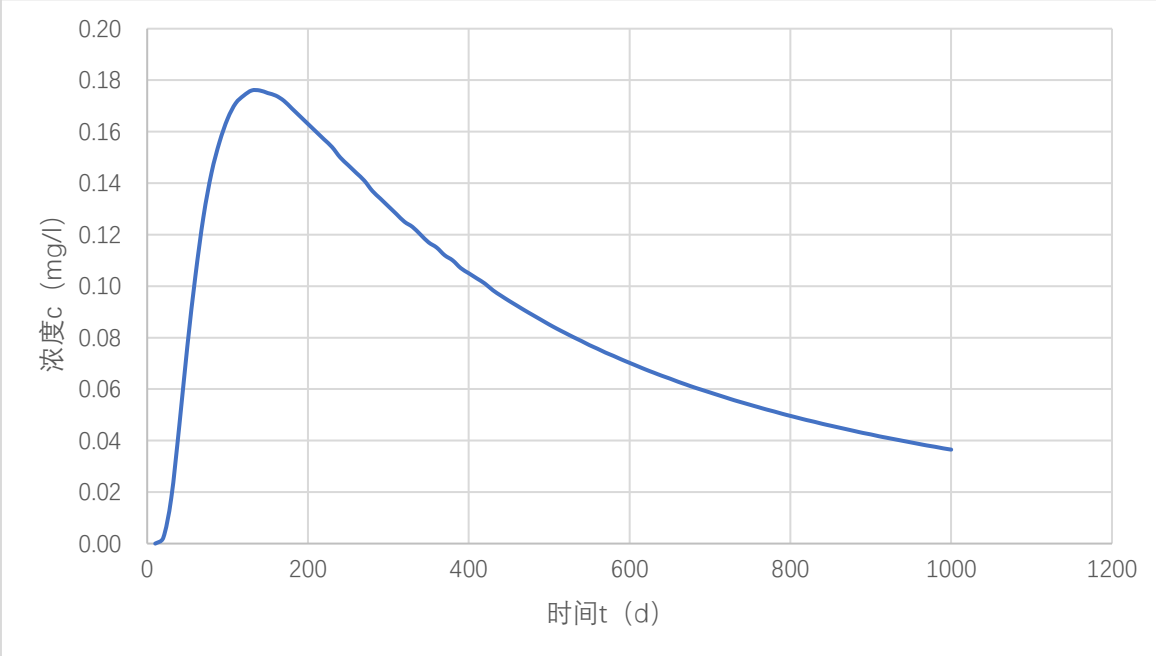

图 7-10　污染源下游 30m 处地下水中石油类浓度与时间关系图

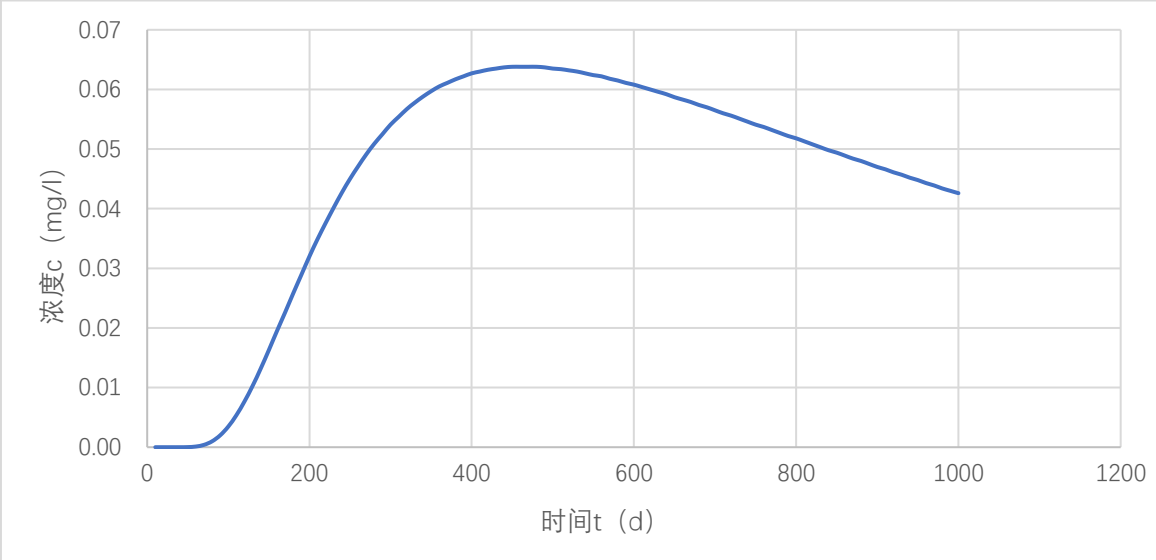

图 7-11　污染源下游 60m 处地下水中石油类浓度与时间关系图

（6）地下水污染防治措施

1）废水储罐定期检测、维修，防治储罐破损情况发生。

2）罐区设置满足拦截事故废水的围堰，并做好防渗。

3）废水转运过程做到密闭装车，防止废水遗撒。

4）定期开展地下水监测，发现地下水污染及时采取应急措施。

（7）小结

综上，在正常情况下，项目运营期产生的污废水均可得到合理处置，不会对地下水产生影响。在非正常情况下，生产废水泄漏可能会对项目周边地下水环境造成一定的影响。通过采取相应防范措施，可避免非正常情况的出现，消除项目实施对地下水环境的污染威胁。

三、闭井期环境影响分析

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终气田将进入闭井期。当气井开发接近尾声时，气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘、施工人员产生的生活污水和固体废物。

1、废水影响分析及措施

由于拆除设备时所用的时间较少，施工人员产生的生活污水量较少，用于周边洒水抑尘，对环境影响较小。

2、废气影响分析及措施

在拆除地面设备和进行水泥封井时产生的扬尘，由于施工时间较短，产生的扬

尘较少，通过洒水抑尘后对环境产生的影响较小。

3、噪声影响分析及措施

在拆除地面设备和进行水泥封井时产生一定的噪声，类比同类型项目，产生的噪声值在 85～100dB(A)。由于拆除的时间短，并且井场距离敏感点的距离均大于200m，经过距离衰减后，对周边环境产生的影响较小。

4、固废影响分析及措施

防止天然气泄漏，对废弃井加强封井混泥土回灌等措施，在封井时必须在表层套管（或技术套管）内注 200m 以上的水泥塞封井弃井，会产生建筑垃圾；井场清理等工作还会产生部分废弃建筑残渣，对这些废弃残渣将进行集中清理收集，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理。

5、生态影响分析及措施

闭井期井场永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫将被清理，随后进行植被恢复，有助于区域生态环境的改善。

（1）在闭井期，场站应首先在井下打水泥筛封好井口，并拆除采气设备及井场围墙，挖松夯实和固化的地面，覆土造地。同时，根据立地条件和因地制宜原则，对生态环境进行恢复和重建。覆土后初期可撒播草籽，后期可种植乔、灌木。

（2）在闭井期，可以作为当地交通和农业生产有用的道路，留用当地；对当地交通和农业生产无用的道路，应及时恢复林草种植，改善生态环境。

（3）加强对井场周边居民的环境保护教育，提高其环境保护意识，禁止挖掘废弃天然气管道，避免对地表生态植被造成破坏和干扰，甚至加剧水土流失及土地荒漠化。

四、土壤环境影响及措施

1、土壤环境影响识别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)中“附录 A”，本项目为采矿业-天然气开采项目，土壤环境影响评价项目类别为II类。

本项目对土壤环境影响途径为主要受大气沉降影响、垂直入渗影响。影响识别结果见表 7-13。

表 7-13　建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型	生态影响型

	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	√		√					
运营期	√		√					
服务期满后								
注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计								

2、土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)附录 A 表 A.1，本项目为天然气开采项目，项目判定为II类。项目永久占地面积 6.312hm^2，属“中型”，单个场地占地面积均小于 1hm^2，属“小型”。项目周边（其中脱硫站周边判定为火炬废气最大落地浓度 143m 范围内）不存在土壤环境敏感目标，敏感程度为不敏感。故判定本项目土壤环境影响评价等级为三级。

3、现状调查与评价

（1）土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台（网址：http://www.soilinfo.cm/map/）-数据目录-土壤类型-发生分类-中国 1 公里发生分类土壤图查询，项目所在区域土壤类型均为草原风沙土。

（2）气象资料、地形地貌特征资料、水文及水文地质资料调查

详见本报告“建设项目所在地自然环境简况”。

（3）土地利用历史情况调查

根据调查，项目占地范围内土地历史上无建设项目，无污染史。

（4）土壤理化特性调查

本次调查选取了脱硫站北部地块土样进行了土壤理化特性调查，土壤理化特性调查表见表 7-14。

表 7-14　土壤理化特性调查表

点号		脱硫站北侧		时间		2019 年 9 月 20 日	
经度		109°31′17.26″		纬度		38°54′18.67″	
层次		15cm	/	/	/	/	/
	颜色	黄色	/	/	/	/	/

现场记录	结构	微团粒	/	/	/	/	/
	质地	砂土	/	/	/	/	/
	沙砾含量	d＞2mm=0	/	/	/	/	/
	其他异物	无	/	/	/	/	/
实验室测定	pH 值	7.9	/	/	/	/	/
	阳离子交换量	7.2cmol^{+}/kg	/	/	/	/	/
	氧化还原电位	214mV	/	/	/	/	/
	饱和导水率（cm/s）	1.8×10^{-3}	/	/	/	/	/
	土壤容重（kg/m^{3}）	1080	/	/	/	/	/
	孔隙度	74%	/	/	/	/	/

（5）影响源调查

根据现场调查，项目所在地周边生产企业主要为脱硫站东侧煤炭物流园、煤化工等企业，本项目土壤环境影响的特征因子主要为石油类，与周边建设项目不同。

4、现状监测及评价

根据现状监测结果，脱硫站用地范围内监测点 45 项监测结果满足 GB36600 第二类用地筛选值，其他监测点位石油烃监测结果均小于检出下限。说明各监测点位土壤环境质量较好。

5、土壤环境影响预测

根据前述分析，项目土壤环境影响途径主要为大气沉降及垂直入渗。

（1）大气沉降

项目施工期产生的废气主要为燃油废气、天然气放空废气及扬尘，对土壤环境较小且持续时间短暂。

脱硫站运营期火炬燃烧废气产生的污染物主要为 NO_X、SO_2、烟尘。废气排放最大落地浓度距火炬 143m，最大落地浓度占标率仅为 0.134%（NO_X），因此大气沉降对项目周边土壤环境影响极小且难以产生累计影响。

（2）垂直入渗

项目施工期的泥浆储罐以及项目新建脱硫站内的污水储罐、截流槽等，在事故情况下，可能会出现废水、污染物等的泄漏，通过垂直入渗途径污染土壤。根据场

地特性和项目特征，制定分区防渗。在全面落实分区防渗措施的情况下，不会发生污染物垂直入渗对土壤造成影响的情况。

因此在本项目的各不同阶段，项目占地范围内及周边各项评价因子均可满足GB15618、GB36600 相关标准。本项目的建设对土壤环境的影响可以接受。

6、土壤环境保护措施

（1）土壤环境质量现状保障

根据土壤监测结果可知，项目用地范围内土壤环境质量现状较好。因脱硫站工程施工期须外购土方进行填方，为避免填土造成土壤环境质量恶化，项目实施过程中对填土质量进行把控，防止因土方填筑造成土壤环境质量恶化。

（2）源头控制措施

为防止大气沉降影响，尽可能从源头控制降尘产生。

施工期采用国标柴油、优化采气工艺减少放空、洒水降尘均可减少降尘产生。

运营期加强管理，减少事故放空，在工艺、管道、设备、给排水等方面尽可能地采取泄漏控制措施，严防设备设施发生跑冒滴漏，从源头最大限度降低污染物质泄漏的可能性和泄漏量。

（3）过程控制措施

项目施工期各井场做好分区防渗，防止泄漏、淋滤造成污染物下渗污染土壤；

脱硫站严格执行分区防渗及设备检测保养，一旦出现泄漏等亦可由区域内的各种配套措施进行收集、处置，同时防渗措施有效阻止污染物的下渗。事故状态的废水，必须保证截留在厂界内。项目贯彻“围、追、堵、截”的原则，采取多级防护措施，确保事故废水不出防控区，不发生土壤环境污染事故。

项目工艺区及储罐区按照设计要求进行防渗处理，防止污染物下渗污染土壤环境。

通过上述措施，可将本项目对周围土壤环境的影响降至最低。

7、评价结论

本项目土壤环影响评价结论详见表 7-15 土壤环境影响评价自查表。

表 7-15　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
	影响类型	污染影响型√；生态影响型□；两种兼有□	

<table>
<tr><td rowspan="9">影响识别</td><td>土地利用类型</td><td colspan="4">建设用地√；农用地√；未利用地□</td><td></td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="4">（6.312）hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="4">敏感目标（无）、方位（）、距离（）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气沉降√；地面漫流□；垂直入渗√；地下水位□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="4"></td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="4">石油烃（石油类）</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="4">I类□；II类√（天然气开采）；III类□；IV类□</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="4">敏感□；较敏感□；不敏感√</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="4">一级□；二级□；三级√</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="5">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a）□；b）√；c）√；d）□</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4">见土壤理化特性调查表</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td>项目</td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>3</td><td>0</td><td>0.2m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">占地范围内表层土样监测《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）监测45项基本因子及石油烃、可溶性盐、PH；其他点位监测石油烃、可溶性盐、PH</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4">同上</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB 15618□；GB 36600√；表D.1□；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">评价区建设项目占地范围内监测点位基本因子及特征因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值；其他监测点位石油烃监测结果均小于检出下限</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4">石油类</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录 E□；附录 F□；其他（定性分析）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（/）
影响程度（/）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论：a）√；b）□；c）□
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="4">土壤环境质量现状保障√；源头控制√；过程防控√；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td colspan="2">监测点数</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">2</td><td>1</td><td>5年1次</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="4"></td></tr>
</table>

评价结论	本项目的实施对土壤环境影响较小，项目可行。	

五、环境风险分析及措施

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素，建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接受水平。环境风险评价关注点是事故对厂界外环境的影响。

1、风险评价基本内容

（1）建设项目风险调查

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 B 及《重大危险源辨识》（GB18218-2018），大 48 井区 2020 年开发工程涉及的主要危险物质为甲烷、硫化氢、硫、甲醇。其中甲烷为采出气的主要成分，约占天然气采出气组分的 95%。硫化氢为采出气中的有害成分，大 48 井区南部 42 口井经井筒除硫或井口雾化除硫可使硫化氢含量低于 20mg/m^3，北部生产井采出气经脱硫站脱硫后输送至 5 号集气站，因此本项目涉及的硫化氢主要存在于采气管线及脱硫站内，又以脱硫站为硫化氢的汇聚、集中去除场所。硫为本项目脱硫站天然气净化过程的副产品，存在于脱硫设备、硫膏库房内。甲醇为天然气井防堵材料，贮存于脱硫站甲醇储罐中。

（2）环境风险潜势初判

①危险物质及工艺系统危险性（P）的分级确定

a．Q 值的计算

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值 Q：

$$Q=\frac{q_1}{Q_1}+\frac{q_2}{Q_2}+\cdots\frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Q_n——各种危险物质的临界量，t。

当 $Q<1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q\geq1$ 时，将 Q 值划分为：（1）$1\leq Q<10$；（2）$10\leq Q<100$；（3）$Q\geq100$。

项目站场风险物质数量与临界量比值情况见表 7-16。

表 7-16　q/Q 值计算表

序号	物质名称	最大储量或在线量（t）	临界量（t）	q_n/Q_n
1	甲烷	0.52	10	0.052
2	硫化氢	0.002	2.5	0.0008
3	硫	120	10	12
4	甲醇	158	10	15.8

注：天然气密度按 0.7302g/L 计。

Q 值计算：$Q=q_1/Q_1+q_2/Q_2+q_3/Q_3+q_4/Q_4$=0.052+0.0008+12+15.8=27.8528

由以上计算结果可知，Q=27.8528>1，**在 10≤Q＜100 范围内**。

b．M 的划分确定

分析项目所属行业及生产工艺特点，按照下表评估生产工艺情况。将 M 划分为（1）M＞20；（2）10＜M≤20；（3）5＜M≤10；（4）M=5，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。详见表 7-17。

表 7-17　项目站场行业及生产工艺划分得分情况

行业	评估依据	分值	站场情况	得分
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套	不涉及	0
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套	不涉及	0
	其他高温或高压、且涉及危险物质的工艺过程[a]、危险物质贮存储罐	5/套（罐区）	不涉及	0
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10	不涉及	0
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线[b]（不含城镇燃气管线）	10	天然气净化	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5	不涉及	0
a 高温指工艺温度≥300℃，高压指压力容器的设计压力（P）≥10.0MPa； b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。				
合计				10

由上表可知，项目所在站场 M 值为 10，以 **M3** 表示。

c．P 的分级确定

根据危险物质数量与临界量（*Q*）和行业及生产工艺（M），按照下表 7-18 确定危险物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 7-18　危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界量比值（*Q*）	行业及生产工艺			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤*Q*<100	P1	P2	P3	P4
1≤*Q*<10	P2	P3	P4	P4

对照上表可知，项目所在站场危险物质及工艺系统危险性等级为 **P3**。

① 环境敏感程度（E）的分级确定

A．大气敏感程度分级

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1 为高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，详见表 7-19。

表 7-19　大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5 公里范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人数总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人数总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人数总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人数总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人数总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

根据项目所在站场区域环境概况，站场周边 5 公里范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；且周边 500m 范围内居民人数总数小于 500 人，因此本项目大气环境风险受体敏感性为 E3 类型。

B．地表水敏感程度分级

表 7-20　地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

表 7-21　地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为II类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为III类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表 7-22　地表水敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游(顺水流向)10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：:集中式地表水饮用水水源保护区(包括一级保护区、二级保护区及准保护区)；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场:海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游(顺水流向)10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游(顺水流向)10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

脱硫站周边无地表水体，生产废水由净化厂处理后回注地层，地表水环境敏感特征为 F3，环境敏感目标分级为 S3，敏感程度分级判定为 E3 类型。

C．地下水敏感程度分级

表 7-23　地表水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

表 7-24　地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区；除集中式饮用水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源(如热水、矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他表列入上述敏感分级的环境坡感区
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区

表 7-25　包气带防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能
D1	Mb≥1.0m,K≤1.0×10^{-6}cm/s,且分布连续、稳定
D2	0.5m≤Mb < 1.0m, K≤1.0×10^{-6}cm/s,且分布连续、稳定 Mb≥1.0m,1.0×10^{-6}cm/s <k≤1.0×10^{-4}cm/s,分布连续、稳定
D3	岩(土)层不满足上述“D2“和“D3”

根据前文分析，本项目地下水影响范围最远为 605m，该范围内无地下水敏感及较敏感目标，包气带岩土渗透性能为 D1，敏感程度分级判定为 E2 类型。

根据以上分析，综合判定项目所在区域为环境敏感程度为 E2。

② 环境风险潜势划分

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照下表 7-26 确定环境风险潜势。

表 7-26　建设项目环境风险潜势划分表

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）

环境高度敏感区（E1）	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I
注：IV+为极高环境风险				

对照上表可知，项目环境风险潜势为Ⅲ。

（3）评价工作等级确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169－2018），风险评价工作等级划分见下表 7-27。

表 7-27　评价工作等级划分

环境风险潜势	Ⅳ、Ⅳ+	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析

对照上表可知，项目环境风险评价工作的等级为二级评价。

3、环境风险识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）规定，环境风险评价简单分析风险识别内容为主要危险物质及分布情况，可能影响环境的途径。

项目为天然气净化项目，所在站场所涉及风险物质主要为甲烷、硫化氢、硫，均属于易燃、易爆物质（其中硫化氢毒性较大）；甲烷、硫化氢存在于脱硫站内各容器、管道内，硫存在于脱硫设施及硫磺车间、仓库内，甲醇贮存于甲醇储罐中。

主要环境影响途径为危险物质泄露、燃烧、爆炸对大气环境造成影响。

（1）物质危险性识别

本项目可能对环境危害的物质主要包括甲烷、硫化氢、硫、甲醇。

1）甲烷

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。

甲烷为易燃、易爆气体，遇火燃烧，在爆炸极限范围内遇火花和高温可引起爆炸。根据《常用危险化学品的分类及标志》（GB13690-92）的分类，甲烷为第 2.1 类

（UN 类别）易燃气体，其爆炸极限范围为 5～15%;《建筑设计防火规范》（GBJ16-87）（2001 年版）规定，甲烷火灾危险性类别为“甲 B”类;《建设项目环境风险评价技术导则》中列为易燃物质。甲烷物料特性及风险识别见表 7-28。

表 7-28　甲烷物料特性及风险识别表

标识	中文名：甲烷	英文名：Methane
	分子式：CH_4	CAS 号：74 -82 -8
理 化 性质	外观与形状：无色无臭易燃易爆气体	溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点（℃）：-182	沸点（℃）：-161.49
	相对密度（空气=1）：0.55	饱和蒸汽压（kPa）：53.32/-168.8℃
	禁忌物：强氧化剂、卤素	临界压力（MPa）：4.59
	临界温度（℃）：-82.6	稳定性：稳定
危 险 特性	危险性类别：第3.1类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：482～632	闪点（℃）：-188
	爆炸下限（V%）：5.3	爆炸上限（V%）：15
	最小点火能（MJ）：0.28	最大爆炸压力（kPa）：680
	燃烧热（KJ/mol）：889.5	火灾危险类别：甲B
	燃烧（分解）产物：CO、CO_2、水	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热有燃烧爆炸危险	
	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。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。	
毒 理 特性	中国MAC：未制定标准　苏联MAC：300mg/m^3	
	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒物危害分级IV类。	
健 康 危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。	
	急性中毒：当空气浓度达到20～30% 时，可引起头痛、头晕、乏力、注意不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离可致窒息死亡。	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼道通畅如困难，给输氧停止立即进行人工呼吸，就医。	
泄 露 处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风，漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。	
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟氯溴）等分开存放。切忌混储、混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消器器材。罐储时要有防火防爆技术措施，露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机	

	械设备和工具。运输按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。

2）硫化氢

硫化氢是一种高毒无色、有强烈臭鸡蛋味的气体，是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈的刺激作用。短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热感、咳嗽、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现水肿、肺水肿。高浓度（1000mg/m^3 以上）时可在数秒钟内突然昏迷，呼吸和心跳骤停，发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。长期低浓度接触，引起神经衰弱综合症和植物神经功能紊乱。通常通过呼吸吸收进入人体。虽然硫化氢有味，但不可做为嗅觉浓度报警因为在硫化氢浓度为 30～40mg/m^3 时，人的嗅阈减弱。硫化氢物料特性及风险识别表见表 7-29。

表 7-29　硫化氢物料特性及风险识别表

标识	中文名：硫化氢	英文名：Hydrogen Sulfidee
	分子式：H_2S	CAS 号：7783-06-4
理化性质	外观与形状：无色、有恶臭的气体	溶解性：溶于水、乙醇
	熔点（℃）：-85.5	沸点（℃）：-60.4
	相对密度（空气=1）：1.19	饱和蒸汽压（kPa）：2026.5(25.5 ℃)
燃烧爆炸危险特性	危险性类别：第2.1类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：292	闪点（℃）：<-50℃
	爆炸下限（V%）：4	爆炸上限（V%）：46
	稳定性：稳定	禁忌物：强氧化剂、碱类
	燃烧热（KJ/mol）：889.5	火灾危险类别：甲B
	燃烧（分解）产物：SO_2、水	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硝酸或其它强氧化剂剧烈反应， 发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：雾状水、抗溶性泡沫、干粉。	
毒理特性	MAC：10mg/m^3	
	毒性判别：超剧毒	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：强烈的神经毒素，对粘膜有强烈刺激作用。它能溶于水，0℃时1摩尔水能溶解2.6摩尔左右的硫化氢。硫化氢的水溶液叫氢硫酸，是一种弱酸，当它受热时，硫	

	化氢又从水里逸出。硫化氢是一种急性剧毒，吸入少量高浓度硫化氢可于短时间内致命。低浓度的硫化氢对眼、呼吸系统及中枢神经都有影响。
	急性中毒：：LC50：618mg/m³（444ppm）（大鼠吸入）
急救	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。呼吸停止者，立即进行人工呼吸（勿用口对口，可用单向阀小型呼吸器或其他适当的医疗呼吸器）。就医。 皮肤接触：脱去污染的衣着，立即用流动清水彻底冲洗。接触液化气体，接触部位用温水浸泡复温。注意患者保温并且保持安静。吸入或接触该物质可引发迟发反应。确保医务人员了解该物质相关的个体防护知识， 注意自身防护。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗10min或用2%碳酸氢钠溶液冲洗。就医。
泄露处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离150m，大泄漏时隔离300m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。从上风处进入现场。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，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液，管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储运	储存于阴凉、通风的库房。库温不宜超过30℃。保持容器密封。应与氧化剂、碱类分开存放，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。采用刚瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。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。中途停留时应远离火种、热源。

3）硫

硫膏物料特性及风险识别表见表 7-30。

表 7-30　硫物料特性及风险识别表

标识	中文名：硫（硫膏）	英文名：Sulphur
	分子式：S	CAS 号：63705-05-5
理化性质	外观与形状：淡黄色脆性结晶或粉末，有特殊臭味	
	溶解性：不溶于水，微溶于乙醇、醚，易溶于二硫化碳	
	熔点（℃）：119	沸点（℃）：444.6
	相对密度（水=1）：2.0	饱和蒸汽压（kPa）：0.13(183.8℃)
燃烧爆炸危险特性	火灾危险类别：乙	燃烧性：易燃
	自燃温度（℃）：232	闪点（℃）：207
	爆炸下限（g/m³）：2.3	爆炸上限（g/m³）：/
	稳定性：稳定	禁忌物：强氧化剂
	燃烧（分解）产物：氧化硫	
	危险特性：与卤素、金属粉末等接触剧烈反应。硫膏为不良导体，在储运过程中易产生静电荷，可导致硫尘起火。粉尘或蒸气与空气或氧化剂混合形成爆炸性混合物。	
	灭火方法：遇小火用砂土闷熄。遇大火可用雾状水灭火。切勿将水流直接射至熔融物，以免引起严重的流淌火灾或引起剧烈的沸溅。消防人员须戴好防毒面具，在安全	

	距离以外，在上风向灭火。
	灭火剂：雾状水、抗溶性泡沫、干粉。
毒理特性	MAC：10mg/m^3
	毒性判别：低毒危化品
健康危害	侵入途径：吸入、皮肤接触、眼睛接触、食入
	健康危害：几十克硫膏蓄积的慢性毒性足以损伤肝肾，研究证实，硫膏损害肾小管、肾小球,造成间质性肾病、肾坏死等，可导致肾功能衰竭，甚至造成死亡。硫膏中含有很多重金属，少量食用会对人体内脏造成一定伤害，长期服用食用则会造成造成间质性肾病、智力衰退、呆傻现象发生
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 食入：饮足量温水，催吐。就医
泄露处理	隔离泄漏污染区，限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴防尘面具（全面罩），穿一般作业工作服。不要直接接触泄漏物。小量泄漏：避免扬尘，用洁净的铲子收集于干燥、洁净、有盖的容器中，转移至安全场所。大量泄漏：用塑料布、帆布覆盖。使用无火花工具收集回收或运至废物处理场所处置。
储运	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。包装密封。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。储区应备有合适的材料收容泄漏物。 硫膏散装经铁路运输时：限在港口发往收货人的专用线或专用铁路上装车；装车前托运人需用席子在车内衬垫好；装车后苫盖自备蓬布；托运人需派人押运。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。装运本品的车辆排气管须有阻火装置。运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。严禁与氧化剂等混装混运。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。车辆运输完毕应进行彻底清扫。铁路运输时要禁止溜放。

4）甲醇

甲醇是结构最为简单的饱和一元醇，分子量为 32.04，沸点为 64.8℃。因在干馏木材中首次发现，故又称“木醇”或“木精”。人口服中毒最低剂量约为 100mg/kg 体重，经口摄入 0.3～1g/kg 可致死。用于制造甲醛和农药等，并用作有机物的萃取剂和酒精的变性剂等。

甲烷物料特性及风险识别表见表 7-31。

表 7-31　甲醇物料特性及风险识别表

标识	中文名：甲醇	英文名：Methane	
	分子式：CH_3OH	分子量：32.04	
	危规号：32058	UN 编号：1230	CAS 号：67-56-1
理化性质	外观与形状：无色澄清液体，有刺激气味	溶解性：溶于水，可混溶于乙醇、醚、苯等有机溶剂	
	熔点（℃）：-97.8	沸点（℃）：64.8	

	相对密度（水=1）：0.79	相对密度（空气=1）：1.11
	饱和蒸气压（kPa）：13.33（21.2℃）	禁忌物：酸类、酸酐、强氧化剂、碱金属
	临界压力（MPa）：7.95	临界温度（℃）：240
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危害性类别：第3.2类中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：385	闪点（℃）：11
	爆炸下限（V%）：4.5	爆炸上限（V%）：44.0
	最小点火能（MJ）：0.215	燃烧热（MJ/mol）：641
	火灾危险类别：甲B	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：易燃气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火能引起燃烧。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。其蒸汽比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会着火回燃。	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处，冷却容器，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。
	灭火剂：抗溶性泡沫、二氧化碳、砂土、干粉	
毒理特性	LC_{50}：83776（mg/m^3）	IDLH：25000（mg/m^3）
	MAC：50（mg/m^3）	毒性判别：毒物危害分级III类。
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮肤吸收	
	健康危害：对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒。	
	急性中毒：短时大量吸入出现轻度眼睛不适症状；经一段时间潜伏后出现头痛、头晕、乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧，甚至昏迷。视神经及视网膜病变，可有事物模糊，严重者失明。	
急救	皮肤接触：脱掉衣服，用肥皂水彻底冲洗皮肤。 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。 食入：饮足量温水，催吐，用清水或1%硫代硫酸钠溶液洗胃，就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。不要直接接触泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。 小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，冲洗水稀释后放入废水处理系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸汽灾害。用防爆泵转移至槽车祸专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置	
储运	储运于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防止阳光直射。与氧气、氧化剂等分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天贮罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。罐装时应注意流速，且有接地装置，防止静电积聚。	

（2）生产系统危险性识别

正常生产时的工艺单元主要包括硫化氢吸收单元、脱硫富液再生单元以及硫膏成型生产单元。本项目的原料及产品为天然气，其性质易燃易爆，再加上原料中含有硫化氢，生产过程中存在高温、高压条件，一旦设备管线破坏或泄漏，就有可能发生火灾、爆炸（物理爆炸、化学爆炸）及中毒事故。

1）硫化氢吸收单元

硫化氢吸收单元生产运行中需要重点关注管道、压力容器因窜气、超压和腐蚀引发的潜在危险，可能引发火灾、爆炸、中毒。

2）脱硫富液再生单元

脱硫富液再生单元生产运行中液硫逐渐富集并输送到硫膏成型单元，硫膏遇高温易燃，引发火灾。

3）硫膏成型生产单元

硫膏成型生产单元中，遇高温易燃，引发火灾。

4）甲醇储存单元

甲醇储存于甲醇储罐中，甲醇储罐破裂会导致甲醇泄露，甲醇蒸汽浓度过高时可能会通过人体呼吸系统造成人体中毒。甲醇蒸汽为易燃气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火能引起燃烧。

（3）可能影响的环境敏感目标

在项目 5km 半径的风险评价范围主要环境敏感点和社会关注点主要是周围居民点，本工程周边主要分布散居农户。

4、风险事故情形分析

（1）事故概率调查

参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 E，可知泄漏事故发生频率。泄漏频率表见表 7-32。

表 7-32　泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
反应器/工艺储罐/气体储罐/塔器	泄漏孔径为 10 mm 孔径 10 min 内储罐泄漏完 储罐全破裂	1.00×10^{-4} /a 5.00×10^{-5} /a 5.00×10^{-6} /a
常压单包容储罐	泄漏孔径为 10 mm 孔径 10 min 内储罐泄漏完 储罐全破裂	1.00×10^{-4} /a 5.00×10^{-5} /a 5.00×10^{-6}/ a
常压双包容储罐	泄漏孔径为 10 mm 孔径 10 min 内储罐泄漏完 储罐全破裂	1.00×10^{-4} /a 1.25×10^{-8} /a 1.25×10^{-8} /a
常压全包容储罐	储罐全破裂	1.00×10^{-8} /a
内径≤75mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径 全管径泄漏	5.00×10^{-6} /（m・a） 1.00×10^{-6} /（m・a）
75mm＜内径≤150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径 全管径泄漏	2.00×10^{-6} /（m・a） 3.00×10^{-7} /（m・a）
内径＞150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径（最大 50 mm） 全管径泄漏	2.40×10^{-6} /（m・a）* 1.00×10^{-7} /（m・a）
泵体和压缩机	泵体和压缩机最大连接管泄漏孔径为 10%孔径（最大 50 mm） 泵体和压缩机最大连接管全管径泄漏	5.00×10^{-4} /a 1.00×10^{-4} /a
装卸臂	装卸臂连接管泄漏孔径为 10%孔径（最大 50 mm） 装卸臂全管径泄漏	3.00×10^{-7} /h 3.00×10^{-8} /h
装卸软管	装卸软管连接管泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm） 装卸软管全管径泄漏	4.00×10^{-5} /h 4.00×10^{-6} /h

注：以上数据来源于荷兰 TNO 紫皮书（Guidelines for Quantitative）以及 Reference Manual Bevi Risk Assessments；*来源于国际油气协会（International Association of Oil &Gas Producers）发布的 Risk Assessment Data Directory (2010,3)。

根据表 7-32 可知，容器由发生重大事故的概率为 1.00×10^{-6}～5.00×10^{-4} 之间，管线发生重大事故的概率为 8.80×10^{-8}～5.70×10^{-5} 之间，泵体发生重大事故的概率为 1.00×10^{-5}～2.70×10^{-2} 之间，阀门发生重大事故的概率为 4.20×10^{-8}～5.50×10^{-2} 之间。

项目主要风险源为管道、分离净化设备、硫磺车间、仓库、甲醇储罐，环境风险类型主要为风险物质泄漏释放出有毒气体，以及发生火灾、爆炸事故引发的伴生/次生污染物排放。

（2）最大可信事故

最大可信事故是指所造成的危害对环境（或健康）危害最严重的重大事故，并且发生该事故的概率不为零。本次风险评价不考虑外部事故风险因素（如地震、雷电、战争、人为蓄意破坏等），主要考虑可能对周围环境和人群造成的污染的危害事故。

结合脱硫站生产物料毒害性和生产工艺特点，通过分析各工艺单元工艺压力、流量、物料组分等，以及可能造成泄漏的各种原因，对比分析，可以看出吸收部分吸收塔以井口气为原料气，设备运行压力高（2.8MPa）、H_2S 含量较高（1717ppm），

站内硫化氢于该单元处集中，由于设备或人为因素，在开停工、日常生产及检维修过程中，可能发生硫化氢泄漏事故；再生部分以脱硫后的富液为原料进行氧化再生，主要有害物质为尚未转化的少量 H_2S，危害相对较低，硫膏成型部分以硫浆为原料，得到含水 20%~40%的硫膏，不易形成硫膏粉尘，危害相对较低。甲醇储罐定期检测，发生泄露事故概率极小且可控制在防渗围堰内部，危害也较低。

因此，最终确定本项目的最大可信事故为脱硫站吸收塔发生原料天然气泄漏事故，硫化氢有毒气体随之泄漏。

（3）源项分析

当脱硫站内原料天然气出现事故泄漏时，工艺参数超出正常工况范围，紧急关断系统（ESD）会立刻采取联锁保护措施，如紧急关断阀门、开启放空阀等，截断气源，控制和减少事故的发生。考虑联锁系统反应滞后事故，会有一定的污染物泄漏到大气中。其中硫化氢气体比空气比重大，易于在低洼处聚集，对人群健康危害巨大。泄漏气体遇火燃烧、爆炸后的主要产物为水、NO_X、SO_2、颗粒物，污染物相对容易扩散。

5、环境风险影响分析

天然气泄漏所可能出现的各种不同后果见图 7-12，

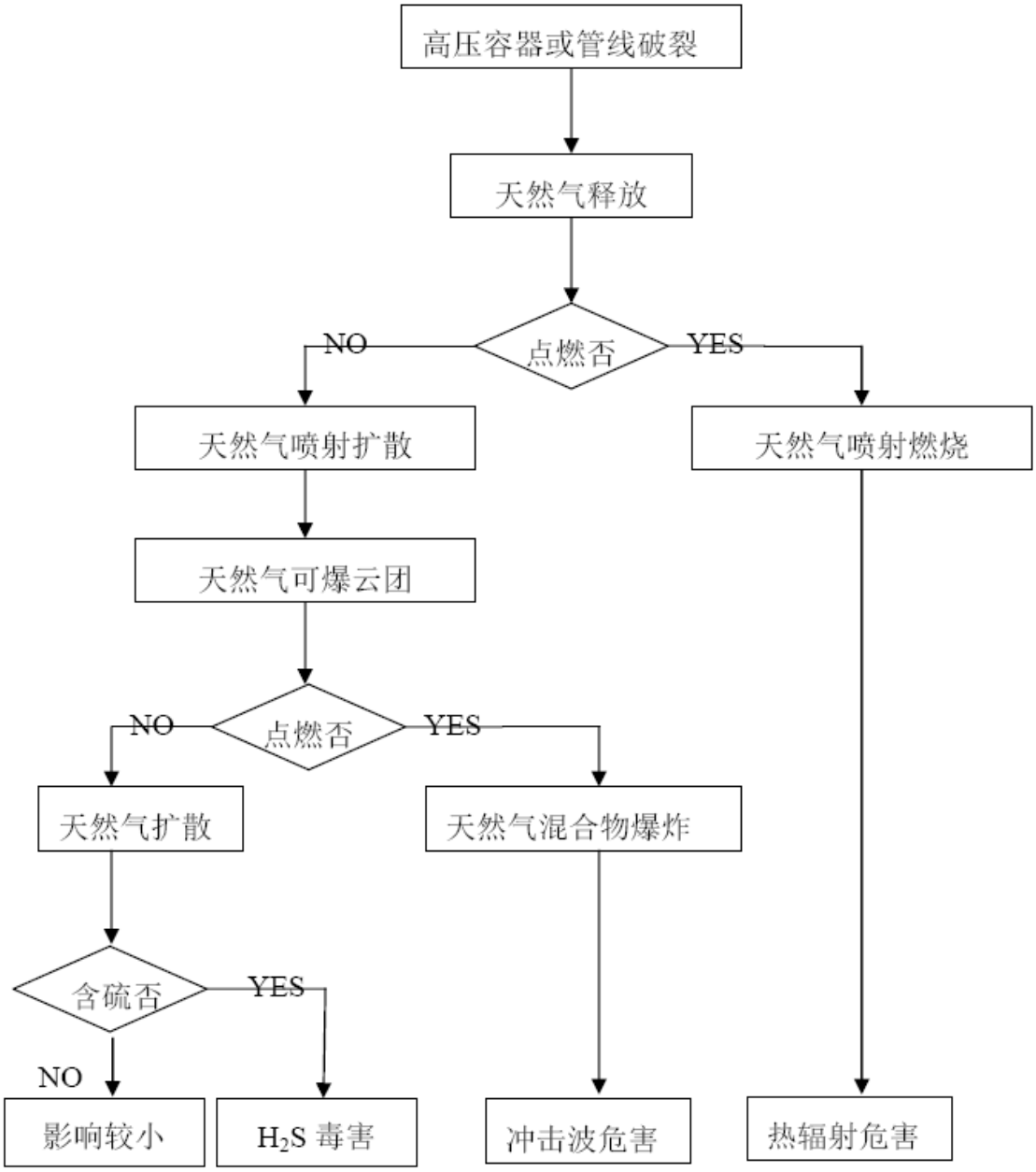

图 7-12　天然气泄漏事件后果树形示意图

（1）气体泄漏速率

本项目硫化氢存在于天然气中，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）实际情况，本次计算参照甲烷泄漏计算天然气泄漏速率，进而推算硫化氢泄漏速率。

事故状态下天然气泄漏量的预测选用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中推荐的气体泄漏速率方程计算，根据导则推荐公示判断气体流动属音速流动（临界流），气体泄漏（参照甲烷理想气体）计算公式如下：

$$Q_G = YC_d AP\sqrt{\frac{M\gamma}{RT_G}\left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}}$$

式中：Q_G——气体泄漏速率，kg/s；

P——容器内介质压力，Pa（常压储罐，取 2800000pa）；

C_d——气体泄漏系数，（设定为圆形裂口，取 1.00）；

M——物质的摩尔质量，kg/mol，参照甲烷取 0.016kg/mol；

R——气体常数，8.314J/（mol·K）；

T_G——气体温度，K，取 20°C，293.15k；

A——裂口面积，m^2，直径 10cm 圆孔面积取 0.008m^2；

r——气体的绝热植树（比热容比），参照甲烷 1.305；

Y——流出系数，本案例为临界流，取 Y=1.0。

根据计算可知，本项目事故状态下甲烷泄漏速率为 38.35kg/s，折算常压下甲烷体积为 53.56m^3/s，根据项目天然气中硫化氢含量计算硫化氢泄漏速率为 0.14kg/s。

（2）预测模型

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 G，硫化氢泄漏后理查德森数 Ri=3.604364，Ri≥1/6，为重质气体，扩散模拟建议采用 SLAB 模型，因此本次评价采用 SLAB 模型进行预测，SLAB 模型适用于平坦地形下重质气体排放的扩散模拟。甲烷烟团初始密度未大于空气密度，不计算理查德森数，采用 AFTOX 模型进行预测，AFTOX 模型适用于平坦地形下中性气体和轻质气体排放以及液池蒸发气体的扩散模拟，可模拟连续排放或瞬时排放，液体或气体，地面源或高架源，点源或面源的指定位置浓度、下风向最大浓度集气位置等。

(3)预测气象条件及预测时段

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），二级评价需选取最不利气象条件进行后果预测。最不利气象条件选取 F 稳定度，1.5m/s 风速，温度 25℃，相对湿度 50%。预测时段为泄漏事故开始后的 10min，设定泄漏事故持续 10min。

（4）评价标准

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 H，选择硫化氢大气毒性重点浓度值作为预测评价标准，硫化氢 1 级和 2 级大气毒性终点浓度值为

70mg/m^3、38mg/m^3；甲烷 1 级和 2 级大气毒性终点浓度值为 260000mg/m^3、150000mg/m^3。

（5）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），预测范围选取风险源为中心，距项目边界不少于 5000m 的矩形范围，该范围内环境敏感目标具体见表 3-9。

（6）大气预测结果

根据 AFTOX 模型预测模拟，甲烷 1 级大气毒性终点浓度值超标范围为泄漏源下风向 10m~110m 处，对应的最大超标范围宽度为 4m，2 级大气终点浓度值超标范围为下风向 10m~170m 处，对应的最大超标范围宽度为 6m。甲烷泄漏最大影响区域图见图 7-13。

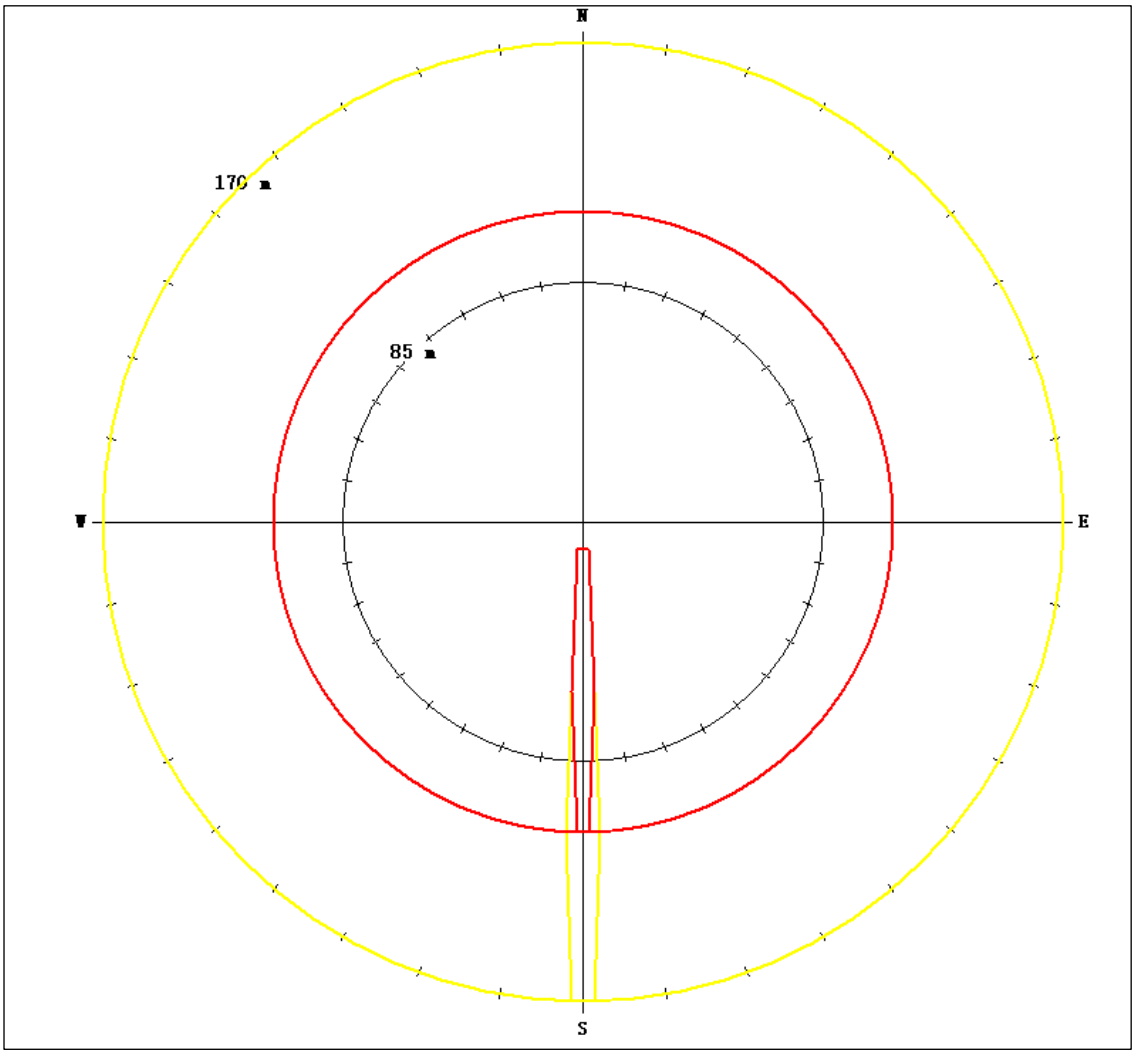

图 7-13　甲烷泄漏最大影响区域图

硫化氢泄漏初始密度低于 2 级大气毒性终点浓度值，预测无超标范围。

因此，天然气泄漏不会对周边大气环境产生明显影响。

（7）水环境预测结果

地下水环境风险预测，风险预测分析与评价要求参照 HJ610 执行，具体地下水预测见地下水预测部分。

（8）泄漏事故对保护目标的影响分析

根据泄漏事故预测结果，泄漏事故影响范围内无外界居民点等环境保护目标，事故状态下需保障脱硫站内职工生命安全。事故状态下人员紧急疏散与撤离的注意事项如下：

1）染毒区人员撤离现场的注意事项

①做好防护再撤离，染毒区人员撤离前应戴好合适的防毒器具，同时穿好工作服，尽可能少的将皮肤暴露在毒气中。

②迅速判明事故当时风向，可利用风向标、旗帜等辨明风向，向上风向撤离。

③听从指挥。染毒区人员在撤离时，一定不要慌张，要听从指挥部的指令和现场治安队的安排，按指定路线，向指定的集结点撤离。

④防止继发伤害。尽可能向侧、逆风向转移，并避免横穿毒源中心区域或危险地带。

⑤发挥互帮互助精神，染毒区人员在自救的基础上要帮助同伴一起撤离染毒区域，对于已经受伤和中毒的人员更是需要他人帮助。

2）救援人员进入染毒区域及实施救援时的注意事项

救援人员进入染毒区域签必须清楚了解染毒区域平面布置、设备设施、有无燃烧及爆炸的危险、毒物种类及大致弄固定，做好自身的防护工作，配备好各种防护器材。避免单独行动，应至少 2-3 人为一组集体行动，以便互相监护照应，在有易燃易爆气体存在的环境中，所用的救援器材应具备防爆功能。

进入染毒区域的救援人员必须明确一位负责人，指挥协调在染毒区域内的救援行动，利用对讲机（防爆型）等通讯工具随时与救援指挥部门联系，所有参与救援人员统一听从指挥部门的指挥。

3）开展现场急救工作的注意事项

①做好自身防护。医疗救护人员在救护过程中要随时注意风向的变化，及时迅速做好现场急救医疗点的转移及伤员的防护工作。

②合作分工。当事故现场有大批伤病员的情况下，医护人员应分工合作，做到任务到人，职责明确，团结协作。

③急救处理程序化。为了避免现场急救工作杂乱无章，医务室应事先设计好不同类型的化学事故所应采取的现场急救程序。

④处理污染物。要注意对伤病员污染义务的处理，防止发生继发性损害，特别是对某些毒物中毒的病人做人工呼吸时，要谨防救援人员再次引起中毒，因此不宜进行口对口进行人工呼吸。最好使用苏生器进行人员抢救。

⑤交接手续要完备。对现场急救处理后的伤病员，要做到一人一卡（急救卡），将基本情况、初步诊断、处理措施记录在卡上，并别在伤员胸前或挂在手腕上，便于识别及下一步的诊治。移交伤病员时手续要完备。

⑥做好登记统计工作。应做好现场急救统计工作，做到资料准确、数据准确、为日后总结经验教训积累第一手资料。

⑦转移伤病员要合理安排车辆。在救护车辆不够的情况下，对为重伤病员要在医务人员监护的情况下，用安全救护型救护车转送，中度伤病员安排普通型救护车转送，对轻度伤病员可安排中型客车集体转送。

6、环境风险管理

（1）防毒措施

气体脱硫、配比溶液再生、酸性水汽提是处理含硫化氢较高物料的单元，如果发生泄漏，会形成局部高浓度环境。硫化氢是强烈的神经性毒物，属高毒性物质，在生产中严格实行密闭输送并在控制设计上采用联锁保护措施。当停电或设备出故障时可自动切断装置原料并把装置内的含硫化氢气体根据不同情况保压或泄放到火炬系统，同时应切断该系列天然气进料。

采用先进、可靠的工艺技术提高硫化氢的回收率减少尾气中硫化物的排放量；在相关的装置和设施范围内设有 H_2S 气体监测报警器，关键泄漏点与装置联锁并集中在控制室指示、报警。一旦发生重大泄漏，自动联锁，切断泄漏气源并根据预案立即进行处理，使操作环境中硫化氢的浓度符合标准要求，可有效地防止有毒气体外泄造成人员伤亡。对有可能泄放有害气体的部位如成型厂房设置抽风除尘设

备，改善操作环境。并可以保证厂内的工作环境符合《工作场所有害因素职业接触限值 第 1 部分：化学因素》（GBZ2.1-2007）的要求。

（2）防火

脱硫站站场等级均为五级站，根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），全站配备一定数量的手提式和推车式干粉灭火器，一旦发生火情，可随时启用扑救，手提式干粉灭火器放置在专用灭火器箱里；同时配备一定数量的消防砂、灭火毯等。可满足防火要求。含硫化氢气体泄漏后应迅速切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰，以免发生回火爆炸事故。

在控制室、机柜间、配电间、库房等房间内设置感烟探测器，在机柜间和配电间等电缆集中处设置感温电缆，在站内巡检通道处设置多处火灾手动报警按钮，在室内设置声光报警器，以上信号均上传至控制室内的火灾自动报警系统。

（3）防爆

对危险物料的安全控制是防爆的有效措施之一。生产过程中，含硫污水、含硫化氢气体的运输、加工和贮存均置于密闭的设备和管道中，各个连接处采用可靠的密封技术。主体设备露天布置，有利于可燃气体的扩散稀释。压力容器的设计及制造符合《压力容器设计规范》。对可能超压的塔、容器等设备设置安全阀，并与全站泄压火炬系统连通。

在工艺装置区设置点式可燃气体探测器和电化学式有毒气体探测器，以便及时发现气体泄漏，并将可燃气体浓度信号上传安全仪表系统（SIS）；在工艺装置区设置状态指示灯和声报警器，以便及时告知操作人员当前的站场状态。

本工程爆炸和火灾危险场所等级的划分按《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）执行。爆炸危险区域范围内电气设备按所在场所的防爆等级选用防爆型。

（4）防泄露

储罐在投入使用前必须经验收合格，一切完好方可投入使用。物料储罐应专罐专用，未经许可，不得储存其他物料。管线投入使用前必须吹扫、试压合格，防腐、保温工艺操作完整。储罐、管线、阀门等设施定期进行检测保养。参照《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）设置围堰，围堰做好防渗措施。

（5）环境风险管理

为应对天然气勘探、开发、集输、天然气净化等生产经营过程中可能发生的突发事故，最大限度地保障人民群众生命和财产安全，减轻事故灾害，中国石油化工股份有限公司华北油气公司采气一厂编制有突发环境事件应急预案并在地方主管部门进行了备案，建立了详细周密的应急救援体系，设立了各级应急救援网络。同时，在内部推行国际公认的 QHSE 管理模式，结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员。把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，对防止事故的发生起到非常积极的作用。

7、环境风险防范

（1）风险防范措施

1）脱硫站站场利用自然地形较高处合理布设，西高东低，西侧利用较高地势，并抬高东侧标高。设计站场所处位置较高，污染扩散条件相对较好，附近 500m 内没有居民区，可以满足事故下的安全要求。

2）本工程建筑物按永久性建筑物设计，主要建筑物耐火等级为二级。所有建筑物均按《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）（2018 年版）设计。

3）甲醇储罐区设有防渗围堰，工艺区有截水沟、防渗等风险防范措施。

4）根据建筑物的功能及使用要求，对建筑物有防腐、防爆、隔振、隔音等特殊要求的，依据有关规范进行了防腐、防爆、隔振、隔音设计。

5）考虑到硫膏仓库是外来人员集中的地方。将装置区与硫膏仓库分开，使硫膏装卸操作及外运人员在设备及管线泄漏事故情况下尽可能不受影响。

6）主要工艺设施间考虑足够的安全间距，避免相互影响，并考虑消防设施运用的可能性。站场内部设有消防车道并按标准设置了回车场，内外道路保持畅通，有利于安全疏散和消防车及各种车辆顺利通行。

（2）工艺、设备和装置防范措施

1）厂区设有火炬及放空系统，可以在紧急状态下泄放并点燃天然气；合理设置安全阀，在超压时泄压以满足安全环保要求。

2）厂内各装置区内巡检道旁设防爆手动报警按钮。所有报警装置均纳入中央控制室的火灾报警控制器。脱硫站内设置视频监控系统，对站场进行二十四小时不间断监控，以安全巡检、重点区域监控为目的，做到预防险情、及时发现险情及意外闯入，提高故障处理速度，及时疏散现场人员，保障生产安全及人民生命安全。

重点监控站场的关键区域、关键设施、关键岗位等，同时监控站内主要道路、出入口。

3）进出集气站的天然气管道上设有截断阀。截断阀具有手动功能，并设置在操作方便及在事故发生时能迅速切断气源的地方。集输含硫的酸性天然气线路截断阀配置感测压降速率控制的自动关闭装置。检测仪表具有适应温差大、防沙、防辐射等性能或采取必要的防护措施。

4）脱硫站主体设备露天布置，有利于可燃气体的扩散稀释。压力容器的设计及制造符合《压力容器设计规范》。对可能超压的塔、容器等设备设置安全阀，并与全厂泄压火炬系统连通。在可能泄漏、易聚集可燃气体、有毒气体的地方，设置可燃气体报警器、有毒气体(硫化氢)报警器，并集中在控制室指示、报警，以便发生事故及时处理。

5）在井内、采气树上以及进气管线上分别设置液压驱动的截止阀，可保证其在事故发生时 3s 响应并切断气源，同时本项目设置有 UPS 不间断供电电源，其持续供电时间可达到 0.5h，可使本项目在停电时也能保证事故应急系统高效快捷的切断气源，防止事故蔓延

6）脱硫站内设置硫化氢管控区（天然气进出站阀组及吸收撬块），存在含硫介质，当进入时必须佩戴空气呼吸器。

7）甲醇储罐按照计划定期检测，储罐周围建设防渗地面及围堰。

8）脱硫站等级为五级站，消防对象为生产装置区及辅助生产设施，按《石油天然气工程设计防火规范》及《建筑灭火器配置设计规范》的要求配备一定数量的手提式和推车式干粉灭火器，一旦发生火情，可随时启用扑救，手提式干粉灭火器放置在专用灭火器箱里；同时配备一定数量的消防砂、灭火毯等。

（3）其他措施

1）根据操作人员不同的工作需要配备个人防护用品，配备空气呼吸器、便携硫化氢检测仪、喷溅防护服、普通隔热服、安全防护眼镜、防静电工作服等，可以满足操作人员的使用。操作工人进入有可能泄漏高浓度硫化氢的区域时，要携带便携式硫化氢检测仪和专用的自给式空气呼吸器，以便发生泄漏事故时工人可安全撤离。

2）建设单位在大牛地气田区域建立了较稳完善的事故救援体系，可保障事故发生后迅速响应，及时开展救援，进一步减少事故可能造成的生命财产损失。

3）建设单位内部设有环境监测机构，事故发生后可及时开展环境应急监测工作，为环境突发事故处理提供监测数据支撑。

（4）风险消减措施

1）加强设备的维护保养工作，减少设备故障或电力故障出现几率，从而降低天然气泄漏的事故几率；

2）火炬放空量按 $55.4\times10^4m^3/d$ 全泄放设计。放空火炬设有常明灯。火炬点火系统采用高空电点火和地面爆燃内传火两种点火方式，二者互为备用，高空电点火采用全自动的点火方式。为了确保上游工艺装置及火炬本身的安全，进火炬管线设置阻火器。

3）工艺区设置防渗基础，并在工艺区四周修建截流槽，收集风险事故下物料废水。

4）安装避雷和防静电设施，并定期检查接地电阻和避雷设施，以确保其完好性。

5）对装置周围可能的明火、电器火花和撞击火花进行控制管理，严禁危险区内吸烟和违章动用明火，电器设备选用防爆型，并按规定穿戴劳保用品。

8、事故应急处置措施

脱硫站检测设备检测到天然气或硫化氢气体泄漏，应按联锁程序紧急停车，截断气井来气并泄放气体至放空火炬，以减少危险气体的泄漏、聚集，降低危险性。

采取隔离和疏散措施，避免无关人员进入事故发生危险区域并合理布置消防和救援力量。

一旦发生中毒事故，马上通告请求救护车救援，同时抢救人员戴好防毒面具，把中毒者救出现场，移至通风良好处，对呼吸及心跳停止者，立刻做人工呼吸，直至恢复正常或救护车到来。

开展可燃气体及有毒气体应急监测，根据事故可能危害的范围设置警戒，所有人员朝远离泄漏处或其上风向撤离。

一旦发生火灾事故，立即上报上一级管理单位，同时组织站内人员利用消防物资对火情进行扑救，对起火处周边的易燃易爆区域采取隔离、冷却，防止因高温、升压引起火灾爆炸。

当火灾失控，危及人员生命安全时，应立即指挥现场全部人员撤离至安全区域。

9、风险应急预案

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》要求，通过对事故的风险评价，生产运营企业在投产前，应制定详细的防止重大环境污染事故发生应急预案、消除事故隐患的措施及应急处理办法。

项目可能造成环境风险的突发性事故应急预案内容及要求见表 7-33。

表 7-33　应急预案内容一览表

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	站场、环境保护目标
2	应急组织机构、人员	站场、地区应急组织机构、人员
3	预案分级影响条件	规定预案的级别和分级影响程序
4	应急救援保障	应急设施、设备与器材等
5	报警、通讯联络方式	规定应急状态下的报警通讯方式、通知方式和交通保障、管制
6	应急环境监测、抢救、救援及控制措施	由专业队伍负责对事故现场进行监测，对事故性质、参数后果进行评估，为指挥部门提供决策依据
7	应急监测、防护措施、清除泄漏措施和器材	事故现场、邻近区域、控制防火区域、控制清除污染措施及相关设施
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	事故现场、站场邻近区、受事故影响的区域人员及公众对毒物应急剂量控制规定，撤离组织计划及救护，医疗救护与公众健康
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	规定应急状态终止程序；事故现场善后处理，恢复措施；邻近区域接触事故警戒及善后恢复措施
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练
11	公众教育和信息	对站场邻近地区开展公众教育，培训和发布有关信息

10、分析结论

本项目风险事故主要为脱硫站发生泄漏及遇明火发生火灾和爆炸，事故情形下会对环境造成一定的影响。

项目所在站场通过制定风险防范措施，并有效落实，制定安全生产规范，通过加强员工的安全、环保知识和风险事故安全教育，提高职工的风险意识，掌握本职工作所需安全知识和技能，严格遵守安全规章制度和操作规程，了解站场存在的危险有害因素及所采取的防范措施和环境突发事故应急措施，以减少风险发生的概率。

本项目风险评价结论：项目存在一定风险，但项目的风险处于环境可接受的水平，项目的风险防范措施可行。

六、环境管理与监测计划

1、污染物排放清单

项目运营期污染物排放清单见表 7-34。

表 7-34　项目运营期污染物排放清单

污染类型		污染物	排放量	防治措施	执行标准
废气	放空火炬	NO_X、SO_2、颗粒物	NO_X77.088kg/a，$SO_2$2.45kg/a，颗粒物 6.132kg/a	经 35 米高火炬烟囱直接排放。	/
	站场工艺区	H_2S、非甲烷总烃	H_2S0.365kg/a，非甲烷总烃 140.6kg/a	加强运营管理，减少气体无组织逸散。	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）
废水	采出水	甲醇、H_2S、石油类等	28307.94 m^3/a	依托大牛地气田净化厂处理。	不外排
	脱盐废水	含盐量	182.5m^3/a	依托大牛地气田净化厂处理。	不外排
	生活污水	COD、氨氮	49.275m^3/a	定期清掏并依托采气队现有生活污水一体化处理设施处置。	不外排
噪声	设备运行	噪声	/	选用低噪声设备，合理布局，基础减振，进风口加装消音器等。	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准
固体废物	设备维保	废机油	1t/a	定期由鄂尔多斯市鼎势再生资源有限责任公司处置。	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单要求
	职工生活	生活垃圾	0.9125t/a	收集后交由咸阳森源汽车服务有限公司统一清运处理	《生活垃圾卫生填埋处理技术规范 GB50869-2013》

2、环境管理

（1）环境管理制度

建设单位须重视环境保护工作，应制定一系列规章制度以促进治理项目的环境保护工作。制定的环境保护工作条例有：

①环境保护职责管理条例

②废气、废水排放管理制度

③固体废物的管理与处置制度

④环保教育制度

建设单位需具体落实各项环境保护措施。运营期的环保管理与监测必须由专职人员实施。

（2）环境管理机构职责

1）贯彻执行《中华人民共和国环境保护法》及其相关法律、法规，按国家的环保政策、环境标准及环境监测要求，制定环境管理规章制度，并监督执行。

2）掌握生产设施各污染源治理措施工艺、设备、运行及维护等资料，掌握废物产生、转移情况，建立污染监控档案。

3）建立完善的环境保护管理档案，收集相关的环保法规和标准、地方环保行政主管部门文件、环境风险事故应急预案等资料。

4）制定各项环保设施的操作规程，定期检查和维护，加强处理设施的运行管理。

5）开展环保教育、技术培训等工作，提高相关工作人员环保意识和素质。

3、环境监测计划

（1）环境监测机构

项目运营期环境监测委托有环境监测资质和国家计量认证资质的专业机构承担。

（2）环境监测计划

脱硫站运营期环境监测计划详见下表 7-35。

表 7-35　项目环境监测计划

序号	类别	监测点名称	监测频率	监测项目	执行标准
1	无组织废气	脱硫站上、下风向	1 年 1 次	非甲烷总烃、硫化氢、甲醇	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 厂界标准值
2	场界噪声	脱硫站场界四周	半年一次	等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类
3	废矿物油、化验室废物	脱硫站	/	固废的产生量、转移联单、暂存场所，暂存周期	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单要求
4	土壤环境	脱硫站内外	5 年 1 次	石油类	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600—2018)第二类用地筛选值

4、企业信息公开内容

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

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

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

七、环保投资

该项目的环保投资估算约为 万元，占总投资的 5.04%，其环保投资详见表 7-36。

表 7-36　环保投资概况一览表

时段	项目		费用（万元）	备注
施工期	废气	施工扬尘设置围挡、洒水设施、防尘网等	52	50 口井，1 座站场
	废水	压裂返排液收集设施	100	50 口井

		生活污水池	47	46 座井场，1 座站场
		施工废水收集池	1	1 座站场
	固废	钻井泥浆岩屑不落地措施以及井场防渗	1000	50 口井
		生活垃圾收集池	47	46 座井场，1 座站场
		脱硫站防渗	30	/
	噪声	噪声防治	25	/
	生态	生态恢复措施	912.8	20 元/m^2
营运期	废气	脱硫站放空火炬系统	40	/
	废水	脱硫站生活污水收集	5	/
		站内污水池、污水泵	10	/
		采出水收集、脱硫、贮存	100	/
	固废	脱硫站内危险废物暂存点	5	/
		生活垃圾收集设施	1	/
	噪声	脱硫站内噪声防治	50	/
	风险防范	消防设施等风险防范设施	50	/
闭井期	设备设施拆除、永久占地恢复		200	/
合计			2675.8	

八、环保验收

建设单位应根据《建设项目环境保护管理条例》和《关于规范建设单位自主开展建设项目竣工环境保护验收的通知》的要求，在本项目建设完成后正式投产前进行竣工环境保护验收，并根据要求进行竣工时间、试运行时间的公示。

本项目环保验收“三同时”一览表见表 7-37。

表 7-37　项目环保验收“三同时”一览表

污染因素			工程拟采取措施及验收内容	措施效果及标准
施工期	废气	施工扬尘	加强施工管理、控制作业面积；定期洒水、临时土堆和建筑材料遮盖、围挡、大风气禁止作业等	将扬尘降至最低程度
		施工废气	选择符合国家环保要求的车辆和设备，做好设备维护，高效施工	最大化降低施工废气影响

	废水	施工废水	经暂存场收集沉淀后回用，不外排	不外排，对周围水影响较小
		生活污水	依托站场旱厕，粪污定期清掏	不外排，对周围水影响较小
		压裂返排液	委托有资质单位处置	合理处置，不外排
	固废	废弃泥浆	委托有资质单位处置	满足《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001)及其修改单要求
		钻井岩屑		
		废机油	委托有资质单位处置	满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单要求，收集处置率100%
		施工废料	收集后由施工单位回收处置	合理处置，不外排
		建筑垃圾	回用于井场路铺垫	合理处置，不外排
		生活垃圾	收集后交由环卫部门统一处理	合理处置，不外排
	噪声		合理选择施工现场布局和施工设备；合理安排施工作业时间	满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求
	生态		合理制定施工计划，严格施工现场管理，施工期结束时临时占地完成生态恢复	最大化降低对区域生态环境影响
运营期	废气	无组织废气	加强运营管理，减少气体无组织逸散	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 厂界标准值
		放空火炬	经 40 米高火炬烟囱排放	/
	废水	生活污水	化粪池，定期清掏处理	不外排
		生产废水	依托大牛地气田净化厂处理	不外排
	噪声	设备运行	选用低噪声设备，合理布局，基础减振，隔声降噪等	场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB12348-2008）中 2 类标准
	固废	废机油	暂存于脱硫站内危废暂存点，定期委托有资质单位处置	满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单要求，收集处置率 100%
		化验室废物		
		生活垃圾	收集后交由咸阳分院汽车服务有限公司统一清运处理	《生活垃圾卫生填埋处理技术规范 GB50869-2013》
环境风险			定期修订环境风险应急预案并定期演练	
环境管理与环境监测			制定环境管理制度与监测计划，委托有资质的单位定期进行监测，建立健全设备运行记录及废水、固废管理台账	

建设项目拟采取的防治措施及预期治理效果

内容 类型	排放源	污染物名称	防治措施	预期治理效果
大气污染物	无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	加强运营管理，减少气体无组织逸散	对外界环境空气影响很小，不改变当地环境空气质量功能区的基本功能。
	火炬	SO_2、NO_X、烟尘	经 40 米高火炬烟囱直接排放。	
水污染物	生产废水	石油类、甲醇等	气田采出水分离处理后在站内储罐暂存，定期密闭装车后由罐车拉运（管输）至大牛地气田净化厂处理。	不外排，对周围环境影响较小。
	脱盐浓水	Cl^-、Na+、Ca^{2+}等	排入站内污水池，泵送至采出水储罐中一并处理	
	生活污水	氨氮、COD、SS	生活污水排入化粪池，定期清掏送采气管理区生活污水一体化处理设施处理，不外排。	
固体废物	脱硫站内机械设备	废机油	脱硫站内危险废物暂存点存放，定期委托鄂尔多斯市鼎势再生资源有限责任公司处置。	满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 及其修改单要求，收集处置率 100%。
	脱硫站化验室	化验室废物	脱硫站内危险废物暂存点存放，定期委托有资质单位处置	
	清管作业	清管废渣	净化厂危废暂存点暂存，委托鄂托克前旗昌盛环保再生资源有限公司处置	
	职工办公生活	生活垃圾	集中收集，委托咸阳森源汽车服务有限公司清运处置	合理化处置，对周围环境影响较小。
噪声	项目运营期主要高噪声值介于 70~95dB（A）之间，通过采取措施，并经距离衰减各场界均可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，对周围的声环境影响较小。			

生态保护措施及预期效果：

1、临时用地生态恢复措施

（1）严格控制临时用地范围，临时用地尽量依托永久占地。各种施工活动应严格控制在施工区域内，并将临时占地面积控制在最低限度，以免造成土壤与植被的不必要的破坏。

（2）对项目建设必须占用的临时用地，施工结束后必须尽快进行植被恢复，要制定补偿措施。对于临时占地和植被破坏区，竣工后立即进行土地恢复和植被重建工作。

（3）在开挖地表、平整土地时，应将表土堆在一旁，施工完毕，尽快整理施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被；对施工中产生的临时堆土和弃渣进行遮挡覆盖。

（4）临时占地在施工结束后，要及时将土回填，平整地面，覆土植树（草），栽植树种应保持与建设前植物种类一致。

2、土地沙化防治措施

（1）尽量减少地表扰动面积和植被剥离的生物量，减小因项目实施可能造成的土地沙化面积。

（2）积极种植当地耐干旱、耐贫瘠的沙生物种，如沙柳、柠条、沙蒿、油蒿等。

（3）对于地表扰动和植被剥离的土地，采取人工增加土壤肥力、水份等措施，及时进行生态恢复，确保生态恢复物种的成活率。

（4）凡涉及破坏固定沙地、半固定沙地植被的各类建设活动，必须同时实施植被破口锁边工程（生物锁边为主、工程锁边为辅），防止植被破口形成后自然向外扩展。

3、其他生态保护措施

（1）严禁对野生动物滥捕滥杀，同时严禁对周围林、灌木进行滥砍滥伐、破坏野生动物的栖息环境。

（2）为弥补因工程建设引起的植被占用和破坏导致的生态损失，要进行植被恢复，生态恢复措施要在紧邻施工完成的生长季节进行。

（3）根据区域环境特征、立地条件、气候等环境因素，结合类比工程资料，评价推荐植被恢复以当地易生长的草、灌木为主，选取耐旱、耐盐类的沙柳、锦鸡儿、油蒿等为主；草本以旱生类的沙米等为主。

（4）按照生态环境补偿原则，建设单位有义务和责任承担该地区生态环境恢复重建工作，在项目建设总投资中应在环保投资中增加生态恢复重建的费用。

（5）建设单位应设置专门的环境监理机构，负责生态环境保护和生态环境恢复重建的监督管理工作。

综上所述，采取上述生态保护措施后项目建设占用的临时用地可得到生态恢复，本项目永久占地面积较小，对项目所在地造成的生态环境的影响是有限的，本项目的实施对生态影响较小。

结论与建议

一、结论

1、建设项目概况

大牛地气田大 48 井区 2020 年开发项目位于大牛地气田天然气开发区块已开发范围内，地处鄂尔多斯市乌审旗图克镇境内。本项目部署气井 50 口，其中水平井 8 口、直井 42 口；新建产能 3 亿方。地面配套工程新建 $55.4\times10^4m^3/d$ 脱硫站 1 座，采用络合铁集中脱硫工艺；新建管线 132.8km 等配套设施。工程建设总投资 万元，其中环保投资 万元，占工程总投资的 5.04%。本项目永久占地主要是井场占地、脱硫站占地和道路占地等，共计 $63120m^2$（757.44 亩），临时占地主要包括钻井井场占地、施工作业带、施工便道、堆管点等，共计 $456400m^2$（684.6 亩）。

2、产业政策及其规划相符性

本项目属于《产业结构调整目录（2011 年本）》（2013 年修正） “鼓励类”中第七条“石油、天然气”中第 1 款“常规石油、天然气勘探与开采”，符合国家产业政策；对标《市场准入负面清单（2018 年版）》，本项目属于允许类，符合国家产业政策要求。

本项目工程建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《鄂尔多斯市天然气开发环境保护管理办法》（试行）、《鄂尔多斯市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《鄂尔多斯市矿产资源总体规划（2016-2020）》、“三线一单”等相关规划文件要求。同时，对标大牛地气田区块环评要求，本项目项目符合区块环评环保要求。

3、选址合理性

本项目新建井场及站场从现场实际勘查结果看，本项目所在位置周围 200m 范围内无铁路和高速公路，500m 范围内无常住居民、学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所。周边 2.5km 范围内不涉及自然保护区及水源地。此外，本项目在选址时考虑了交通便利、少占用农田等因素，充分利用了现有道路，减少占用农田。

综上所述，本项目选址合理。

4、环境质量现状

（1）环境空气质量现状

本项目环境空气质量现状基本污染物数据采用乌审旗环境空气质量现状采用乌审旗大气自动站三小站 2018 年全年自动监测数据统计结果。2018 年乌审旗环境空气质量综合评价未达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准的要求，主要原因为 PM_{10} 年平均浓度超标 0.07 倍；特征污染物根据补充监测数据，评价范围内非甲烷总烃 1 小时平均值可以满足《大气污染物综合排放标准详解》标准要求，总烃 1 小时平均值可以满足以色列标准要求，硫化氢 1 小时平均值可以满足《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）标准要求，总体看项目所在区域环境空气状况较好。

（2）声环境质量现状

根据本次声环境质量现状监测结果表明：项目区域声环境质量满足《声环境质量标准》中 2 类标准要求，总体看项目所在区域内的声环境质量较好。

（3）地下水环境质量现状

根据本次地下水环境质量现状监测结果表明：部分地下水中出现了超标污染因子，均为常规污染因子：铁和锰超标，主要原因是区域地下水中天然背景值较高，其他各监测因子均能满足《地下水质量标准》(GB/T14748-2017)Ⅲ类水质标准，总体看区域内地下水水质较好。

（4）土壤环境质量现状

根据本次土壤环境质量现状监测结果表明：占地范围内各项监测因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）筛选值第二类用地标准要求。

综上，本项目评价区的环境质量现状良好。

5、环境影响及防治措施

（1）施工期

1）废气：本项目施工期大气污染物主要包括施工扬尘、天然气放喷燃烧废气、施工机械及车辆产生的燃油废气、焊接烟尘等。

①施工期间应加强环境管理，合理安排施工时间，大风天停止土方作业、洒水抑尘，建筑材料的运输、堆放尽可能采用密闭运输或者严密遮盖，限制车辆车速等减轻对大气影响；

②施工期间全部使用符合国六标准的柴油，减少污染物排放；

③定期对燃油机械设备进行养护，提高柴油的燃烧效率，减少废气排放施工过程中使用符合标准的焊条，尽量减少现场焊接作业。

经采取相应废气污染防治措施后，可以将施工期大气环境影响降到较小程度，并且施工期的环境影响是暂时的，随着施工期的结束，该影响随之消失，不会对大气环境造成长远影响。

2）废水：本项目施工期废水主要包括钻井废水、设备冲洗废水、压裂返排液、施工废水和施工人员生活污水。

本项目设备冲洗废水和钻井废水用于配置钻井泥浆，不外排；压裂返排液委托中石化西南石油工程有限公司油田工程服务分公司统一处置；施工废水收集并沉淀后用作洒水降尘，不外排。施工场地配备移动环保厕所，生活污水收集后委托榆林市污水处理厂处理。

采取以上措施后，施工期废水对周围水环境影响较小。

3）噪声：本项目施工期噪声主要来自钻机、泥浆泵、振动筛、离心机、压裂车、挖掘机、搅拌机、吊车、电焊机等施工机械作业时产生的噪声和出入施工场地车辆（主要是材料运输车辆）产生的噪声。

施工期采取合理布置施工现场，运输车辆进入现场应减速，并减少鸣笛；加强各类施工设备的维护保养及尽量避免夜间施工等防治措施后，且单个作业场地施工时间短，项目所在地人口稀疏且分散，施工场地周边 500m 范围内没有居民点，噪声源经过距离衰减，对周边声环境敏感点的影响较小且在施工结束后影响随之消失。

4）固废：本项目施工期固体废物主要包括废弃泥浆、废弃岩屑、废机油、建筑垃圾、施工废料以及生活垃圾等。

本项目施工期产生的废弃泥浆和废弃岩屑交由鄂尔多斯市昊鑫瑞源科净工程有限公司处置；废机油交由鄂尔多斯市鼎势再生资源有限责任公司最终处置；施工废料由施工单位收集后回收利用；建筑垃圾回用于井场路铺垫；生活垃圾收集后交由环卫部门统一处理。

本项目施工期产生的各种固体废物均可得到合理处置和无害化处理，对周围环境影响较小。

5）生态影响：本项目施工期的生态影响主要是站场、井场、管道施工等工程临时占地造成的影响。

本项目临时占地面积共计 456400m^2，含临时井场用地、管道施工用地等。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型，不会对土地利用结构造成较大影响。通过合理安排施工工序、尽量缩短工期、临时占地全部及时恢复等措施后，对周围生态环境影响较小。

6）地下水：本项目在施工期正常情况下，产生的废水、泥浆采用泥浆不落地技术均可得到合理处置，对地下水无影响。若发生事故泄漏，则对地下水产生一定程度的影响。

（2）营运期

1）废气：本项目运营期产生的废气主要有正常工况下脱硫站火炬放空燃烧废气、脱硫站工艺流程中逸散的无组织废气，以及非正常工况下脱硫站事故放空燃烧废气。

①根据预测结果可知，脱硫站常明火炬（40m）放空燃烧废气排放的污染物最大落地浓度出现在 143m 处，SO_2、NO_X、TSP 三种污染物的最大落地浓度占标率分别为 0.0018%、0.134%、0.0013%。由此可见，在正常排放情况下，本项目有组织排放的的污染物对环境影响极小，不会改变周围大气环境。

②类比现有站场无组织废气监测结果，脱硫站场界无组织废气排放浓度均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织废气排放浓度限值。项目所在地地势开阔，有利于污染物扩散，对周边环境影响较小。

③非正常工况燃烧放空时，燃烧原料气产生的 SO_2 和 NO_X 会对项目站场周围的区域环境造成一定影响。由于放空时间较短，因此，因放空产生的环境影响持续时间也较短。本环评建议，项目在运行过程中，应加强生产运行及环境管理，建立健全安全生产和环境保护管理制度，采取有效措施缩短非正常工况放空时间和放空量，降低环境影响。

建议建设单位应采取一下措施：定期检查检修各个生产单元的设备、储罐及管线的阀门，保证其密封性，以避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生；加强工艺配合，杜绝或减少废气非正常排放。

综上，在采取有效措施后，可有效降低大气污染物的产生及对周围环境的影

响，项目产生的大气污染物对周围大气环境的影响较小。

2）废水：本项目运营期产生的废水主要是气田采出水、脱盐废水和职工生活污水。

本项目采出水和脱盐废水定期运至大牛地气田净化厂集中处理，处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中标准后回注地下，不直接排入外环境，不会对环境产生明显影响。

本项目运营期井场为无人值守井场，脱硫站生活污水暂存于化粪池内，定期清掏并依托采气作业队生活污水一体化处理设施处理，不外排。

综上，采取相关措施后，项目建设对周围水体环境影响较小。

3）噪声：本项目营运期噪声主要是脱硫站各类机泵以及放空火炬产生的噪声。

经预测，项目运营期设备噪声在采取选用低噪声设备，合理布局，减振安装，设置隔声罩等降噪措施后，各场界昼/夜间噪声预测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区排放限值要求。放空火炬周边 500m 范围内无居民点，火炬仅在事故放空状态下噪声较大，火炬噪声在经过距离衰减后不会对周边声环境质量造成明显影响。

故项目运营期噪声对周围环境的影响较小。

4）固废：本项目运营期产生的固体废物主要为废机油、化验室废物、清管废渣和生活垃圾。

废机油暂存于站内危险废物暂存间，定期交由鄂尔多斯市鼎势再生资源有限责任公司处置。化验室废物暂存于站内危险废物暂存间，定期交由有资质单位处置。清管废渣暂存于大牛地气田净化厂危险废物暂存点，定期交由鄂托克前旗昌盛环保再生资源有限公司处置。生活垃圾统一收集后委托咸阳森源汽车废物有限公司统一清运处置。

综上，项目采取以上措施后固废均得到合理有效的处理，对周围环境的影响较小。

5）生态影响：本项目营运期生态影响主要是永久占地对土地利用类型、植被以及景观造成的影响。

本项目项目永久占地 63120m^2，含井场、脱硫站等，永久占地会对土地利用类型造成一定的影响。从整个评价区来看，该工程不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。因此评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的各生态系统影响较小。

6）地下水环境：在正常情况下，项目运营期产生的污废水均可得到合理处置，不会对地下水产生影响。在非正常情况下，生产废水泄漏可能会对项目周边地下水环境造成一定的影响。

（3）闭井期环境影响

闭井期井场、站场永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫以及设备设施将被清理，随后进行植被恢复，有助于区域生态环境的改善，进行恢复后对环境影响较小。

（4）土壤环境

本项目土壤环境影响途径主要为大气沉降及垂直入渗。本项目通过控制填土质量；施工期采用国标柴油、优化采气工艺减少放空、洒水降尘等，脱硫站运营期加强管理，减少事故放空，严防设备设施发生跑冒滴漏从源头控制；同时，施工期各井场做好分区防渗，防止泄漏、淋滤造成污染物下渗污染土壤，脱硫站工艺区及储罐区按照设计要求进行防渗处理，防止污染物下渗污染土壤环境。

通过上述措施，可将本项目对周围土壤环境的影响降至最低。

（5）环境风险

本项目风险事故主要为脱硫站发生天然气泄漏及遇明火发生火灾和爆炸，事故情形下会对环境造成一定的影响。

本项目所在站场通过制定风险防范措施，并有效落实，制定安全生产规范，通过加强员工的安全、环保知识和风险事故安全教育，提高职工的风险意识，掌握本职工作所需安全知识和技能，严格遵守安全规章制度和操作规程，了解站场存在的危险有害因素及所采取的防范措施和环境突发事故应急措施，以减少风险发生的概率。

综上，本项目存在一定风险，但项目的风险处于环境可接受的水平，项目的风险防范措施可行。

二、要求及建议

1、评价建议施工单位合理安排施工时间，原则上不得在夜间进行施工（夜间 22:00-次日 6:00）。

2、应严格执行建设项目“三同时”制度，落实环境污染防治措施和风险风范措施，确保环保资金及时到位。

3、施工期间，禁止利用生活垃圾和废弃物回填沟、坑；施工废水和生活污水不得以漫流或渗井方式排放。

4、加强气田采出水转运、处置管理，危险废物转移严格执行危险废物转移联单制度。

5、从原料产品储存、生产、运输、污染处理设施等全过程控制各种有害材料、产品泄漏，同时对有害物质可能泄漏到的区域采取防渗措施，要从源头到末端全方位采取防控措施。

6、加强环境风险管理，对可能发生的重大环境风险事故制定详细的环境风险应急预案，并经过专家评审，定期进行预案演练。

7、加强工程的安全综合管理，强化对员工的职业素质教育，杜绝违章作业。

预审意见： 公　　章 **经办人：**　　年　　月　　日
审批意见： 公　　章 **经办人：**　　年　　月　　日