打印编号：1700468627000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	61h03m
建设项目名称	第六采气厂2023—2027年苏里格南区新建产建工程区域
建设项目类别	05—008陆地天然气开采
环境影响评价文件类型	报告书
一、建设单位情况	
单位名称（盖章）	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂
统一社会信用代码	91610000745141430
法定代表人（签章）	王虎
主要负责人（签字）	杨鹏举
直接负责的主管人员（签字）	于翔
二、编制单位情况	
单位名称（盖章）	中圣环境科技发展有限公司
统一社会信用代码	91610000563794182G
三、编制人员情况	

1. 编制主持人

姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
张莉娜	2017035610352017613005000323	BH001969	张莉娜

2. 主要编制人员

姓名	主要编写内容	信用编号	签字
孙蕊	第2、3、8、9章	BH003062	孙蕊
张莉娜	概述、第1、4、5、6、7、10章	BH001969	张莉娜

统一社会信用代码

91610000563794182G

营业执照

(副 本)(4-1)

扫描二维码登录"国家企业信用信息公示系统"了解更多登记、备案、许可、监管信息

名　　称　中圣环境科技发展有限公司

类　　型　其他有限责任公司

法定代表人　郭治敏

经营范围　一般项目：环境影响评价；环境科技咨询；环境工程设计、施工；环保新技术、新产品开发；房地产开发、销售；物业管理；大气污染治理、环保设备销售。(依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动)。(除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动)

注册资本　壹亿捌仟捌佰玖拾玖万肆仟柒佰元人民币

成立日期　2010 年 12 月 07 日

营业期限　长期

住　　所　陕西省西安市高新区锦业路 2 号旺都第 1 幢 D 座 4 单元 26 层

登记机关

2022 年 05 月 25 日

国家企业信用信息公示系统网址：http://www.gsxt.gov.cn

市场主体应当于每年 1 月 1 日至 6 月 30 日通过国家信用公示系统报送公示年度报告。

国家市场监督管理总局监制

环境影响评价工程师

Environmental Impact Assessment Engineer

本证书由中华人民共和国人力资源和社会保障部、环境保护部批准颁发，表明持证人通过国家统一组织的考试，具有环境影响评价工程师的职业水平和能力。

中华人民共和国
人力资源和社会保障部

中华人民共和国
环境保护部



姓　　名：张莉娜

证件号码：612723199101220029

性　　别：女

出生年月：1991年01月

批准日期：2017年05月21日

管 理 号：20170356103520176130050003 23

验证编号:10023112998437583

陕西省城镇职工基本养老保险
参保缴费证明

验证二维码　　"陕西社会保险"APP

姓名:张莉娜　　身份证号:612723199101220029　　人员参保关系ID:61000000000003824979　个人编号:61014002485719

现缴费单位名称:中圣环境科技发展有限公司

序号	缴费年度	缴费月份	个人缴费	对应缴费单位名称	经办机构
1	2022	202212-202212	1208.4	中圣环境科技发展有限公司	西安高新区社会保险基金管理中心
2	2023	202301-202311	15201.12	中圣环境科技发展有限公司	西安高新区社会保险基金管理中心

现参保经办机构:西安高新区社会保险基金管理中心

陕西省社会保险 职工养老保险 证明专用章 6101030188161

打印时间:2023-11-29 09:36:06

说明：1、本证明作为陕西省城镇职工基本养老保险参保缴费证明。2、本证明采用电子验证方式，不再加盖鲜章。如需查验真伪，可通过扫描右上角二维码，下载“陕西社会保险”APP，点击“我要证明—参保证明真伪验证”查验。3、本证明复印有效，验证有效期至2024年01月28日，有效期内验证编号可多次使用。

长庆油田分公司第六采气厂
2023-2027年苏里格南区新建产建工程区域
环境影响报告书

建设单位：	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂
评价单位：	中圣环境科技发展有限公司

二〇二三年十一月

目录

概述 ---------- 1
1 总则 ---------- 4 2
1.1 编制依据 ---------- 42
1.2 环境影响因素识别、评价因子及评价标准 ---------- 47
1.3 评价工作等级和评价范围 ---------- 53
1.4 环境功能区划及相关规划 ---------- 66
1.5 主要环境保护目标 ---------- 67
2 工程概况 ---------- 7 5
2.1 开发区域资源概况 ---------- 75
2.2 现有项目工程概况 ---------- 81
2.3 产建项目工程概况 ---------- 89
3 工程分析 ---------- 1 2 2
3.1 现有工程分析 ---------- 122
3.2 产建工程分析 ---------- 132
3.3 本项目建设前后污染物排放量的变化情况（三本账） ---------- 166
3.4 清洁生产体系 ---------- 167
4 区域环境现状调查与评价 ---------- 1 7 3
4.1 自然环境现状调查与评价 ---------- 173
4.2 生态环境现状调查 ---------- 200
4.3 环境质量现状调查与评价 ---------- 224
4.4 区域污染源调查 ---------- 245
5 施工期环境影响预测与评价 ---------- 2 4 9
5.1 施工期环境空气影响分析 ---------- 249
5.2 施工期地表水环境影响分析 ---------- 251
5.3 施工期地下水环境影响分析 ---------- 252
5.4 施工期声环境影响分析 ---------- 258
5.5 施工期固体废物影响分析 ---------- 261
5.6 施工期生态影响分析 ---------- 262
5.7 施工期土壤的影响分析 ---------- 267
6 运行期环境影响预测与评价 ---------- 2 6 9
6.1 运行期环境空气影响分析 ---------- 269
6.2 运行期地表水环境影响分析 ---------- 273
6.3 运行期地下水环境影响预测与评价 ---------- 276
6.4 运行期声环境影响预测与评价 ---------- 295
6.5 运行期固体废物环境影响分析 ---------- 298
6.6 运行期土壤环境影响分析 ---------- 299
6.7 运行期生态环境影响分析 ---------- 306

6.8 风险环境影响分析 ---------- 307
6.9 退役期环境影响分析 ---------- 323
7 环境保护措施及其可行性论证 ----------324
7.1 施工期环境保护措施及其可行性论证 ----------324
7.2 运行期环境保护措施及可行性论证 ----------344
7.3 退役期环境保护措施及其可行性论证 ----------356
7.4 环保投资估算 ---------- 357
8 环境影响经济损益分析 ----------359
8.1 经济效益分析 ---------- 359
8.2 社会效益分析 ---------- 359
8.3 环境经济损益分析 ---------- 359
9 环境管理与监测计划 ----------364
9.1 环境管理体系 ---------- 364
9.2 环境管理内容 ---------- 366
9.3 环境监测计划 ---------- 372
9.4 项目竣工环保验收管理 ---------- 375
10 结论 ----------378
10.1 工程概况 ----------378
10.2 环境质量现状 ----------378
10.3 环境影响评价结论 ----------379
10.4 公众意见采纳情况 ----------384
10.5 环境经济损益分析 ----------385
10.6 环境管理与监测计划 ----------385
10.7 评价总结论 ----------385
10.8 要求与建议 ----------385

附件：

附件 1：《委托书》，2023 年 3 月 10 日。

附件 2：陕西省生态环境厅《关于长庆油田分公司长南气田开发项目部苏里格气田南区（自营区）18 亿立方米/年产能建设工程环境影响报告书的批复》，2013 年 10 月 24 日。

附件 3：陕西省生态环境厅《关于长庆油田分公司长南气田开发项目部苏里格气田南区（自营区）18 亿立方米/年产能建设工程固体废物污染防治设施环境保护验收》的批复，2020 年 8 月 12 日。

附件 4：长庆油田分公司长南气田开发项目部苏里格气田南区（自营区）18 亿立方米/年产能建设工程于 2020 年 4 月 24 日通过了环保设施竣工自主验收。

附件 5：陕西省生态环境厅《关于长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区新增 18 亿（2020—2022 年）产能建设环境影响报告表》的批复，2020 年 10 月 15 日。

附件 6：《突发环境事件应急预案备案表》。

附件 7：《钻采废弃物处置合同》（乙方：陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司）。

附件 8：《危险废物处置技术服务合同》（乙方：陕西邦达环保工程有限公司）。

附件 9：《关于第六采气厂 2023—2027 年苏里格南区新建产建工程区域“三线一单”对照分析报告的函》；

附件 10：《第六采气厂 2023—2027 年苏里格南区新建产建工程区域环境质量现状检测报告》；

附件 11：《报告书基础信息表》。

概述

一、项目实施背景

苏里格气田南区隶属于中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂（原名：长庆油田分公司长南气田开发项目部），开发区域范围涉及榆林市定边县东北部、靖边县西部以及延安市吴起县北部地区，南北长 89.31km，东西宽 86.84km，呈“倒 L”型，总面积约 5299km^2。气田内纵向发育上下古生界多套含气层系，含气层位以盒 $_8$、山 $_1$ 为主，局部发育马五 $_5$、马五 $_4$、山 $_2$ 等含气层段。

苏里格气田南区于 2010 年开始试采，逐年滚动开发，截至 2022 年底，第六采气厂苏里格气田南区形成设计产能约 36×10^{8}m^3/a；累积已建成井场 460 座，气井 964 口；项目区域现有天然气净化厂 1 座，依托区块外天然气净化厂 2 座，集气站 13 座，清管站 3 座，采出水处理站 2 座；集气干线 160.64km；集气支线 287.15km；同时配套建设注醇管线、采出水输送管线、注水管线、站场道路等配套工程及设施，基本实现了天然气密闭集输。

气田开采过程中气井产能会自然递减，截止 2022 年底，苏里格气田南区天然气产能实际已递减至 11×10^{8}m^3/a。为了维持气田产能并进一步满足市场需求，长庆油田分公司第六采气厂拟在苏里格气田南区内加密布井，本项目主要工程内容包括：井场 80 座，气井 245 口，注水井 4 口，改造集气站 11 座，同时配套建设采气管线、注水管线、更换采出水管线、道路等配套工程及设施，计划 5 年建成（2023—2027 年），累计新增天然气设计产能约 15×10^{8}m^3/a，待本项目全部建成后，苏里格气田南区总产能规模预计将达到 26×10^{8}m^3/a。

二、建设项目特点

⑴本项目为既有区块改扩建。项目建设内容较多，工艺过程较复杂。工程建设内容主要包括新建及扩建井场、改造集气站、新增建设采气管线、注水管线、更换采出水管线及配套的道路、通讯、自控等多种工程，主要工艺过程包括钻井、井下作业、采气、天然气集输、道路建设等。

⑵本项目是典型的生态与污染并重型建设项目。生态环境影响主要体现在建设期占用土地、压占植被、破坏土壤、加大水土流失强度及生态景观破坏等方面；污染影响施工期主要有钻井废水、试压废水、废压裂返排液、废泥浆、废岩屑、钻井设备噪声、扬

尘、钻井柴油机废气等；运行期主要有燃气压缩机、无组织逸散烃类、气田采出水，压缩机等设备噪声，清管废渣和废润滑油等。

⑶项目建设内容多，具有区域广、污染源分散的特点。从局部看，作为点源的井场、站场对环境影响并不显著，但从整体看，数量较多的井场、站场等所构成的面源对环境影响则比较显著；

⑷项目环境风险事故类型较多，主要有钻井过程中发生的井漏、泥浆泄漏；采气及井下作业发生的井喷、火灾、爆炸；天然气集输过程中的泄漏、火灾和爆炸，气田采出水储运及回注过程中的事故等。

三、评价工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境保护管理条例》等法律法规的规定，该项目应实施环境影响评价。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，本项目属于五、石油和天然气开采业 07～8 陆地天然气开采 0721（涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）），本项目所在地处陕北丘陵沟壑重点治理区，属于陕西省水土流失重点治理区，应当编制环境影响报告书。为此，长庆油田分公司第六采气厂于 2023 年 3 月 10 日委托我单位开展该项目的环境影响评价工作。

接受委托后，我公司随即成立了评价工作组，在资料研究的基础上，于 2023 年 3 月 15 日进行了现场调查；并委托陕西众邦环保检测技术有限公司实施了环境质量现状及污染源监测；通过遥感解译对评价区域内的生态现状进行了调查，在工程分析、影响预测、措施论证等工作的基础上，编制完成了《第六采气厂 2023—2027 年苏里格南区新建产建工程区域环境影响报告书》。

四、分析判定结论

⑴政策符合性

①产业政策符合性

对照《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修订），本项目为“七、石油、天然气 1、常规石油、天然气勘探与开采”项目，属于鼓励类项目，符合国家产业政策。

②天然气开发政策、相关条例、办法及管理要求符合性

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012.3.7 施行）符合性分析见表 1；与《陕西省煤炭石油天然气开发环境保护条例》（省九届人大常委会第 29 号）、《陕西省加强陕北地区环境保护的若干意见》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点（试行）的通知》（陕环办发〔2020〕34 号）、《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规[2019]1 号）、《榆林市关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》（榆政环发〔2018〕123 号）、《榆林市油气开采废弃物不落地集中处置推广项目建设管理指南（试行）》（榆林市环境保护局，2018.9.9）《陕北油气田开采清洁文明井场验收标准》（陕环办函〔2016〕31 号）、《榆林市油气开采清洁文明井场建设标准》（榆政环发〔2017〕69 号）等见表 2；与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析见表 3，与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》中相关内容符合性分析见表 4。

表1　与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表

石油天然气开采业污染防治技术政策		技术政策符合情况分析	备注
一、总则			
1	①到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；②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全部综合利用，不外排；运行期废水利用率达到 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，设计及评价针对施工期、运行期提出了相关的污染防治和生态保护措施，可确保各类污染达标排放，对环境污染及生态影响较小； ②本项目清洁生产总体达到国内先进水平，多方面发展了“减量化、再使用、再循环”的循环经济，拟采取成熟有效的污染防治、生态保护及风险防范措施。	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。	产建项目对井区范围内的环境敏感区（饮用水水源保护区、生态红线等）进行了避让，对于生态功能区划水土流失控制区，在施工期和运行期提出了完善的生态防护措施，减少水土流失。	符合
二、清洁生产			
4	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物	建设单位对气田的开采进行了总体规划，制定了合理的开采方案，布局采取优化设计，尽量减少	符合

	的集中收集、处理处置。	占地和天然气损失，实现天然气和废物的集中收集、处理处置。	
5	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目在钻井过程中使用的化学试剂均属于无毒气田化学试剂。	符合
6	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目采用环境友好型钻井液，钻井泥浆基本为水基无毒性泥浆，井场配备钻井液循环及固控系统，对钻井液、钻井废水进行重复使用，钻井液循环率达到 95%以上。	符合
7	酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。	本产建项目所属钻井不涉及酸化工序，只进行压裂，钻井井场设压裂液回收装置，对压裂返排液进行回收后循环使用，循环使用率可达到 95%，剩余的废压裂返排液暂存于废液收集罐，在井下作业完成后，由资质单位经防渗漏、防溢流的运输车辆定期拉运处理后回注。	符合
8	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	项目集气站分离气田采出水统一收集外运，含醇采出水运至郝滩采出水处理站；不含醇采出水运至苏南 18 采出水处理站处理满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）要求后回注。	符合
9	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%。	本项目天然气开采、集输采用密闭流程，可确保集输损耗率不高于 0.5%。	符合
三、生态保护			
10	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	项目井场均为丛式井组，减少废物产生和占地。	符合
11	站场放空天然气应充分燃烧。	本项目集气站放空天然气经站场放空火炬燃烧后排放。	符合
12	①在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复；②井场周围应设置围堤或井界沟；③应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	①建设项目拟采取减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复；②建设单位拟设置监测井，对井区的地下水进行日常监测，防止对地下水造成污染。	符合
四、污染治理			
13	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	项目钻井废水等废水暂存于废液收集罐，在井下作业完成后，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处理处置能力的单位进行规范化集中处理，不外排。集气站分离气田采出水统一收集外运，含醇采出水运至郝滩采出水处理站；不含醇采出水运至苏南 18 采出水处理站处理满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和	符合

		《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）要求后回注。	
五、鼓励研发的新技术			
14	废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。	本项目产生的钻井废水通过配制泥浆进行利用，压裂液循环利用，最终送至废液处理站处理，采取了相应的资源化利用和无害化处置技术。	符合
六、运行管理与风险防范			
15	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	长庆油田分公司第六采气厂已建立了完善的环境管理体系。	符合
16	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	设计在井口安装防喷器、控制装置，设置回压阀、阻流器等，加强气井套管的检测和维护措施，进一步防止气井泄漏污染地下水。	符合
17	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建设单位已建立了完善的环境保护人员培训制度，所有人员均培训后上岗。	符合
18	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急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。	建设单位已编制突发环境事件应急预案，并定期组织人员培训并演练；将按规定开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性天然气泄漏产生的环境事故。	符合

表2　项目与相关条例、管理办法、其他技术政策的文件的符合性分析一览表

序号	相关条例、管理办法、技术政策	摘要（摘录）	本项目情况	备注
1	陕西煤炭石油天然气开发环境保护条例	天然气开发单位应当建立健全企业生态环境保护责任制，采用先进技术、工艺和设备，防止、减少环境污染和生态破坏，对所造成的生态环境损害，依法承担治理修复和生态环境损害赔偿责任。天然气开发单位应当依法缴纳环境保护税、资源税和水土保持补偿费、森林植被恢复费等。	建设单位已经建立有企业生态环境保护责任制，项目采用的技术、设备均为国内先进水平，并依法缴纳环境保护税、资源税和水土保持补偿费、森林植被恢复费等。	符合
		禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、草原公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目工程对于禁止开发区域实施避让措施，未在禁止开发区域内部署产建工程。	符合
		实行清洁生产，通过采用先进技术、工艺和设备、改善管理、综合利用	项目采用的技术、设备均为国内先进水平，建设单位将实行清洁生产，按照绿	符合

		等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免污染物的产生和排放。禁止采用国家和本省明令淘汰的落后技术、工艺和设备进行煤炭、石油、天然气开发。按照绿色矿山标准进行建设、开采，建立健全清洁文明井场（矿井）管理制度，作业现场应当符合清洁生产、安全生产和环境保护要求。	色矿山标准进行建设、开采，建设清洁文明井场。	
		天然气开发单位应当对开采过程中产生的钻井废水、压裂返排液、采出水按照国家有关规定进行无害化处理，经处理达到标准的，按照经批准的环境影响评价文件要求排放或者回注。石油采出水应当同层回注，不得外排。回注采出水应当按照地下水环境监测技术规范要求设立地下水水质观测监测井，对地下水质的变化情况实施监测。	项目钻井过程中产生的钻井废水、废压裂返排液统一收集后进入废液收集罐，在井下作业完成后，由防渗漏防溢流的运输车辆统一转移至专业单位处置；采出水经处理达标后回注地层，不外排。	符合
		石油、天然气开发单位对开采过程中产生的废弃泥浆、岩屑等工业固体废物应当集中收集、处置；鼓励石油、天然气开发单位对同类企业产生的工业固体废物协同处置。	项目钻井过程中产生的废钻井泥浆、岩屑在钻井前配备地上移动式收集设施，对废钻井泥浆岩屑进行不落地收集，在井下作业完成后，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至专业单位处置。	符合
		天然气井选点测试放喷，应当综合考虑气候、风向、安全等因素合理选点，远离居民区和建筑物，排出的气体应当点燃焚烧。	建设单位严格按照要求进行气井选点测试，排出的气体燃烧。	符合
		煤炭、石油、天然气开发单位应当开展突发环境事件风险评估，确定风险等级；制定突发环境事件应急预案，按照规定报县级生态环境、应急管理行政主管部门备案；完善突发环境事件风险防控措施，开展环境安全隐患排查治理工作，建立隐患排查治理档案；定期开展应急培训和应急演练，储备必要的环境应急装备和物资，并保证应急所用的设施、设备正常使用。	建设单位已编制突发环境事件应急预案，将定期组织人员培训并演练。储备了相应抢险应急物资。	符合
		煤炭、石油、天然气开发单位收集、贮存、运输、利用和处置危险废物，应当严格执行国家和本省有关规定，不得将危险废物交由不具备资	本项目危险废物按规定收集、贮存、并交由有资质的单位进行处置。	符合

		质的单位处置。 禁止在废弃矿坑、渗坑、裂隙、沟渠内储存或者排放含油的废水、泥浆和其他有毒有害物质。		
		石油、天然气开发单位对开采过程中产生的废弃泥浆、岩屑等工业固体废物应当集中收集、处置；鼓励石油、天然气开发单位对同类企业产生的工业固体废物协同处置。 鼓励对废弃泥浆、岩屑等工业固体废物综合利用的科学研究、技术开发和推广应用。	开发产生的废弃泥浆、岩屑等固废集中收集，外委填埋处置。 评价建议建设单位自身或进一步寻求合作，对废弃泥浆、岩屑等工业固体废物填埋处置的基础上，进一步综合利用。	符合
		天然气井选点测试放喷，应当综合考虑气候、风向、安全等因素合理选点，远离居民区和建筑物，排出的气体应当点燃焚烧。 煤炭、石油、天然气开发中产生的有毒有害气体或者伴生气、可燃性气体，应当综合利用或者提供给有回收利用能力的单位，不得随意排放；不具备回收利用条件确需排放的，应当经过充分燃烧或者采取其他污染防治措施，达到国家或者地方规定的标准。	本项目井场基本远离居民区和建筑物，测试放喷点均选择远离居民区和建筑物中满足要求的点位，排出的气体点燃焚烧。 本项目属于天然气开发，除非正常工况状态下泄压排放天然气外，正常状况气体除自用外全部密闭集输；非正常工况然气经火炬燃烧排放，减少对大气环境的影响。	符合
		石油、天然气开发单位应当对输油、输气管线和油气储存设施实行专人负责，定期进行巡查、检测、防护，防止断裂、穿孔，造成泄漏。 利用公路、铁路运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品的单位和个人，应当依照法律法规的要求具备相应资质、资格，办理相关运输手续，采取安全防范措施，按照规定的线路、时间行驶，防止溢流、泄漏、渗漏和散落。	评价要求运行期建设单位对集输管线定期进行巡查、监测、防护，防止断裂、穿孔、造成泄漏。 本项目气田水是由建设单位负责拉运，钻井废弃物委托第三方拉运，评价要求其均采取安全防范措施，按照规定的线路、时间行驶，防止溢流、泄漏、渗漏和散落。	符合
		石油、天然气开发单位应当对技术关闭井、报废井实施安全封堵，并将相关资料报县级自然资源、生态环境行政主管部门备案。自备案之日起六个月内拆除无利用价值的井场、联合站、集输站、中转站等生产设施、设备以及建筑物、构筑物，	评价对退役期气井、站场、管线的报废措施均提了详细要求，并实施生态修复。	符合

		实施生态修复。 技术关闭井重新启动应当向县级自然资源、生态环境行政主管部门备案。 对套管破损的油（水）井应当及时采取修补更换、安全封堵或者关闭等措施，实施生态修复。		
2	陕西省加强陕北地区环境保护的若干意见	城市规划区、生态防护区、试验区、自然保护区内不得开采煤、气、油、盐； 城市饮用水水源一、二级保护区、革命圣地遗址、风景名胜区等具有特殊保护价值的地区，不得新建各类有污染的项目；	本次气井均未布设在城市规划区内、气井及其他产建工程均未布设在生态防护区、试验区、自然保护区内等敏感区域内，且产建工程对井区范围内的饮用水水源保护区均进行了避让。	符合
3	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目以区域为单位开展环评，评价内容包括采气井、集气站、地面集输管线及其他配套地面及公用工程。 报告书对项目施工期、运行期及退役期环境影响及环境风险均深入评价，并提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。 对依托其他防治设施或者委托第三方处置的，报告书对其依托可行性进行了分析。	符合
		涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目施工期及运行期不向地表水体排放污染物。	符合
		涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的	本项目运行过程中产生的气田采出水经处理后回注地层，不外排；注水井的污染控制执行中国石油天然气行业发布的《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）；回注水水质参照执行《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）。项目将采取切实可行的防治措施和监控措施，以避免造成地下水污染。	符合

		层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。		
		陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端治理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本项目井场、集气站、管线等均采用密闭生产工艺，并通过加强管理，尽量避免跑冒滴漏，将挥发性有机物的无组织扩散降低到最低程度。项目站场的压缩机采用自产的天然气为燃料。	符合
		施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	建设单位在施工期将尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备选用高标准清洁燃油，选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，及时落实环评提出的生态保护措施。	符合
		油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	集输管线在选线设计时已考虑对环境敏感区进行了避让。集输管线尽量远离居民集中居住区。	符合
		油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	建设单位已编制有突发环境事件应急预案并备案。	符合
4	《关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目	第二条项目应符合生态环境保护相关法律法规和政策，符合“三线一单”要求，并与环境功能区划、生态环境保护规划等规划相协调。	经分析，项目符合生态环境保护相关法律法规和政策，“三线一单”，环境功能区划、生态环境保护规划等相关要求。	符合

	环境影响评价文件审批要点（试行）的通知》（陕环办 发〔2020〕34 号）	第三条项目选址应符合区域油气开采总体规划、规划环评及其审查意见等相关要求。禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行石油、天然气开发。	产建工程布设不涉及居民区、重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域。	符合
		第五条涉及废水回注的油气开采项目，应当论证回注的环境可行性，不得回注与油气开采无关的废水。	报告中已论证回注的环境可行性	符合
		第六条油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目钻井期间产生的固体废物，按照榆林市、延安市地方环境保护相关要求进行不落地收集、集中处置，符合要求。	符合
		第七条对挥发性有机物无组织排放进行有效管控。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。	本项目采用密闭集输工艺，上古区域开采的天然气为低含硫天气；下古区域天然气属于高含硫天然气，下古区域在设计、输送采取了相应的环境风险防范措施。	符合
		第八条油气开采企业应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测。	报告书对地下水、生态及土壤提出长期跟踪监测的要求。	符合
		第九条油气开采企业应对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。	报告书中退役期封井等工程提出相关措施。	符合
		第十条污染物排放总量应满足国家和地方的总量控制指标要求，有明确的总量来源。	报告书根据项目排污核算，提出总量控制建议指标。	符合
		第十一条选用低噪声工艺和设备，采取隔声、消声、减振和优化总平面布置等措施有效控制噪声污染。	项目选用低噪声工艺和设备，采取隔声、消声、减振等噪声控制措施。	符合
		第十二条提出合理的环境风险应急预案编制要求和有效的环境风险防范及应急措施。	建设单位已编制有突发环境事件应急预案，环评要求将本项目纳入区域应急预案，并对预案进行完善。定期组织人员培训并演练。	符合
5	关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知（自然资规[2019]1 号）	临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植	本项目井场、站场不占用永久基本农田，管线尽量避免占用永久基本农田，对于确实无法避让的部分管线，本评价要求项目不得在基本农田内修建永久性的建（构）筑物，同时通过耕地耕作	符合

		条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。	层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，使耕地经复垦后能恢复原种植条件，且临时占用基本农田不得超过两年。按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案。	
5	《国家公益林管理办法》	二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。	项目占用少量林地，二级公益林地涉及长度 1.5km，占用长度较短，面积较小，对森林生态系统功能不构成影响，且工程为临时使用，建设单位严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。	符合
5	《榆林市关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》（榆政环发〔2018〕123 号）	2018 年起油气开采过程中产生的废弃泥浆岩屑、压裂返排液等各类废弃物必须实施集中收集、处理处置，严禁“一井一池”“就地处置”，鼓励油气开发企业开展先进工艺技术研究开发和推广应用，减少油气开采废弃物产生量，提高回收率和综合利用率。	钻井施工期井场采取分区防渗措施及泥浆不落地措施，项目钻井过程中产生的钻井废水暂存于废液收集罐，优先循环利用，钻井工程结束后委外处理，不外排。	符合
		在榆林市境内从事油气资源开发的单位必须切实履行环保主体责任，推行清洁生产，改进油气开采生产方式，制定油气开采废弃物集中处置方案，强化末端治理。	全部采用数字化井场，无人值守，密闭集输，运行期项目危险废物收集后暂存于临时储存点，最终交有资质单位处置。	符合
		油气开发业主单位要建立健全污染环境防治责任制度，采取油气开采废弃物防扬散、防流失、防渗漏或者其他防止污染环境的收集措施，分类贮存。在钻井作业过程中建立油气开采废弃物管理台账，专人负责，如实记录油气开采废弃物产生、贮存、处理处置等情况。	钻井产生泥浆、岩屑、压裂返排液全部在钻井场地内设置分类收集罐，不再开挖泥浆池，钻井过程中已建立固废管理台账制度，并对钻井废弃物全部委托具有资质单位进行处置。	符合
		油气开发业主单位应对油气开采废弃物加以利用，对不能综合利用的，必须委托有处理处置能力单位进行规范化集中处置，转移过程中实施联单转移制度，严禁就地固化掩埋、严禁随意堆放抛洒。		符合

6	《榆林市油气开采废弃物不落地集中处置推广项目建设管理指南（试行）》（榆林市环境保护局，2018.9.9）	油气开采单位应严格落实环保主体责任，通过自建油气开采废弃物污染防治措施，对油气开采过程污染防治实施统一管理，防止对油气开采区地表水、地下水、土壤造成环境污染。	本项目钻井废水循环使用，采出水经采出水处理设施处理达标后回注，不外排；废弃泥浆及岩屑均委托有资质单位进行处置。	符合
		油气钻井现场配备移动式泥浆罐、振动筛、废弃泥浆混凝压滤机等预处理设备，泥渣、岩屑堆放场完成底部防渗处理。设置 50 公分防水围堰及堆场遮盖防雨设施。废弃泥浆岩屑经破乳、混凝、压滤后，含水率不高于 50%，固相、液相废物在井场完井后 10 天内必须运至推广区域集中处置场所。	油气钻井现场配备泥浆罐、振动筛，废弃泥浆离心机、压滤机，底部进行防渗处理。环评要求废弃泥浆、岩屑在气井完成 10 天内清运至集中处置场所处置	符合
		废弃泥浆上清液、压裂返排液、渗滤收集液统一收集，送联合站、试点项目或集中处置站处理回用与配置钻井液或压裂液，剩余部分由回注井实施同层达标回注。	项目钻井废水循环使用，压裂返排液经处理达标后部分回注，剩余部分用于压裂液的配置，不外排。	符合
7	陕北油气田开采清洁文明井场验收标准（陕环办函〔2016〕31 号）	钻井作业的泥浆池和泥浆槽必须采取防渗漏、防外溢措施。泥浆上清液应循环使用或处理达标后回注油层。钻井泥浆应当交由有资质单位处置，岩屑及其他废弃物要 进行无害化处理。	项目钻井不落地系统、泥浆罐、移动式岩屑收集池等采取防渗漏措施。泥浆上清液循环使用。废弃泥浆及岩屑均委托有资质单位处置	符合
		钻井作业必须采取防止污油外泄和渗漏等有效措施，污油要及时回收，废弃污油泥应当交由有资质单位处置。	井场进行分区防渗，废润滑油等经防渗收集后定期交有资质单位进行处置	符合
		试气作业必须采取防喷、导流等有效措施。试气作业完成后应在 60 日内完成泥浆处置、岩屑固化及善后处理。	项目试气采取防喷、导流措施，废弃泥浆、岩屑在气井完成后 10 日内进行清运处置	符合
		井场的道路两侧及围墙内外宜绿化区域应实现林草覆盖，有效面积不低于 98%	评价要求对井场道路两侧和围墙内外宜绿化区域实现林草覆盖，可绿化面积覆盖率达 100%。对实施工程造成的植被破坏或地表裸露区，采取生态恢复措施，所有生态恢复措施在井场投运半年内完成。对关闭气井进行封堵气层、封闭井口，并同步实施井场植树种草工程措施。	符合
		修路和开挖井场造成植被破坏和地	项目钻井不落地系统、泥浆罐、移动式	符

		表裸露的，必须采取有效的恢复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。	岩屑收集池等采取防渗漏措施。泥浆上清液循环使用。废弃泥浆及岩屑均委托有资质单位处置	合
		关闭气井应封堵气层、封闭井口，并同步实施井场复垦还田或植树种草工程措施。	关闭气井将封堵气层、封闭井口，并同步实施井场复垦还田或植树种草。	符合
8	《榆林市油气开采清洁文明井场建设标准》（榆政环发〔2017〕69 号）	油气开发企业必须在井场钻井作业前15日内，向当地环保局进行申报登记，申报登记的内容包括废弃钻井泥浆、井下作业废水及其他污染物的产生量、去向及处理处置方式等，实际情况发生紧急重大改变的，必须在改变后3日内进行排污申报登记变更。油气井场要在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动收式收集设施，在钻井过程中废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，收集设施不得混合收集其他废弃物。油气井场要在压裂及其他井下作业前配备废水地上收集罐，对压裂废水及其他废水进行统一收集；未配备废水收集罐的井场不得开展相关作业。油气井试油试气过程中需采取放喷、导流等有效措施，防止发生井喷等污染事故。 废弃钻井泥浆岩屑、井下作业废水须在井下作业完成后3日内，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至油气开采废弃物集中处置场所处置；严禁废弃钻井泥浆岩屑井场处理，就地固化或随意抛洒、掩埋。	评价根据通知，在报告中对各环节均提出相关要求	符合
		井场四至界限明确，场内无污染物和废弃物，生态环境得到改善。 修井或其他作业应采取有效的污染防治措施，产生的污染物应集中处理。	本评价要求井场按照清洁文明井场要求实施，作业时采取有效的污染防治措施，污染物收集后集中处理。	符合
		井场的道路两侧和围墙内外宜绿化区域应实现林草覆盖，有效覆盖面积不低于 98%。 修路和开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半	本评价要求临时占地及时修复，生态措施在井场投运半年内完成。判定确实没有经济开发价值、无法修复或存在安全隐患确需废弃的，应按照《废弃井封井回填技术指南》（试行）进行井口封堵，对占地范围内的生产设施及建筑物及	符合

		年内完成。 报废油气井应封堵油气层或井口，并同步实施井场复垦还田或植树种草工程措施。	时拆除并处置，进行植被恢复。	

表3　与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析一览表

陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范		规范符合情况分析	备注
一、矿区环境			
1、基本要求			
1	①矿区功能分区布局合理，矿区应绿化、美化，整体环境整洁美观。②生产、运输、储存等管理规范有序。	井区内井场将严格按照省市清洁文明井场标准建设，站场内及周边可绿化地方进行绿化，站场内整洁美观。	符合
2、矿容矿貌			
2	①矿区按生产区、管理区、生活区等功能分区，各功能区符合 GB50187 的规定，建立管理机构，制订管理制度，运行有序、管理规范。②矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图牌等标牌，标牌符合 GB/T13306 的规定。③执行各类废弃物管理制度。固体废弃物按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规范堆放综合利用和处置；矿区废液污物按照《中华人民共和国水污染环境防治法》规范存储和处置。④矿区油气生产、储运过程安全有序，按照 AQ2012 安全规程执行；在需警示安全的区域设置安全标志，警示标志设置符合 GB14161、SY6355 的规定。	①集气站按工艺装置区、站控区及清管区组成，并建立有相关管理机构，制订有规范的管理制度，运行有序、管理规范。②井区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套完善，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标牌。③执行各类废弃物管理制度。固体废物分类存放及处置。废液按规范存储和处置。④井区天然气生产、储运过程安全有序，并设置有安全标志。	符合
3、矿区绿化			
3	①因地制宜绿化矿区，绿化应与周边自然环境和景观协调，绿化植物搭配合理。②矿区绿化覆盖率应达到 100%。	评价要求矿区绿化覆盖率达到 100%，并与周边自然环境和景观相协调。	符合
二、资源开发方式			
1、基本要求			
4	①资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式。②因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。③应贯彻“边	①产建项目采用丛式井开发模式，减少占地、减少废弃物排放。 ②根据区域环境特点及气层特点，选择先进的开采工艺和装备，符合清洁生产要求。	符合

	开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	③要求建设单位编制生态恢复治理方案，及时治理井区生态环境。	
2、绿色开发			
5	①应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。 ②集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。③应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆。 ④油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制。	①本产建项目未使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。②本产建项目的场站、道路等涉及永久占地的工程均按标准化进行设计，其占地符合用地指标政策。③钻井过程选用水基环境友好型钻井液，集成应用优快钻完井技术，细化井控措施，实现优质安全钻井。在钻井井场设置地上收集设施，对废渣、废水进行集中收集，集中处置。④评价要求项目开发全过程采取地下水污染防治措施，建立动态监测评估、处理及报告机制。	符合
3、采收率要求			
6	特低渗透气藏，最低采收率 15%。	苏南气田整体上属于特低孔、致密、特低产气田，没有明显的边、底水，气藏分布不受局部构造控制。根据设计，项目天然气采收率 26.13%。	符合
4、矿区生态环境保护			
7	①防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏。②建立危险化学品管理制度，依法取得相应资质，实施全过程管理。③应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作。④应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。	①本项目天然气开采、集输采用密闭流程；要求建设单位重视采出水拉运及处理过程中的风险防范措施。②本次产建项目运行过程产生的危险废物按要求贮存、处置。③环评已提出对矿区及周边生态环境进行监测监控。④随着本次产建项目的实施，要求企业重新修编突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。	符合
三、资源综合利用			
1、共伴生资源利用			
8	气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；与甲烷伴生的硫化氢资源综合利用率不低于 95%；与甲烷气伴生的二氧化碳资源综合利用率不低于 95%。	井区气藏为干气气藏，气体组分以甲烷为主，甲烷占 95%以上。	符合
2、废物处置及利用			

9	①油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%。②油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式。	①对开采过程中产生的“三废”进行合理处理，处置率达到 100%。 ②采出水经处理后，回注地层。	符合
四、节能减排			
1、基本要求			
10	建立油气田生产全过程能耗核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，减少“三废”排放。	要求建设单位建立全过程核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，减少“三废”排放。	符合
2、节能降耗			
11	①建立油气生产全过程能耗核算体系，控制单位产品能耗，应达到设计标准及相关产品年度节能指标要求。②生产主要环节应选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备。③建立健全节能监测体系，对主要耗能设备、装置、系统实施定期节能监测。	评价要求建设单位严格执行建设规范。	符合
3、污物减排			
12	①油气生产过程中应采取有效的污染防治措施，全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生。②矿区 COD、氨氮、CO_2、SO_2 和 NO_X 等排放应符合批复环评报告中指标要求，排放总量低于国家和地方环保主管部门下达的总量限值。	在开发过程中全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生。如采用密闭集输，减少烃类气体挥发等。	符合

表4　与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》符合性分析

陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求		**技术政策符合情况分析**	**备注**
一、一般要求			
1	钻井废物的收集、贮存、运输、利用、处置，以及钻井废物处置工程的选址、设计、施工、验收和运行应符合国家和地方相关固体废物污染防治法律法规与标准的要求。	本项目钻井过程中采用移动式泥浆罐，钻井结束后，废弃泥浆经压滤后与岩屑一并由第三方单位拉运、处置；井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，回收率达到 100%。	符合
2	钻井废物处置过程宜使用环境友好的原材料与添加剂。	油区采用水基泥浆，废弃泥浆、岩屑一并由第三方单位拉运、处置。	符合
3	对水基钻井液体系钻井废物宜实施固液分离处置，对液相尽可能进行回收再利用。对油基钻井液体系钻井废物应采用萃取、脱附等方法	本项目使用水基泥浆，钻井泥浆通过振动筛除去岩屑后重复利用于钻井作业，泥浆的重复利用率可达 95%。	符合

	实施钻井液或油的回收，优先考虑钻井液的回收。		
4	钻井废物处置过程中应采取必要措施，保护处置场地周边地表水、地下水、土壤、空气、植被以及野生动植物栖息环境，避免造成环境污染和生态破坏。	钻井过程中实行钻井废弃物不落地收集，避免造成环境污染和生态破坏。	符合
5	钻井废物处置过程排放的废水和废气污染物、环境噪声应符合国家和地方相关排放标准的要求，产生固体废物的处理处置应符合国家和地方相关固体废物污染控制标准要求。	本项目钻井废弃物均能得到合理处理处置、废气及环境噪声符合相关排放标准要求。	符合
二、收集和贮存及运输			
1	对钻井废物宜采取现场不落地收集措施。	钻井过程中实行钻井废弃物不落地收集	符合
2	I 类和II类一般钻井废物的贮存应分别符合 GB18599 中对 I 类和II类一般工业固体废物的污染控制规定。	本项目废弃泥浆采取移动式泥浆罐，可以利用的部分循环利用，无法利用的泥浆压滤后与岩屑一并拉运至集中处置场。	符合
3	危险钻井废物的贮存应符合 GB18597 和 HJ2025 的要求，回收废矿物油还应符合 HJ607 的规定。	本项目钻井泥浆、岩屑不属于危险废物，均在井场实行不落地收集，最终交由第三方专业单位拉运处置；运行过程产生的废润滑油、污油等定期交有危险废物处置资质单位安全处置。	符合
4	钻井废物在实施最终处置前的临时贮存时间不应超过 12 个月。	评价要求钻井结束后，即对钻井井场的钻井废物及时清理，禁止在井场堆存。	符合

综上所述，本项目符合相关条例、相关技术政策、规范及环境管理要求。

⑵相关规划符合性分析

①与《陕西省生态功能区划》的符合性分析

表5　项目地生态功能区划及生态服务功能重要性或敏感性特征及保护对策分析一览表

项目地	生态区	生态亚区	生态功能区	生态服务功能重要性或敏感性特征及保护对策	本产建项目符合性分析	备注
靖边县、定边县	长城沿线风沙草原生态区	定靖北部沙化、盐渍化控制生态功能区	定靖东北部防风固沙区	土地沙漠化控制功能，保护和恢复现有植被，营造防风固沙植被。	首先，《陕西省生态功能区划》没有对本项目建设的制约及限制因素；其次，项目开发施工期、运行期及退役期均采取工程防治措施和植物修复措施，预防和治理水土流失，有效地控制项目区水土流失状况，维护项目所在地的生态环境功能。综上所述，本项目建设符合《陕西省生态功能区划》，详见图 0-1。	符合
			定靖西南风蚀、盐渍化控制生	盐渍化中度和轻度敏感。退耕还草，发展人工草地，恢复天然草原植被。		
		白于山河源水土保持生态亚区	白于山河源水土保持区	靖边、定边重要的水源地，无定河等河流的源头，水源涵养功能重要，水土流失极敏感，开展流域综合治理，退耕还林还草，控制水土流失。		

吴起县	黄土高原农牧生态区	黄土丘陵沟壑水土流失控制生态亚区	白于山南侧水土流失控制区	延安、洛河的上游，水源涵养功能重要，土壤侵蚀极敏感－高度敏感。沟谷涧地建设基本农田，坡地退耕还林还草，发展人工草地和特色经济林木。		

②与《陕西省主体功能区规划》的符合性分析

本项目产建区域不涉及禁止开发区域。本项目在陕西省主体功能区划中的位置见图 0-2，详细分区、保护和发展方向见表 6。

表6　项目地主体功能区划及保护和发展方向分析一览表

项目地	主体生态功能区划		保护和发展方向	本产建项目符合性分析	备注
吴起区域	国家层面重点生态功能区	黄土高原丘陵沟壑水土保持生态功能区	①在不损害生态功能的前提下，适度开发煤炭、石油、天然气、岩盐等优势资源； ②加强对能源和矿产资源开发及建设的监管，加大矿山环境整治修复力度，最大限度地减少人为因素造成新的水土流失。	①本产建项目在各工程选址时已对基本农田进行了避让。 ②项目施工期尽可能控制施工作业范围，施工结束后，及时对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施，将有效降低项目工程引起的水土流失，不会损害区域生态功能。	符合
定边、靖边区域	省级层面重点生态功能区	其他区域	陕北地区要加强荒漠治理、湿地保护与林草生态系统保护，实施退耕还林、“三北”防护林工程和京津风沙源治理工程，提高林草覆盖率，恢复矿区生态环境。	本项目在开发过程中要加强生态保护，项目施工期尽可能控制施工作业范围，控制临时占地面积，施工结束后，及时对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施，将有效降低项目工程引起的水土流失，维护项目所在地的生态功能。	符合
	国家层面重点开发区域	榆林北部地区	全国重要的能源化工基地和循环经济示范区，区域性商贸物流中心，现代特色农业基地，资源型城市可持续发展示范区。		

③与《陕西省水土保持规划（2016～2030 年）》符合性分析

项目与《陕西省水土保持规划（2016～2030 年）》符合性分析见表 7。

表7　陕西省水土保持规划（2016～2030年）符合性分析一览表

水土保持分区	规划要求	本项目情况	符合性
2）水土流失重点治理区包括陕北及大荔沙地重点治理区、陕北丘陵沟壑重点治理区、渭北高原沟壑重点治理区、秦岭北麓低山台塬重点治理区、丹江周边低山丘陵重点治理区和汉江周边低山丘陵重点治理区六部分，水土流失面积	（4）治理目标任务 1）近期治理目标任务 通过五年努力，治理水土流失面积 3.25 万 km^2，新修加固淤地坝 8000 座，综合治理小流域 1000 条，建设 74 个水土保持示范园和 65 条清洁型小流域。全省水土流失治理程度达 25%，减少水土流失面积 0.80 万 km^2，水土流失面积中的 20%侵蚀强度不同程度降低，年新增减少土壤侵蚀能力 1 亿 t，年新增蓄水能力 8 亿 m^3。	本项目所在区域属于 I-1 陕北及大荔沙地重点治理区、I-2 陕北丘陵沟壑重点治理区。项目规划的位置关系见图 0-3 本项目施工期尽可能控制施工作业范围，控制临时占地面积，施工结束后，及时对	符合

8.85 万 km^2，占该区总土地面积的 69.52%。	2）远期治理目标任务 规划建设期末治理水土流失面积 9.75 万 km^2，新修加固淤地坝 40503 座，综合治理小流域 3000 条。全省水土流失治理程度达 75%，减少水土流失面积 2.40 万 km^2，水土流失面积中的 60%侵蚀强度不同程度降低，年新增减少土壤侵蚀能力 3 亿 t，年新增蓄水能力 24 亿 m^3。	临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施，将有效降低项目工程引起的水土流失，维护项目所在地的生态功能。	

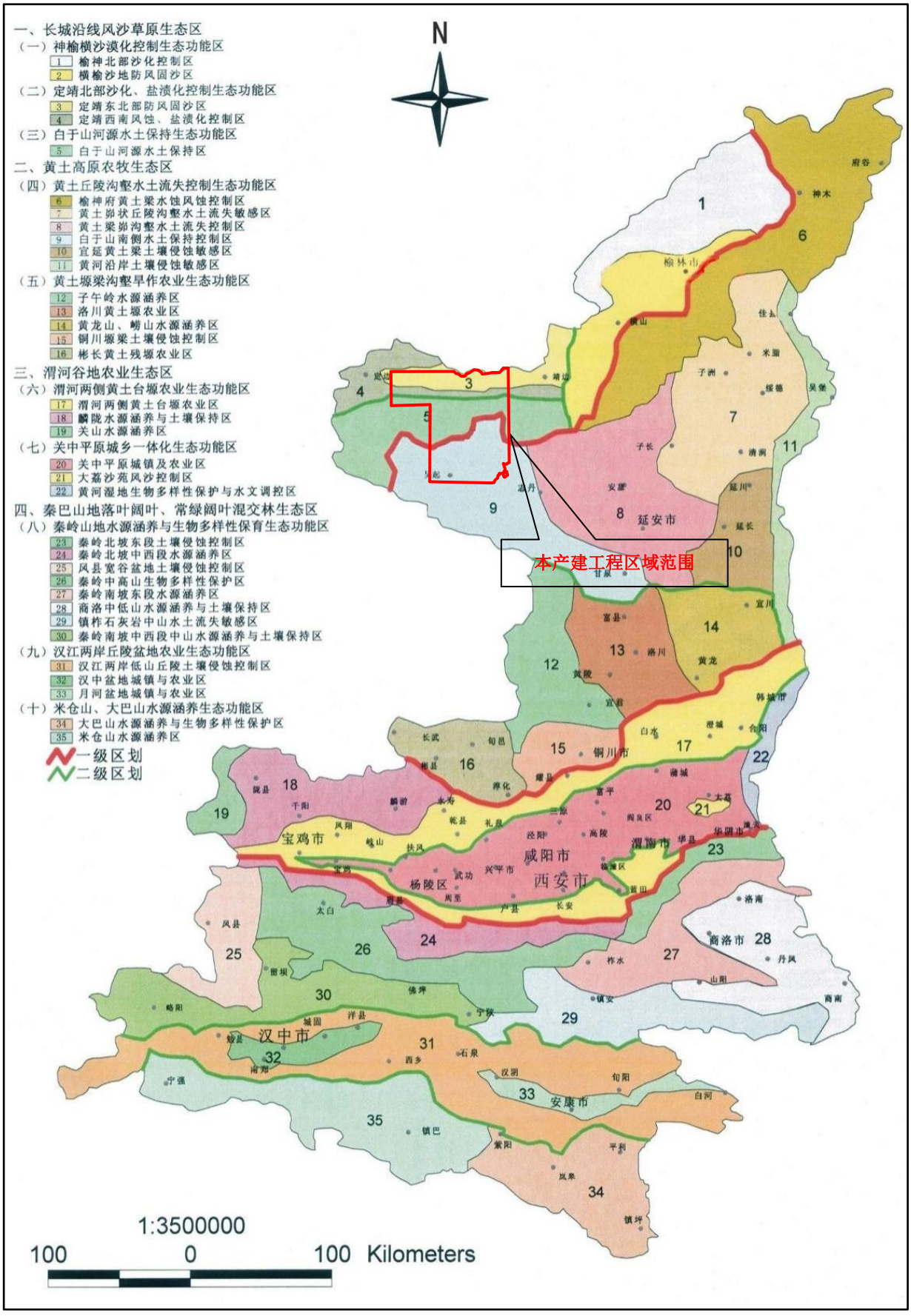


图0-1　项目与陕西省生态功能区划位置关系图

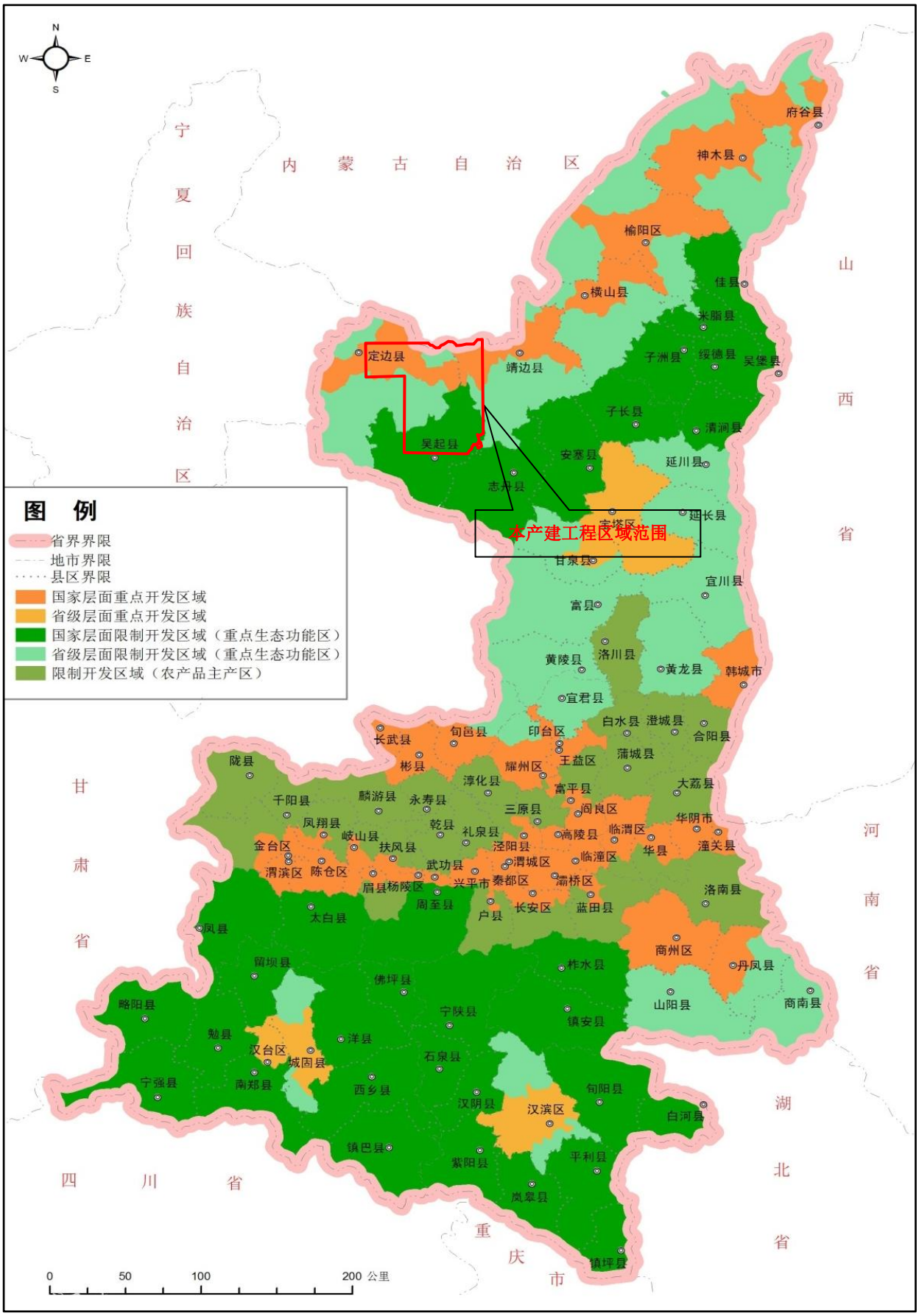


图 0-2　项目与陕西省主体功能区划位置关系图

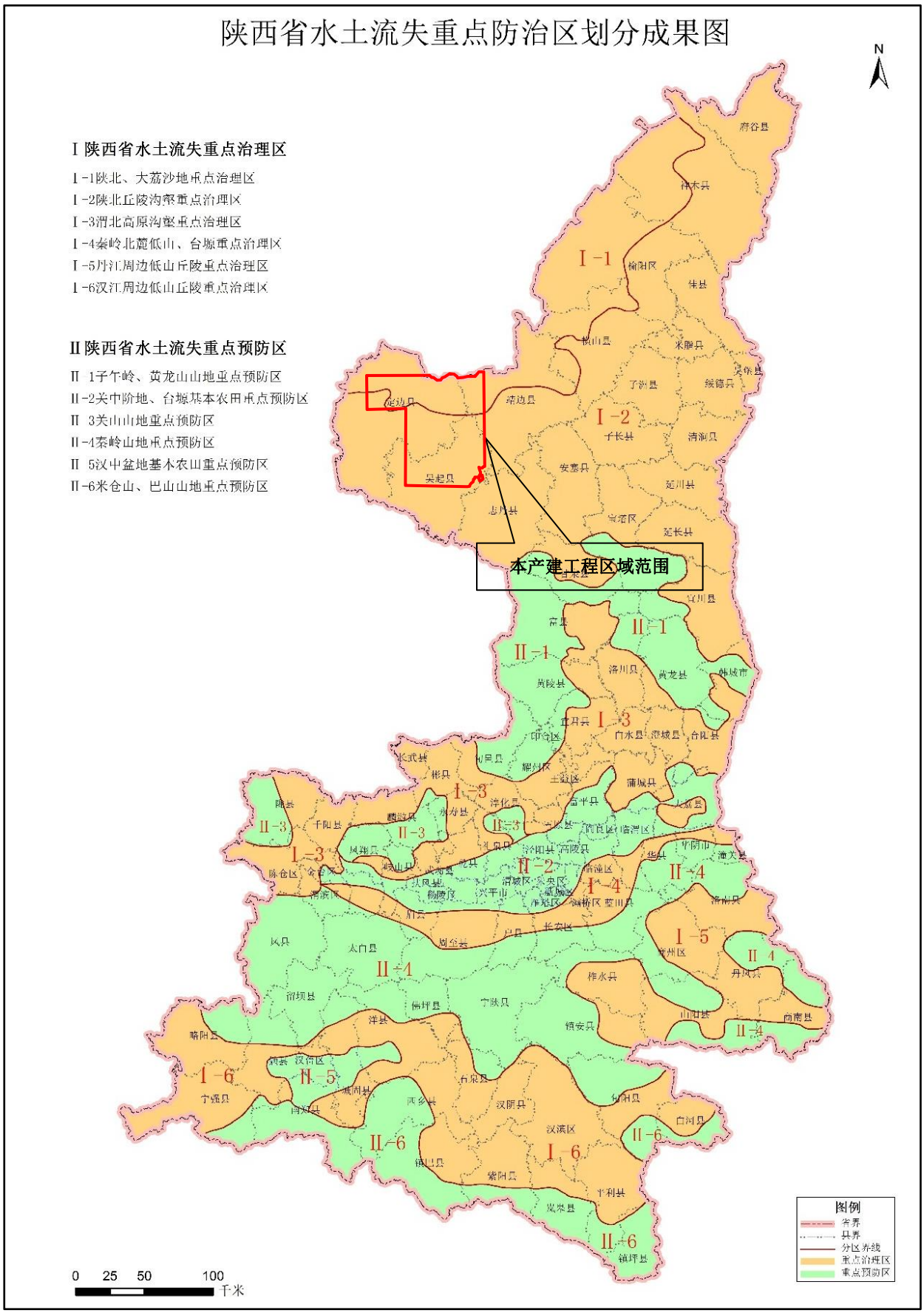


图 0-3　项目与陕西省水土流失重点防治分区关系图

④与地方“十四五”规划的符合性分析

根据陕西省、榆林市、延安市“十四五”国民经济发展规划，《陕西省“十四五”生态环境保护规划》《榆林市生态环境保护“十四五”规划》《延安市生态环境保护“十四五”规划（2021—2025 年）》《陕西省人民政府关于印发“十四五”节能减排综合工作实施方案的通知》（陕政发〔2022〕25 号）的符合性，具体分析见表 8。

表 8　项目与地方“十四五”规划的符合性分析一览表

规划名称	规划摘录	本项目情况	符合性
《陕西省国民经济发展第十四个五年规划和二O三五年远景目标纲要》	推动煤油气高效集约绿色发展。坚持常规与非常规资源开发并重，注重生态保护和新技术推广应用，提高石油采收率，降低开采成本，保持原油产量、加工量基本稳定，天然气产量较大增长。到 2025 年，全省原煤、原油和天然气产量分别达到 7.4 亿吨、2700 万吨、360 亿立方米。	本项目属于气田滚动开发项目，有利于促进天然气持续增产。	符合
《延安市国民经济和社会发展第十四五个五年规划和二O三五年远景目标纲要》	加大天然气采气建设，积极发展 LNG、天然气分布式综合利用，加快推进富县、甘泉、宜川油气管道和天然气液化、调峰、集输项目建设。到 2025 年，建成高水平延安综合能源基地，天然气产量达到 200 亿立方米。		
《榆林市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	深化精细勘探开发，促进石油增储稳产、天然气持续增产，进一步提高原油采收率，推动神木、府谷、吴堡煤层气规模化开发，到 2025 年油、气产量分别达到 1200 万吨、230 亿方左右。		
陕西省“十四五”生态环境保护规划	第三章贯彻新发展理念，推动绿色低碳发展第二节调整结构强化领域绿色低碳发展 持续推进清洁取暖工程，大力推进关中地区散煤清零，新增天然气气量优先用于居民生活用气和冬季取暖散煤替代。	项目的实施进一步保证省内天然气供应量，为推进清洁取暖、居民用气、冬季取暖煤替代提供保证。	符合
	第四章推动碳达峰行动，积极应对气候变化第二节控制温室气体排放 控制非二氧化碳温室气体排放。开展煤层气甲烷、油气系统甲烷控制工作，推动建立煤矿煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用示范项目。	本项目从开采、集输、处理等，均采用密闭流程，从各环节减少甲烷气体的排放。	符合
	第五章强化协同控制，改善汾渭平原大气环境重点行业大气污染治理工程持续因地制宜实施“煤改气”“油改气”等清洁能源取暖措施。 挥发性有机物综合整治工程针对储罐、装卸、敞开液面、动静密封点、废气收集治理、废气旁路、非正常工况等关键环节，对照相关行业排放标准及无组织排放控制要求，组织开展排	本产建项目为实施“煤改气”“油改气”等清洁能源取暖措施提供天然气燃料保证。按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》《GB39728-2020》《挥发性有机物无组织排放控制标准》	符合

	查整治，确保稳定达标排放。	(GB37822-2019）等行业排放标准和综合排放标准，进行挥发性有机物排放控制。	
	第七章推进系统防治，提升土壤和农村环境第一节加强土壤和地下水源头防控试点建立报废矿井、钻井清单，探索实施封井回填工作，防止地下水串层污染。	报告书对退役期的封井措施提出要求。	符合
	第八章 加强生态监管，当好秦岭卫士第三节实施重点生态系统保护工程推进绿色矿山建设。	报告书要求矿山建设符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求。	符合
延安市生态环境保护“十四五”规划（2021—2025年）	三、坚定绿色导向，推进高质量发展 （一）全面构建绿色发展机制 健全生态环境分区管控体系。严格落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线硬约束，建立健全生态环境分区管控体系。 （二）促进四大结构优化调整 优化产业结构。加强油煤气矿产资源整合，提高开采装备水平，应用清洁开采技术，强化生态环境约束，实现延安油煤气产业集约化、绿色化、规模化、安全化开发生产。 优化能源结构。积极引导用能企业实施清洁能源替代，加快天然气向乡镇、新型农村社区延伸，全面实现“气/电化延安”。	项目建设符合“三线一单”要求。 本项目采用国内先进开采装备，应用清洁开采技术，项目的建设实施满足天然气集约化、绿色化、规模化、安全化开发生产要求。 项目的实施有利于优化能源结构，保证省内天然气供应量，推进实施“气化延安”。	符合
	四、加强温室气体控制，积极应对气候变化 （一）强化温室气体排放控制管理体系建设试点开展石油、天然气、煤炭开采等重点行业甲烷排放监测。实施瓦斯资源综合开发利用战略，开展煤层气甲烷、油气系统甲烷控制工作。	本项目井区整体开采、集输、处理均采用密闭工艺，有效控制甲烷排放。 报告书在运行期监测计划中根据地方生态环境部门管理要求适时增加对甲烷的监测要求。	符合
	五、深入打好污染防治攻坚战，提升生态环境质量 （二）三水统筹、分区管控，全面提升流域水生态环境质量 2.着力改善水环境质量石油、煤炭、天然气生产企业及其他重点工业企业生产、生活污水必须全收集全处理。	本项目气田采出水全部集中收集、处理后回注或回用，不外排。	符合
	七、加强生态保护修复，增强生态系统承载能力 （二）加强重要生态系统一体化保护修复，提升生态服务功能加大矿区生态环境保护和治理。强化生产矿山边开采、边治理举措，及时	报告书对项目施工期、运行期、退役期均提出了相关污染治理及生态修复相关要求。按照封井相关技术规范要求，对废弃气井提出永久性安全封	符合

	修复生态和治理污染，停止对生态环境造成重大影响的矿产资源开发。油气开发企业要按照封油堵井相关技术规范要求，对废弃油气井进行永久性安全封堵，实施生产设施、建筑物拆除搬离，并对平整场地恢复植被。落实绿色矿山标准和评价制度，2021 年起新建矿山全部达到绿色矿山要求，到 2025 年，油气开发清洁井场建成率达到 100%。	堵要求，并对井场生产设施、建构筑物进行拆除搬离，并平整场地并恢复植被。对项目的建设运行，提出满足绿色矿山建设要求和延安市清洁井场建设要求。	
	八、强化环境风险管控，保障生态环境安全 （二）加强重点领域风险防控加强油煤气环境风险防控。强化油煤气开采污染源专项治理和风险全过程管控。延长石油等油煤气企业要及时修订突发环境事件应急预案，制定完善重点风险源专项突发环境事件应急预案，加大应急物资贮备，加强突发环境事件应急演练。加强对输油气管线检测报告制度，及时更换达到使用年限或老化输油气管线，充分运用现代化手段加强管线巡查，坚决遏制油气管道泄漏导致的突发环境污染事件发生。 （三）提升污油泥处理处置水平严格执行钻井泥浆无害化处置。	报告书要求企业加强环境风险防控，要求重新修编突发环境事件应急预案并备案，对项目运行过程加强风险管理。报告书要求钻井期严格按照《延安市油气开采废弃物集中处置实施方案》执行钻井泥浆不落地及无害化处置要求。	符合
榆林市生态环境保护“十四五”规划	第三节加快动能转换构建低碳产业发展格局加快实施重点行业绿色低碳化改造。以焦化、石化、化工、火电、金属冶炼、石油开采等行业为重点，开展全流程清洁化、循环化、低碳化改造，促进传统产业绿色转型升级。在电力、石化、煤化等行业，开展减污降碳协同治理。	本项目采用国内先进开采装备，应用清洁开采技术，项目的建设实施满足天然气清洁化、循环化、低碳化开发生产要求。	符合
	第二节持续推进污染源治理推进挥发性有机物综合整治。建立石化、化工、工业涂装等重点行业源头、过程和末端全过程控制体系，实施 VOCs 总量控制。延长、陕煤、中煤、神华等涉及挥发性有机物排放的企业全面实施泄漏检测修复工程（LDAR），严格控制密封点无组织排放，到 2022 年，泄漏率控制在 1%以下。严格生产管理，完善煤化、石化生产装置开停车、检维修等非正常状态的污染物排放管理制度，引入中石化、中石油先进生产管理技术，减少石化、煤化企业的火炬燃烧频次。加大汽修行业、餐饮油烟污染治理。	本项目气田整体开采、集输、处理均采用密闭工艺，有效控制甲烷排放。 报告书在运行期监测计划中根据地方生态环境部门管理要求适时增加对甲烷的监测要求。	符合
	第三节持续深化水污染治理持续推进工业污水治理。合理控制火电、兰炭、石化、煤化等行业规模，引导工业企业污水零排放，降低污染负荷。强化工业集聚区污染治理，推进工业园	本项目气田采出水全部集中收集，集中处理，处理达标后回注地层，不外排。	符合

	区污水处理设施分类管理、分期升级改造和污水管网排查整治，省级以上工业园区污水集中处理设施规范运行。因地制宜处理铁路货运站的生活污水，生产废水尽可能回用，严禁未经处理直排。不新增蒸发塘高浓盐水处理设施		
《陕西省人民政府关于印发“十四五”节能减排综合工作实施方案的通知》（陕政发〔2022〕25号）	实施传统产业节能降碳改造升级。以钢铁、有色金属、建材、石化化工等行业为重点，扎实推进节能降碳改造和污染物深度治理。	本项目不属于钢铁、有色金属、建材、石化化工等传统产业。	符合
	坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展。根据国家产业规划、产业政策、节能审查、环境影响评价审批等政策规定，对在建、拟建、建成的高耗能高排放项目（以下称“两高”项目）开展评估检查，建立工作清单，明确处置意见，严禁违规“两高”项目建设、运行，坚决拿下不符合要求的“两高”项目。	本项目不属于高耗能高排放项目。	符合
延安市大气污染治理专项行动方案(2023-2027 年)延市字（2023）53 号文	8.扬尘治理工程。强力推进扬尘综合治理，施工场地严格执行“六个百分百”防护措施，建立工地扬尘监管体系，安装建筑工地扬尘在线监测系统和视频监控，与行业部门联网，常态化开展建筑工地扬尘治理专项督查，场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限值（DB61/1078-2017）》的立即停工整改。〔市住建局牵头，市城管执法局、市交运局、市自然资源局、市生态环境局、市水务局等参与，各县（市、区）政府落实〕	评价要求建设单位严格按照方案中各项扬尘控制措施进行施工，减缓施工期扬尘污染。所有物料运输车辆须密闭上路。运渣车辆必须全部安装定位系统，杜绝超高装载、抛洒泄漏行为。	符合
《榆林市大气污染治理专项行动方案(2023-2027 年)》榆发（2023）3 号	5.强化扬尘污染防治。落实《榆林市扬尘污染防治条例》，强化建筑工地、裸露土地、城市道路、涉煤企业、运煤专线等扬尘污染管控。施工场地严格执行“六个百分之百”要求，场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限制》(DB61/1078-2017）的立即停工整改，严格落实施工工地重污染天气应急减排措施。（市资源规划局、市生态环境局、市住建局、市交通局、市城管局、市能源局等按职责牵头、各县市区政府、各园区管委会负责）	评价要求建设单位严格按照方案中各项扬尘控制措施进行施工，减缓施工期扬尘污染。所有物料运输车辆须密闭上路。运渣车辆必须全部安装定位系统，杜绝超高装载、抛洒泄漏行为。	符合

根据表 8 分析，本建设项目符合地方“十四五”国民经济发展规划和生态环境保护规划。

⑤与矿产资源总体规划符合性分析

与《陕西省矿产资源规划》(2021～2025 年）及其规划环评符合性分析见表 9。

表 9　与矿产资源总体规划及其规划环评符合性分析一览表

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性

1	《陕西省矿产资源总体规划》(2021～2025 年）	矿产资源安全供给体系进一步建立，稳定提升煤炭、石油、天然气、页岩气、地热等能源资源产量，优化铁矿、钒矿、铜矿、钼矿、金矿等战略性金属矿产能，进一步完善建材类非金属矿产保障机制，资源优势加快转化为产业优势，经济社会发展所需矿产资源保障能力全面提升。推动陕北能源转型升级发展。在鄂尔多斯盆地煤油气盐赋存区，加强石油、天然气、页岩气、煤层气等能源矿产的调查评价，加大石油、天然气勘探力度，稳步提高油气产能。	本产建区域属于鄂尔多斯盆地延安气田区，属于规划中要求加强油气勘查、开发的区域	符合
		矿产勘察开发差别化管理：强化战略性矿产安全保障，在空间布局、勘查开发方向、准入门槛、总量调控、结构调整等方面加强引导，提高资源安全供应能力和开发利用水平。生态红线内非自然保护地核心保护区的区域。允许因国家重大能源资源安全需要开展战略性能源资源勘查、公益性自然资源调查和地质勘查。对永久基本农田内部分战略性矿产矿业权实施差别化管理，保障资源稳定供应。 限制勘查高硫煤、石煤、硫铁矿、石棉，勘查区块投放前应做好论证。围绕国家战略性矿产、我省优势和紧缺矿产，引导项目、资金等要素向国家规划矿区和重点勘查区投入，重点勘查石油、天然气、页岩气、煤层气、煤炭、地热、氦气、铁矿、锰矿、铜矿、镍矿、金矿、钴矿、晶质石墨、萤石等矿产，以上矿种鼓励社会多元资金投资勘查。	本项目为天然气开采项目，属于国家战略性矿产资源	符合
		加强源头预防与过程控制。落实省级国土空间修复规划，督促矿山企业科学编制并严格实施矿山 开发利用方案、矿山地质环境保护与土地复垦方案，实现边开采、边保护、边治理，切实履行矿山地质环境治理恢复与土地复垦义务。落实矿山企业生态保护主体责任。新建矿山应符合本规划管控要求，编制矿山地质环境保护与土地复垦方案。	评价要求本项目按照要求编制地质环境保护与土地复垦方案	符合
2	《陕西省矿产资源总体规划（2021～2025 年）环境影响报告书》及审查意见（环审[2022]123 号）	坚持生态优先，绿色发展。坚持以习近平生态文明思想为指导，严格落实绿水青山就是金山银山理念，立足于生态系统稳定和生态环境质量改善，处理好生态环境保护与矿产资源开发的关系，合理控制矿产资源开发规模与强度，不得占用依法应当禁止开发的区域，优先避让生态环境敏感区域。	本项目不涉及规划中的禁止开发区域，对水源地等生态环境敏感区域进行了避让，符合审查意见要求。	符合
		严格环境准入，保护区域生态功能。按照陕西省生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等新要求，与大气环境优先保护区、水环境优先保护区、农用地优先保护区等存在空间重叠的现有矿业权、勘察规划区块、开	本项目具体产建工程与陕西省“三线一单”分区管控方案进行了比对，符合管控要求。项目在建设过程中将严格执行相应管控要求，控制开采	符合

		采规划区块等，应严格执行相应管控要求，控制勘查、开采活动范围和强度，严格执行绿色勘查、绿色开采及矿山生态保护修复相关要求，确保生态系统和主要功能不受破坏。	活动范围，及时做好植被恢复。	
		加强矿山生态修复和环境治理。结合区域生态环境质量改善目标和主要生态环境问题，分区域、分矿种确定矿山生态修复和环境治理总体要求，将目标任务分解细化到具体矿区、矿山，确保“十四五”规划期历史遗留矿山治理恢复面积不低于 4900 公顷。对可能造成重金属污染等环境污染问题的矿区，进一步优化开发方式，推进结构调整，加大治理投入。	本项目针对井场、站场、管线、道路等不同区域提出了相应的环境恢复措施，及时对临时占地及永久占地进行植被恢复。	符合

⑥与黄河流域相关规划符合性分析

与《黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要》《黄河流域生态环境保护规划》《陕西省黄河流域生态环境保护规划》的符合性分析详见表 10：

表 10　与黄河流域相关规划符合性分析一览表

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	《黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要》	第六章实施最严格的水资源保护利用制度，全面实施深度节水控水行动，坚持节水优先，统筹地表水与地下水、天然水与再生水、当地水与外调水、常规水与非常规水，优化水资源配置格局，提升配置效率，实现用水方式由粗放低效向节约集约的根本转变，以节约用水扩大发展空间。第三节针对农业生产中用水粗放等问题，严格农业用水总量控制，以大中型灌区为重点推进灌溉体系现代化改造，推进高标准农田建设，打造高效节水灌溉示范区，稳步提升灌溉水利用效率。扩大低耗水、高耐旱作物种植比例，选育推广耐旱农作物新品种，加大政策、技术扶持力度，引导适水种植、量水生产。加大推广水肥一体化和高效节水灌溉技术力度，完善节水工程技术体系，坚持先建机制、后建工程，发挥典型引领作用，促进农业节水和农田水利工程良性运行。深入推进农业水价综合改革，分级分类制定差别化水价，推进农业灌溉定额内优惠水价、超定额累进加价制度，建立农业用水精准补贴和节水奖励机制，促进农业用水压减。深挖工业节水潜力，加快节水技术装备推广应用，推进能源、化工、建材等高耗水产业节水增效，严格限制高耗水产业发展。支持企业加大用水计量和节水技术改造力度，加快工业园区内企业间串联、分质、循环用水设施建设。提高工业用水超定额水价，倒逼高耗水项目和产业有序退出。提高矿区矿井水资源化综合利用水平。	本产建项目不属于高耗水工业。	符合
		第八章强化环境污染系统治理推动沿黄一定范围内高耗水、高污染企业迁入合规园区，加快钢铁、煤电超低排放改造，开展煤炭、火电、钢铁、焦化、化工、有色等行业强制性清洁生产，强化工业炉窑和重点行业挥发性有机物综合治理，实行生态敏感脆弱区工业行业污染物特别排放限值要求。严禁在黄河干流及主要支流临岸一定范围内新建“两高一资”	本项目不属于高耗水工业，项目采出水经采出水处理设施处理达标后回注地层，不外排。	符合

		项目及相关产业园区。开展黄河干支流入河排污口专项整治行动，加快构建覆盖所有排污口的在线监测系统，规范入河排污口设置审核。严格落实排污许可制度，沿黄所有固定排污源要依法按证排污。沿黄工业园区全部建成污水集中处理设施并稳定达标排放，严控工业废水未经处理或未有效处理直接排入城镇污水处理系统，严厉打击向河湖、沙漠、湿地等偷排、直排行为。加强工业废弃物风险管控和历史遗留重金属污染区域治理，以危险废物为重点开展固体废物综合整治行动。加强生态环境风险防范，有效应对突发环境事件。健全环境信息强制性披露制度。		
		第四节开展矿区生态环境综合整治 对黄河流域历史遗留矿山生态破坏与污染状况进行调查评价，实施矿区地质环境治理、地形地貌重塑、植被重建等生态修复和土壤、水体污染治理，按照“谁破坏谁修复”“谁修复谁受益”原则盘活矿区自然资源，探索利用市场化方式推进矿山生态修复。强化生产矿山边开采、边治理举措，及时修复生态和治理污染，停止对生态环境造成重大影响的矿产资源开发。以河湖岸线、水库、饮用水水源地、地质灾害易发多发区等为重点开展黄河流域尾矿库、尾液库风险隐患排查，“一库一策”，制定治理和应急处置方案，采取预防性措施化解渗漏和扬散风险，鼓励尾矿综合利用。统筹推进采煤沉陷区、历史遗留矿山综合治理，开展黄河流域矿区污染治理和生态修复试点示范。落实绿色矿山标准和评价制度，2021 年起新建矿山全部达到绿色矿山要求，加快生产矿山改造升级。	本项目对区域生态影响仅局限于气田开发范围内，且项目在开发过程中仅在开发范围内分散建设一些具体建设工程，绝大部分为临时占用，并且施工结束后及时开展生态恢复措施，因此，项目对区域生态环境影响较小。	符合
2	《黄河流域生态环境保护规划》	全面实行排污许可制。依法全面实施排污许可管理制度，严格落实排污许可“一证式”管理，完善企业台账管理、自行监测、执行报告等制度，引导企业持证排污、按证排污，推动环评、总量控制、统计、执法等相关制度与排污许可制度的全联动。积极构建以排污许可制为核心的固定污染源监管制度体系。	第六采气厂申请了排污许可证，企业建立了台账管理、自行监测、执行报告等制度，符合规划要求。	符合
		第三章第二节推动工业绿色发展推进产业绿色转型升级。实施节能审查、环评审批和排污许可制度，从源头提升新建项目能效水平和清洁生产水平。优化甘肃、宁夏、内蒙古、山西、陕西、山东等省区高耗水行业规模，重点推进水资源节约集约利用。加快产业结构转型升级，推进钢铁、煤炭等重点行业化解过剩产能，鼓励科技含量高的绿色工业发展。延长和优化煤炭、石油、矿产资源开发产业链，推进资源产业深加工，逐步完成能源产业结构调整和升级换代。全面推进绿色制造体系建设，创建一批绿色工厂、绿色工业园区、绿色供应链。	本项目为天然气开采，不属于高耗水工业，所采用的生产工艺达到国内先进清洁生产工艺水平，符合规划要求	符合
		第四章第一节推进污水资源化利用。以青海、甘肃、宁夏、陕西、山东等省区为重点，开展地级及以上城市污水资源化利用示范城市建设，规划建设配套基础设施，实现再生水规模化利用。选择缺水地区开展区域再生水循环利用试点示范，推动建设污染治理、生态保护、循环利用有机结合的综合治理体系。重点围绕钢铁、石化、化工、造纸、纺织印染、食品、电子等行业，创建一批工业废水循环利用示范企业，逐步提高废水综合利用率。积极推动再生水、雨水和苦咸水等非常规水源利用。矿井水排放多的地区要制定矿井水利用	本项目施工期钻井对钻井液、钻井废水进行重复使用，钻井液循环率达到 95%以上，在井下作业完成后，由防渗漏防溢流的运输车辆统一转移至专业	符合

		规划，统筹考虑区域内矿井水的综合利用，统一建设相关基础设施。推进陇东、宁东、蒙西、陕北、晋西等能源基地的煤炭矿井水综合利用。	单位处置，不外排。	

⑦与陕西省防沙治沙规划（2021-2023 年）符合性分析

本项目主要位于榆林市的定边县、靖边县、延安市的吴起县，涉及的沙化土地治理区包括：长城沿线毛乌素沙地治理区、风沙盐碱滩地治理区、白于山区荒漠土地治理区。项目与陕西省防沙治沙规划（2021-2023 年）的符合性分析详见表 11：

表 11　与陕西省防沙治沙规划（2021-2023 年）符合性分析一览表

相关规划	沙化土地治理区	具体措施	本项目情况	符合性
陕西省防沙治沙规划（2021-2023 年）	长城沿线毛乌素沙地治理区	大力营造防风固沙林，全面固定沙地。修复提升退化、老化防护林质量，加大中幼龄林抚育和封沙育林育革力度，提高生态防护功能。对退化草原，采取固栏封育、飞播种草、浅耕翻、改良施肥、免耕补播、毒害草防治等修复措施，提升草原生态功能。强化封禁保护措施，使沙化土地得以休养生息。严格落实禁牧措施，全面推行舍饲圈养和以草定畜，坚决防范野外放牧对沙区植被造成破坏。加强矿区综合修复与治理，打造矿区生态恢复治理示范样板。积极发展农业节水灌溉，保证沙区生态用水。加强沙化土地的开发利用监督管理，严格执法，巩固治理成果。	加强矿区综合修复与治理，控制项目施工作业带，对临时占地按照占地类型进行恢复，沙化治理区应选种固沙树种草种。	符合
	风沙盐碱滩地治理区	深入开展退化林修复改造和退化草地修复改良，加大退化草地和盐碱滩地科学治理力度，重点栽植耐盐和泌盐植物，拓宽耐盐植物品种引种试验推广，积极引用推广盐碱地治理新成果和新技术。加强沙化土地开发利用监督管理，严格水资源管理，落实禁牧措施，全面推行舍饲圈养，坚决防范野外放牧对沙区植被造成破坏；因地制宜，宜林则林，直灌则灌、宜草则草，大力提升林草植被盖度。		
	白于山区荒漠土地治理区	开展国土绿化，统筹推进山水林田湖草沙系统治理。以工程造林为主，因地制宜开展人工造林种草、封山育林育草、草原改良、退化林修复和小流域治理等措施，大力恢复林草植被。在条件适宜地段营造生态经济林，增加农民收入。严格林草地管理，全面实施封山禁牧，高质量重建白于山区生态系统。		

⑶“三线一单”符合性判定

①生态保护红线

根据《陕西省人民政府关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（陕政发〔2020〕11 号）、《榆林市人民政府关于印发榆林市“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知（榆政发〔2021〕17 号），落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单（简称“三线一单”）生态环境分区管控。根据陕西省环境调查评估中心出具的本项目“三线一单”初步成果对照分析报告的函，项目新增井场、管线均不涉及其他保护地类，项目与陕西省“三线一单”生态环境分区管控单元对照分析示意图见图 0-4。

本项目新建井场、采气管线、采出水管线、注水管线均位于榆林市，延安区域不涉及新建工程，根据本项目与榆林市生态环境分区管控方案相符性分析表 12，项目与榆林市“三线一单”管控单元对比图见图 0-5。经分析，项目符合所在生态环境分区管控的要求，具体见下表。

表 12　项目与榆林市环境管控单元划定表

环境管控单元		管控要求	符合性	
优先保护单元	指以生态环境保护为主的区域，主要包括生态保护红线、自然保护地、饮用水源保护区、重要水库，以及需要加强保护的重要生态功能区和环境脆弱敏感区。全市划定优先保护单元115个，面积12930.02平方公里，占全市国土面积的30.13%。	以生态优先为原则，突出空间布局约束，依法禁止或限制大规模、高强度工业开发和城镇建设活动，开展生态功能受损区域生态保护修复活动，确保重要生态环境功能不降低。	管线	根据“三线一单”比对结果，管线涉及优先保护单元中一般生态空间－定边县生态功能极重要极敏感区（水土流失脆弱极敏感区）涉及长度4.5km；国家二级公益林，涉及长度 1.5km。根据《国家级公益林管理办法》，评价要求建设单位应严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理林地使用手续；同时严格按照市生态环境主管部门要求采取相应生态防护措施，如在施工期严格控制施工作业范围，控制临时占地面积，分段施工，及时回填，同时采取“分层开挖、分层堆放、分层回填”的作业制度，施工结束后，立即对临时占地进行植被恢复；并制定水土保持方案，采取相应的水土保持措施，有效降低项目工程引起的水土流失，维护项目所在地的生态功能，确保生态环境功能不下降。
			井场	根据“三线一单”比对结果，井场涉及优先保护单元中一般生态空间－定边县生态功能极重要极敏感区，涉及面积 1.14hm^2。根据优先保护单元中一般生态空间管控要求本项目涉及井场面积相对于整个产建工程量占比较小，且除永久占地外，其余占地在施工结束后恢复原有植被，

				施工过程中采取有效的生态防护及恢复措施，不影响整体森林生态系统功能。
重点管控单元	指涉及大气、水、土壤、自然资源等资源环境要素重点管控的区域，主要包括城镇规划区、产业园区以及其他开发强度高、污染物排放量大、环境问题相对集中的区域。全市划定重点管控单元70个，面积10636.93 平方公里，占全市国土面积的24.78%。	1.进一步加强地下水资源的开发管理和保护工作，在地下水开发利用过程中，应严格取水许可审批与监督，新建、改建和扩建项目必须开展水资源论证，并以此作为建设项目立项审批的先决条件。 2.在地下水超采的单元内，新建、改扩建项目不得使用地下水作为工业水源。地下水超采区的县级以上地方人民政府应当加强节水型社会建设，通过加大海绵城市建设力度、调整种植结构、推广节水农业、加强工业节水、实施河湖地下水回补等措施，逐步实现地下水采补平衡。	管线	根据“三线一单”比对结果，管线涉及重点管控单元中的地下水开采重点管控区，涉及管线长度 7.45km。本项目不涉及对地下水的开采，管线运行期不排放废水、管线占地为临时占地，施工结束后恢复原有植被，符合重点管控区管控要求。
			井场	根据“三线一单”比对结果，井场涉及重点管控单元中的地下水开采重点管控区，涉及面积1.38hm^2。本项目不涉及对地下水的开采。
一般管控单元	指优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。全市划分一般管控单元 12 个，面积19354.15 平方公里，占全市国土面积的 45.09%。	主要落实生态环境保护基本要求，推动区域生态环境质量持续改善。	本项目榆林区域其余管线及井场位于榆林市一般管控单元，根据一般管控单元的管控要求，本产建项目符合相关法律法规、标准和政策文件的要求。	

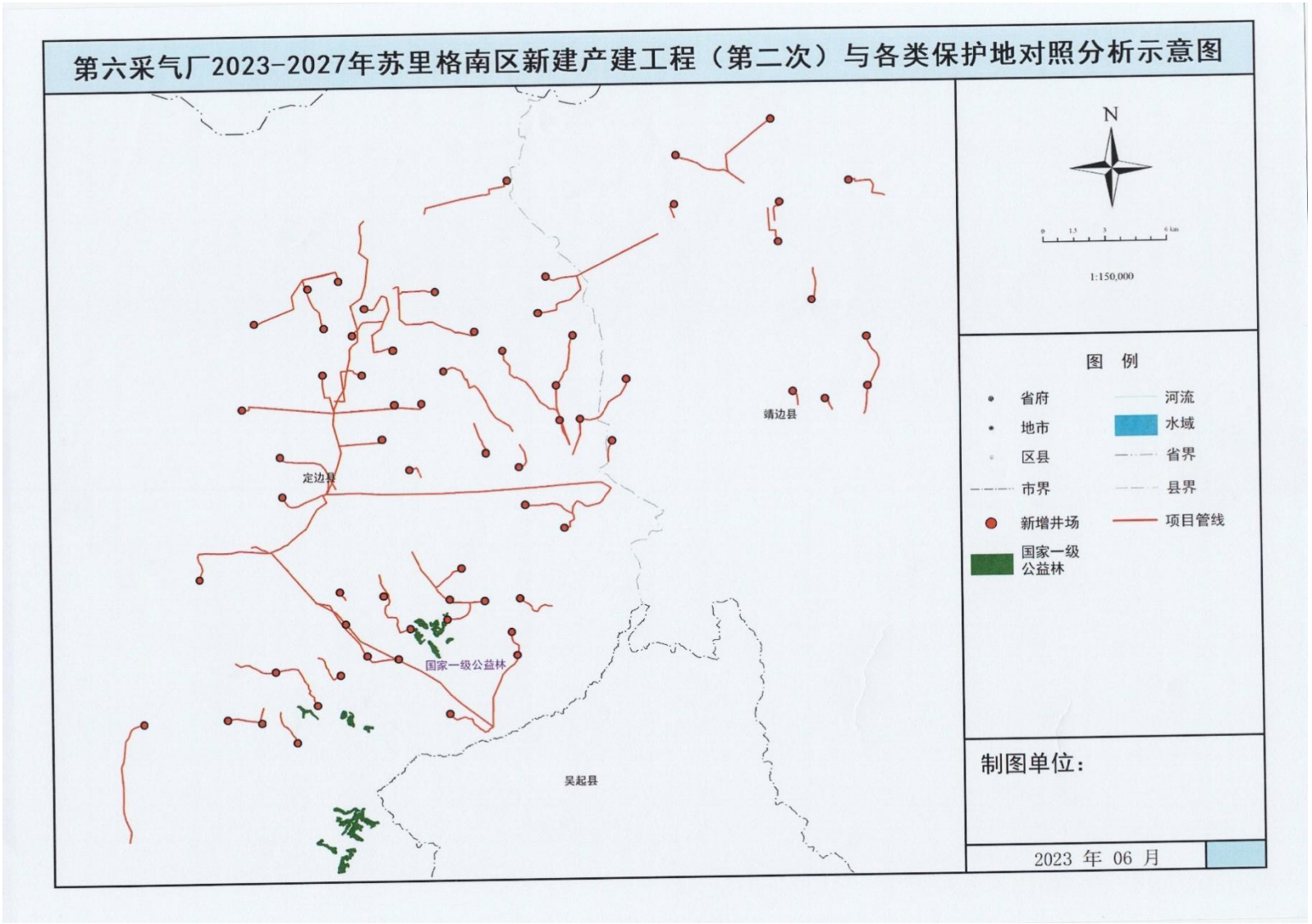


图 0-4　项目与陕西省“三线一单”生态环境分区管控单元对照分析示意图

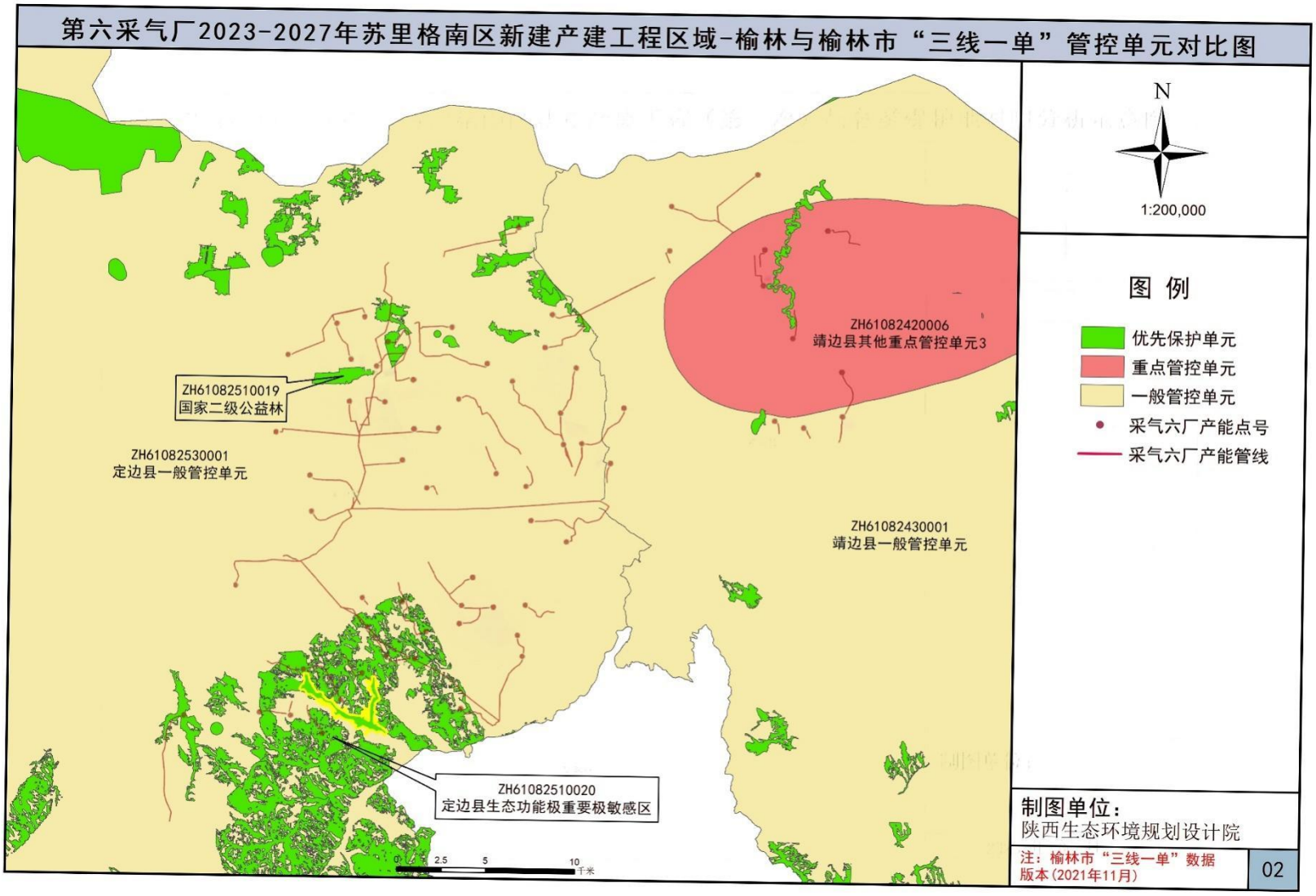


图 0-5　项目与榆林市“三线一单”管控单元对比图

②环境质量底线

根据环境质量状况结果，项目所在区域大气、地下水、声等环境质量能够满足相应功能区划要求。根据预测，本项目实施后对区域环境空气、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境等影响较小，不会改变评价区各环境功能区划要求，不触及环境质量底线，本项目符合环境质量底线要求。

③资源利用上线

项目为区域滚动开发，项目占地主要为临时占地，小部分为永久占地。项目能源资源消耗量较小，主要能源资源消耗为柴油、水，在使用过程中加强节能建设，提高能源利用率；施工作业取水按照地方主管部门要求进行，不会突破水资源利用上线。因此，本项目的建设不会突破当地资源利用上线。

④生态环境准入清单

本项目井场、管线工程均位于榆林市定边县、靖边县，根据榆林市生态环境准入清单，本项目位于榆林市生态环境准入清单范围内。

表 13　本项目与榆林市生态环境准入清单的符合性分析表

适用范围	管控维度	管控要求	本项目情况	相符性
总体要求	空间布局约束	构建“一核三区、一轴二带”绿色低碳、多级多元的产业空间布局结构。其中三区，北部煤电化工发展区包括榆阳、横山、神木、府谷 4 个县市区，依托榆神工业区、榆横工业区、神木高新区、府谷煤电化工业区等重点园区发展以煤为主的煤炭、煤电、煤化工等能源化工主导产业和有色、新能源、装备、建材、物流、文化旅游等产业。西部油气综合利用区包括定边和靖边两县，依托靖边能源化工综合利用产业园、定边工业新区等重点园区，发展原油、天然气、油气化工等产业，加快培育风能和太阳能等新能源产业。南部生态产业区包括南部六县，重点发展建材、特色轻纺和文化旅游、现代物流等产业，培育农产品加工产业集群。	项目位于榆林市靖边县、定边县，位于西部油气综合利用区，项目在已建油区内建设，包括新建井场、采气管线、采出水管线、注水管线、道路等配套工程，属于发展原油、天然气、油气化工等产业，位于榆林市生态环境准入清单范围内。	符合

此外，根据《榆林市经济社会发展总体规划（2016—2030 年）》附件 2－榆林市空间开发负面清单，本项目涉及其中的定边县、靖边县。经分析，项目建设符合榆林市空间开发负面清单要求，具体分析见下表。

表 14　与榆林市空间开发负面清单符合性分析

序号	类别	名称	符合性分析	符合性
1	基本农田保护区	永久基本农田	本项目永久占地不占用永久基本农田，管线尽量避免临时占用永久基本农田，对于确实无法避让的部分管线，评价要求项目不得在基本农田内修建永久性的建（构）筑物，同时通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，使耕地经复垦后能恢复原种植条件	符合
2	森林公园	森林公园	项目不在森林公园范围内	符合
3	文化自然遗迹	省级文物保护单位	区块涉及靖边营故城、清平堡遗址和明长城遗址，但本次产能用地不占用省级文物保护单位。	符合
4	湿地	陕西北洛河湿地	项目不涉及北洛河湿地	符合
		无定河湿地	项目不涉及无定河湿地	符合
5	饮用水水源保护区	定边贺圈镇西羊圈水源地	本项目工程不涉及水源保护区。	符合
		定边马莲滩水源地		
		定边安边河脑村水源地		
		定边白泥井水源地		
		定边板窑调蓄水池保护区		
		定边堆梁水源地		
		定边红柳沟陡沟子水库保护区		
		定边姬塬水源地		
		定边梁圈水源地		
		定边马莲滩及衣食梁移民区水源地		
		定边石洞沟张寨子水源地		
		定边辛圈净化水厂保护区		
		定边辛圈调蓄水池保护区		
		定边学庄水源地		
		定边杨伏井水库水源地		
		定边杨井孙克要先水源地		
		定边营盘山水库水源地		
		定边砖井净化水厂保护区		
		定边砖井镇后坑水源地		

综合分析，本项目建设满足《榆林市“三线一单”生态环境分区管控方案》（榆政发〔2021〕17 号）、《陕西省“三线一单”生态环境分区管控应用技术指南：环境影响评价（试行）》（陕环办发〔2022〕76 号）、《榆林市经济社会发展总体规划（2016—2030 年）》相关要求。

⑷与榆林市“多规合一”符合性分析

本项目属于产能建设项目的整体项目环评，包括井场、站场、管线等多个单项工程，项目站场、扩建井场不新增占地，新建 67 座井场涉及新增占地，本次环评针对区域新建井场、管线分别进行了“多规合一”符合性控制线检测。

根据榆林市“多规合一”辅助决策服务窗口针对本项目出具的《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》（井场工程、管线工程）可知，本项目新建井场永久占地均不占用文物保护线、生态红线、基本农田，符合榆林市“多规合一”文件要求。项目相关符合性见表 15、表 16。

表 15　井场工程与榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告符合性分析

控制线名称	本项目情况	符合性分析
榆阳机场电磁环境保护区分析	不涉及	符合
榆阳机场净空区域分析	不涉及	符合
矿业权现状2022分析	不涉及	符合
林地规划分析	涉及林地和耕地	本项目涉及的井场正在办理榆林市自然资源和规划局的用地预审与选址意见书。评价要求建设单位尽快完成用地手续办理。井场永久占用耕地均为一般农田地，不涉及基本农田保护区
文物保护线分析	不涉及	符合
城镇开发边界分析	不涉及	符合
生态保护红线分析	不涉及	符合
永久基本农田分析	不涉及	符合
土地利用现状分析	涉及耕地、园地、林地、草地	井场永久占用耕地均为一般农田地，不涉及基本农田保护区，建设单位正在办理用地手续

表 16　管线工程与榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告符合性分析

控制线名称	本项目情况	符合性分析
榆阳机场电磁环境保护区	不涉及	符合
榆阳机场净空区域	不涉及	符合
矿业权现状2022	涉及探矿权	占用探矿权1.5739公顷。建设单位正在与有关矿权所属单位签署开采不同矿种的协议，拟约定安全措施等
林地规划	涉及林地和非林地	占用非林地26.0029公顷、占用林地19.6434公顷。管线工程为临时占用，待施工结束后可恢复原土地类型
文物保护线	不涉及	符合
城镇开发边界	不涉及	符合

生态保护红线	不涉及	符合
永久基本农田	涉及基本农田	项目管线临时占用（17.562公顷）基本农田，建设单位应按照《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）要求，不得在基本农田内修建永久性建（构）筑物，按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏
土地利用现状	涉及耕地、种植园用地、林地、草地、商业服务业用地、工矿用地、住宅用地、交通运输用地、其他土地	管线工程为临时占用，待施工结束后可恢复原土地类型。

⑸产建工程布局合理性分析

①空间布局要求

根据陕西省环境调查评估中心、榆林市生态环境局反馈的本项目“三线一单”对比结果，本次产建项目不涉及生态红线区、不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水源、地质公园、森林公园等各类保护地。

根据陕西省环境调查评估中心、榆林市生态环境局反馈的本项目“三线一单”对比结果，部分产建内容位于“定边县生态功能极重要极敏感区（水土流失脆弱极敏感区）”“国家二级公益林区”。根据优先保护单元中水土流失敏感区管控要求：应当限制或禁止可能造成水土流失的生产建设活动。本次产建项目针对各工程在选址、选线时已尽可能避开地质灾害易发区及水土流失敏感区域，尽量选择荒草地等土壤贫瘠的地段。严格控制并尽可能缩小施工作业范围，针对占用及扰动的区域及时采取工程防治措施和植物修复措施，预防和治理水土流失，有效地控制项目区水土流失状况，维护所在地的生态环境功能不降低。运行后随着场地绿化、硬化措施的实施，对区域水土流失影响极小。针对二级公益林区，按采伐管理权限由相应林业主管部门依法核发林木采伐许可证，开展抚育和更新性质的采伐。

②选址的环境敏感性分析

a.集气站选址可行性分析

本次产建项目不新建集气站，仅对现有集气站进行改造，据调查，现状各集气站均

办理了相关用地、环保手续，选址合理可行。

b.井场布置的合理性分析

根据榆林市“多规合一”辅助决策服务窗口针对本项目出具的《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》，本项目井场不涉及基本农田的占用。地面工程布局由地下含气区域决定，气井布设不可避免地涉及“定边县生态功能极重要极敏感区（水土流失脆弱极敏感区）”。对于位于以上限制开发区的井场，设计在选址时已尽可能避开地质灾害易发区及水土流失敏感区域，严格控制并尽可能缩小施工作业范围，针对占用及扰动的区域及时采取工程防治措施和植物修复措施，预防和治理水土流失，有效地控制项目区水土流失状况，维护所在地的生态环境功能不降低。运行后随着井场区绿化、硬化措施的实施，对区域水土流失影响极小。

据现场调查，各井场满足（《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014)、《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013))。

综上，本项目井场布置满足环保相关要求，布局合理。

c.管线、道路选线可行性分析

本项目管线主要是新建采气管线、更换采出水管线及新建注水管线等。根据本项目管线工程“多规合一”检测结果，本项目管线沿途所经区域生态系统以农田生态系统为主，占地类型主要为草地、林地和耕地等，均为临时占地，不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、重要湿地等特殊敏感区。

1.永久基本农田不可避让性及环境合理性分析

由于苏南区块永久基本农田分布较广，本项目井场永久占地虽然对永久基本农田进行了避让，但部分井场周边仍有永久基本农田分布，管线布设时，将不可避免穿越永久基本农田。

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

根据《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规[2019]1 号）文件要求，临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工

和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。

根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）文件要求，制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。

本项目不涉及制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的工程内容，管线选址时尽量避开永久基本农田，但由于部分井场与依托站场分布位置关系原因，导致部分管线无法避让基本农田，但本项目管线施工时不建设永久性建（构）筑物，评价要求项目开工前，建设单位应按程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。

2.评价要求后期管线路由：

将管道安全稳定放在首位，并考虑管道建设运输、维护管理对交通条件的需要。在符合管道总体走向前提下，局部难点段线路应进行多方案比选，确保管道安全，同时尽量节省工程投资；

尽量避开多年生经济作物区和重要的农田基本建设设施，避开植被生长良好地段。

尽量靠近和利用现有公路和巡井道路，减少管线和施工便道施工，临时占地对土地的扰动和植被的破坏。

选择有利地形，尽量避开施工难度较大和不良工程地质段，方便施工，确保管道长期、安全、可靠运行，减少风险因素。

管线路由走向尽量避开城镇、工矿企业和人口稠密区。必须通过村镇等人口稠密区时，严格按《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）关于地区等级划分的要求进行

设计，并充分考虑城镇、工矿规划的需求。

针对陕北山区地形特点，管线路由宜走较缓山梁，尽量避免河道敷设管道。道路勘测选址特别是永久性道路勘测选址，应和当地公路部门协商，尽量利用现有路网，减少新建道路，减少占用耕地。道路应尽量回避选址在水源保护区内，以从危险源头降低运输带来的环境风险。

综上所述，评价认为，本建设项目符合国家和地方的相关规划、行业污染防治技术政策及地方环境管理要求。区块开发范围内无水源保护区、城镇规划区、森林公园等需特殊保护目标。项目在满足相关设计技术规范要求的基础上，工程部署主要站场、井场、管线及道路的选址、选线方案总体可行。

五、主要关注的环境问题

⑴现有工程环保措施及设施运行情况、污染物达标排放情况以及现有工程存在的环保问题，并针对环保问题提出“以新带老”措施。

⑵施工期钻井井场，钻井废弃物分类、集中不落地收集，集中处置的环保措施要求。

⑶项目施工期的生态环境影响及保护、恢复措施。

⑷运行期重点关注项目环境风险影响，根据可能造成的环境风险有针对性地提出相应的环境风险防范措施。

六、报告书主要结论

本项目为石油天然气产业中的“常规石油、天然气勘探与开采”，为《产业结构调整指导目录》（2021 年修订本）中鼓励类项目，符合国家产业政策。项目的实施符合国家、陕西省、榆林市、延安市的相关规划要求，有利于当地产业结构调整和社会经济发展。在按照“三同时”制度认真落实工程设计、环评报告提出的改进措施并强化环境管理后，各项污染防治、生态保护及环境风险防范与应急措施基本可行，各类污染源可达标排放，固体废物得到合理贮存、处置或利用，对环境的污染较小；生态环境影响得到有效控制、恢复、补偿，并减至最低程度，可以实现生态系统结构功能不降低的生态环境保护目标；环境风险可降低到当地环境能够容许的程度。从满足环境质量目标和生态环境保护要求的角度，工程建设可行。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 任务依据

长庆油田分公司第六采气厂《第六采气厂 2023—2027 年苏里格南区新建产建工程区域环境影响评价委托书》，2023.3.10。

1.1.2 国家法律

(1)《中华人民共和国环境保护法（修订）》，2015.1.1；

(2)《中华人民共和国环境影响评价法（修正）》，2018.12.29；

(3)《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022.6.5；

(4)《中华人民共和国水污染防治法（修正）》，2018.1.1；

(5)《中华人民共和国大气污染防治法（修正）》，2018.10.26；

(6)《中华人民共和国固体废物污染环境防治法（修订）》，2020.9.1；

(7)《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019.1.1；

(8)《中华人民共和国矿产资源法（修订）》，2009.8.27；

(9)《中华人民共和国森林法（修订）》，2020.9.2；

(10)《中华人民共和国水法（修订）》，2016.9.1；

(11)《中华人民共和国土地管理法（修订）》，2019.8.26；

(12)《中华人民共和国野生动物保护法（修订）》，2018.10.26；

(13)《中华人民共和国节约能源法（修订）》，2018.10.26；

(14)《中华人民共和国水土保持法（修订）》，2011.3.1；

(15)《中华人民共和国环境保护税法》，2018.1.1；

(16)《中华人民共和国文物保护法》(2017 年修订)，2017.11.19；

(17)《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010.10.1；

(18)《中华人民共和国黄河保护法》，2022.10.30。

1.1.3 国务院行政法规及规范性文件

（1）国务院《建设项目环境保护管理条例》（国令第 682 号），2017.10.1；

（2）国务院《基本农田保护条例》(2011 年修订)，2011.1.8；

（3）国务院《土地复垦条例》（国令第 592 号），2011.3.5；

（4）国务院《关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2011〕35 号），2011.10.17；

（5）国务院《全国生态环境保护纲要》（国发〔2000〕38 号），2000.11.26；

（6）国务院《中华人民共和国野生植物保护条例》（国令第 687 号），2017.10.7；

（7）国务院《地质灾害防治条例》（国发〔2003〕394 号），2003.11.24；

(8)《中华人民共和国文物保护法实施条例》2016.1.13；

(9)《中华人民共和国风景名胜区条例》，2006.2.6；

(10)《饮用水水源保护区污染防治管理规定》，2010.12.22；

(11)《中华人民共和国河道管理条例》，2018.3.19 修改；

(12)《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，2021.3.12；

(13)《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号），2021.11.30。

1.1.4 部门规章及规范性文件

(1)《产业结构调整指导目录》（2021 年修订版）；

(2)《国家危险废物名录》（部令第 15 号），2020.11.25；

(3)《建设项目环境影响评价分类管理名录》，2021 年版；

(4)《环境影响评价公众参与办法》，2019.1.1；

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

(6)《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号），2012.7.3；

(7)《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98 号），2012.8.8；

(8)《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号），2019.12.13；

(9)《中共中央国务院关于加快推进生态文明建设的意见》，2015.4.25；

(10)《生态文明体制改革总体方案》，2015.9.11；

(11)《突发环境事件应急管理办法》，部令第 34 号，2015.6.5 实施；

(12)《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》，环发〔2015〕162 号，2015.12.10；

(13)《全国生态脆弱区保护规划纲要》，环发〔2008〕92 号，2008.9.27；

（14）关于发布《危险废物排除管理清单（2021 年版）》的公告（公告 2021 年第 66 号）；

（15）于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》，环发〔2015〕4 号，2015.1.8；

(16)《石油天然气开采业污染防治技术政策》，环境保护部公告[2012]18 号，2012 年 3 月；

(17)《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》，（SY/T7298-2016)，2016 年 12 月；

（18）国家发展改革委商务部关于印发《市场准入负面清单（2022 年版）》的通知，发改体改规〔2022〕397 号，2022.3.12；

(19)《地下水管理条例》，国务院令第 748 号，2021.10.21；

(20)《关于印发危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采等七项危险废物环境管理指南的公告》（公告 2021 年第 74 号），2021.12.22；

(21)《企业环境信息依法披露管理办法》部令第 24 号，2022.2.8。

1.1.5 地方政府及其职能部门的法规、政策及规范性文件

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

(2)《陕西省大气污染防治条例》(2019 年修订版），2019.7.31；

(3)《陕西省地下水条例》，2016.4.1；

(4)《陕西省固体废物污染防治条例》，2015.11.19；

(5)《陕西省矿产资源管理条例》，1999.11.30；

(6)《陕西省水土保持条例》，2013.7.26；

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

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

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

(10)《陕西省水功能区划》，2004.9；

(11)《陕西省饮用水水源保护条例》(2021 修订版），2021.1.21；

(12)《陕西省文物保护条例》，2012.7.12；

(13)《陕西省风景名胜区管理条例》，2008.8.1；

（14）陕西省人民政府办公厅《陕西省“十四五”生态环境保护规划》（陕政办发〔2021〕25 号），2021.9.18；

（15）陕西省环境保护厅《陕西省环境保护厅破解生态环境质量不优难题实施方案》（陕环发〔2017〕22 号），2017.4.21；

（16）陕西省环境保护厅《陕西省矿产资源开发生态环境治理方案编制规范》（陕环函〔2012〕313 号），2012.4.11；

(17)《关于进一步加强石油天然气开采行业污油泥利用处置环境管理的通知》，陕环固管函〔2018〕384 号，2018.10.16；

(18)《关于印发〈陕西省固体废物污染防治专项整治行动方案〉的通知》，陕环发〔2018〕29 号，2018.9.30；

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

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

（21）延安市人民政府《延安市土壤污染防治工作方案的通知》（延政函〔2017〕221 号），2017.11.21；

（22）延安市人民政府关于印发《延安市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》的通知，2021 年 2 月 24 日延安市第五届人民代表大会第六次会议批准，2021.3.25；

(23))《延安市人民政府办公室关于印发延安市生态环境保护“十四五”规划的通知》延政办发〔2021〕43 号，2021.12.22；

（24）延安市人民政府关于印发《延安市“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知，延政发〔2021〕14 号，2021.11.26；

(25)《关于禁止审批和新建地下水取水工程用于石油天然气生产的通知》（延市水发〔2021〕53 号），延安市水务局、延安市环保局；

(26)《延安市油气开发清洁文明井场建设标准》，延市环发〔2020〕28 号，2020.2.26；

(27)《延安市人民政府关于印发延安市石油开发环境污染治理工作方案的通知》，2006.3.31；

（28）延安市生态环境局关于印发《进一步加强油气开发废弃物管理工作方案》的

通知，延市环发〔2022〕6 号，2022.1.3。

(29)《关于进一步加强油气开发项目压裂废水环境管理的通知》，榆政环发〔2018〕74 号，榆林市环境保护局，2018.4.27；

(30)《榆林市油气田开采清洁文明井场建设标准》（暂行），榆政环发〔2017〕69 号，2017.5.28；

(31)《陕西省大气污染治理专项行动方案（2023—2027 年）》（陕发〔2023〕4 号），2023.3.23。

(32)《延安市大气污染治理专项行动方案（2023-2027 年）》（延市字〔2023〕53 号），2023.5.16。

1.1.6 评价技术导则及规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则－总纲》(HJ2.1-2016)；

(2)《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3)《环境影响评价技术导则－地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(4)《环境影响评价技术导则－地下水环境》(HJ610-2016)；

(5)《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2021)；

(6)《环境影响评价技术导则－生态影响》(HJ19-2022)；

(7)《环境影响评价技术导则－土壤环境（试行）》(HJ964-2018)；

(8)《环境影响评价技术导则－陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2023)；

(9)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；

(10)《建设项目危险废物环境影响评价指南》（公告 2017 年）；

(11)《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)；

(12)《生态环境状况评价技术规范》(HJ/T192-2015)；

(13)《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)；

(14)《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)；

(15)《陆上钻井作业环境保护推荐作法》(SY/T6629-2005)；

(16)《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T6628-2005)；

(17)《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)；

(18)《含油污水处理工程技术规范》(HJ580-2010)；

(19)《气田集输设计规范》(GB50349-2015)；

(20)《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》，（SY/T7298-2016)。

1.1.7 项目相关技术资料

(1)《第六采气厂 2023—2027 年苏里格南区新建产建工程区域初步设计方案》；

(2)《陕西省生态环境厅关于〈长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区新增 18 亿（2020—2022 年）产能建设项目〉的批复》陕环评批复〔2020〕17 号；

（3）与项目有关的监测报告及建设单位提供的其他有关资料。

1.2 环境影响因素识别、评价因子及评价标准

1.2.1 环境影响因素识别

⑴施工期

工程施工期的环境影响主要表现在场站、管线及道路施工占地对周围生态环境的影响；钻井作业中柴油机烟气、压裂试气作业对大气环境的影响；钻井废弃物（钻井废水、废岩屑、废钻井泥浆、压裂返排液等）对水环境、土壤环境的影响，项目工程施工期环境影响因素识别见表 1.2-1。

表 1.2-1 施工期环境影响因素识别矩阵一览表

影响因素环境要素	工程占地	废气	废水	固体废物	噪声	风险
		柴油机废气、车辆废气、施工扬尘	钻井废水生活污水	钻井岩屑及废钻井泥浆等	施工车辆、钻机等噪声	井喷井漏
环境空气		-1				-1
地表水			-1			-1
地下水			-2	-2		-2
声环境					-1	
土壤	-1		-1	-1		-1
植被	-1					
动物	-1				-1	
其他	-1					-1

注：3－重大影响；2－中等影响；1－轻微影响；“－”－不利影响。

⑵运行期

运行期正常工况条件下，污染物的排放有天然气开采、集输过程中集气站压缩机废气、无组织挥发烃类气体；集气站压缩机、各类泵运行噪声对周围声环境的影响；废润滑油、集气站清管废渣等。运行期环境影响因素识别见表 1.2-2。

表 1.2-2　运行期环境影响因素识别矩阵一览表

影响因素	废气	废水	固体废物	噪声	风险

环境要素	无组织烃类气体、压缩机废气	气田采出水	废润滑油、集气站清管废渣等	集气站压缩机、各类泵运行噪声	天然气、废润滑油等
环境空气	-1				-2
地表水		-1			-1
地下水		-2	-1		
声环境				-1	
土壤		-1	-1		-1
植被					
动物				-1	
其他					-1

注：3－重大影响；2－中等影响；1－轻微影响；“－”－不利影响。

⑶退役期

退役期主要表现在场站等地表设施拆除、封井等施工活动对环境的影响，施工活动将造成一定程度的水土流失，退役期环境影响因素识别见表 1.2-3。

表 1.2-3　退役期环境影响因素识别矩阵一览表

污染环节 / 环境要素	工程车辆	井场	集输管道	站场
环境空气	-1	-1	-1	-1
地表水			-1	
地下水		-1		
声环境	-1	-1	-1	-1
土壤		-1	-1	-1
植被		-1	-1	-1

注：3－重大影响；2－中等影响；1－轻微影响；“－”不利影响。

1.2.2 评价因子筛选

根据环境影响因素识别，结合气田开发阶段特征和所排放污染物对环境影响的性质及对生态环境的影响，本评价报告主要评价因子见表 1.2-4：

表 1.2-4　环境影响因子筛选一览表

环境要素	现状评价因子		影响预测因子
环境空气	基本项目：SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、特征污染物：非甲烷总烃、硫化氢、甲醇		SO_2、NO_2、颗粒物、非甲烷总烃、硫化氢
地表水	pH、COD、BOD_5、氨氮、总磷、总氮、石油类、挥发酚、甲醇		废水处理设施及回注可行性分析
地下水	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、SO_4^{2-}、Cl^-、pH、总硬度、溶解性总固体、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、氟化物、六价铬、镉、铅、汞、砷、甲醇、石油类。		石油类
噪声	Leq[dB(A)]		Leq[dB(A)]
土壤	建设	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	石油烃

	用地	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	
	农用地	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃	
生态环境	土地利用、植物资源及植被类型、动物资源等		土地利用、植被、农业生产、景观生态、土壤等
风险	/		天然气（钻井井喷、管线泄漏火灾爆炸）、气田采出水回注事故等

1.2.3 评价标准

⑴环境质量标准

①环境空气质量：执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012）及其修改单中的二级标准；总烃参照以色列环境质量标准规定的 5.0mg/m^3 标准限值；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中规定的 2.0mg/m^3 标准限值；甲醇、H_2S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 限值。

②声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008）中的 2 类标准。

③地表水：执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002）中III类标准。

④地下水：地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准，由于目前国内尚无制定甲醇的地下水水质标准，因此甲醇参照执行前苏联《生活饮用水和娱乐用水水体中有害物质最高允许浓度》。

⑤土壤环境：执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018）第二类用地标准值和《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)。具体标准限值见表 1.2-5。

表 1.2-5 环境质量标准一览表

类别	标准名称及级（类）别	污染因子	标准值		
			单位		数值
环境空气	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及修改单	SO_2	24 小时平均	μg/m^3	150
			1 小时平均		500
		PM_{10}	24 小时平均		150
		$PM_{2.5}$	24 小时平均		75
		NO_2	24 小时平均		80
			1 小时平均		200
		NOx	24 小时平均		100

			1 小时平均		250
		CO	24 小时平均	mg/m³	4
			1 小时平均		10
		O_3	日最大 8 小时平均		160
			1 小时平均		200
	《大气污染物综合排放标准详解》中规定限值	非甲烷总烃	1 小时平均	mg/m³	2
	参照以色列《环境空气质量标准》	总烃	1 小时平均	mg/m³	5.0
	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D	甲醇	1 小时平均	μg/m³	3000
		H_2S	1 小时平均		10
地表水	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准	pH 值	无量纲	6~9	
		溶解氧	mg/L	≥5	
		化学需氧量	mg/L	≤20	
		五日生化需氧量	mg/L	≤4	
		氨氮	mg/L	≤1.0	
		总氮	mg/L	≤1.0（湖、库）	
		总磷	mg/L	≤0.2	
		石油类	mg/L	≤0.05	
		甲醇	mg/L	—	
地下水	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准	pH	无量纲	6.5-8.5	
		氨氮	mg/L	≤0.5	
		钾	mg/L	/	
		钠	mg/L	≤200	
		钙	mg/L	/	
		镁	mg/L	/	
		碳酸根	mg/L	/	
		碳酸氢根	mg/L	/	
		硫酸盐	mg/L	≤250	
		硝酸盐氮	mg/L	≤20.0	
		亚硝酸盐	mg/L	≤1.0	
		总硬度	mg/L	≤450	
		溶解性总固体	mg/L	≤1000	
		砷	mg/L	≤0.01	
		锰	mg/L	≤0.1	
		汞	mg/L	≤0.001	
		六价铬	mg/L	≤0.05	
		镉	mg/L	≤0.005	
		挥发酚	mg/L	≤0.002	
		氰化物	mg/L	≤0.05	
		氟化物	mg/L	≤1.0	
		氯化物	mg/L	≤250	
		铁	mg/L	≤0.3	
		铅	mg/L	≤0.01	
		耗氧量	mg/L	≤3.0	
		菌落总数	CFU/mL	≤100	
		总大肠菌群	CFU/100mL	≤3.0	

	参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准	石油类	mg/L	0.05	
	参照前苏联《生活饮用水和娱乐用水水体中有害物质最高允许浓度》	甲醇	mg/L	3.0	
噪声	《声环境质量标准》(GB3096-2008）中 2 类标准	等效 A 声级	dB(A)	昼间	≤60
				夜间	≤50
土壤	《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	砷	60mg/kg	1,2,3-三氯丙烷	0.5mg/kg
		镉	65mg/kg	氯乙烯	0.43mg/kg
		铬（六价）	5.7mg/kg	苯	4mg/kg
		铜	18000mg/kg	氯苯	270mg/kg
		铅	800mg/kg	1,2-二氯苯	560mg/kg
		汞	38mg/kg	1,4-二氯苯	20mg/kg
		镍	900mg/kg	乙苯	28mg/kg
		四氯化碳	2.8mg/kg	苯乙烯	1290mg/kg
		氯仿	0.9mg/kg	甲苯	1200mg/kg
		氯甲烷	37mg/kg	间二甲苯+对二甲苯	570mg/kg
		1,1-二氯乙烷	9mg/kg	邻二甲苯	640mg/kg
		1,2-二氯乙烷	5mg/kg	硝基苯	76mg/kg
		1,1-二氯乙烯	66mg/kg	苯胺	260mg/kg
		顺-1,2-二氯乙烯	596mg/kg	2-氯酚	2256mg/kg
		反-1,2-二氯乙烯	54mg/kg	苯并[a]蒽	15mg/kg
		二氯甲烷	616mg/kg	苯并[a]芘	1.5mg/kg
		1,2-二氯丙烷	5mg/kg	苯并[b]荧蒽	15mg/kg
		1,1,1,2-四氯乙烷	10mg/kg	苯并[k]荧蒽	151mg/kg
		1,1,2,2-四氯乙烷	6.8mg/kg	䓛	1293mg/kg
		四氯乙烯	53mg/kg	二苯并[a,h]蒽	1.5mg/kg
		1,1,1-三氯乙烷	840mg/kg	茚并[1,2,3-cd]芘	15mg/kg
		1,1,2-三氯乙烷	2.8mg/kg	萘	70mg/kg
		三氯乙烯	2.8mg/kg	石油烃	4500mg/kg
	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018）风险筛选值（pH＞7.5)	镉	0.6mg/kg	铬	250mg/kg
		汞	3.4mg/kg	铜	100mg/kg
		砷	25mg/kg	镍	190mg/kg
		铅	170mg/kg	锌	300mg/kg

⑵污染物排放标准

①废气

施工场界扬尘排放执行《施工场界扬尘排放限值》(DB61/1078-2017）中相关限值要求；运行期非甲烷总烃厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020）排放控制要求，厂界内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)；H_2S 执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）；压缩机废气执行

《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中二级标准。

②废水

气田采出水经处理后回注地层，不外排；注水井的污染控制执行《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)；回注水水质参照执行《气田水回注技术规范》(Q/SY01004-2016)。

③噪声

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；运行期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准。

④固废

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

具体标准限值见表 1.2-6。

表 1.2-6　污染物排放标准一览表

类别		标准名称及级（类）别	污染因子	标准值		
				单位		数值
废气	施工扬尘	《施工场界扬尘排放限值》(DB61/1078-2017)	TSP	无组织排放监控浓度限值（周界外浓度最高点）mg/m³		≤0.8（拆除、土方及地基处理工程）
			TSP			≤0.7（基础、主体结构及装饰工程）
	运行期非甲烷总烃	场界周边执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	非甲烷总烃	企业边界污染物控制要求 mg/m³		4.0
		场界内最高浓度点执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)	非甲烷总烃	监控点处 1h 平均浓度值		10
	运行期硫化氢	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 中的二级排放限值	硫化氢	企业边界污染物控制要求 mg/m³		0.06
	运行期燃气压缩机废气	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)*	SO_2	最高允许排放浓度 mg/m³		550
			NOx			240
			颗粒物			120
废水	回注水	《气田水回注技术规范》(Q/SY01004-2016)	pH	无量纲		6~9
			石油类	mg/L		≤100
			悬浮物固体含量	mg/L		≤200
噪声	施工期噪声	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)	噪声 dB(A)	施工场界	昼间	≤70
					夜间	≤55
	运行期噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准	噪声 dB(A)	厂界	昼间	≤60
					夜间	≤50

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

*注：根据生态环境部《关于 GB16297-1996 的适用范围的回复》，回复中提到“目前，我国还没有专门的固定式柴油发电机污染物排放标准，柴油发电机污染物排放控制应参照《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）执行。该标准除对污染物排放浓度有明确要求外，对排气筒高度和排放速率也有具体规定。考虑到加高固定式柴油发电机排气筒高度会导致燃料燃烧不充分、增大污染物排放等现象，以及大功率柴油机存在无法满足排放速率限值的情况，建议目前固定式柴油发电机污染物排放浓度按照《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的最高允许排放浓度指标进行控制，对排气筒高度和排放速率暂不作要求。待《固定式压燃式发动机及设施排放标准》出台后，固定式柴油发电机污染物排放按此标准执行”，本项目采用的压缩机为大功率压燃式机械，因此，污染物排放浓度参《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中标准限值执行，排气筒高度及排放速率不执行该标准要求。

1.3 评价工作等级和评价范围

1.3.1 大气评价工作等级和评价范围

⑴评价等级

根据工程分析，运行期废气主要为集气站燃气压缩机，主要污染因子为烟尘、SO_2及 NO_X；地面站场天然气集输挥发损失的烃类气体，主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢。本项目实施后未增加现有集气站设计处理规模，现有工程环评阶段均按照最大设计规模进行了污染物核算及影响分析，经分析对大气环境影响较小。本次环评不再对无组织进行影响预测，主要预测燃气压缩机废气影响。

依据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)，采用 AERSCREEN 模型在考虑地形的条件下，各污染源污染因子 Cmax 和 Pmax 计算结果见表 1.3-1。按照评价工作等级判定原则，本项目环境空气评价工作级别为二级，详见表 1.3-2。

表 1.3-1　主要污染物 Pmax 和 D10%计算结果一览表

污染源	污染物	Cmax	Pmax	D10%(m)
苏南 16 集气站燃气压缩机	烟尘	0.3001	0.0667	/
	NOx	4.9873	1.9949	/
	SO_2	0.7000	0.1400	/

表 1.3-2　环境空气评价等级判别依据一览表

评价工作	一级	二级	三级

分级判据	Pmax≥10%	1%≤Pmax＜10%	Pmax＜1%
本项目情况	1%≤Pmax=1.9949%＜10%		
评价等级	二级		

⑵评价范围

本项目大气评价范围为各集气站边界外延，厂界外扩 2.5km 矩形范围，评价范围图见图 1.5-1。

1.3.2 地表水评价工作等级和评价范围

本项目运行期的废水主要是集气站产生的气田采出水，气田采出水经采出水处理系统处理达标后全部回注地层不外排。本产建项目运行过程无废（污）水排放。根据《环境影响评价导则－地表水环境》(HJ2.3-2018）判定，本项目地表水评价工作等级为三级 B。重点分析水污染控制措施的有效性及回注的可行性。

1.3.3 声评价工作等级和评价范围

⑴评价工作等级

本项目声环境功能区为《声环境质量标准》(GB3096-2008）规定的 2 类地区，根据《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2021)，本项目声环境评价工作等级为二级。噪声评价等级判定依据见表 1.3-3。

表 1.3-3　声环境影响评价工作等级判定一览表

判别依据		声环境功能区	项目建设前后噪声级的增量	受噪声影响范围内的人口	备注
评价标准判据	一级	0 类	5dB(A)	显著增多	建设项目两个等级的划分原则，按较高等级评价。
	二级	1 类、2 类	3~5dB(A)	增加较多	
	三级	3 类、4a 类	≤3dB(A)	变化不大	
本项目		2 类	≤3dB(A)	变化不大	
评价等级		二级评价			

⑵评价范围

本项目声环境评价范围为井场、集气站、管线边界外扩 200m 范围，评价范围图见图 1.5-2。

1.3.4 地下水评价工作等级和评价范围

（1）评价工作等级

①项目类别确定

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）：本项目各场站属于附

录 A 中“38 天然气、页岩气开采（含净化）”，属于报告书类别II类项目；集输管线工程属于附录 A 中“41 石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）”，属于 III 类项目。

②地下水环境敏感程度

本次产建工程在选址、选线时已对周围集中供水水源井及保护区等采取了避让措施，各集气站、采出水管线、注水管线以及大部分的井场和采气管线所处区域地下水均属于“不敏感”。其中苏南 18-100 和苏南 18-100－现有采气管线周边 200m 范围内存在新庄湾村民分散式水源井，G36-026 井场－现有采气管线周边 200m 范围内存在张伙场分散式水源井，其地下水环境敏感程度均属于“较敏感”。

结合《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016）中建设项目地下水环境影响评价工作等级划分依据（见表 1.3-4），判定本项目各工程内容地下水评价等级见表 1.3-5。

表 1.3-4 地下水环境评价工作等级分级一览表

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

表 1.3-5 本项目各工程地下水评价等级判定一览表

各工程内容	名称	项目类别	敏感性	评价等级
集气站	苏南 16 集气站	II类	不敏感	三级
	苏南 21 集气站	II类	不敏感	三级
	苏南 32 集气站	II类	不敏感	三级
	苏南 12 集气站	II类	不敏感	三级
	苏南 11 集气站	II类	不敏感	三级
	苏南 23 集气站	II类	不敏感	三级
井场	苏 379	II类	不敏感	三级
	G28-021	II类	不敏感	三级
	苏南 13-95	II类	不敏感	三级
	苏南 10-90	II类	不敏感	三级
	苏南 10-96	II类	不敏感	三级
	苏南 14-96	II类	不敏感	三级
	莲 140	II类	不敏感	三级
	莲 140 扩	II类	不敏感	三级
	G27-021 扩	II类	不敏感	三级

各工程内容	名称	项目类别	敏感性	评价等级
	苏南 13-98	II类	不敏感	三级
	苏南 14-100	II类	不敏感	三级
	苏 415	II类	不敏感	三级
	苏 415 扩	II类	不敏感	三级
	苏南 11-118	II类	不敏感	三级
	G27-016C3	II类	不敏感	三级
	G26-016	II类	不敏感	三级
	G26-014	II类	不敏感	三级
	苏南 3-125	II类	不敏感	三级
	苏南 10-127	II类	不敏感	三级
	苏南 11-130	II类	不敏感	三级
	莲 111 扩	II类	不敏感	三级
	苏 295	II类	不敏感	三级
	G28-010 扩	II类	不敏感	三级
	苏南 7-134	II类	不敏感	三级
	苏南 20-88	II类	不敏感	三级
	G31-023	II类	不敏感	三级
	G32-023	II类	不敏感	三级
	G32-022 扩	II类	不敏感	三级
	G32-021 扩	II类	不敏感	三级
	苏南 23-98	II类	不敏感	三级
	苏南 20-96	II类	不敏感	三级
	G30-021	II类	不敏感	三级
	苏南 18-100	II类	较敏感	二级
	苏南 17-95	II类	不敏感	三级
	苏南 16-98	II类	不敏感	三级
	G29-020	II类	不敏感	三级
	G29-020 扩	II类	不敏感	三级
	苏南 21-107	II类	不敏感	三级
	苏南 21-108	II类	不敏感	三级
	G31-018	II类	不敏感	三级
	苏 381 扩	II类	不敏感	三级
	苏南 25-106	II类	不敏感	三级
	G23-017	II类	不敏感	三级
	苏南 15-119	II类	不敏感	三级
	G29-015 扩	II类	不敏感	三级
	G30-013	II类	不敏感	三级
	G30-012	II类	不敏感	三级

各工程内容	名称		项目类别	敏感性	评价等级
	G30-011		II类	不敏感	三级
	G29-011		II类	不敏感	三级
	苏南 15-116 扩		II类	不敏感	三级
	G30-016		II类	不敏感	三级
	莲 105		II类	不敏感	三级
	苏南 14-115		II类	不敏感	三级
	苏南 13-115		II类	不敏感	三级
	苏南 20-120		II类	不敏感	三级
	G30-018C4		II类	不敏感	三级
	G34-025C1 井场		II类	不敏感	三级
	苏南 35-91		II类	不敏感	三级
	苏南 38-023		II类	不敏感	三级
	苏南 37-025		II类	不敏感	三级
	苏 288		II类	不敏感	三级
	苏南 36-024		II类	不敏感	三级
	G36-026		II类	不敏感	三级
	G35-023C1 扩		II类	不敏感	三级
	苏 202		II类	不敏感	三级
	G35-021		II类	不敏感	三级
	G35-021C1		II类	不敏感	三级
	G34-022A		II类	不敏感	三级
	苏南 31-96		II类	不敏感	三级
	苏南 32-101		II类	不敏感	三级
	G34-020		II类	不敏感	三级
	苏 346		II类	不敏感	三级
	G34-019		II类	不敏感	三级
	苏南 31-106		II类	不敏感	三级
	苏南 28-103		II类	不敏感	三级
	莲 28		II类	不敏感	三级
	苏 203 扩		II类	不敏感	三级
	G35-019A		II类	不敏感	三级
	苏南 34-107		II类	不敏感	三级
	G34-018		II类	不敏感	三级
	郝滩采出水处理站注水井		II类	不敏感	三级
	苏南 18 采出水处理站注水井		II类	不敏感	三级
管线	采气管线	苏 379 井场－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		G28-021 井场-现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 13-95 井场－现有采气管线	III 类	不敏感	三级

各工程内容	名称		项目类别	敏感性	评价等级
		莲 140 井场－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 14-96－插输至莲 140 井场新建采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 13-98 井场－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 10-90 井场－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 10-96 井场－插输至苏南 13-95 井场新建采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏 415 井场-现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 14-100--现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 11-118 井场－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		G29-18 井场-现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		G26-016－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		G26-014－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		G24-13－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 10-127－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 11-130－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏 295－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 7-134－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 20-88－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		G31-023-现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		G32-023－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 23-98－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 20-96－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 18-100－现有采气管线	III 类	较敏感	三级
		G30-021－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 16-98－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 17-95－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		G29-020-现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 21-108－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		G31-018-现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		G30-018C4－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 20-120－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 14-115－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 13-115－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		莲 105-G30-016－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 15-119－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		G30-013－现有采气管线	III 类	不敏感	三级

各工程内容	名称		项目类别	敏感性	评价等级
		G30-012－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		G29-011-G30-011－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 25-106 插输至苏南 23-017 井场新建采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 23-017－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		G34-025C1 井场-现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 35-91－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 38-023－苏南 37-025－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏 288－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 36-024 插输至苏南 35-91－新建采气管线	III 类	不敏感	三级
		G36-026 井场-现有采气管线	III 类	较敏感	三级
		G35-021C1 井场-G35-021 井场-现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		G34-022A 插输至 G35-021C1 井场新建采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏 202－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 31-96－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		G34-020 插输至苏南 32-101 新建采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 32-101－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 31-106－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏 346 插输至苏南 31-106 新建采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 28-103 插输至苏南 31-106 新建采气管线	III 类	不敏感	三级
		G34-019 插输至苏南 31-106 新建采气管线	III 类	不敏感	三级
		莲 28－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		苏南 34-107-G35-019A-现有采气管线	III 类	不敏感	三级
		G34-018－现有采气管线	III 类	不敏感	三级
	站外采出水管线		III 类	不敏感	三级
	新建注水管线		III 类	不敏感	三级

（2）调查评价范围

鉴于本项目由众多井场、站场、管线，点、线、面多且广，为充分了解项目所在区域水文地质条件，也为了重点预测分析建设项目场地的地下水环境影响情况，本次评价将调查评价范围进一步划分为调查范围和工程评价范围。

①调查范围

综合考虑《环境影响评价技术导则－地下水环境》(HJ610-2016)，同时参考《环境影响评价技术导则－陆地石油天然气开发建设项目》(HT/T349-2007）的规定中地下水评价范围要求“以废水渗入地下与地下水发生水力、水质联系，经稀释扩散后，地下水水质可能达标的范围为地下水评价范围”。确定项目地下水调查范围以本项目主要产建场地边界外扩 1km 范围为主，同时兼顾周边天然水文地质边界，总面积 1174.23km^2，由于苏南-11 集气站、苏南-12 集气站、苏南-23 集气站、苏南-32 集气站与本产能建设项目主要工程区域距离较远，上述站场单独划定调查评价范围，具体见图 1.3-1。

②评价范围

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)，建设项目地下水评价范围可采用公式计算法、查表法及自定义法确定。本次地下水评价范围采用公式

计算法和自定义法共同确定，公式计算过程如下：

$$L=\alpha\times K\times I\times T/\mathrm{n_e}$$

式中，L—下游迁移距离，m；

a—变化系数，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力梯度，无量纲；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d；

n_e—有效孔隙度，无量纲。

场地上游距离根据评价需求确定，场地两侧不小于 L/2。

根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查研究》《榆林市南部地下水勘查 榆林市定边县地下水勘查报告》（西安地质矿产研究所，2011 年 3 月）、《榆林市南部地下水勘查报告》（西安地质矿产研究所，2010 年 10 月）等资料，本项目开发区域内水文地质单元主要包括河谷阶地和黄土梁峁，主要分为冲积层和基岩风化带双重介质的线状的统一含水层和上部黄土层和下伏基岩双层含水结构。区域内具有供水意义的含水层包括第四系冲积层孔隙含水层、第四系风积黄土孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层。不同含水层地下水评价范围计算结果详见表 1.3-6。

表 1.3-6　地下水影响范围计算结果一览表

含水层	T(d)	I	有效孔隙度 n_e	渗透系 K(m/d)	L(m)
第四系冲积层孔隙含水层	5000	1%	0.3	0.369～0.566	188.6
第四系风积黄土孔隙含水层	5000	1%	0.25	0.429	171.6

白垩系环河组裂隙含水层	5000	5‰	0.2	0.012~0.452	113
参数取值参考自《鄂尔多斯盆地地下水勘查研究》及区域水文地质资料及经验参数					

由表 1.3-6 计算结果，位于河谷或第四系冲沟地段的井场相对影响范围较大，位于山脊或梁峁地段的井场、场站地下水影响范围较小，但最大均不超过 200m。本次产建工程涉及的及集气站、井场、管线在黄土梁峁区、沙漠滩地区均有分布。因此本次评价确定集气站、井场等场站评价范围按照下游 L=200m，上游及两侧 L/2=100m 距离确定；管线地下水评价范围以管线两侧 200m 确定，具体见图 1.3-1。

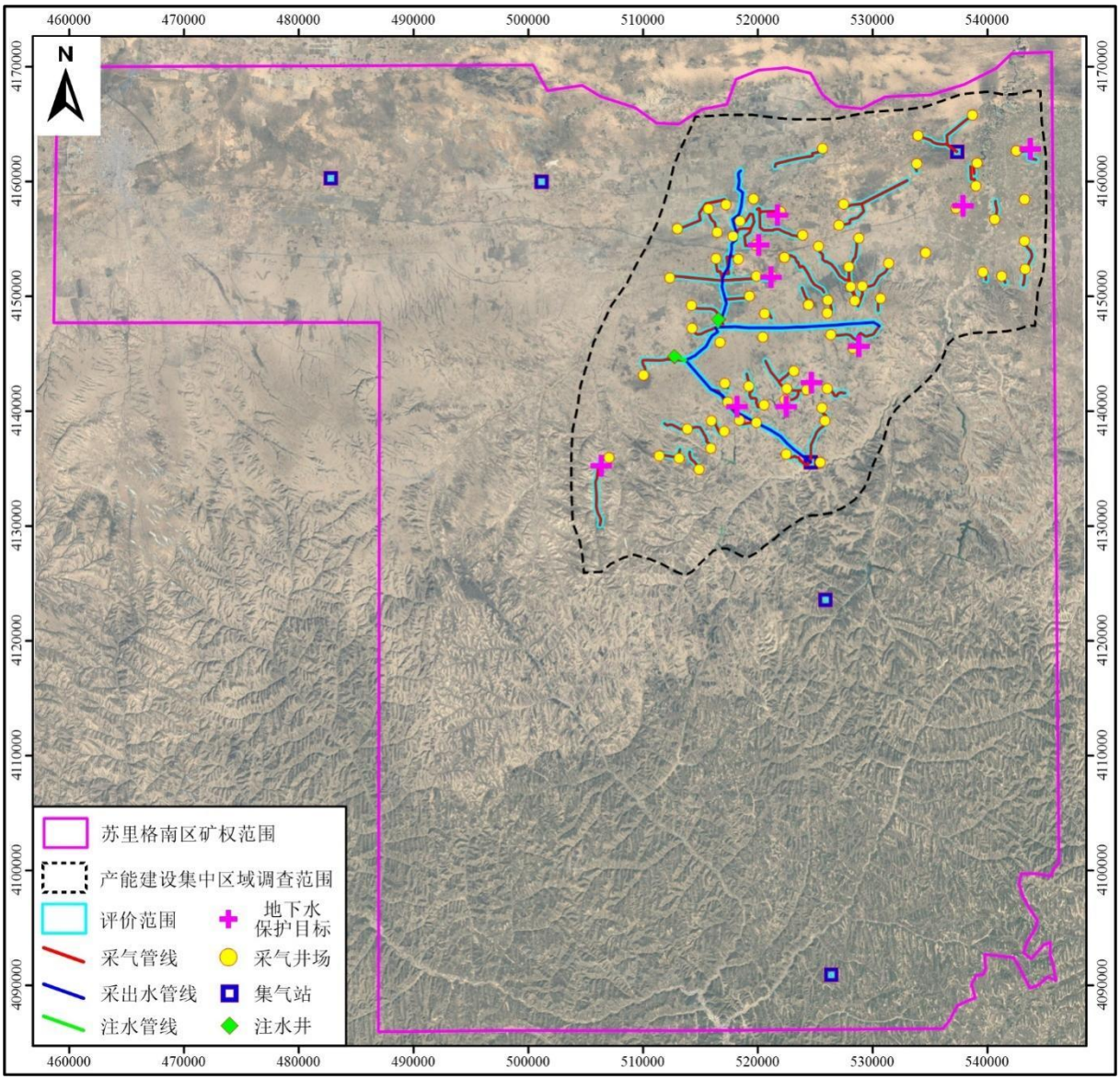


图 1.3-1　地下水调查评价区范围图

1.3.5 土壤评价工作等级和评价范围

⑴项目类别

本项目的土壤环境影响类型为污染影响型，影响途径主要是非正常状况下的垂直入

渗影响。

根据《环境影响评价技术导则－土壤环境》（HJ964-2018）中“5.2.1”要求，对照“附录 A（规范性附录）”中识别建设项目所属行业的土壤环境影响评价项目类别，“采矿业－天然气开采”，土壤环境为II类项目。采气管线由于集输的为天然气，界定为IV类建设项目，可不开展土壤环境影响评价。

⑵占地规模

本项目按单个场站分别判定评价工作等级。场站主要为井场、集气站，占地规模均为小型（≤5hm^2）。因此，本项目占地规模为“小型”。

⑶环境敏感程度

部分井场、集气站周围 200m 范围内分布有耕地，环境敏感程度为：敏感。

⑷评价工作等级

项目土壤评价工作等级划分依据见表 1.3-7。

表 1.3-7　污染影响型评价工作等级划分一览表

占地规模评价工作等级	I 类			II类			III 类		
敏感程度	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	/
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	/	/

对照表 1.3-7，集气站、井场调查评价范围内存在耕地，污染影响型敏感程度属于“敏感”，土壤影响评价工作等级确定为二级。

⑸评价范围

集气站、井场调查评价范围为边界外扩 200m，项目土壤评价范围图见图 1.3-2。

1.3.6 生态评价工作等级和评价范围

⑴评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中 6.1.2 生态评价等级确定原则，项目生态评价等级判定过程详见表 1.3-8。

表1.3-8　项目生态等级判定过程一览表

HJ19-2022 判定原则	本项目
a）涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	根据陕西省环境调查评估中心反馈的本项目“三线一单”对比结果，本次产建项目不涉及生态红线区、国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园等保护地
b）涉及自然公园时，评价等级为二级；	
c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	

HJ19-2022 判定原则	本项目
d）根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	项目地表水评价等级为三级 B
e）根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	根据三线一单查询结果，项目井场、站场不占用天然林、公益林、湿地。项目管线部分管段将穿越国家二级公益林。
f）当工程占地规模大于 20km^2 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	总占地面积 1.562849km^2（含临时占地面积）
g）除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级；	本项目属于 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况
h）当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。	/

项目生态评价等级判定结果具体见表 1.3-9。

表1.3-9　项目生态评价等级一览表

工程类别	评价等级
项目	二级

⑵评价范围

本项目生态环境评价范围以井场外扩 2km 范围，管线外扩 300m 范围。项目生态评价范围图见图 1.3-3。

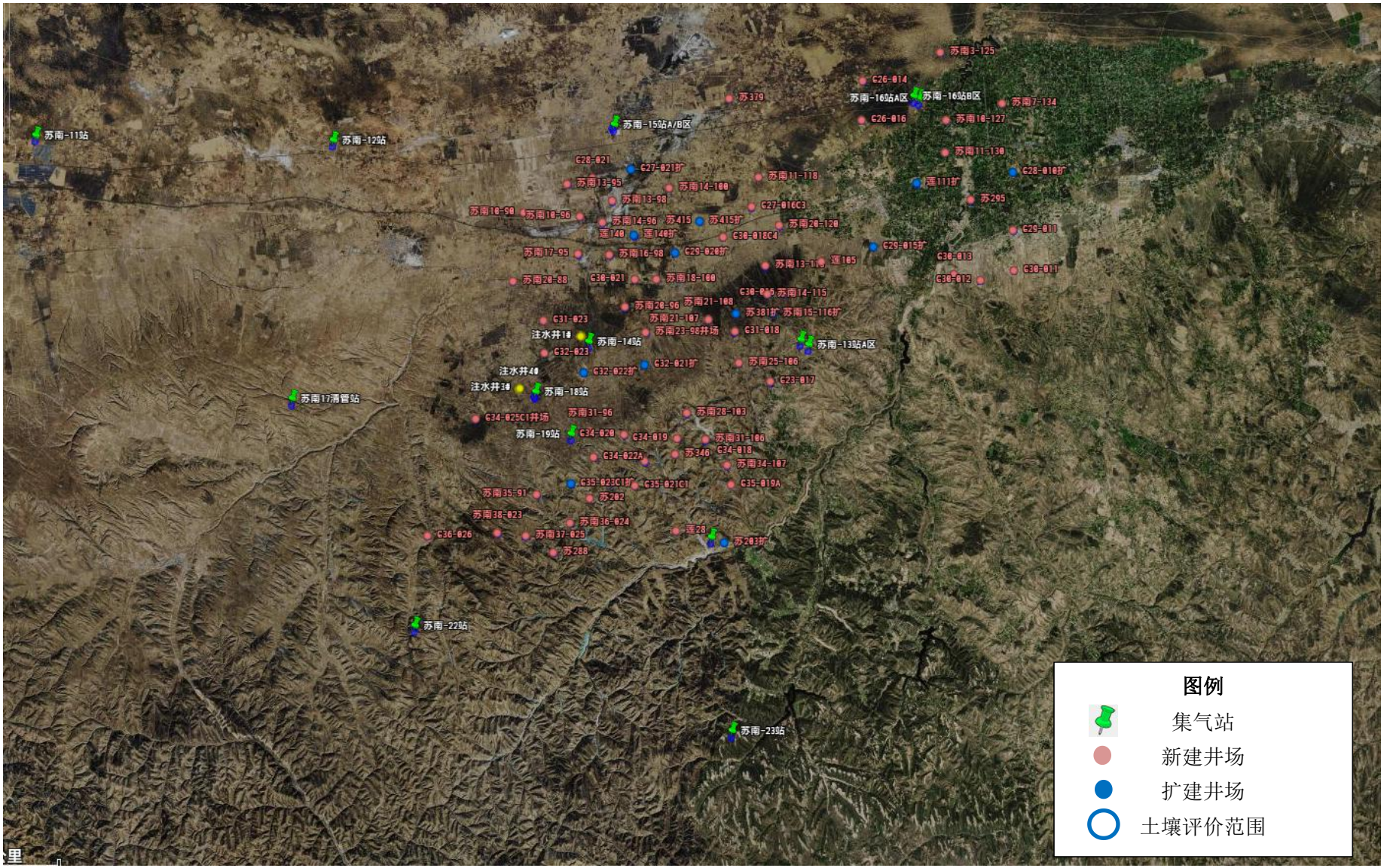


图 1.3-3　项目土壤评价范围



图1.3-3　项目生态评价范围图

1.3.7 环境风险评价工作等级和评价范围

⑴评价工作等级

项目涉及的危险物质主要包括硫化氢、甲烷、柴油以及火灾、爆炸事故次生污染物一氧化碳。硫化氢厂界排放浓度小于《建设项目环境风险评价导则（HJ169-2018)》中附录 H 中对应的毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2，其对外环境风险较小，本次环评不予考虑。本项目 Q 值确定表表 1.3-10，风险等级判定结果见表 1.3-11。

表1.3-10　本项目Q值确定表

类别	所属单元	单元规模		压力（MPa)	在线量/储存量（m^3)	危险物质名称	性质	临界量Q(t)	q/Q 值
钻井井场	柴油储罐	/		常压	20	柴油	可燃液态	2500	0.007
采气管线	G29-18 井场-现有采气管线	114.3×5.5	7.9	6.3	3.00	天然气	易燃气体	10	0.3
	G35-021C1 井场-G35-021 井场-现有采气管线	168.3×7.0	5.6	6.3	5.45	天然气	易燃气体	10	0.545
	G24-13－现有采气管线	88.9×5.0	4.7	6.3	1.14	天然气	易燃气体	10	0.114
注：①采气管线选择了不同管线规格Φ，管线长度 L 最长的一段进行计算。②天然气 6.3MPa 下密度 48.43kg/m^3、废润滑油常温常压下密度按 0.89t/m^3。									

表1.3-11　本项目环境风险评价等级判定一览表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析
本项目	本项目柴油储罐、各采气管线的环境风险评价等级为简单分析。			

根据表 1.3-11 可知，本项目柴油储罐、各采气管线的环境风险评价等级为简单分析。

⑵风险评价范围

本项目柴油储罐、各采气管线的环境风险评价等级为简单分析，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，可不定评价范围。

1.4 环境功能区划及相关规划

1.4.1 环境工程区划

⑴环境空气

本项目评价区位于农村地区，根据《环境空气质量标准》(GB3095-2012）中的规定，环境空气质量功能区划属二类区。

⑵地表水环境

本项目评价范围内的地表水体主要为红柳河、八里河，均属于黄河流域。根据《陕西省水功能区划》（陕政发〔2004〕100 号），项目区域河流均属III类水体，执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准。

⑶地下水环境

根据现状调查，评价区的地下水主要用途为人畜饮用，工、农业用水，根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017）中的地下水质量分类，评价区地下水功能为III类。

⑷声环境

根据《声环境功能区划分技术规范》(GB/T15190-2014)，项目所在区域声环境质量属于 2 类声环境功能区，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准。

⑸生态环境

根据《陕西省生态功能区划》，项目所在区域属于长城沿线风沙草原生态区、黄土高原农牧生态区。

1.4.2 相关规划

本项目相关规划及符合性分析见《概述》章节。

1.5 主要环境保护目标

本项目评价范围内无自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、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、天然渔场等环境敏感点。项目环境保护目标主要包括村庄、河流及生态环境等。本项目总体环境保护目标见表 1.5-1。

表1.5-1　项目总体环境保护目标一览表

环境要素	保护对象	相对位置	保护内容	保护目标
地表水	红柳河、八里河	本次产建工程主要分布有红柳河、八里河，本项目不涉及地表水跨越。	地表水水质	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类水质
地下水	分散居民水源井 第四系冲积层孔隙含水层、第四系风积黄土孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层	本项目所有井场、站场地下水评价范围内无分散式水源井及水源地；部分管线 200m 地下水评价范围内有分散居民水源井。具体详见表 1.5-3	地下水水质	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准，水质不恶化，供水的可靠性与安全性不受影响
环境空气	站场评价范围内的居民点	各集气站边界外 5km 区域范围内的居民点	人群健康	《环境空气质量标准》(GB3095-2012）及其修改单中二级

				标准
环境噪声	站场、井场、管线范围内的居民点等敏感点	200m 范围内的居民点，见表 1.5-3		《声环境质量标准》(GB3096-2008）中 2 类标准
土壤	站场、井场范围内的耕地、居民点等敏感点	工程永久、临时占地及其影响范围内耕地	土壤环境质量	《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；《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018）风险筛选值（pH＞7.5)
生态环境	植被	产建工程永久、临时占地及其影响范围内	植被	被破坏植被恢复率 97%以上；占用林地按照“占一补一”原则进行补偿
	土地利用		土地	合理控制施工范围和建设工程占地，禁止占用基本农田
	水土保持	产建工程涉及定边县生态功能极重要极敏感区（水土流失脆弱极敏感区）	水土保持	减少施工过程中造成水土流失，保护占地周边草地和林地

1.5.1 大气环境保护目标

本项目大气评价范围为集气站边界外扩 2.5km 矩形范围。据调查，各集气站外扩 2.5km 矩形范围内的大气环境保护目标详见表 1.5-2 及图 1.5-1。

表1.5-2　评价范围内主要大气环境保护目标一览表

序号	环境保护目标	坐标（E°，N°)	与最近站场/井场关系			人数（人）
			集气站名称	方位	距离 m	
1	王场场	107.79656410、37.58849284	苏南 11 站	西北	1954	11
2	李圈	107.79044867、37.57017801		西侧	1820	42
3	田圈	107.82265663、37.56716762		东南	1366	25
4	南圈	107.82875061、37.56594302		东南	1899	14
5	北李圈	107.83441544、37.57356243		东侧	2154	55
6	东李家圈	107.99800873、37.55287937	苏南 12 站	西南	2716	75
7	北梁	108.00281525、37.57458282		西侧	1364	58
8	陈圈	108.03933620、37.56937865		东侧	1902	15
9	王寨子村	108.02830696、37.56097638		东南	1499	158
10	仁家伙场	108.41892242、37.58226936	苏南 16 站	西南	1669	68
11	柳桂湾三村	108.42973709、37.58567024		南侧	412	289
12	陈家伙场	108.44398499、37.58682650		东南	1697	35
13	王沟畔	108.44690323、37.59634796		东侧	1661	52
14	李沟畔	108.45222473、37.60688816		东北	2502	158
15	胡家塘	108.30240726、37.33867060	苏南 21 站	东南	2230	75

16	前小口则	108.28318119、37.33611153		南侧	1631	50
18	原平庄	108.26653004、37.35054359		西侧	1425	33
19	宋家峁	108.27914715、37.35579712		西北	335	12
20	武家湾	108.26236725、37.36251702		西北	2131	21
21	朱峁子	108.27202320、37.36551860		西北	1764	19
24	高湾	108.30150604、37.35692283		东北	1795	11
25	果树湾	108.27734470、37.25721508	苏南 23 站	西北	2259	18
26	朱家山	108.28609943、37.22308408		西南	2450	13
27	旧城子	108.29798698、37.22393840		南侧	2170	10
28	徐台子沟村	108.31541061、37.23729867		东南	1792	15
29	狼儿沟	108.27841759、36.95428159	苏南 32 站	西北	2113	27
30	庙咀庄	108.27897549、36.94827984		西侧	1994	12
31	后渠	108.28382492、36.94673646		西侧	1570	52
32	团梨子沟	108.30146313、36.93967081		南侧	1009	24

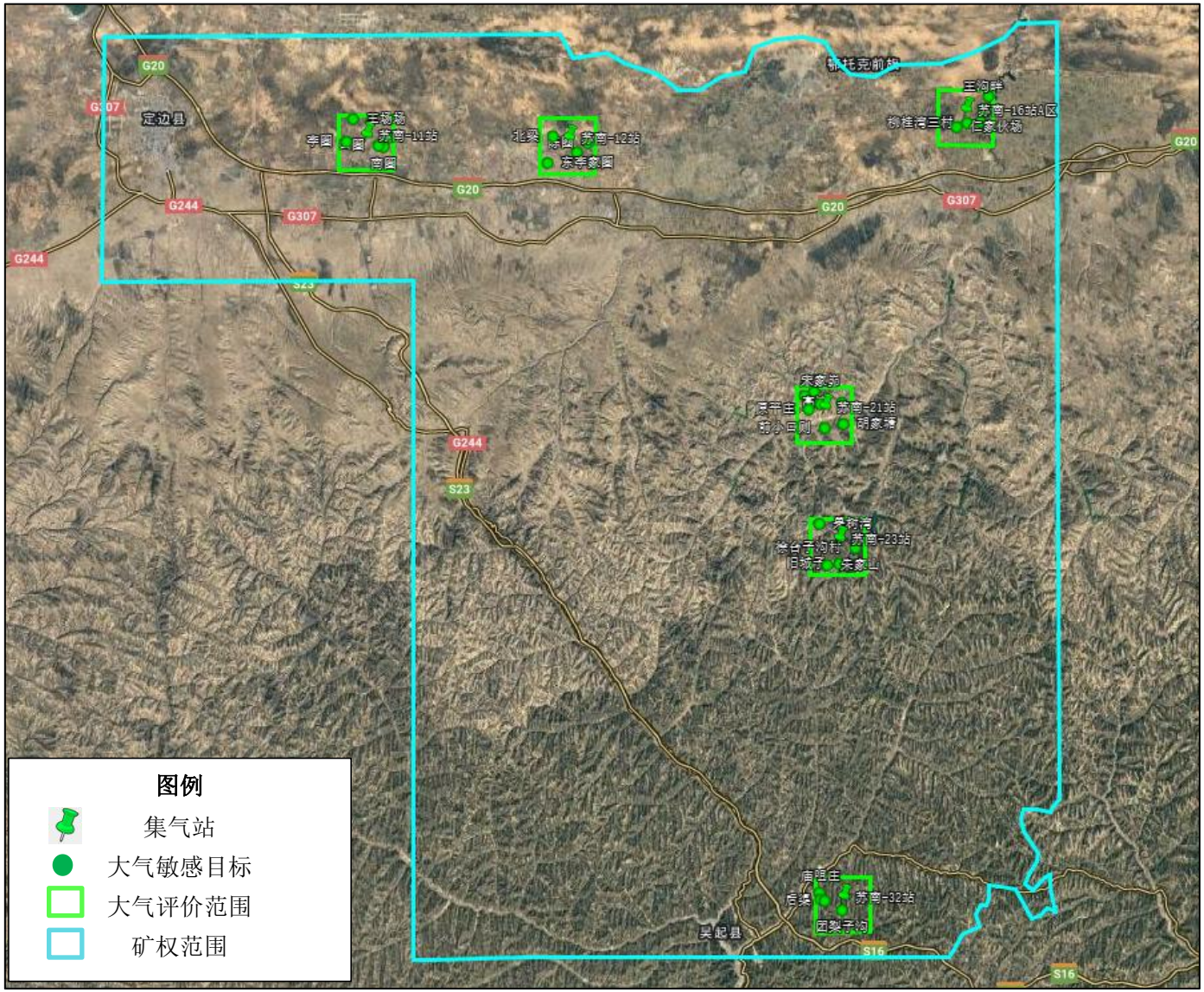


图1.5-1　项目大气评价范围及大气环境保护目标分布图

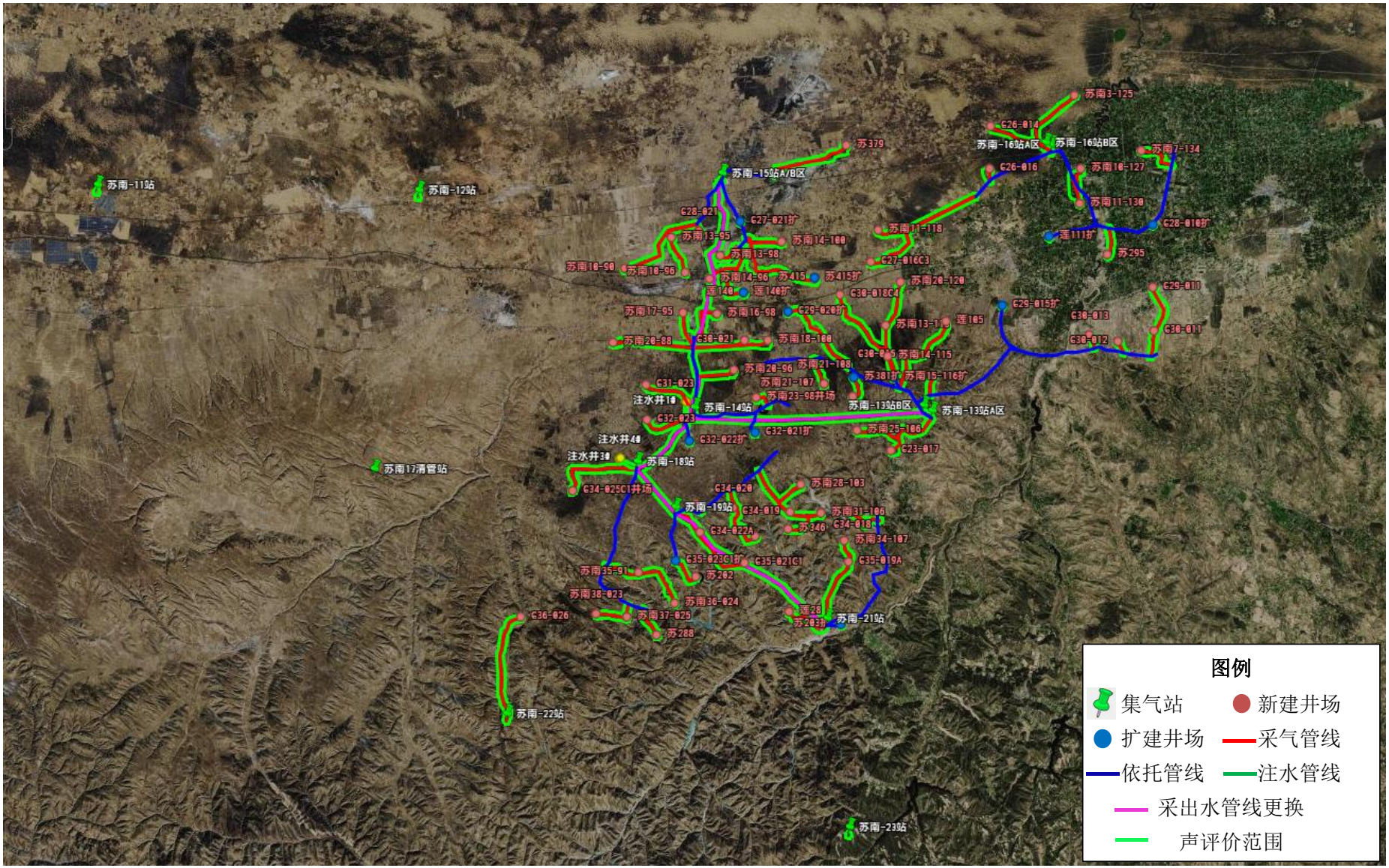


图1.5-2　项目声环境评价范围图

1.5.2 声环境保护目标

本项目声环境评价范围为站场（集气站）、集管线边界外扩 200m 范围内。据调查，项目各集气站 200m 范围内无声环境保护目标。管线 200m 范围内保护目标主要为沿线村庄，具体分布详见表 1.5-3 及图 1.5-3。

表1.5-3　管道沿线200m区域范围声环境保护目标一览表

序号	管线名称	敏感目标	坐标	方位	距离	人数
1	苏南 25-106 插输至苏南 23-017 井场新建采气管线	伙草涧村	108.30056190、37.45131996	西侧	100	120
2	G29-020-现有采气管线	杨滩	108.26931953、37.50737687	西侧	50	88
3	苏南 34-107-G35-019A-现有采气管线	新庄湾	108.29586267、37.39375493	东侧	111	27
4	G34-020 插输至苏南 32-101 新建采气管线	后湾	108.22640419、37.41298228	东侧	141	51
5	苏 288－现有采气管线	泰庄	108.16662312、37.35552422	东侧	168	18
6	苏南 38-023－苏南 37-025－现有采气管线	房滩	108.15469265、37.35821908	东侧	55	35
7	G36-026 井场-现有采气管线	张伙场	108.08139324、37.35675227	北侧	116	33
8	苏南 20-88－现有采气管线	包家圈	108.15636635、37.49917189	北侧	60	75
9	苏南 14-100--现有采气管线	白土岗子村	108.24696064、37.54668695	南侧	30	115
10	莲 140 井场－现有采气管线	赵圈塘	108.22640419、37.52194613	南侧	48	35
11	G30-018C4－现有采气管线	蒋峁村	108.29815865、37.51935928	东侧	130	44
12	苏 295－现有采气管线	东大桥畔	108.46904755、37.54951103	东侧	81	66
13	苏南 7-134－现有采气管线	王家伙场	108.49406719、37.59383169	南侧	55	175

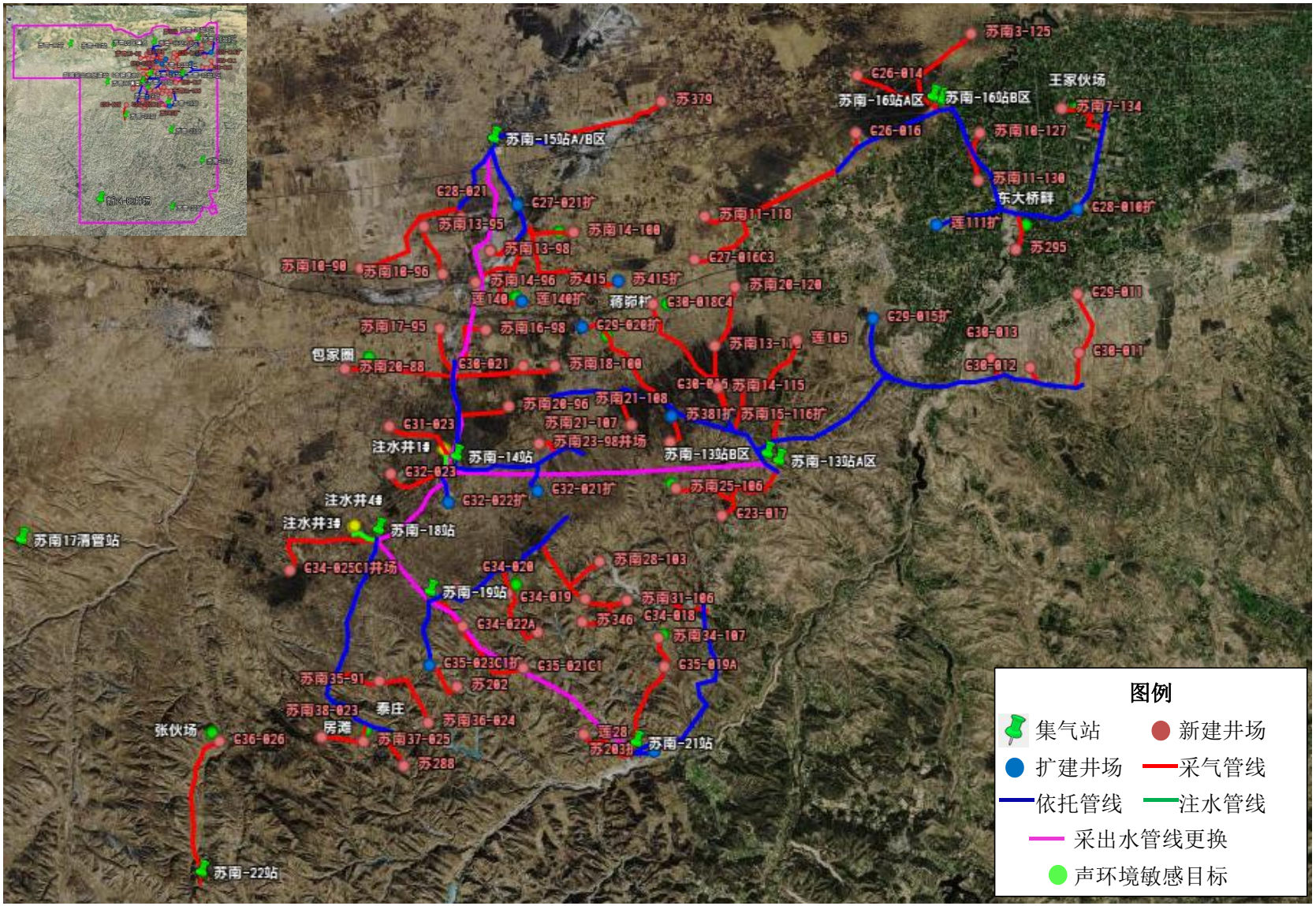


图 1.5-3　项目声环境保护目标分布图

1.5.3 地下水环境保护目标

本项目各集气站、采出水管线、注水管线以及大部分的井场和采气管线评价范围内不涉及集中式或分散饮用水水源地等地下水保护目标，仅苏南 18-100 和苏南 18-100－现有采气管线周边 200m 范围内存在新庄湾村民分散式水源井，G36-026 井场－现有采气管线周边 200m 范围内存在张伙场分散式水源井。另外在调查范围内存在居民分散式饮用水井，取水层位以第四系冲积层孔隙含水层、第四系风积黄土孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层为主。调查范围内地下水敏感目标具体见表 1.5-3、图 1.3-1。

表1.5-3　各场站、管线地下水评价范围内地下水环境保护目标分布一览表

序号	名称	经度	纬度	与本项目位置关系	取水层位
1	王家伙场水源井	108°29′43.40"	37°35′46.92"	苏南 7-134－现有采气管线东北侧下游 300m	第四系冲积层孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层
2	白土岗子村村民水源井	108°14′45.05"	37°32′43.53"	苏南 14-100－现有采气管线西南侧上游 350m	第四系冲积层孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层
3	张伙场水源井	108°4′17.93"	37°20′56.28"	G36-026－现有采气管线东北侧下游 180m	白垩系环河组裂隙含水层
4	新庄湾村民水源井	108°14′21.35"	37°29′47.21"	苏南 18-100－现有采气管线北侧下游 120m	第四系风积黄土孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层
5	伙场洼村民水源井	108°15′13.77"	37°23′42.85"	苏 36－现有采气管线南侧上游 600m	第四系冲积层孔隙含水层
6	冯家园则水源井	108°25′42.13"	37°33′8.01"	莲 111 扩井场东北侧下游 600m	第四系冲积层孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层
7	胶泥湾村民水源井	108°16′43.09"	37°24′50.07"	苏南 31-106 井场东北侧下游 730m	第四系冲积层孔隙含水层
8	朱庄村水源井	108°12′20.11"	37°23′42.30"	G34-022A 井场东南侧下游 980m	白垩系洛河组裂隙含水层
9	赵圈塘村民水源井	108°13′38.15"	37°31′19.06"	莲 140 扩井场东侧下游 360m	第四系冲积层孔隙含水层
10	乔庄水源井	108°19′30.54"	37°26′32.13"	G23-017－现有采气管线东侧下游 220m	第四系冲积层孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层

1.5.4 其他环境保护目标

项目地表水、土壤、生态环境保护目标详见表 1.5-1《项目总体环境保护目标一览表》。

2 工程概况

2.1 开发区域资源概况

2.1.1 建设单位概况

长庆油田分公司第六采气厂隶属于中国石油天然气股份有限公司，前身为“长庆油田分公司长南气田开发项目部”，成立于 2010 年，2015 年更名为“长庆油田分公司第六采气厂”，是一个以天然气勘探、开发与生产为主，兼有项目管理和技术研究只能的天然气生产企业，主要负责志丹、安塞、定边、吴起、靖边南等气田的开发、生产、征借地、经营管理及矿权保护工作，工作区域横跨陕西省榆林市定边县、靖边县西部，延安市吴起县、志丹县、安塞区、宝塔区 2 市 5 县 1 区，面积约 1.44 万 km^2。

2.1.2 地理位置与交通

本项目开发区域位于榆林市定边县东北部、靖边县西部以及延安市吴起县北部地区，与现有苏里格气田南区开发区块范围完全一致。

交通方面，G20 与 G307 线伴行贯通项目区北部，S303 线（定吴高速）自西北向东南连接定边与吴起两县，开发区域内各乡镇间均有县乡公路连接，交通条件便利。项目地理位置图及气田范围见图 2.1-1。

2.1.3 开发区域气藏地质概况

2.1.3.1 苏里格气田南区区块范围

项目开发区域位于长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区区块，矿权范围是由 13 个拐点坐标构成的区域，面积 5299km^2，具体见表 2.1-1。

表 2.1-1 苏里格气田南区矿权范围拐点坐标

序号	经度（E）	纬度（N）
1	107.54001164	37.66156122
2	108.00968170	37.66398326
3	108.15353394	37.61776680
4	108.33395004	37.62932361
5	108.52157593	37.67295136
6	108.52432251	37.03654346
7	108.48758698	37.02832127
8	108.52088928	36.94440418
9	108.44192505	36.93123232
10	108.41033936	36.90707799
11	107.86102295	36.90048912
12	107.85827637	37.46177848
13	107.53761292	37.46068841

2.1.3.2 气藏地质概况

1、地质特征

（1）构造特征

鄂尔多斯盆地是一个多旋回演化、多沉积类型的大型沉积盆地，盆地本部面积约 $25\times10^4km^2$。盆地基底为前寒武纪结晶变质岩系，沉积盖层大体经历了中晚元古代坳拉谷、早古生代华北陆表海、晚古生代华北滨浅海、中生代内陆湖盆及新生代周边断陷等五大阶段，形成了下古生界陆表海碳酸盐岩、上古生界海陆过渡相煤系碎屑岩及中新生界内陆湖盆碎屑岩沉积的三层结构。盆地主体除缺失中上奥陶统、志留系、泥盆系及下石炭统外，地层基本齐全，沉积岩厚度约 6000m。目前在盆地内发现了下古生界、上古生界及中生界三套含油气层系。

开发区域位处鄂尔多斯盆地陕北斜坡西北部，陕北斜坡为西倾的大型平缓单斜构造，平均坡降小于 3‰，具有东高西低，北高南低的构造特征，在宽缓的斜坡上存在多排北东走向、西南倾覆的低缓鼻隆，鼻隆宽 5km～15km，长 10km～35km，幅度普遍小于 20m。

（2）地层对比及含气层系划分

开发区域地层由新至老依次为：新生界第四系、中生界白垩系、侏罗系（安定组、直罗组、延安组）、三叠系（延长组、纸坊组、和尚沟组、刘家沟组）、上古生界二叠系（石千峰组、石盒子组、山西组、太原组），石炭系（本溪组）、下古生界奥陶系（马家沟组），开发区域地层划分见表 2.1-2。

表 2.1-2　开发区域地层划分简表

层位					底深（m）	层厚（m）
界	系	统	组	岩性		
新生界	第四系	/	/	土黄色石英砂土	144	144
中生界	白垩系	志丹统	环河组	上部砂岩泥岩互层，泥岩为主，中砂岩为主；下部为一套巨厚的细砂岩。	272	128
			华池组		576	304
			洛河组		884	308
	侏罗系	上统	安定组	上部以棕红色泥岩为主；中部由棕红色渐变为蓝灰色泥岩与灰白色砂岩互层；下部为灰黑色泥岩与灰白色中细砂岩夹煤层。	1004	120
			直罗组		1281	277
		下统	延安组		1516	235
	三叠系	上统	延长组	上部为深灰色、灰黑色泥岩夹浅灰色细砂岩，中部深灰色、灰黑色泥岩与浅灰色细砂岩呈不等厚土层，下部巨厚块状浅灰色细砂岩夹薄层深灰色泥岩。	2565.5	1049.5
		中统	纸坊组	岩性以棕褐色、棕红色形成的杂色泥岩与浅灰色、浅棕红色细砂岩呈不等厚互层。	2798	232.5
		下统	和尚沟组	岩性以棕红色为主，棕褐色、棕红色、灰绿色次之的杂色泥	3009.5	211.5

				岩与浅棕红色～棕红色细砂岩呈不等厚互层。		
			刘家沟组	以棕褐色为主，棕红色、灰绿色次之的杂色泥岩与浅棕红色巨厚细砂岩互层。	3270	260.5
上古生界	二叠系	上统	石千峰组	岩性为棕红色、深棕红色、棕褐色泥岩与浅棕红色细砂岩呈不等厚土层，上部砂岩颜色较深，向下颜色变浅，地层分布稳定	3530	260
		中统	石盒子组	上石盒子以棕褐色、棕红色及以棕褐、棕红、灰绿色为主的杂色泥岩与浅棕红色、浅灰色细砂岩呈不等厚互层。	3663	275
		下统	山西组	/	2782	119
			太原组	/	3798	16
下古生界	石炭系	上统	本溪组	/	3843	45
	奥陶系	下统	马家沟组	/	3939	96

开发区域为多套含气层系叠合发育区。上、下古生界地层之间呈不整合接触，中间缺失奥陶系中上统、志留系、泥盆系及石炭系下统地层。其中下古生界属海相碳酸盐岩沉积，上古生界发育海陆过渡相－陆相碎屑岩沉积。自下而上发育奥陶系马家沟组、石炭系本溪组、二叠系太原组、山西组、下石盒子组、上石盒子组和石千峰组地层。含气层为山西组山 $_1$、山 $_2$，马家沟组马五 $_4$、马五 $_5$ 砂层组和下石盒子组盒 $_8$ 砂层组。

本项目产建开发中的上古主要目的层为石盒子组盒 $_8$、山西组山 $_1$，下古主要目的层段为马家沟组马五 $_4$ 和马五 $_5$。

通过对开发区域上古生界主要目的层有效储层段砂岩岩心分析样品的统计结果显示：盒 8 段储层孔隙度在 5.0%～13.0%之间，平均 8.3%；渗透率在 0.1mD～2.0mD，平均 0.740mD。山 1 储层孔隙度一般在 5.0%～12.0%，平均 7.4%；渗透率在 0.1mD～1.0mD，平均 0.437mD。总体属低孔、低渗砂岩储层。储层常规物性分析结果见下表。

表 2.1-3　开发区域储层常规物性分析表

物性 / 层位	孔隙度（%）		渗透率（mD*）	
	主要分布范围	平均	主要分布范围	平均
盒 $_8$	5.0～13.0	8.3	0.1～2.0	0.740
山 $_1$	5.0～12.0	7.4	0.1～1.0	0.437

注：*1mD=$0.987\times10^{-3}\mu m^2$

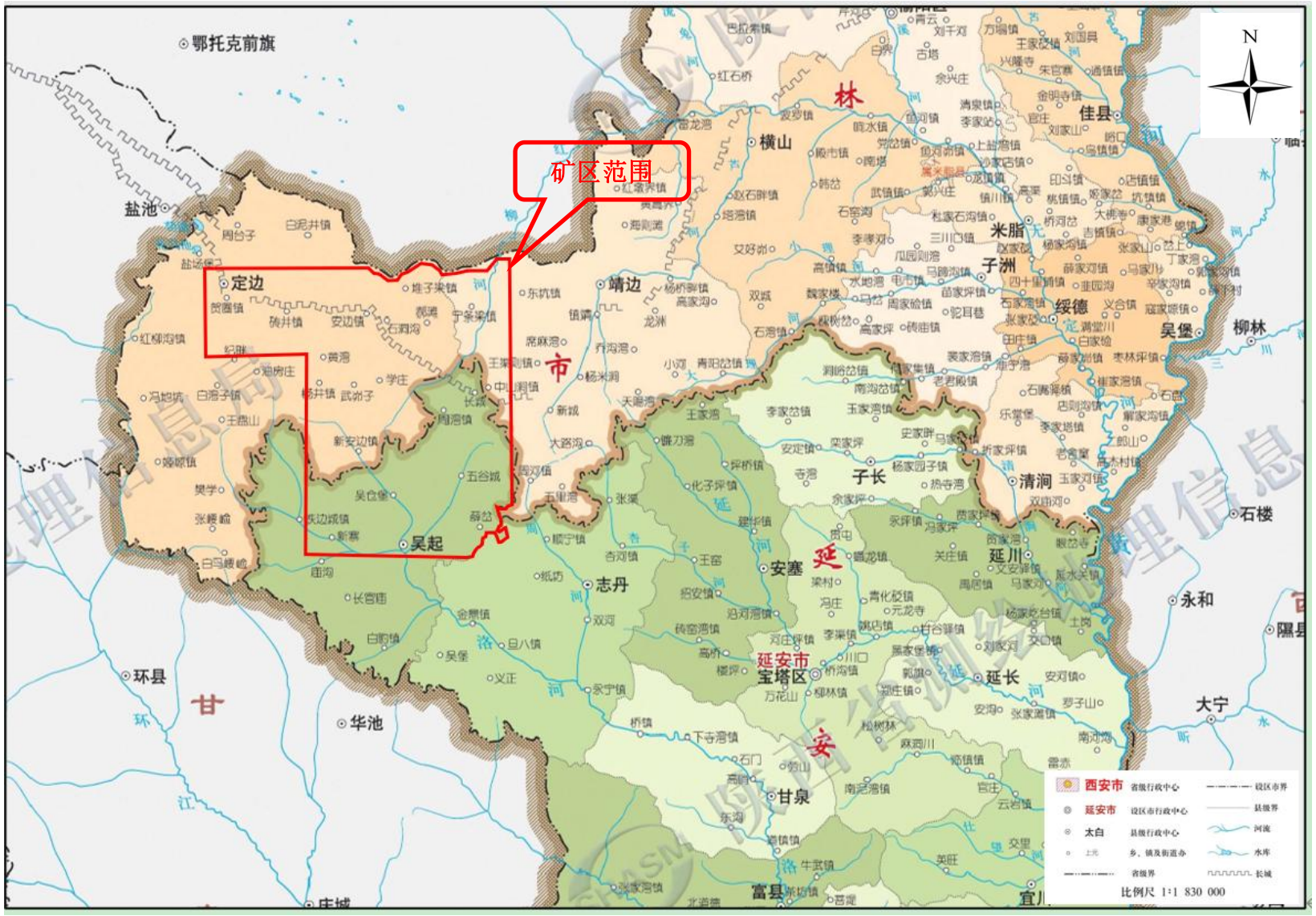


图 2.1-1　地理位置及气田矿区范围图

2、气藏特征

苏南区块盒$_8$、山$_1$段储层之间有厚层泥岩分隔，为相互独立的含气单元，各单元内气层的发育程度和分布范围受砂体展布及储层物性控制。同一层段内部多期砂体复合叠置形成的大型复合储集体在横向和纵向上都存在一定非均质性。但总体来看，同一砂带内气层呈层状分布，横向连片且纵向窜通，属同一气藏。各气藏内部压力平面变化与海拔关系明显，未见边底水，属无边底水定容弹性驱动、溶孔～晶间孔型、低孔、低渗地层岩性圈闭气藏。开发区域气藏特征见表 2.1-4。

表 2.1-4　开发区域气藏特征简表

气藏特征层位	埋深（m）	海拔（m）	压力（MPa）		压力系数		温度（K）	
			范围	平均	范围	平均	范围	平均
盒8	3192.0～3485.6	-2014.0~-1729.2	26.89~34.16	28.58	0.83～0.97	0.90	373.55~394.55	380.24
山$_1$	3268.9～3618.6	-2159.1~-1806.1	26.89~33.73	28.74	0.83～0.95	0.89	378.65~398.05	382.63
马五$_4$	3690～4030	-1450.3～-2250.0	25.32～32.01	28.67	0.83～0.97	0.90	397～412	404.5
马五$_5$	3788～4160	-1450.2～-2250.5	30.99～31.92	31.43	0.85～0.96	0.91	396.6～410.5	403.5

（1）气藏埋深

上古石盒子组盒$_8$段和山西段山$_1$段气藏埋深在 3192.0～3618.6m 之间，盒$_8$平均有效厚度 6.5m，山$_1$平均有效厚 4.4m；下古马家沟组马五$_4$段和马五$_5$段气藏埋深 3690～4160m，马五$_4$段气层厚度 1.8～3.0m，平均 2.3m，马五$_5$段气层厚度 7.0～11.2m，平均 6.8m。

（2）气藏压力

盒$_8$段气藏地层压力范围为 26.89MPa~34.16MPa 之间，平均压力系数为 0.90；山$_1$气藏地层压力范围为 26.89MPa~33.73MPa 之间，平均压力系数为 0.89；马五$_4$段气藏地层压力范围为 25.32MPa~32.01MPa 之间，平均压力系数为 0.90；马五$_5$段气藏地层压力范围为 30.99MPa~31.92MPa 之间，平均压力系数为 0.91。

（3）气藏温度

随着气藏深度的增加，地层压力增大、气层温度升高，盒$_8$段气藏温度为 373.55K～394.55K，山$_1$段气藏温度为 378.65K～398.05K，马五$_4$段气藏温度为 397K～412K，马五$_5$段气藏温度为 396.6K～410.5K，地温梯度为 2.88℃/100m。

（4）圈闭特征

盒$_8$气藏主要受冲积平原分流河道砂体控制，圈闭成因与砂岩的侧向尖灭及岩性致

密遮挡有关。综合研究表明，近南北向分布的盒 $_8$ 主砂带沿走向受沉积微相与沉积物组构差异影响，向两侧岩性变致密或相变为泛滥平原泥质沉积，形成侧向遮挡；纵向上，盒 $_8$ 之上厚层泥岩构成了良好的盖层。

山 $_1$ 气藏主要受三角洲平原分流河道砂体控制。圈闭成因与盒 $_8$ 基本类似，主砂带近南北走向，其东西两侧砂岩变薄，并尖灭相变为分流间泥质岩沉积，形成侧向岩性遮挡。其上覆地层为盒 $_8$ 之下的厚层砂质泥岩、泥岩构成了气藏的盖层。

3、流体性质

①天然气物性及组分

苏里格气田烃源岩主要位于二叠系地层，物理性质相对稳定。开发区域上古气藏采出气的平均相对密度约为 0.5798，平均甲烷含量 95.52%，气藏中 CO_2 和 H_2S 含量低，达到民用天然气技术指标；下古气藏采出气平均相对密度约为 0.6124，平均甲烷含量 93.73%，气藏中 CO_2 和 H_2S 含量相对较高，需进行脱硫处理。开发区域天然气组分分析见表 2.1-5。

表 2.1-5　开发区域天然气组分分析表

层位	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	总烃	CO_2	N_2%	H_2S 含量（mg/m^3）	相对密度
上古	95.52	2.28	0.56	96.66	1.17	2.01	2.75	0.5798
下古	93.73	0.52	0.13	94.72	2.42	2.81	115.30	0.6124

②地层水特征

根据完钻井测井解释及试气情况，评价区各气层的气田水水型均属 $CaCl_2$ 型，其中：盒 $_8$ 段地层水总矿化度分布在 3.86g/L～65.86g/L，平均为 30.181g/L；山 $_1$ 段总矿化度分布在 17.30g/L～32.31g/L，平均为 25.375g/L；马 $_5$ 段地层总矿化度分布在 90.41g/L~132.60g/L，平均 116.57g/L。研究表明：出水井点在平面上分布零散，属局部滞留水或凝析水。开发区域气田平均产水量为 0.4m^3/10^{4}m^3。开发区域地层水水质分析成果见表 2.1-6。

表 2.1-6　开发区域地层水水质分析成果表

层位	取值（g/L）	地层水离子含量						总矿化度	水型	pH 值
		K^++Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-			
盒 8	范围值	0.635~9.701	0.656~13.995	0.038~1.206	2.129~39.282	0.071~2.488	0.051~0.620	3.860~65.860	$CaCl_2$	6.0~6.5
	平均值	5.179	5.306	0.429	17.884	0.958	0.308	30.181		6.0
山 1	范围值	3.603~6.063	1.988~6.055	0.105~0.402	10.249~19.666	0.238~0.794	0.192~0.407	17.300~32.310	$CaCl_2$	6.0~6.5
	平均值	4.956	4.235	0.202	15.165	0.511	0.306	25.375		6.0
马 5	范围值	13.206~28.006	16.649~27.082	1.706~4.533	55.529~80.486	1.119~8.953	0.268~0.364	90.41~132.60	$CaCl_2$	6.0~6.5
	平均值	20.067	19.002	9.072	71.061	3.778	0.306	116.57		6.0

2.2 现有项目工程概况

2.2.1 气藏开发现状

苏里格气田南区开发区域范围涉及榆林市定边县东北部、靖边县西部以及延安市吴起县北部地区，呈“倒 L”型，总面积约 5299km^2。气田内纵向发育上下古生界多套含气层系，含气层位以盒 $_8$、山 $_1$ 为主，局部发育马五 $_5$、马五 $_4$、山 $_2$ 等含气层段。

苏里格气田南区于 2010 年开始试采，逐年滚动开发，截至 2022 年底，第六采气厂苏里格气田南区产建地面工程累积已建成井场 460 座，气井 964 口；项目区域现有天然气净化厂 1 座，依托区块外天然气净化厂 2 座，集气站 13 座，清管站 3 座，采出水处理站 2 座；集气干线 160.64km；集气支线 287.15km；同时配套建设注醇管线、采出水输送管线、注水管线、站场道路等配套工程及设施，基本实现了天然气密闭集输。

2.2.2 开发建设历程及环保手续

2.2.2.1 开发建设历程

苏里格气田南区隶属于中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂（原名：长庆油田分公司长南气田开发项目部），开发区域范围涉及榆林市定边县东北部、靖边县西部以及延安市吴起县北部地区，南北长 89.31km，东西宽 86.84km，呈“倒 L”型，总面积约 5299km^2。气田内纵向发育上下古生界多套含气层系，含气层位以盒 $_8$、山 $_1$ 为主，局部发育马五 $_5$、马五 $_4$、山 $_2$ 等含气层段。

苏里格气田南区于 2010 年开始试采，逐年滚动开发，截至 2022 年底，第六采气厂苏里格气田南区形成设计产能约 36×10^8m^3/a；气田开采过程中气井产能会自然递减，截止 2022 年底，苏里格气田南区天然气产能实际已递减至 11×10^8m^3/a。

2.2.2.2 环保手续履行情况

根据建设单位提供的资料，长庆油田第六采气厂苏里格气田南区滚动开发建设历程及环保手续履行情况统计如下，部分相关支持性文件见附件。

（1）长庆油田分公司长南气田开发项目部苏里格气田南区（自营区）18 亿立方米/年产能建设工程 2013 年 10 月取得了“陕西省环境保护厅关于长庆油田分公司长南气田开发项目部苏里格气田南区（自营区）18 亿立方米/年产能建设工程环境影响报告书的批复（陕环批复〔2013〕537 号）”。该项目已于 2020 年 7 月 15 日通过了环保设施竣工自主验收（采气六厂字〔2020〕51 号），于 2020 年 8 月 12 日取得了陕西省生态环境厅关于固体废物污染防治设施环境保护验收的批复（陕环批复〔2020〕198 号）

（2）长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区新增 18 亿立方/年（2020—2022 年）产能建设项目 2020 年 10 月取得了“陕西省生态环境厅关于长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区新增 18 亿立方/年（2020—2022 年）产能建设项目环境影响报告表的批复（陕环评批复〔2020〕17 号）”，该项目目前正在进行企业自主验收。

2.2.2.3 排污许可证办理及执行情况

长庆油田分公司第六采气厂苏里格南区涉及的 13 座集气站均按照要求履行了固定污染源排污登记管理。长庆油田分公司第六采气厂严格按照固定污染源排污登记要求进行生产操作。

2.2.2.4 应急预案编制及备案情况

长庆油田分公司第六采气厂苏里格南区涉及延安市吴起；榆林市定边、靖边三个区块，第六采气厂按照区块编制了突然环境事件应急预案。榆林区域于 2020 年 12 月 29 日在榆林市生态环境保护综合执法支队进行了备案（备案号 610800-2020-04-L）、延安区域于 2020 年 12 月 15 日在延安市突发环境事件应急办公室进行了备案（备案号 ya610601-2020-242-L），详见附件。

2.2.3 现有工程建设规模

现有工程项目组成及建设内容见表 2.2-1。

表 2.2-1　现有项目工程组成表

工程类别	项目组成	建设内容	
主体工程	井场工程	现有井场 460 座，气井 964 口。	
	站场工程	建设集气站 13 座，均按标准化站场建设。其中，上古站 3 座，分别为苏南-11 站、苏南-12 站、苏南-22 站；下古站 6 座，分别为苏南-14 站、苏南-19 站、苏南-21 站、苏南-23 站、苏南-27 站、苏南-32 站；上下古合建站 4 座，分别为苏南-13 站、苏南-15 站、苏南-16 站、苏南-18 站（其中苏南-13、苏南-15 和苏南-16 站分为 A、B 区）。 清管站 3 座：苏南-17 清管站、庙畔清管站、营盘梁清管站。	
	集输工程	采气管线	采用井间串接的管网形式，长度为 2530.79km，管径为Φ60、Φ76、Φ89、Φ114、Φ168。
		集气干线	共 3 条，长度合计 160.64km。
		集气支线	共 17 条，长度合计 278.15km。
		注醇管线	下古气井冬春季需注醇，注醇管线与下古采气管线同沟敷设，合计 1440.7km，规格 L245N-27×4mm。
辅助工程	道路工程	土路 842.03km，砂石路 62.71km，沥青、水泥道路 20.74km	
	生活保障点	2 座，分别为苏南-15 生活保障点（可容纳 30 人）、安定作业区前线生活保障点（可容纳 65 人）。	
公用工程	供电工程	就近“T”接于附近 10kV 电网，站外建 10/0.4kV 柱上变电站 1 座作为主供电源。	
	供水工程	①有人值守集气站 6 座，其中苏南-13、16、18 站各建水井 1 口；苏南-19、21、27 站内各设 5m^3 水窖 1 座，由生活保障点拉送用水。 ②苏南 15 生活保障点建水源井 1 口，为其他集气站和生活保障点拉送用水。	
	通信工程	各集气站安装工业级光纤收发器，与处理厂间敷设 12 芯铠装光纤；井场安装 230MHz 数传电台，以所辖集气站基站为中心组成星型无线传输网络。	
	供热、制冷工程	①有人值守集气站 6 座，其中苏南-19、21、27 站内各安装 30kW 燃气热水炉 1 台；苏南-18 站内安装 19kW 燃气双功能壁挂炉 2 台；苏南-13、16 利用站内天然气加热炉供热。 ②两处生活保障点各设 240kW 燃气热水炉 1 台。	
	消防工程	集气站为五级站，集气站不设消防给水，配置移动式灭火器材。	
环保工程	废水	气田采出水	郝滩采出水处理站：处理各集气站含醇采出水，设计处理及回注规模 400m^3/d。采用“一级沉降+双塔精馏脱醇”工艺，辖回注井 2 口（SN14-W1 和 SN14-W2）。
			苏南 18 采出水处理站：处理各集气站不含醇采出水，采用“一级沉降”生产工艺，设计处理及回注规模为 1200m^3/d，辖回注水井 2 口（SN18-WS 和 SN18-WS2）。
		生活污水	有人值守集气站和安定作业区前线生活保障点产生的生活污水经地埋式生活污水罐收集后，通过密闭罐车拉运至苏南 15 生活保障点进行处理。苏南 15 生活保障点设 3×30m^3 地埋式生活污水罐，采取“沉降+厌氧+好氧+过滤+消毒”处理工艺，生活污水处理达标后用于场站绿化及洒水，不外排。
	废气	各集气站燃气压缩机组、脱水撬尾气焚烧、天然气加热炉、采暖热水炉烟气通过不低于 8m 的排气筒排放；	
		各集气站火炬燃烧废气经 15m 高排气筒排放。	

工程类别	项目组成	建设内容
		天然气无组织逸散非甲烷总烃、硫化氢以及甲醇废气。
	噪声	低噪声设备，并采取基础减振、隔声等降噪措施。
	固体废物	钻井施工均配备地上移动式防渗泥浆罐，对废弃钻井泥浆、岩屑进行不落地收集，并委托有资质的单位集中处置。
		集气站设备维护产生的废润滑油、集输管线产生的清管废渣及清罐作业产生的污泥，直接运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，定期交有资质的单位进行处置。
		各场站及生活保障点均设生活垃圾箱若干，定期清运至环卫部门指定地点。

2.2.4 现有工程总体布局与集气工艺

（1）总体布局

苏里格气田南区包括安靖采气作业区、安定采气作业区、保安采气作业区，现有工程设集气站 13 座，其中，上古站 3 座，分别为苏南-11 站、苏南-12 站、苏南-22 站；下古站 6 座，分别为苏南-14 站、苏南-19 站、苏南-21 站、苏南-23 站、苏南-27 站、苏南-32 站；上下古合建站 4 座，分别为苏南-13 站、苏南-15 站、苏南-16 站、苏南-18 站（其中苏南-13、苏南-15 和苏南-16 站分为 A、B 区）。苏南区块内采用井间串接的管网形式，通过采气管线把相邻的气井串接到采气干管而集中到集气站，再通过集气管线分别外输至苏里格气田第五天然气处理厂、靖边第一天然气净化厂、第四天然气净化厂。

现有工程区块范围内集气站统计见表 2.2-2，主要的集气干线见表 2.2-3、集气支线见表 2.2-4，现有主要站场及集气管线总体布局现状见图 2.2-1。

表 2.2-2　现有集气站统计表　　单位：$10^4m^3/d$

序号	站名	辖井数	2022 年集气规模	设计集气能力	建成时间	是否有人值守	是否注醇	备注
1	苏南-11	50	4.1	50	2011 年	否	否	上古
2	苏南-12	46	3.2	50	2011 年	否	否	上古
3	苏南-13A/B	142	47	150	2011 年	是	是	合建
4	苏南-14	34	11	100	2014 年	否	是	下古
5	苏南-15A/B	154	44	180	2011 年	否	是	合建
6	苏南-16A/B	132	52	200	2011 年	是	是	合建
7	苏南-18	160	69	200	2012 年	是	是	合建
8	苏南-19	32	18	200	2014 年	是	否	下古
9	苏南-21	38	13	100	2012 年	是	是	下古
10	苏南-22	44	15	25	2012 年	否	否	上古
11	苏南-23	22	9	50	2018 年	否	否	下古
12	苏南-27	61	24	100	2013 年	是	是	下古
13	苏南-32	29	13	100	2014 年	否	是	下古

表 2.2-3　现有集气干线统计表

序号	集气干线名称	起点～终点	规格	项目区域内长度（km）	设计输气能力（$10^8m^3/a$）
1	西二干线	苏南 21 站～苏南 13 站	Φ406.4×8/8.8	17.6	13.5
		苏南 13 站～第一净化厂	Φ406.4×7.1/8.8	23.12	
2	苏 5-3 干线	苏南 17 清管站～苏南 12 站	Φ711×7.1/8.8	17.79	20

3		苏南 12 站～第五处理厂	Φ711×7/8	2.01	
4	南七干线	苏南 19 站～苏南 21 站	Φ508×9.5/11	13.9	13.5
5		苏南 21 站～苏南 27 站	Φ508×9.5/11	33.11	
6		苏南 27 站～第四净化厂	Φ508×9.5/11	53.11	
7	合计	/	/	160.64	47

表 2.2-4　现有集气支线统计表

序号	集气支线名称	规格	长度（km）	设计输气能力（$10^4m^3/d$）
1	苏南 11 站～苏南 12 站	Φ273×6/7	18.72	80
2	苏南 16 站～苏南 15 站	Φ273×6/7	20	50
3	苏南 15 站～苏南 12 站	Φ273×6/7	17.36	100
4	苏南 15 站～苏南 12 站复线	Φ273×6/7	17.36	100
5	苏南 18 站～苏南 17 清管站	Φ219×6/7	15.69	50
6	苏南 18 站～苏南 17 清管站复线	Φ219×6/7	15.69	50
7	苏南 22 站～苏南 17 清管站	Φ219×6/7	18.42	89
8	苏南 13 站～苏南 18 站	Φ273×6/7	23.3	50
9	苏南 15 站～苏南 16 站	Φ219×6/7	20	45
10	苏南 15 站～庙畔清管站	Φ273×6/7	24	78
11	苏南 16 站～庙畔清管站	Φ273×6/7	7.23	70
12	苏南 14 站～苏南 13 站	Φ273×6/7	15.9	70
13	苏南 32 站～营盘梁清管站	Φ219×6/7	31.68	33
14	苏南 18 站～苏南 19 站	Φ219×6/7	3.7	20
15	苏南 19 站～苏南 13 站	Φ273×6/7	23	150
16	苏南 23 站～南七干线 2#阀室	Φ219×6/7	15.1	50
合计		/	287.15	1085

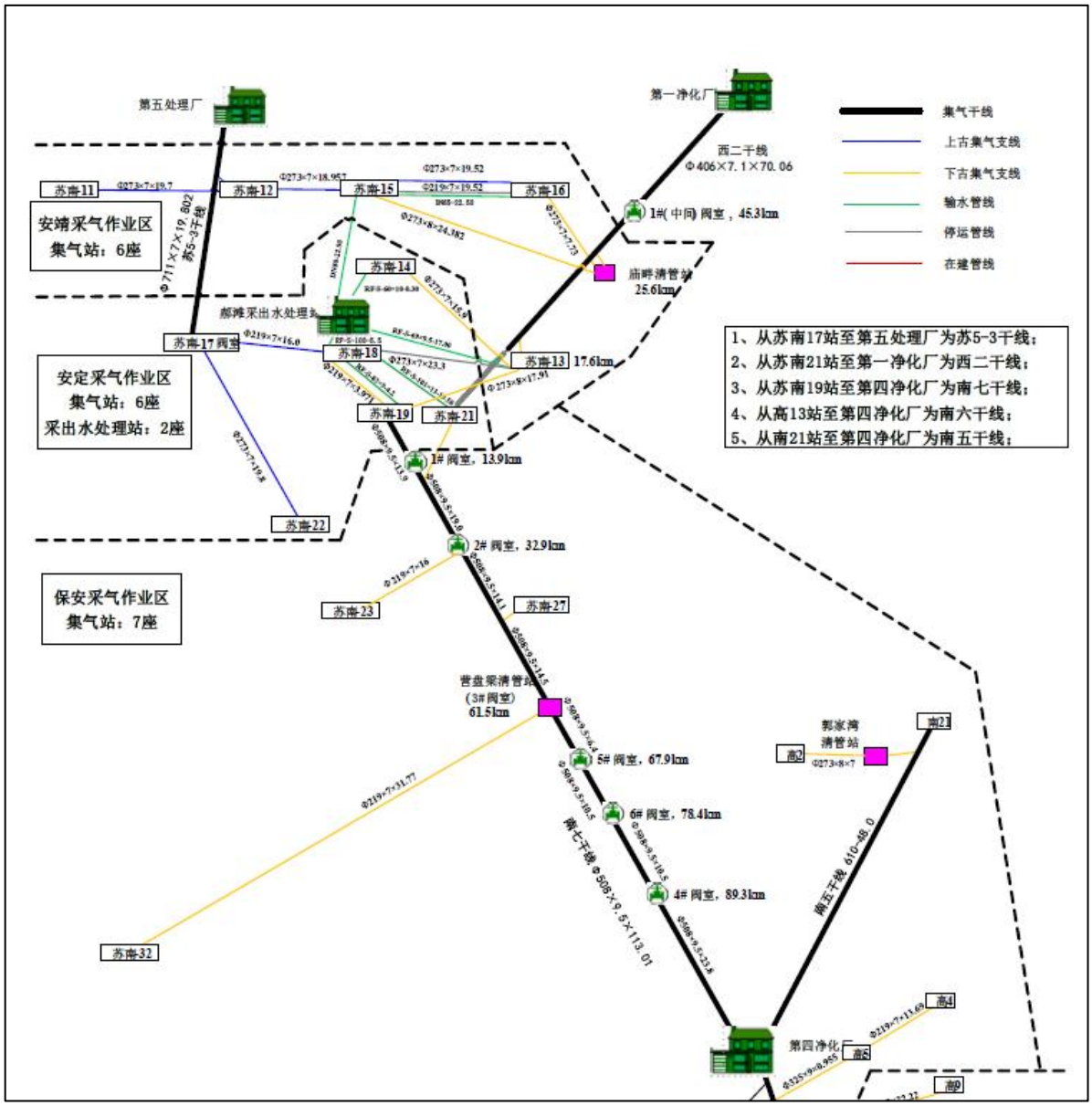
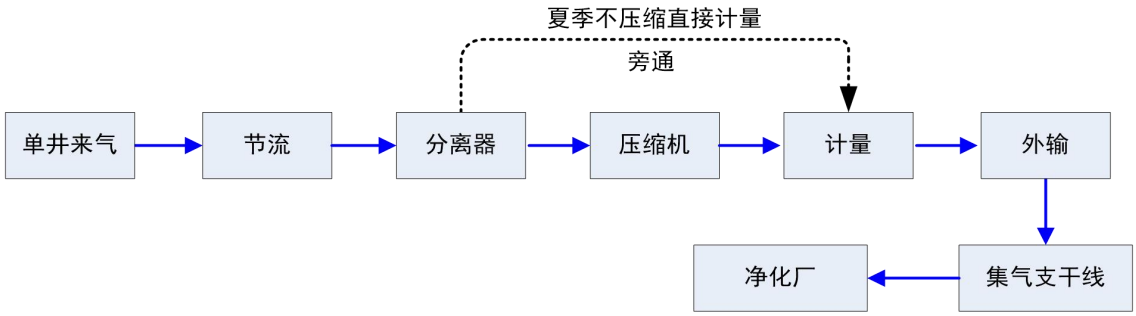


图 2.2-1　现有工程主要站场及集气管线总体布局现状图

（2）集气工艺

区块内现有集气站注醇、不注醇两种集输系统。

苏南-11、苏南-12、苏南-19、苏南-22、苏南-23 集气站为不注醇工艺。集输系统总流程概述为“井下节流，井口不加热、不注醇，中低压集气，差压计量，井间串接，常温分离，二级增压，集中处理”的“中低压”模式，具体流程为：单井经井下节流，井口不加热、不注醇，只经简易旋进流量计对单井产量进行计量后接入采气管线，直接接入集气站；在集气站经常温气液分离、增压、计量后经集气支线湿气外输至集气干线，同时，设置压缩机旁通管路，在夏季单井运行压力较高时，不增压直接外输；原料天然气在集配气总站汇集后增压，最后在天然气处理厂集中脱油、脱水后外输。不注醇集气站



集气流程示意图见图 2.2-2。

图 2.2-2　不注醇集气站集气流程示意图

苏南-13、苏南-14、苏南-15、苏南-16、苏南-18、苏南 21、苏南 27、苏南 32 集气站为注醇工艺。集输系统总流程概述为“多井高压集气、多井加热、节流、常温分离、单井间歇计量、集气站集中注醇、三甘醇橇装脱水”的“常温多井高压”模式。具体工艺为：天然气经采气管线汇集后进入集气站进站区，通过加热炉加热，节流总机节流，进入气液分离器进行计量分离和生产分离后，再通过三甘醇脱水橇进行脱水，计量后自用和外输，最后通过干线进入天然气净化厂进行集中脱油、脱水后外输。集气站内单独建设注醇泵站，将甲醇通过高压柔性复合输送管注入各站下辖井口内。注醇集气站集气流程示意图见图 2.2-3。

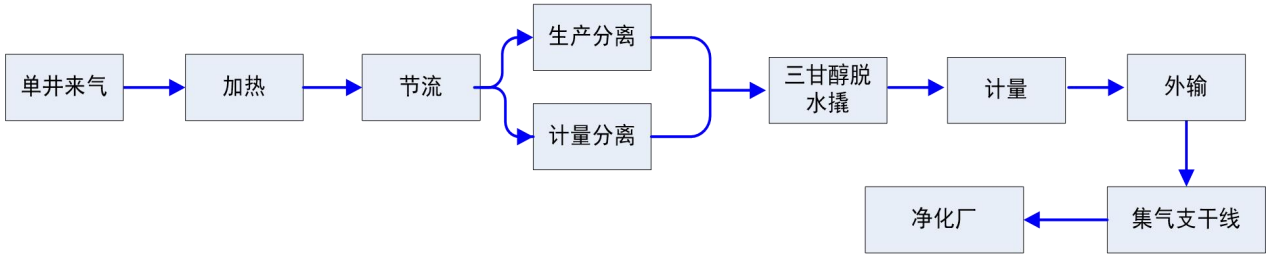


图 2.2-3　注醇集气站集气流程示意图

2.2.5 现有工程劳动定员与工作制度

各井场均采用标准化设计，井口无人值守，井场周围设围栏。区块内现有员工 138 人，年工作 7920h，年工作时间约 330d。

2.3 产建项目工程概况

2.3.1 项目基本情况

（1）项目名称：第六采气厂 2023—2027 年苏里格南区新建产建工程区域；

（2）建设单位：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂；

（3）建设地点：项目工程主要位于延安市吴起县、榆林市定边县、靖边县；

（4）建设性质：改扩建；

（5）产能规模：$15\times10^8m^3/a$；

（6）主要建设内容：①新建井场 67 座，扩建井场 13 座；②改造集气站 11 座；③新注水井 4 口；④新建采气管线 184.1km；⑤更换采出水管线 47.6km、新建注水管线 1.6km 以及道路其他相关工程等；

（7）集输工艺：集输系统采用中低压集输方案，无需敷设注醇管线；

（8）行业类别：陆地天然气开采 B0721；

（9）项目总投资：项目总投资计 50000 万元。

2.3.2 总体开发部署、配产方案及集输方案

（1）总体开发部署

根据开发利用方案，本次扩建工程新增部署产能$15\times10^8m^3/a$，采用新打井及加密部井的形式进行部署。本次产建项目地面骨架系统基本建成，本次直接依托，主要对各区块系统能力进行完善，以确保新增产建需求。具体部署情况见表2.3-1及图2.3-1。

表2.3-1　开发方案具体部署指标一览表

项目	内容	备注
开发层系	上古生界下石盒子组盒8段、山西组山1段	/
开发区域	现有苏里格气田南区区块	/
注采井网	新打井及现有井场加密部井	/
开发井总数（口）	新增部署井场80座，气井245口，新增注水井4口。	其中67座为新建井场，13座为现有井场扩建
设计新增生产规模	$15\times10^8m^3/a$	/
集气站	新建集气站0座、改造集气站11座	主要为苏南11站、苏南12、苏南16A/B、苏南21站、苏南23站、苏南32站、苏南13站、苏南14站、苏南15站，苏南18站、苏南19站
集气管线	本次产建项目不新增集气管线，均依托现有集气管线。	/
采气管线	新敷设采气管线184.1km	/
水管线	更换采出水管线47.6km，新建注水管线1.6km	对现有采出水管线进行更换

天然气去向	苏南区块内采用井间串接的管网形式，通过采气管线把相邻的气井串接到采气干管而集中到集气站，再通过集气管线分别外输至苏里格气田第五天然气处理厂、靖边第一天然气净化厂、第四天然气净化厂。	/
采出水处理站及注水井	郝滩采出水处理站，处理各集气站含醇采出水，并配备4口注水井；苏南18采出水处理站处理各集气站不含醇采出水并配备4口注水井。	2座采出水处理站各新增2口注水井，共计4口

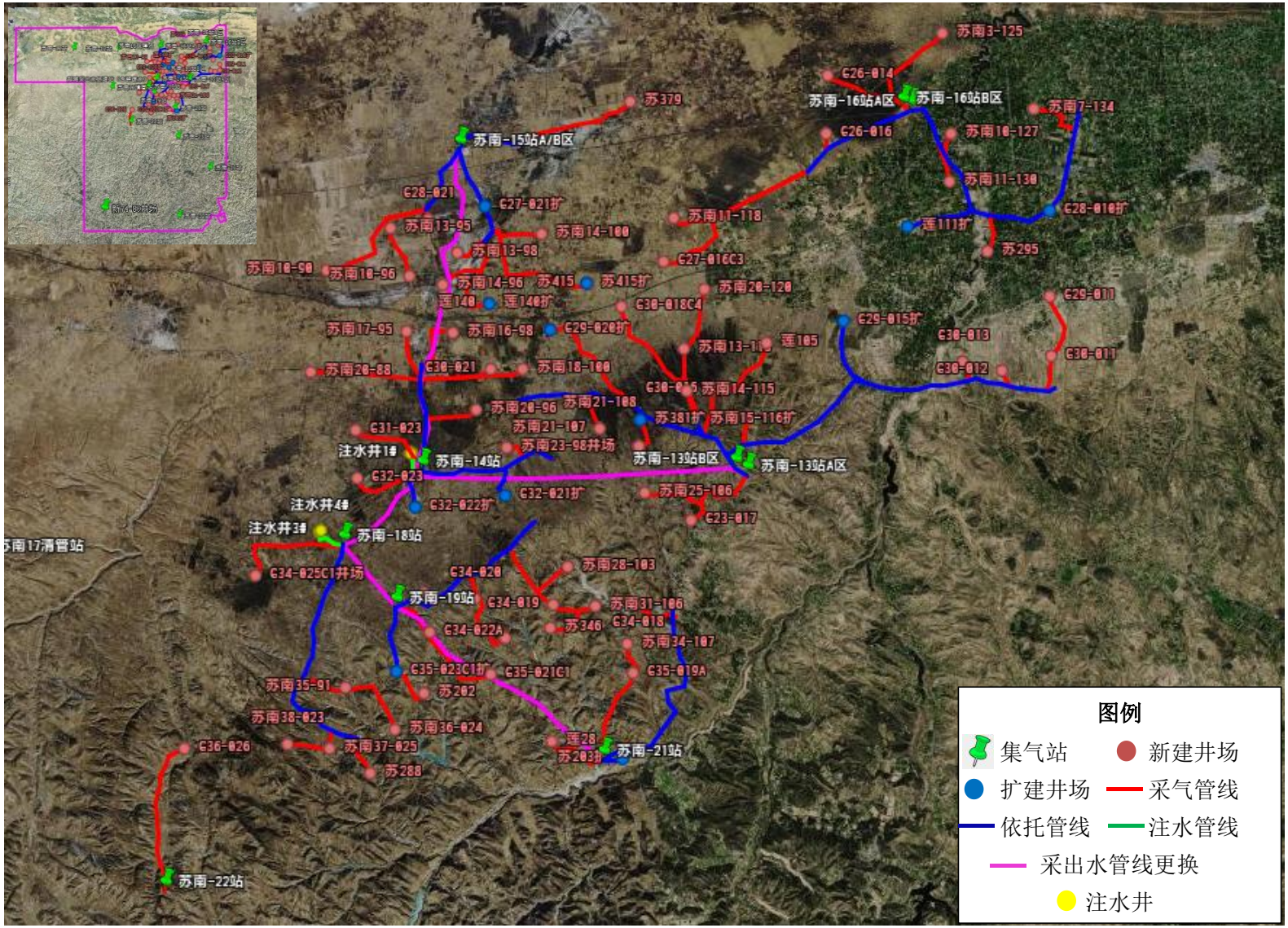


图2.3-1　本次产建工程总体部署情况图

⑵配产方案

根据设计，拟在苏里格南区矿权内采取新打井及加密布井的方式进行开采，新增产能拟部署井场80座（其中67座为新建井场，13座为现有井场扩建），新增接入气井245口，单井平均配产1.85万方/日。2023~2027年产建井场总部署表详见表2.3-2，配产方案详见表2.3-3：

表 2.3-2　2023~2027 年产建井场总部署表

计划实施时间	开发工作量							合计产建产能（$\times10^8m^3/a$）	平均单井配产（$10^4m^3/d$）
	井场数（个）			新建井数（口）					
	新建	利旧	合计	定向井	水平井	注水井	合计		
2023 年	7	11	18	51	1		52	3.17	1.85
2024 年	15	1	16	48	2	2	52	3.05	
2025 年	17	0	17	56	3	2	61	3.62	
2026 年	14	0	14	43	0		43	2.63	
2027 年	14	1	15	39	2		41	2.53	
总计	67	13	80	237	8	4	249	15.00	

表2.3-3　配产方案一览表

归属集气站	井号	新增井数（口）	配产$10^4m^3/d$	所属区域	备注
苏南-15A/B集气站	苏379	1	1.85	定边县	新井场
	G28-021	2	3.7	定边县	新井场
	苏南13-95	1	1.85	定边县	新井场
	苏南10-90	4	7.4	定边县	新井场
	苏南10-96	2	3.7	定边县	新井场
	苏南14-96	4	7.4	定边县	新井场
	莲140	2	3.7	定边县	新井场
	莲140扩	2	3.7	定边县	老井场
	G27-021扩	3	5.55	定边县	老井场
	苏南13-98	3	5.55	定边县	新井场
	苏南14-100	4	7.4	定边县	新井场
	苏415	2	3.7	定边县	新井场
	苏415扩	2	3.7	定边县	老井场
	小计	**32**	**59.2**	/	/
苏南-16A/B集气站	苏南11-118	3	5.55	定边县	新井场
	G27-016C3	4	7.4	定边县	新井场
	G26-016	3	5.55	靖边县	新井场
	G26-014	3	5.55	靖边县	新井场
	苏南3-125	3	5.55	靖边县	新井场
	苏南10-127	4	7.4	靖边县	新井场
	苏南11-130	4	7.4	靖边县	新井场
	莲111扩	5	9.25	靖边县	老井场
	苏295	3	5.55	靖边县	新井场
	G28-010扩	3	5.55	靖边县	老井场
	苏南7-134	3	5.55	靖边县	新井场
	小计	**38**	**70.3**	/	/

苏南-14集气站	苏南20-88	4	7.4	定边县	新井场
	G31-023	2	3.7	定边县	新井场
	G32-023	1	1.85	定边县	新井场
	G32-022扩	4	7.4	定边县	老井场
	G32-021扩	1	1.85	定边县	老井场
	苏南23-98	4	7.4	定边县	新井场
	苏南20-96	4	7.4	定边县	新井场
	G30-021	4	7.4	定边县	新井场
	苏南18-100	3	5.55	定边县	新井场
	苏南17-95	5	9.25	定边县	新井场
	苏南16-98	5	9.25	定边县	新井场
	小计	**37**	**68.45**	/	/
苏南-13A/B集气站	G29-020	2	3.7	定边县	新井场
	G29-020扩	1	1.85	定边县	老井场
	苏南21-107	2	3.7	定边县	新井场
	苏南21-108	1	1.85	定边县	新井场
	G31-018	2	3.7	定边县	新井场
	苏381扩	3	5.55	定边县	老井场
	苏南25-106	2	3.7	定边县	新井场
	G23-017	1	1.85	定边县	新井场
	苏南15-119	4	7.4	靖边县	新井场
	G29-015扩	3	5.55	靖边县	老井场
	G30-013	4	7.4	靖边县	新井场
	G30-012	2	3.7	靖边县	新井场
	G30-011	2	3.7	靖边县	新井场
	G29-011	4	7.4	靖边县	新井场
	苏南15-116扩	3	5.55	定边县	老井场
	G30-016	2	3.7	定边县	新井场
	莲105	2	3.7	靖边县	新井场
	苏南14-115	3	5.55	定边县	新井场
	苏南13-115	4	7.4	定边县	新井场
	苏南20-120	3	5.55	定边县	新井场
	G30-018C4	3	5.55	定边县	新井场
	小计	**53**	**98.05**	/	/
苏南-18集气站	G34-025C1井场	1	1.85	定边县	新井场
	苏南35-91	5	9.25	定边县	新井场
	苏南38-023	4	7.4	定边县	新井场
	苏南37-025	5	9.25	定边县	新井场
	苏288	3	5.55	定边县	新井场
	苏南36-024	4	7.4	定边县	新井场
	小计	**22**	**40.7**	/	/
苏南-22集气站	G36-026	1	1.85	定边县	新井场
	小计	**1**	**1.85**	/	/
苏南-19集气站	G35-023C1扩	4	7.4	定边县	老井场
	苏202	2	3.7	定边县	新井场
	G35-021	5	9.25	定边县	新井场
	G35-021C1	4	7.4	定边县	新井场
	G34-022A	4	7.4	定边县	新井场
	苏南31-96	3	5.55	定边县	新井场

	苏南32-101	4	7.4	定边县	新井场
	G34-020	2	3.7	定边县	新井场
	苏346	5	9.25	定边县	新井场
	G34-019	4	7.4	定边县	新井场
	苏南31-106	5	9.25	定边县	新井场
	苏南28-103	3	5.55	定边县	新井场
	小计	**45**	**83.25**	/	/
苏南-21集气站	莲28	4	7.4	定边县	新井场
	苏203扩	2	3.7	定边县	老井场
	G35-019A	3	5.55	定边县	新井场
	苏南34-107	3	5.55	定边县	新井场
	G34-018	5	9.25	定边县	新井场
	小计	**17**	**31.45**	/	/
合计		**245**	**453.25**	/	/

⑶集输方案

根据目前最新开发数据，苏南区块内接入井总井数为 245 口，分布在 80 座井场，新增产能接入现有 8 座集气站，现有集气站规模可满足新增气井气量的集输要求，本次不对集气站进行扩建。

表2.3-4　本项目集气站依托可行分析

序号	站场名称	设计规模（10^4m^3）	实际规模（10^4m^3）	剩余规模（10^4m^3）	新增规模（10^4m^3）	依托是否可行
1	苏南-15A/B 集气站	150	44	106	59.2	是
2	苏南-16A/B 集气站	200	52	148	70.3	是
3	苏南-14 集气站	100	11	89	68.45	是
4	苏南-13A/B 集气站	150	47	103	98.05	是
5	苏南-18 集气站	200	69	131	40.7	是
6	苏南-19 集气站	200	18	182	83.25	是
7	苏南-21 集气站	100	13	87	31.45	是
8	苏南-22 集气站	25	15	10	1.85	是

①燃气集输方案

苏南区块内采用井间串接的管网形式，通过采气管线把相邻的气井串接到采气管线而集中到集气站，再通过集气管线分别外输至苏里格气田第五天然气处理厂、靖边第一天然气净化厂、第四天然气净化厂。

集输系统采用中低压集输方案，无需敷设注醇管线。开发初期，天然气气井井下设节流器，夏季工况时井口压力节流至3.5~4.8MPa，冬季工况时井口压力节流至1.0~1.9MPa，使水合物形成温度比环境地温低3℃以上，保证采气管线内不产生水合物。采气管线采用辐射枝状组合式进入集气站，站内设生产分离器、旋流分离器、压缩机。夏季工况时，压缩机不运行，气井来气经生产分离器、旋流分离器分离后进入集气干线。

冬季工况时，压缩运行增压至3.5~4.0MPa后进入集气干线，采气管线在输送过程中不会产生水合物，无需敷设注醇管线。

开发中后期，根据单井压力递减情况，当集气站外输压力不能满足工艺要求时，无论冬夏季工况，站内压缩机将全年运行。

②采出水集输方案

由于区块内现有苏南-13、苏南-14、苏南-15、苏南-16、苏南-18、苏南21集气站气井冬春季需注醇，新老井场天然气混合进入集气站分离器，因此采出水含醇和不含醇无法分开。为此，各集气站采出水仍为含醇采出水。各集气站冬春季采出水通过管输/罐车拉运至郝滩采出水处理站进行处理后回注。

苏南-19、苏南22集气站气井以及气井夏秋季不含醇采出水通过管输/罐车拉运至苏南18采出水处理站进行处理后回注。本项目采出水去向见表2.3-5

表2.3-5　本项目采出水集输去向

序号	站场名称	水气比（$m^3/10^4m^3$）	2022 年集气规模（$10^4m^3/d$）	原有采出水量（m^3/d）	新增规模（$10^4m^3/d$）	新增采出水量（m^3/d）	是否含醇	冬春季去向	夏秋季去向
1	苏南-15A/B 集气站	0.4	44	17.6	59.2	23.68	是	郝滩采出水处理站	苏南18采出水处理站
2	苏南-16A/B 集气站		52	20.8	70.3	28.12	是		
3	苏南-14 集气站		11	4.4	68.45	27.38	是		
4	苏南-13A/B 集气站		47	18.8	98.05	39.22	是		
5	苏南-18 集气站		69	27.6	40.7	16.28	是		
6	苏南-21 集气站		13	5.2	83.25	33.3	是		
7	苏南-19 集气站		18	7.2	31.45	12.58	否	苏南18采出水处	
8	苏南-22 集气站		15	6	1.85	0.74	否		

								理站	

区块内然气集输关系详见图2.3-2：

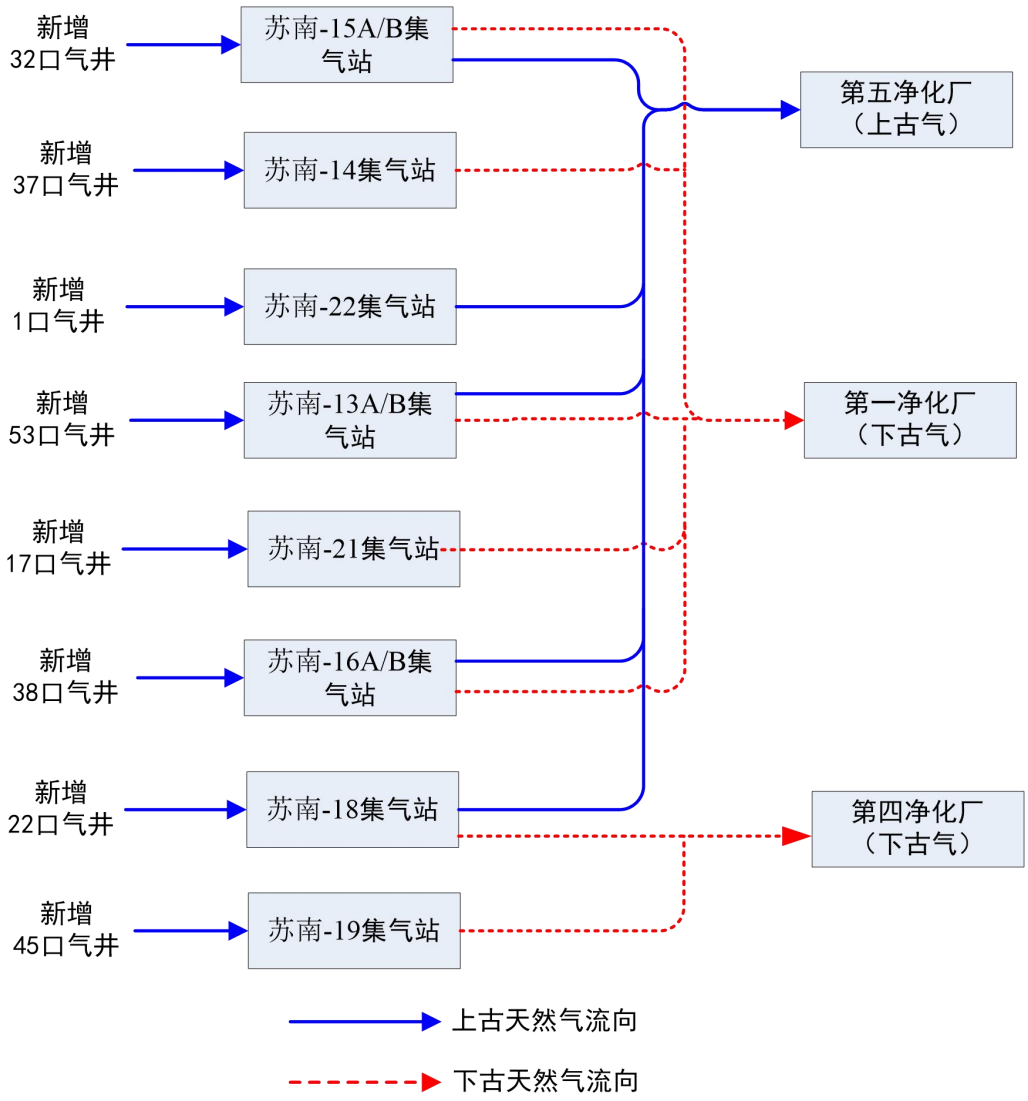


图2.3-2　区块内燃气集输关系图

2.3.3 项目组成

本次产能建设项目主要工程内容包括：建设井场80座（其中67座为新建井场，13座为现有井场扩建），新增接入气井245口；改造集气站11座，同时配套建设采气管线184.1km；更换采出水管线47.6km，注水井4口，配套注水管线1.6km。本次产能建设项目组成、建设内容及其与现有工程依托关系见表2.3-6。

表2.3-6　产建工程项目组成、建设内容及依托关系表

工程类别	项目组成	工程内容		与现有工程依托关系
		现有工程	产建工程	

主体工程	井场工程		现有气田完钻总井数964口，地面集输系统共纳入井场460座，气田产能规模11×10^{8}m^3/a。	新建井场67座，扩建井场13座，新增接入气井245口；新建注水井4口；气田新增产能规模15×10^{8}m^3/a。	建成后总产能26×10^{8}m^3/a
	站场工程		①现有集气站13座、清管站3座。 ②依托天然气净化厂3座，设计规模为126.2×10^{8}m^3/a。 ③郝滩采出水处理站（含醇）、苏南 18 采出水处理站（不含醇）。	对现有11座集气站进行工艺改造	改苏南11站、苏南12、苏南16A/B、苏南21站、苏南23站、苏南32站、苏南13站、苏南14站、苏南15站，苏南18站、苏南19站等11座集气站
	集输工程		现建成： ①集气干线160.64km ②集气支线278.15km ③采气管线2530.79km ④注醇管线1440.7km	新增建设采气管线184.1km；采出水管线更换47.6km；新建注水管线1.6km。	采气管线采用井间串联的管网形式，与已建管网就近串接
辅助工程	道路工程		土路842.03km，砂石路62.71km，沥青、水泥道路20.74km	新增井场进厂道路，长18.5km，路面宽3.5m	施工便道后期修整为进场道路
	办公生活设施		苏南-15生活保障点、安定作业区前线生活保障点、靖边生产基地。	对靖边基地进行拆除重建靖边前线生产保障点	/
公用工程	供水工程		①有人值守集气站 6 座，其中苏南-13、16、18 站各建水井 1 口；苏南-19、21、27 站内各设 5m^3 水窖 1 座，由生活保障点拉送用水。 ②苏南15生活保障点建水源井1口，为其他集气站和生活保障点拉送用水。	/	依托现有
	供电工程		就近“T”接于附近10kV电网，站外建10/0.4kV柱上变电站1座作为主供电源。	新建井场配分布式光伏装置和储能蓄电池。	/
	供热、制冷工程		①有人值守集气站 6 座，其中苏南-19、21、27 站内各安装 30kW 燃气热水炉 1 台；苏南-18 站内安装 19kW 燃气双功能壁挂炉 2 台；苏南-13、16 利用站内天然气加热炉供热。 ②两处生活保障点各设240kW燃气热水炉1台。	/	依托现有
环保工程	废气	压缩机燃烧烟气	8m高排气筒	改造站场燃气压缩机新增8m高排气筒	新增
		无组织烃类	密闭集输、伴生气火炬放空、放散装置	密闭集输、火炬放空、放散装置	依托现有
		燃气锅炉燃烧烟气	低氮燃烧+8m高烟囱	/	依托现有
	废水	气田采出水	郝滩采出水处理站处理各集气站含醇采出水	/	依托现有
			苏南 18 采出水处理站处理各集气	/	依托现有

			站不含醇采出水		
		生活污水	有人值守集气站和安定作业区前线生活保障点产生的生活污水经地埋式生活污水罐收集后，通过密闭罐车拉运至苏南15生活保障点进行处理。苏南15生活保障点设3×30m³地埋式生活污水罐，采取“沉降+厌氧+好氧+过滤+消毒”处理工艺，生活污水处理达标后用于场站绿化及洒水，不外排。	/	依托现有
	噪声	机械设备噪声	优选低噪声设备，并采取基础减振、隔声、消声等降噪措施；	优选低噪声设备，并采取基础减振、隔声、消声等降噪措施	/
	固废	集气站	集气站设备维护产生的废润滑油、集输管线产生的清管废渣及清罐作业产生的污泥，直接运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，定期交有资质的单位进行处置。	集气站设备维护产生的废润滑油、集输管线产生的清管废渣及清罐作业产生的污泥，直接运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，定期交陕西邦达环保工程有限公司进行处置。	/

2.3.4 井场工程

⑴井场基本情况

根据设计，苏南区块新建井场 67 座，扩建井场 13 座，设计气井总计 245 口，其中直/定向井 237 口，水平井 8 口；直/定向井注水井 4 口。

各井场采用标准化设计及建设模式，采气设施橇装化、模块化，井口周围设铁栅栏围墙，井场无人值守。本次共分为 5 种井场，分别为一井式、二井式、三井式、四井式、五井式井场。其中以四井式居多，其次为三井式。方案推荐纯直/定向井井丛，井组井数≤4，推荐采用“单排”井场布局模式；井组井数＞4，推荐采用“双排”井场布局模式，可减少井场征地。井场平面布置根据《石油天然气工程设计防火规范》GB50183 考虑安全防火间距，场地平整处理后，井口周围设铁栅栏围墙，井场无人值守。单井井场平面征地范围：30m×40m，井丛每增加 1 口井，征地范围增加 15m。

各井场相关情况详见表 2.3-7：

表2.3-7　各井场相关情况一览表

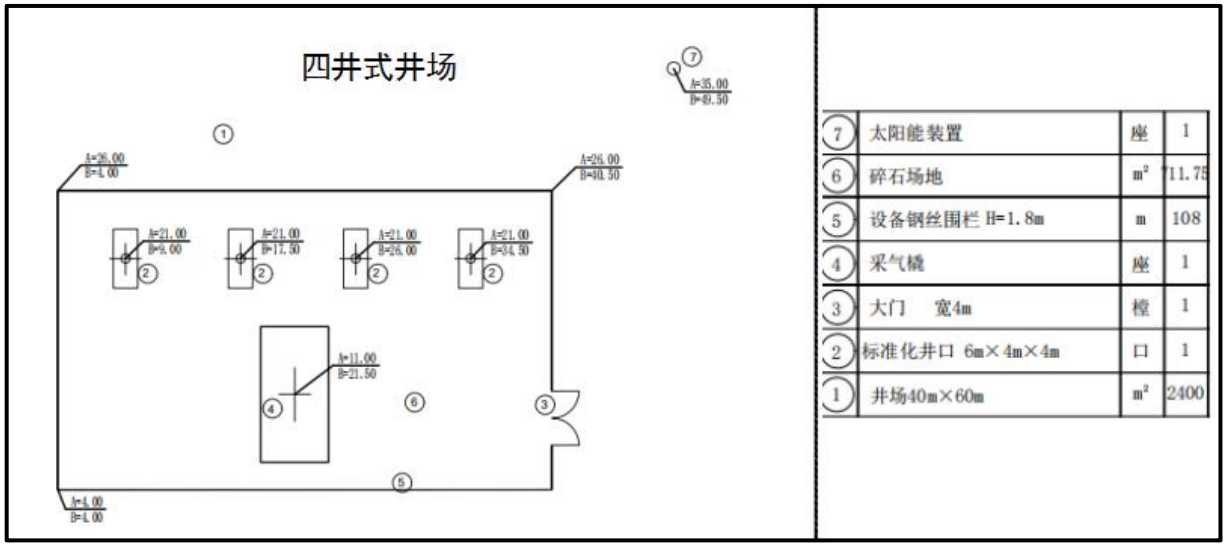
序号	井场名称	井场坐标		井场性质	新增井数（口）	井场类型	新增占地面积（m^2）	计划实施时间	下游场站
1	苏379	36525632	4162877	新建	1	水平井 1 口	1200	2024 年	苏南-15A/B 集气站
2	G28-021	36517217	4157967	新建	2	直/定向井 2 口	1800	2027 年	
3	苏南13-95	36515681	4157609	新建	1	水平井 1 口	1200	2027 年	
4	苏南10-90	36513001	4155866	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2027 年	
5	苏南10-96	36516445	4155604	新建	2	直/定向井 2 口	1800	2027 年	
6	苏南14-96	36517845	4155222	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2027 年	

7	莲140	19254553	4158071	新建	2	直/定向井 2 口	1800	2023 年	
8	莲140扩	36519812	4154491	扩建	2	直/定向井 2 口	0	2024 年	
9	G27-021扩	19254507	4162109	扩建	3	直/定向井 3 口	0	2023 年	
10	苏南13-98	36518452	4156550	新建	3	直/定向井 3 口	2400	2027 年	
11	苏南14-100	36521964	4157370	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2026 年	
12	苏415	36523898	4155338	新建	2	直/定向井 2 口	1800	2024 年	
13	苏415扩	36519812	4154491	扩建	2	直/定向井 2 口	0	2027 年	
14	苏南11-118	36531072	4158686	新建	3	直/定向井 3 口	2400	2024 年	苏南-16A/B集气站
15	G27-016C3	36529964	4158431	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2025 年	
16	G26-016	36533828	4161570	新建	3	直/定向井 3 口	2400	2027 年	
17	G26-014	36533921	4164020	新建	3	直/定向井 3 口	2400	2026 年	
18	苏南3-125	36535014	4166397	新建	3	直/定向井 3 口	2400	2024 年	
19	苏南10-127	36535390	4159377	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2024 年	
20	苏南11-130	36539001	4159628	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2025 年	
21	莲111扩	19272155	4160768	扩建	5	直/定向井 4 口、水平井 1 口	0	2023 年	
22	苏295	36540598	4156733	新建	3	直/定向井 3 口	2400	2025 年	
23	G28-010扩	19278090	4161380	扩建	3	直/定向井 3 口	0	2023 年	
24	苏南7-134	36542517	4162697	新建	3	直/定向井 3 口	2400	2027 年	
25	苏南20-88	19247010	4155440	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2023 年	苏南-14集气站
26	G31-023	36514150	4149266	新建	2	直/定向井 2 口	1800	2024 年	
27	G32-023	36514282	4147224	新建	1	水平井 1 口	1200	2025 年	
28	G32-022扩	19251222	4149704	扩建	4	直/定向井 4 口	0	2023 年	
29	G32-021扩	19254975	4150056	扩建	1	直/定向井 1 口	0	2023 年	
30	苏南23-98	19255151	4152049	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2023 年	
31	苏南20-96	36519240	4150027	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2024 年	
32	G30-021	36519852	4151740	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2024 年	
33	苏南18-100	36521197	4151776	新建	3	直/定向井 3 口	2400	2024 年	
34	苏南17-95	36516357	4153280	新建	5	直/定向井 5 口	3600	2024 年	
35	苏南16-98	36518307	4153240	新建	5	直/定向井 5 口	3600	2024 年	
36	G29-020	36522303	4153371	新建	2	直/定向井 2 口	1800	2023 年	苏南-13A/B集气站
37	G29-020扩	19257072	4156937	扩建	1	直/定向井 1 口	0	2024 年	
38	苏南21-107	19259018	4152717	新建	2	直/定向井 2 口	1800	2023 年	
39	苏南21-108	36524405	4149286	新建	1	水平井 1 口	1200	2025 年	
40	G31-018	36526034	4148538	新建	2	直/定向井 2 口	1800	2026 年	
41	苏381扩	19260723	4153059	扩建	3	直/定向井 3 口	0	2023 年	
42	苏南25-106	36526321	4146651	新建	2	直/定向井 1 口、水平井 1 口	1800	2026 年	
43	G23-017	36528245	4145494	新建	1	水平井 1 口	1200	2024 年	

44	苏南15-119	36530655	4149807	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2026 年	
45	G29-015扩	19269354	4156947	扩建	3	直/定向井 3 口	0	2023 年	
46	G30-013	36539612	4152129	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2024 年	
47	G30-012	36541210	4151754	新建	2	直/定向井 2 口	1800	2025 年	
48	G30-011	36543279	4152378	新建	2	直/定向井 2 口	1800	2024 年	
49	G29-011	36543249	4154841	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2024 年	
50	苏南15-116扩	19263044	4152976	扩建	3	直/定向井 3 口	0	2023 年	
51	G30-016	36532350	4150481	新建	2	直/定向井 2 口	1800	2024 年	
52	莲105	19266100	4156100	新建	2	直/定向井 2 口	1800	2023 年	
53	苏南14-115	36528081	4150853	新建	3	直/定向井 3 口	2400	2026 年	
54	苏南13-115	36527923	4152585	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2026 年	
55	苏南20-120	36531520	4151928	新建	3	直/定向井 3 口	2400	2025 年	
56	G30-018C4	36525293	4154357	新建	3	直/定向井 3 口	2400	2027 年	
57	G34-025C1井场	19244510	4147038	新建	1	直/定向井 1 口	1200	2023 年	苏南-18集气站
58	苏南35-91	19248100	4142256	新建	5	直/定向井 5 口	3600	2023 年	
59	苏南38-023	36511412	4136148	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2025 年	
60	苏南37-025	36513112	4135955	新建	5	直/定向井 5 口	3600	2024 年	
61	苏288	36514884	4134958	新建	3	直/定向井 3 口	2400	2026 年	
62	苏南36-024	36515900	4136793	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2024 年	
63	G36-026	36507043	4135943	新建	1	水平井 1 口	1200	2027 年	苏南-22集气站
64	G35-023C1扩	19250249	4142871	扩建	4	直/定向井 4 口	0	2023 年	苏南-19集气站
65	苏202	36517071	4138250	新建	2	直/定向井 2 口	1800	2026 年	
66	G35-021	36518396	4139195	新建	5	直/定向井 5 口	3600	2025 年	
67	G35-021C1	36519892	4139026	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2025 年	
68	G34-022A	36517356	4140807	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2025 年	
69	苏南31-96	36517091	4142403	新建	3	直/定向井 3 口	2400	2025 年	
70	苏南32-101	36520520	4140526	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2025 年	
71	G34-020	36519221	4142171	新建	2	直/定向井 2 口	1800	2025 年	
72	苏346	36522377	4140976	新建	5	直/定向井 5 口	3600	2025 年	
73	G34-019	36522494	4141955	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2025 年	
74	苏南31-106	36524265	4141824	新建	5	直/定向井 5 口	3600	2025 年	
75	苏南28-103	36523108	4143506	新建	3	直/定向井 3 口	2400	2025 年	
76	莲28	36522456	4136249	新建	4	直/定向井 4 口	3000	2026 年	苏南-21集气站
77	苏203扩	19259624	4138979	扩建	2	直/定向井 2 口	0	2023 年	

78	G35-019A	36525848	4139142	新建	3	直/定向井 3 口	2400	2026 年	
79	苏南 34-107	36525585	4140297	新建	3	直/定向井 3 口	2400	2026 年	
80	G34-018	36526019	4141979	新建	5	直/定向井 5 口	3600	2025 年	
81	郝滩采出水处理站	36517004	4146662	新建	2	直/定向井 2 口	/	2024 年	注水井
82	苏南18采出水处理站	36514176	4144737	新建	2	直/定向井 2 口	/	2025 年	注水井

典型井场平面布置详见图 2.3-3。



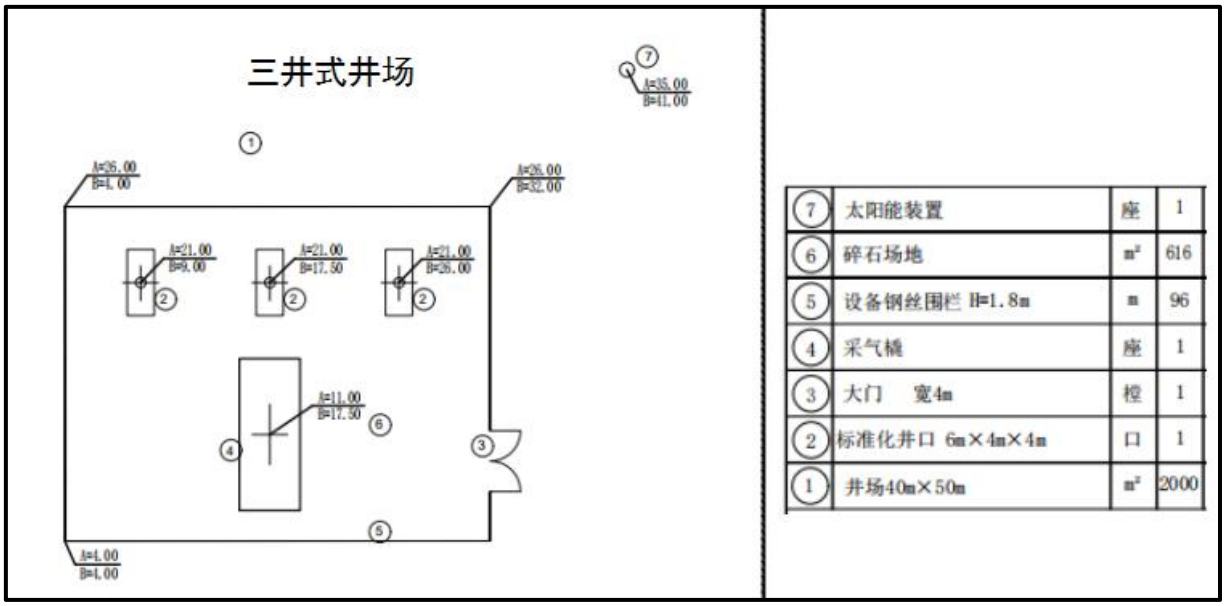


图2.3-3 典型井场平面布置图

⑵井口设备

天然气井下节流后经采气树进入采气管线。井口设高压紧急切断阀，气井内压力超压或降低，阀门均能实现紧急关断功能，以保护下游管线。井口设置旋进旋涡流量计进

行天然气计量。各井设备见表 2.3-8。

表2.3-8　各井口主要设备一览表

序号	项目	规格及型号	单位	数量
1	球阀	Class2500DN20	个	3×58
2	止回阀	Class2500DN20	个	1×58
3	焊接式截止阀	Class2500 焊接端 3/4"-1/2"NPT(F)	个	2×58
4	采气橇	PN63 进口 2 路 DN50	个	58
5	压力表	/	块	1

2.3.5 站场工程

⑴集气规模

根据目前最新开发数据，苏南区块内接入井总井数为 245 口，分布在 80 座井场，新增产能接入现有 8 座集气站，现有集气站规模可满足新增气井气量的集输要求，本工程不增加现有集气站规模。

⑵改造站场

根据设计，苏南区块内增压改造分年实施，本次主要对苏南区块内现有 11 座集气站进行分年改造，改造后集气站规模保持不变。各集气站集气规模详见表 2.3-9。

表2.3-9　改造集气站规模一览表

序号	场站归属	原规模（$10^4Nm^3/d$）	主要改造内容	计划实施时间	备注
1	苏南 16 集气站	200	新建 2 具 630kw 燃驱压缩机组（带降噪），新建 PN68 50×$10^4m^3/d$ 抗硫管壳式换热器 1 具等，同时拆除站内加热炉、分离器、总机关等设备，建设苏南-16 站 AB 区联络线。	2023 年	改造后集气站规模保持不变
2	苏南 11 集气站	50	拆除现有 470kw 燃驱压缩机组（带降噪）（搬迁至苏南 21 站）。	2024 年	
3	苏南 12 集气站	50	拆除现有 470kw 燃驱压缩机组，更换换热器、集气撬、二级分离器等。	2024 年	
4	苏南 21 集气站	100	利旧苏南 11 站 470kw 燃驱压缩机组（带降噪），新建 PN68 50×$10^4m^3/d$ 抗硫管壳式换热器 1 具，采出水缓冲罐及一体化输送装置等，同时拆除站内加热炉、总机关、分离器等设备。	2024 年	
5	苏南 23 集气站	50	拆除现有 470kw 燃驱压缩机组。	2024 年	
6	苏南 14 集气站	100	拆除站内脱水撬、加热炉、集气总机关、地下采出水罐，新增采出水地上缓冲罐，站外已建高压井进行中压改造。	2024 年	
7	苏南 13、19 集气站	150/200	拆除站内地下采出水罐，新增采出水地上缓冲罐。	2024 年	
8	苏南 15、18 集气站	180/200	拆除站内加热炉、集气总机关、地下采出水罐，新增采出水地上缓冲罐及采出水一体化装置，站外已建高压井进行中压改造。	2024 年	
9	苏南 32 集气站	100	新建 1 具 630kw 燃驱压缩机组（带降噪），新建	2025 年	

			PN68 50×10⁴m³/d 抗硫管壳式换热器 1 具，同时拆除站内加热炉、总机关等设备。		
10	苏南 12 集气站	50	新建 500kw 电驱压缩机组（带降噪）	2027 年	
11	苏南 11 集气站	50	新建 500kw 电驱压缩机组（带降噪）	2027 年	
12	苏南 23 集气站	50	新建 400kw 电驱压缩机组（带降噪）	2027 年	

改造后各集气站主要参数见表 2.3-10：

表2.3-10　改造集气站主要参数一览表

序号	场站归属	进站压力（MPa)	进站温度（℃)	出站压力（MPa)	出站温度（℃)
1	苏南 16 集气站	0.5~5.0	3~20	5	20~35
2	苏南 21 集气站	0.5~5.0	3~20	5.7	20~35
3	苏南 32 集气站	0.5~5.0	3~20	4	20~35
4	苏南 12 集气站	0.5~5.0	3~20	3	20~35
5	苏南 11 集气站	0.5~5.0	3~20	5	20~35
6	苏南 23 集气站	0.5~5.0	3~20	5.7	20~35
7	苏南 14 集气站	0.5~5.0	3~20	5.0	20~35
8	苏南 13 集气站	0.5~5.0	3~20	5.7	20~35
9	苏南 19 集气站	0.5~5.0	3~20	3.5	20~35
10	苏南 15 集气站	0.5~5.0	3~20	4.2	20~35
11	苏南 18 集气站	0.5~5.0	3~20	4.5	20~35

⑵集气站主要设备

各集气站内新增主要设备清单见表 2.3-11：

表2.3-11　各集气站新增主要设备清单一览表

集气站名称		序号	名称、规格及型号	单位	数量
苏南-16 集气站	A 区	1	拆除站内采出水储罐、总机关、计量器、加热炉等设备	/	/
		2	新建 PN68 50×10⁴m³/d 抗硫管壳式换热器	具	1
		3	新建抗硫采出液缓冲罐 PN25 DN2600　50m³	具	1
			新建采出液缓冲罐 PN25 DN2600　50m³	具	1
			新建 630kw 燃驱压缩机组（带降噪）	具	1
	B 区	1	拆除站内采出水储罐、总机关、计量器、加热炉等设备	/	/
		2	更换抗硫采出液缓冲罐 PN25 DN2600　50m³	具	1
		3	新建 630kw 燃驱压缩机组（带降噪）	具	1
苏南 21 集气站		1	拆除站内采出水储罐、总机关、计量器、加热炉等设备	/	/
		2	新建 PN68 50×10⁴m³/d 抗硫管壳式换热器	具	1
		3	新增抗硫采出液缓冲罐 PN25 DN2600　50m³	套	1
			新增采出液缓冲罐 PN25 DN2600　50m³	套	1
			利旧苏南 11 站 470kw 燃驱压缩机组	套	1
苏南 32 集气站		1	拆除站内采出水储罐、总机关、计量器、加热炉等设备	/	/
		2	新建 PN68 50×10⁴m³/d 抗硫管壳式换热器	具	1
		3	新增抗硫采出液缓冲罐 PN25 DN2600　50m³	具	1

		新增采出液缓冲罐 PN25 DN2600　50m³	具	1
		新建 630kw 燃驱压缩机组（带降噪）	具	1
苏南 12 集气站	1	拆除现有 470kw 燃驱压缩机组，新建 500kw 电驱压缩机组（带降噪）	套	1
苏南 11 集气站	1	拆除现有 470kw 燃驱压缩机组，新建 500kw 电驱压缩机组（带降噪）	套	1
苏南 23 集气站	1	拆除现有 470kw 燃驱压缩机组，新建 400kw 电驱压缩机组（带降噪）	套	1
苏南 14 集气站	1	拆除站内脱水撬、加热炉、集气总机关、地下采出水罐	套	/
	2	新增采出水地上缓冲罐，站外已建高压井进行中压改造	套	/
苏南 13 集气站	1	拆除站内地下采出水罐，新增采出水地上缓冲罐。	套	1
苏南 19 集气站			套	1
苏南 15 集气站	1	拆除站内加热炉、集气总机关、地下采出水罐，新增采出水地上缓冲罐及采出水一体化装置，站外已建高压井进行中压改造。	套	/
苏南 18 集气站	2		套	/

⑶总图布置

a.苏南-16 集气站改造

苏南-16 集气站（A 区）改造内容主要为：拆除苏南-16 站 A 区 400kW 八井式加热炉 3 套、计量分离器 3 具、30m³ 采出水储罐 5 具、总机关装置区 1 处；新增 50m³ 采出液缓冲罐 1 具、50m³ 抗硫采出液缓冲罐 1 具，新建 PN68 50×10⁴m³/d 抗硫管壳式换热器 1 具。苏南-16 集气站（A 区）在距离集气站南侧 30m 空地处新建 1 座苏南-16 站增压区，征地面积 2849m²，增压区设置 1 台 630kw 燃驱压缩机组。

苏南-16 集气站（B 区）改造内容主要为：苏南-16 集气站 B 区本次设计拆除 400kW 八井式加热炉 3 套、计量分离器 2 具、总机关 1 处；站内新增 50m³ 抗硫采出液缓冲罐 1 具，站内新增 1 台 630kw 燃驱压缩机组（带降噪）。

苏南-16 集气站改造总平面布置见图 2.3-4：

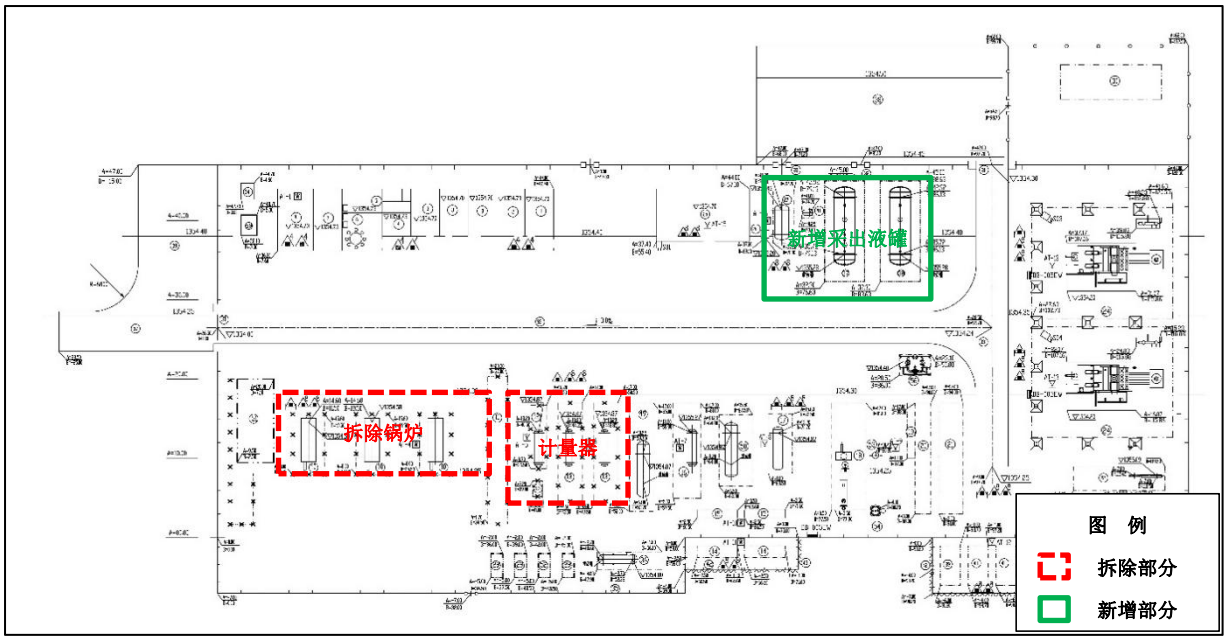


图2.3-4　苏南-16集气站（A区）改造总平面布置图

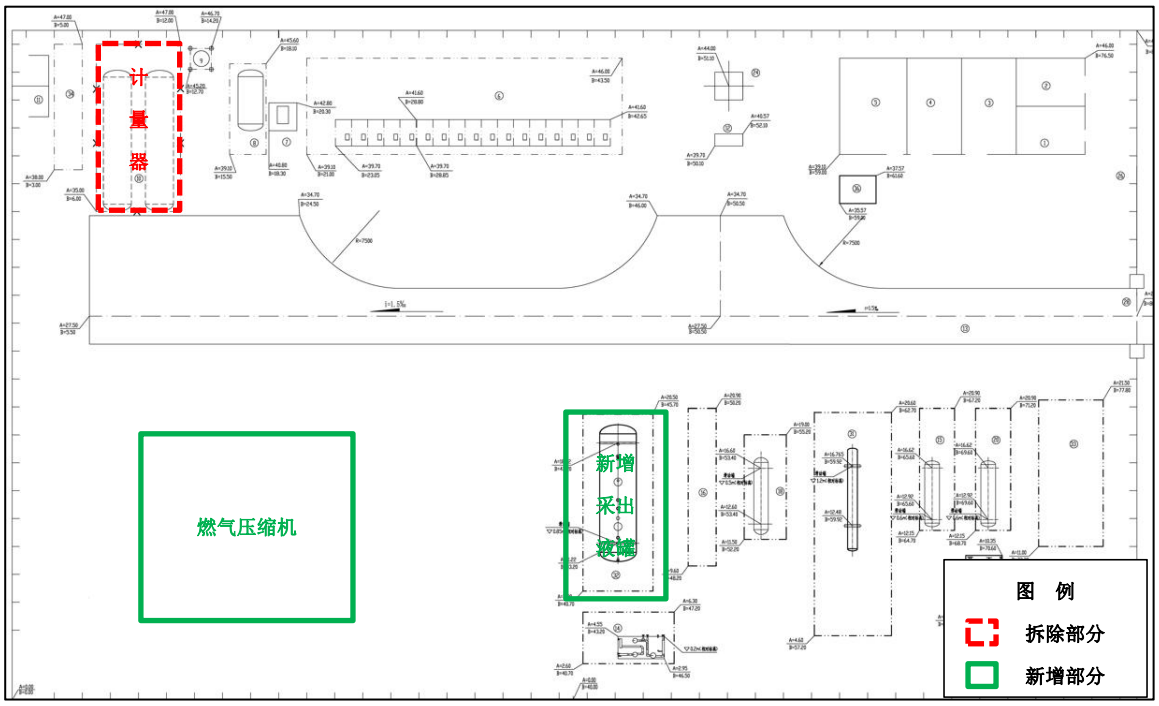


图 2.3-4　苏南-16 集气站（B 区）平面布置图

b.苏南-21 集气站改造

苏南-21 集气站改造内容主要为：拆除站内加热炉 3 套、计量分离器 3 具、30m³ 采出水储罐 3 具、总机关装置区 1 处；新增 50m³ 采出液缓冲罐 1 具、50m³ 抗硫采出液缓冲罐 1 具，新建抗硫管壳式换热器 1 具。在锅炉拆除位置处新增 1 台 470kw 燃驱压缩机组。总平面布置见图 2.3-5。

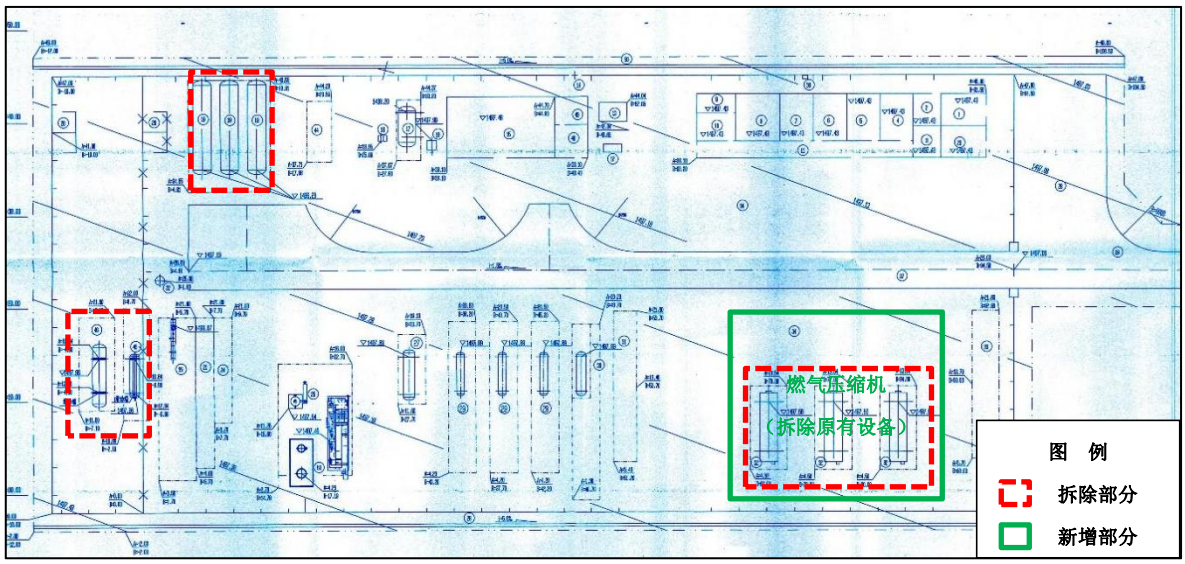


图 2.3-5　苏南-21 集气站平面布置图

c.苏南-32 集气站改造

苏南-32 集气站改造内容主要为：拆除站内加热炉 2 套、计量分离器 2 具、30m³ 采出水储罐 2 具、总机关装置区 1 处；新增 50m³ 采出液缓冲罐 1 具、50m³ 抗硫采出液缓冲罐 1 具，新建抗硫管壳式换热器 1 具。在锅炉拆除位置处新增 1 台 630kw 燃驱压缩机组。总平面布置见图 2.3-6。

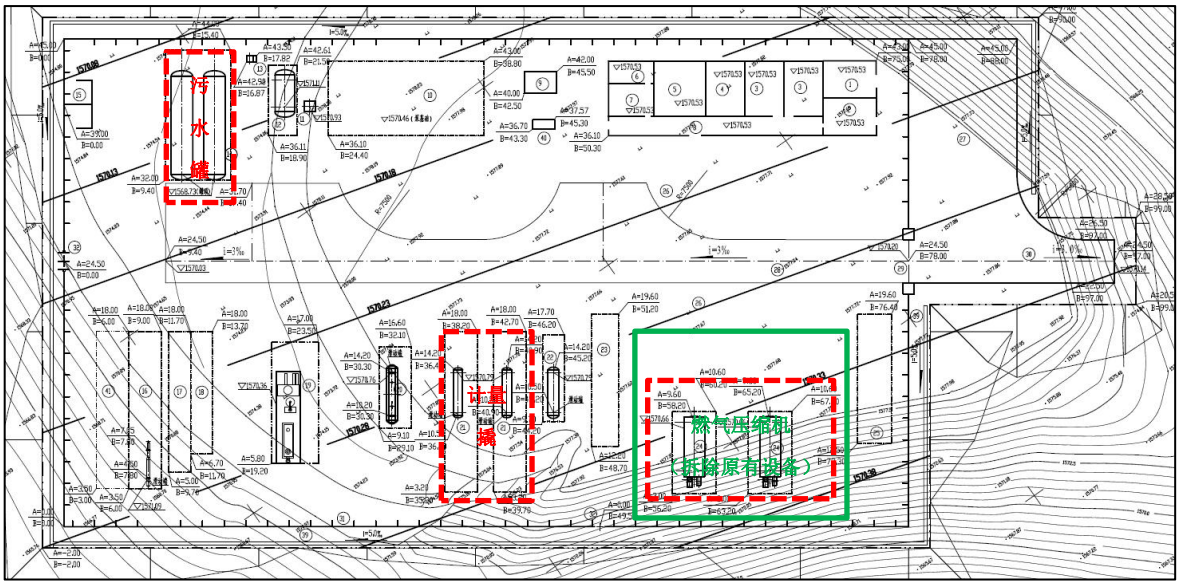


图 2.3-6　苏南-32 集气站平面布置图

d.苏南-12、苏南-11、苏南-23 集气站改造

苏南-12、苏南-11、苏南-23 集气站，考虑气田后续发展拆除站内现有 470kw 燃驱压缩机组，在拆除位置新建 500kw 电驱压缩机组。

e.苏南-13、苏南-14、苏南-15、苏南 18、苏南 19 集气站改造

苏南-13、苏南-14、苏南-15、苏南 18、苏南 19 集气站等 5 座集气站改造内容主要对站场内老旧设备进行拆除，在原有拆除设备位置更换新设备，均不涉及新增占地，站场平面布置不发生变化，集气站规模不发生变化。

2.3.6 集输管网工程

采气管线是井场至集气站的管线，集气管线是集气站之间或集气站至净化厂的管线。本项目不新增集气管线，集气管线均依托现有，仅敷设采气管线，采气管线采用插输方式，接入现有的采气管线。本项目采用井下节流低压集气工艺，采气管线在输送过程中将不会产生水合物，无需敷设注醇管线。

新建采气管道总计 61 条，总长 184.1km，根据产建方案拟对原运行年限长、管道老化损坏的采出水管线进行更换长度约 47.6km，新建注水管线 1.6km。采气管线明细详见表 2.3-12，采出水、注水管线明细详见表 2.3-13，管线走向分布见图 2.3-7。

表2.3-12　新增采气管道明细一览表

集气站归属	采气管线综述	采气管线名称	设计压力（MPa)	管道材质	长度（km)	管径（mm)
苏南-15A/B 集气站	苏南-15A/B 集气站共敷设采气管线 10 条，采气管线长度共计 31.4km。	苏 379 井场－现有采气管线	6.3	L245NS	5.0	114.3×5.5
		G28-021 井场-现有采气管线			0.6	88.9×5.0
		苏南 13-95 井场－现有采气管线			2.3	88.9×5.0
		莲 140 井场-现有采气管线			4.0	168.3×7.0
		苏南 14-96－插输至莲 140 井场新建采气管线			1.9	88.9×5.0
		苏南 13-98 井场－现有采气管线			1.5	168.3×7.0
		苏南 10-90 井场－现有采气管线			5.5	114.3×5.5
		苏南 10-96 井场－插输至苏南 13-95 井场新建采气管线			2.2	114.3×5.5
		苏 415 井场-现有采气管线			5.9	114.3×7.0
		苏南 14-100--现有采气管线			2.5	114.3×7.0
苏南-16A/B 集气站	苏南-16A/B 集气站共敷设采气管线 9 条，采气管线长度共计 30.6km。	苏南 11-118 井场－现有采气管线	6.3	L245NS	6.1	114.3×5.5
		G29-18 井场-现有采气管线			7.9	114.3×5.5
		G26-016-现有采气管线			0.8	88.9×5.0
		G26-014－现有采气管线			3.7	114.3×5.5
		G24-13－现有采气管线			4.7	88.9×5.0
		苏南 10-127－现有采气管线			1.2	114.3×5.5
		苏南 11-130－现有采气管线			2.0	88.9×5.0
		苏 295－现有采气管线			1.7	114.3×5.5
		苏南 7-134－现有采气管线			2.5	114.3×5.5
苏南-14 集气站	苏南-14 集气站共敷设采气管线 9 条，采气管线长度共计 26.6km。	苏南 20-88－现有采气管线	6.3	L245NS	4.7	114.3×5.5
		G31-023-现有采气管线			3.5	114.3×5.5
		G32-023－现有采气管线			2.4	114.3×5.5
		苏南 23-98－现有采气管线			1.0	88.9×5.0
		苏南 20-96－现有采气管线			2.3	114.3×5.5

		苏南 18-100－现有采气管线			4.5	114.3×5.5
		G30-021-现有采气管线			3.1	114.3×5.5
		苏南 16-98－现有采气管线			3.1	114.3×5.5
		苏南 17-95－现有采气管线			2.0	114.3×5.5
苏南-13A/B 集气站	苏南-13A/B 集气站共敷设采气管线 14 条，采气管线长度共计 43.1km。	G29-020-现有采气管线	6.3	L245NS	5.3	114.3×5.5
		苏南 21-108－现有采气管线			1.6	114.3×5.5
		G31-018-现有采气管线			1.4	114.3×5.5
		G30-018C4－现有采气管线			6.3	114.3×5.5
		苏南 20-120－现有采气管线			5.8	114.3×5.5
		苏南 14-115－现有采气管线			1.4	114.3×5.5
		苏南 13-115－现有采气管线			3.1	114.3×5.5
		莲 105-G30-016－现有采气管线			5.2	168.3×7.0
		苏南 15-119－现有采气管线			1.0	114.3×5.5
		G30-013－现有采气管线			0.8	88.9×5.0
		G30-012－现有采气管线			0.7	88.9×5.0
		G29-011-G30-011－现有采气管线			4.2	114.3×5.5
		苏南 25-106 插输至苏南 23-017 井场新建采气管线			2.5	114.3×5.5
		苏南 23-017－现有采气管线			3.9	168.3×7.0
苏南-18 集气站	苏南-18 集气站共敷设采气管线 5 条，采气管线长度共计 14.7km。	G34-025C1 井场-现有采气管线	6.3	L245NS	5.1	114.3×5.5
		苏南 35-91－现有采气管线			2.1	168.3×7.0
		苏南 38-023－苏南 37-025－现有采气管线			2.4	168.3×7.0
		苏 288-现有采气管线			1.8	114.3×5.5
		苏南 36-024 插输至苏南 35-91－新建采气管线			3.3	114.3×5.5
苏南-22 集气站	苏南-22 集气站共敷设采气管线 1 条，采气管线长度共计 6.5km。	G36-026 井场-现有采气管线	6.3	L245NS	6.5	114.3×5.5
苏南-19 集气站	苏南-19 集气站共敷设采气管线 10 条，采气管线长度共计 20.9km。	G35-021C1 井场-G35-021 井场-现有采气管线	6.3	L245NS	5.6	168.3×7.0
		G34-022A 插输至 G35-021C1 井场新建采气管线			0.2	88.9×5.0
		苏 202－现有采气管线			1.8	114.3×5.5
		苏南 31-96－现有采气管线			0.5	88.9×5.0
		G34-020 插输至苏南 32-101 新建采气管线			0.3	88.9×5.0
		苏南 32-101－现有采气管线			4.2	168.3×7.0
		苏南 31-106－现有采气管线			5.0	168.3×7.0
		苏 346 插输至苏南 31-106 新建采气管线			1.7	114.3×5.5
		苏南 28-103 插输至苏南 31-106 新建采气管线			1.6	114.3×5.5
		G34-019 插输至苏南 31-106 新建采气管线			0.2	88.9×5.0
苏南-21 集气站	苏南-21 集气站共敷设采气管线	莲 28－现有采气管线	6.3	L245NS	2.7	114.3×5.5
		苏南 34-107-G35-019A-现有采气			5.2	114.3×5.5

	3 条，采气管线长度共计 9.9km。	管线				
		G34-018－现有采气管线			2.1	114.3×5.5
合计					184.1	/

表2.3-13　采出水、注水管道明细一览表

名称	规格	单位	数量	备注
站外采出水管线	高压柔性复合输送管 RF-S-V-83×9-2	km	47.6	旧管线进行更换
新建注水管线	高压柔性复合输送管 RF-S-V-99×17-3	km	1.6	新建

⑶管线敷设方式

①管线材质

本项目采气管线选用 L245NS 无缝钢管，冷弯弯管、热煨弯管均选用无缝钢管进行制作，采出水管线采用高压柔性复合管。

②敷设方式

管道敷设以沟埋敷设为主，集输管道最小覆土厚度不宜小于 1m 且不小于冻土层深度。山区等石方地段管顶埋深不小于 0.5m，管沟开挖须超挖 0.3m，沟底用细土垫层，覆细土至管顶以上 0.3m 后再以原状土回填，在不影响地表水流的情况下，回填土需填至高于自然地面 0.3m。

在耕植区开挖管沟时，应严格将表层耕作土和底层生土分层堆放。

③管线穿越工程

本项目新增管线均不涉及地表水穿越，穿越 G20 青银高速 2 次、穿越 G307 国道 3 次。项目管线穿越工程汇总见表 2.3-14。

表2.3-14　项目管道穿越工程一览表

集气站归属	被穿越对象	穿越次数	穿越长度（m）	穿越方式	备注
苏南-15A/B 集气站所辖新增采气管线	非等级道路（柏油路）	3	24	顶管穿越	/
	土路	25	100	大开挖穿越	/
苏南-16A/B 集气站所辖新增采气管线	高速公路	1	80	顶管穿越	G20 青银高速（苏 295－现有采气管线穿越 G20 青银高速）
	非等级道路（柏油路）	2	16	顶管穿越	/
	土路	15	60	大开挖穿越	/
苏南-14 集气站所辖新增采气管线	国道	1	16	顶管穿越	穿越 G307（G30-021－苏南 18-100－现有采气管线穿越 G307 国道）
	非等级道路（柏油路）	3	24	顶管穿越	/
	土路	4	16	大开挖穿越	/
苏南-13A/B 集气站所辖新增采气管线	国道	1	16	顶管穿越	穿越 G307（G29-020－现有采气管线穿越 G307 国道）
	非等级道路	5	30	顶管穿越	/

	（柏油路）				
	土路	11	44	大开挖穿越	/
苏南-18 集气站所辖新增采气管线	非等级道路（柏油路）	7	84	顶管穿越	/
	土路	7	28	大开挖穿越	/
	冲沟	3	60	大开挖穿越	/
苏南-22 集气站所辖新增采气管线	土路	2	8	大开挖穿越	/
苏南-19 集气站所辖新增采气管线	非等级道路（柏油路）	4	48	顶管穿越	/
	土路	10	40	大开挖穿越	/
	冲沟	2	45	大开挖穿越	/
苏南-21 集气站所辖新增采气管线	非等级道路（柏油路）	2	24	顶管穿越	/
	土路	7	28	大开挖穿越	/
采出水管线	高速公路	1	80	顶管穿越	G20 青银高速
	国道	1	16	顶管穿越	穿越 G307
	非等级道路（柏油路）	3	32	顶管穿越	/
	土路	12	48	大开挖穿越	/
注水管线	土路	3	12	大开挖穿越	/

管线穿越 G20 青银高速、G307 国道位置示意图详见图 2.3-8。

④防腐、保温及阴极保护

管道防腐：采气管线采用三层 PE 防腐涂层保护，普通地段采用普通级三层 PE，石方段及穿跨越段采用加强级三层 PE。采用三层结构辐射交联聚乙烯热收缩带进行补口，弯管管段防腐层将采用无溶剂型液体环氧防腐涂层。

管道阴极保护：采气管道选用镁合金牺牲阳极阴极保护法，在管线两端安装绝缘接头，绝缘接头旁设锌接地电池，绝缘接头通过接线箱连接。

站内设备和管线采取涂层+阴极保护相结合的方案。

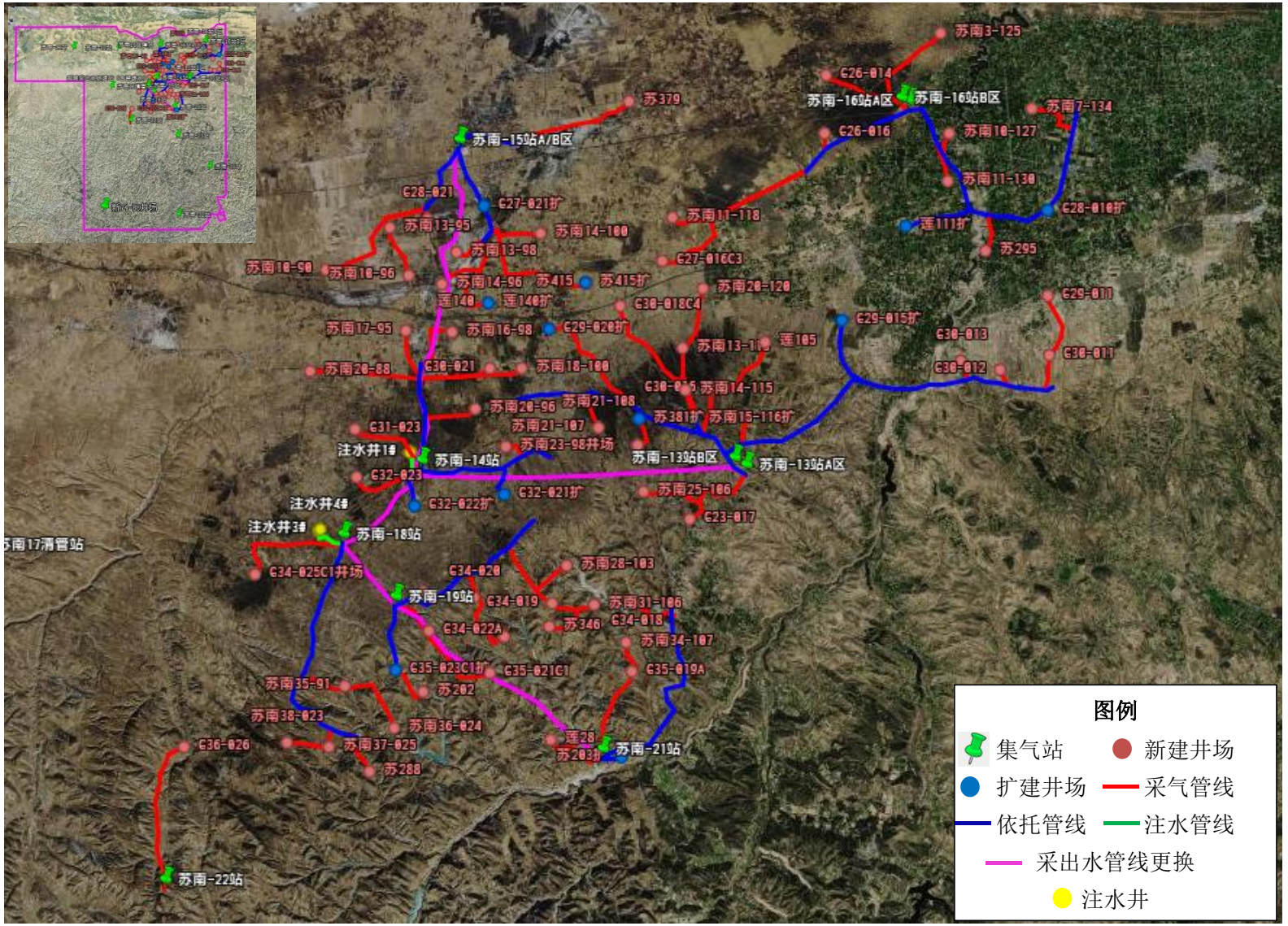


图2.3-7　项目管线走向分布图

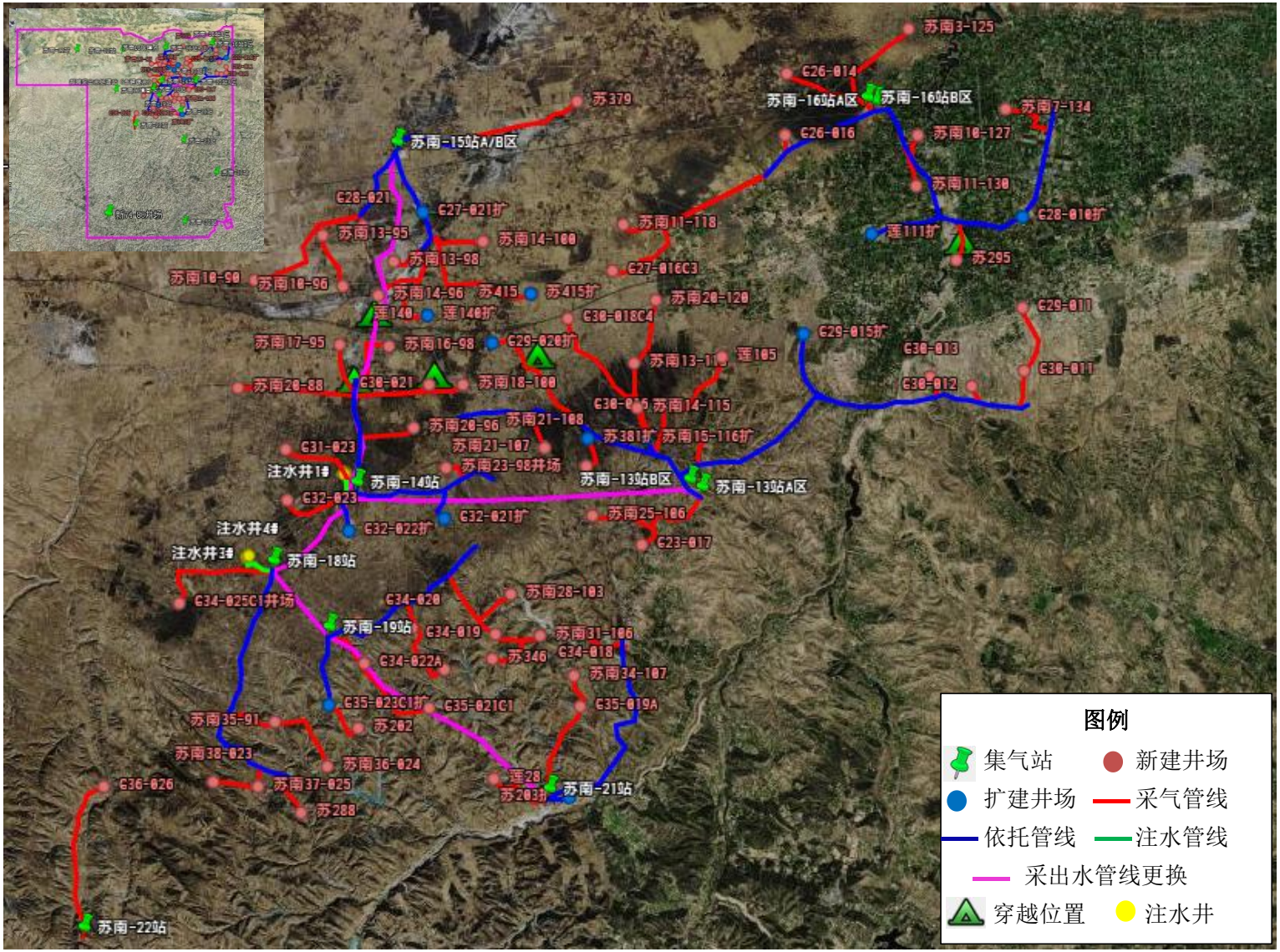


图2.3-8　管线穿越G20青银高速、G307国道位置示意图

2.3.7 道路工程

⑴永久道路

本次产能建设涉及的集气站均为改造，无需新建道路。

⑵施工便道

本次产能建设主要依托现有道路，新建井场需建设施工便道，施工便道后期修整为进场道路，供巡井巡线用。施工便道主要按支道标准修建砂石道路，合计 18.5km。道路技术指标见表 2.3-15。

表2.3-15　道路建设标准及采用技术指标一览表

道路建设标准		支线
路面宽度（m)		3.5
路基宽度（m)		4.5
路面结构		泥结碎石路面结构
极限最小圆曲线半径（m)		15
一般最小圆曲线半径（m)		30
不设超高的最小圆曲线半径（m)		150
凸形竖曲线半径（m)	极限最小值	100
	一般最小值	200
凹形竖曲线半径（m)	极限最小值	100
	一般最小值	200
停车视距（m)		20
会车视距（m)		40
最大纵坡（%)		9

2.3.8 公用工程

⑴自控系统

本项目对新增井场进行远程监控，连接采气六厂调控中心，实行统一调度管理。远程终端单元（RTU）对井场工艺变量及相关参数（井口压力、温度、流量等）进行数据采集、监视控制。同时气井井口设紧急切断阀，当采气管线出现超压、欠压时关断。

本次对部分集气站进行增压改造，各集气站已建设有站控系统（SCS），通过站控系统对站内工艺变量及设备运行状态进行数据采集、监视控制及联锁保护。站内设置有可燃气体报警及有毒气体探测报警器。

⑵通信工程

通信工程内容包括井区、集气站工业级以太网传输系统，站场视频安防监控系统，站场周围防范系统，内部语音软交换系统，办公网络系统，大屏幕显示系统，巡线抢修及应急通信业务，电视娱乐通信系统。

⑶供电系统

①井场

采气井场无人值守，采用太阳能电池板作为供电电源，提供 24V 直流电源，无日照放电时间 7 天，为自控、通信负荷提供电源。

②集气站

本次产建依托周边现有架空线路，同时新建架空光缆 73km，采用 10kV 架空线路。

⑷燃料气系统

各集气站分离计量橇内设有燃料气调压系统，将生产分离器出口的天然气调压至 0.3MPa，经燃料气缓冲罐后，输往站内各用气点。

⑸供热

有人值守集气站 6 座生活区依托现有供热系统，两处生活保障点各设 240kW 燃气热水炉 1 台。

⑹给水

集气站站内各设 5m^3 水窖 1 座，由生活保障点拉送用水，作为生产、生活水源。

⑺排水

分离计量橇等分离设备分离的气田拆除水，集气站产生的含醇采出水进入郝滩采出水处理站处理后回注；不含醇采出水进入苏南 18 采出水处理站处理后回注。

有人值守集气站和安定作业区前线生活保障点产生的生活污水经地埋式生活污水罐收集后，通过密闭罐车拉运至苏南 15 生活保障点进行处理。苏南 15 生活保障点设 3×30m^3 地埋式生活污水罐，采取“沉降+厌氧+好氧+过滤+消毒”处理工艺，生活污水处理达标后用于场站绿化及洒水，不外排。

2.3.9 依托工程及可行性分析

⑴天然气集输、净化及采出水处理可行性分析

本项目气井输出的天然气分别进入相应的集气站预处理，再分别送往第五天然气处理厂、靖边气田第一天然气净化厂和第四天然气净化厂进行进一步净化处理。各集气站、集输管线和天然气处理厂均进行单独环境影响评价并通过验收，目前运行良好。

集气站产生的含醇采出水进入郝滩采出水处理站处理后回注；不含醇采出水进入苏南 18 采出水处理站处理后回注。

为此，本次产建项目涉及的净化厂依托工程主要包括第五天然气处理厂、靖边气田第一天然气净化厂和第四天然气净化厂。涉及的采出水处理站依托工程主要包括郝滩采

出水处理站、苏南 18 采出水处理站。

①天然气集输依托可行性

a.苏里格第五天然气处理厂

苏里格第五天然气处理厂是长庆第三采气厂下属单位，于2017年通过竣工环保验收（榆政环批复〔2017〕162号），设计上古天然气处理规模为$50\times10^8m^3/a$，目前实际处理规模为$26.56\times10^8m^3/a$，剩余处理能力为$23.44\times10^8m^3/a$。

b.靖边气田第一天然气净化厂

靖边气田第一天然气净化厂投产于 1997 年，是长庆第一采气厂下属单位，位于靖边县杨桥畔镇。建厂初期设计 $200\times10^4m^3/d$ 下古天然气净化装置 5 套，下古天然气处理能力为 $33\times10^8m^3/a$。2003 年，该厂在原有基础上新增了 $400\times10^4m^3/d$ 的下古天然气净化装置 1 套，扩建后下古天然气的处理能力达 $46.2\times10^8m^3/a$。该厂目前实际处理规模为 $26.03\times10^8m^3/a$，剩余处理能力为 $20.17\times10^8m^3/a$。

c.第四天然气净化厂

第四天然气净化厂是长庆第一采气厂下属单位，于 2013 年 11 月进气投产，设计下古天然气处理规模为 $30\times10^8m^3/a$。目前实际处理规模为 $12.8\times10^8m^3/a$，剩余处理能力为 $17.2\times10^8m^3/a$。

表2.3-16　本项目现有净化厂依托可行分析　　单位：10^4m^3

序号	站场名称	设计规模	实际规模	剩余规模	新增规模	依托是否可行	备注
1	苏里格第五天然气处理厂	50	26.56	23.44	5.20	是	上古
2	靖边气田第一天然气净化厂	46.2	26.03	20.17	6.05	是	下古
3	第四天然气净化厂	30	12.8	17.2	3.75	是	下古

综上，本项目依托现有集气站、集输管网、采出水处理站和天然气净化厂可行。

②采出水处理依托可行性分析

（1）郝滩采出水处理站

郝滩采出水处理站位于定边县郝滩镇高寨子村境内，占地 50.55 亩，污水处理采用“一级沉降+双塔精馏脱醇”工艺，处理及回注规模 $400m^3/d$，目前实际处理规模 $260m^3/d$，管辖回注井 2 口（SN14-W1 和 SN14-W2）及污水管线 4 条（苏南 13、14、15、16 集气站至该采出水处理站），站场主要功能包括储运设施、甲醇回收、水质预处理、脱甲醇

废水处理及回注、产品甲醇装卸车等。该站已单独进行环评并于 2018 年 9 月通过了竣工环保验收（榆政环验[2018]42 号）。

郝滩采出水处理站采用“一级沉降+双塔精馏脱醇”污水处理工艺，集气站汽车拉运来及管输来的采出水进入接收水罐初沉除悬浮物后，泵转至涡流反应沉降罐，药剂依次加入罐内中心反应筒与污水混合反应，对于含甲醇采出水经沉降后清液进原料水罐储存，然后进入甲醇回收装置进行回收甲醇。反应罐底沉降污泥定期用循环泵输至地埋式污水污泥池，站内设一体化污泥脱水装置 1 套，污泥通过污泥脱水机脱水后在危废暂存间内暂存，最终交有资质单位处置，污泥中滤出水返回采出水接收罐进行再处理。采出水处理流程见图 2.3-9。

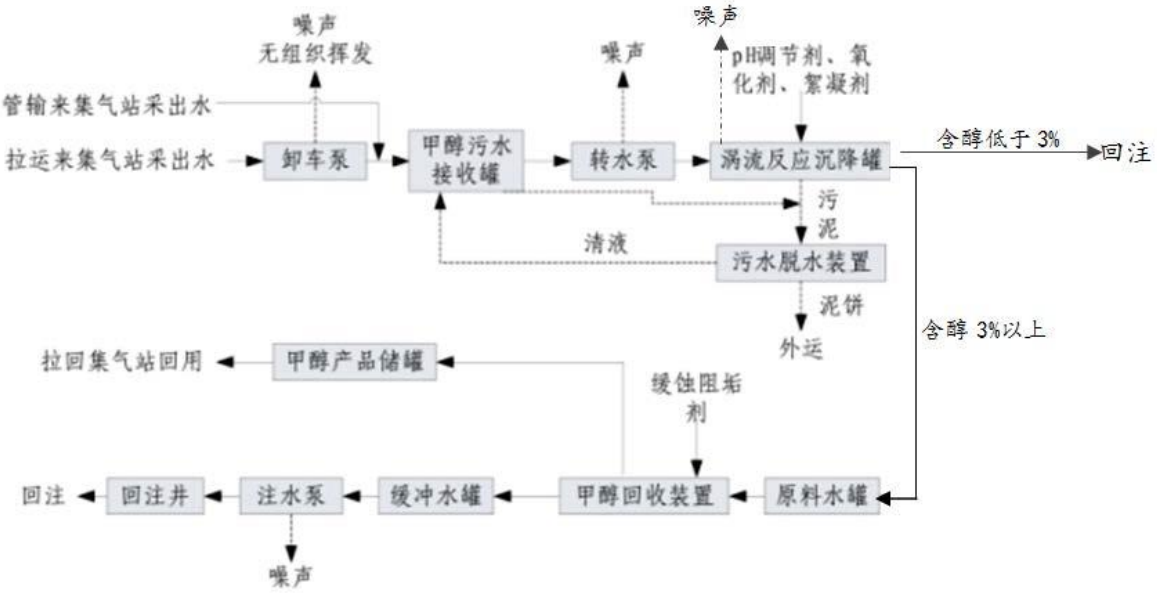


图2.3-9　郝滩采出水处理站工艺流程

由于区块内现有苏南-13、苏南-14、苏南-15、苏南-16、苏南-18、苏南21集气站气井冬春季需注醇，新老井场天然气混合进入集气站分离器，因此采出水含醇和不含醇无法分开。为此，各集气站采出水仍为含醇采出水。各集气站采出水通过管输/罐车拉运至郝滩采出水处理站进行处理后回注。

本项目规划气田平均产水量为 0.4$m^3/10^4m^3$，集气站可脱除约 80%的采出水，则本项目冬春季送至郝滩采出水处理站的含醇采出水量约为 134.75m^3/d，44467m^3/a。郝滩采出水处理站处理及回注规模 400m^3/d，目前实际处理规模 260m^3/d，剩余处理规模 140m^3/d，依托可行。

（2）苏南 18 采出水处理站

苏南 18 采出水处理站位于定边县郝滩镇境内，占地面积 8.73 亩，污水处理及回注

规模为 1200m³/d，目前实际处理量为 500m³/d，辖回注水井 2 口（SN18-WS1 和 SN18-WS2）。各站不含醇污水经该站处理后，经高压注水系统回注至注水井。苏南 18 采出水处理站已单独进行环评，并通过当地环保部门验收（定环批复〔2015〕183 号）。

苏南 18 采出水处理站采用“一级沉降”生产工艺：污水经卸车池/管输进入 2 具 300m³ 和 1 具 500m³ 的沉降罐，沉淀分离出较大杂质后进入 2 具 63m³ 净化水罐，需要加入化学药剂满足各项生产性能（缓释阻垢剂、杀菌剂等），最终由喂水泵送至注水泵后回注。该站设污水污泥池 2 座（60m³ 露天污水污泥池 1 座、140m³ 地埋式污水污泥池 1 座），每个污水污泥池分为 2 格，中间内设草垫、砂石等过滤滤料，经过滤的污水进入沉降罐继续处理，污泥装袋直接运至郝滩采出水处理站危废暂存间集中暂存后，委托有资质单位进行处置。苏南 18 采出水处理站水处理流程见图 2.3-10。

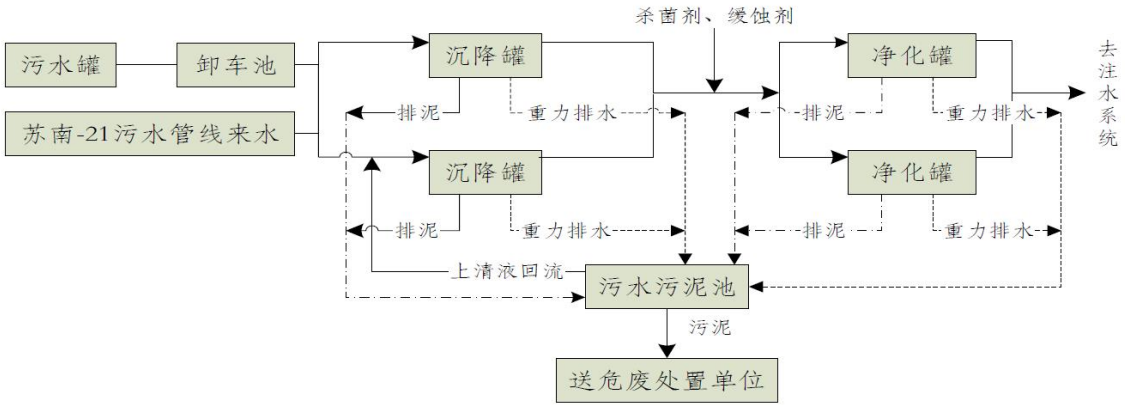


图 2.3-10　苏南 18 采出水处理站工艺流程

苏南-19、苏南 22 集气站气井以及气井夏秋季不含醇采出水通过管输/罐车拉运至苏南 18 采出水处理站进行处理后回注。

气田平均产水量为 0.4m³/10⁴m³，集气站可脱除约 80%的采出水，则本项目冬春季送至苏南 18 采出水处理站的不含醇采出水量约为 10.7m³/d，3533m³/a；夏秋季送至苏南 18 采出水处理站的不含醇采出水量约为 145.45m³/d，48000m³/a。苏南 18 采出水处理站处理及回注规模为 1200m³/d，目前实际处理量为 500m³/d，剩余处理规模 700m³/d，依托可行。

本次评价委托陕西众邦环保检测技术有限公司于 2023 年 10 月 17、11 月 2 日对苏南 18 站采出水处理站、郝滩采出水处理站废水进出口水质进行了监测，监测结果见下表。

表 2.3-17　水质监测结果一览表

分析项目	单位	苏南 18 站检测结果		郝滩采出水监测结果	
		进口	出口	进口	出口

pH 值		无量纲	6.75	7.09	6.88	7.12
石油类		mg/L	25.2	11.4	38.4	8.43
悬浮物		mg/L	35	12	48	14
溶解性固体		mg/L	3.07×10^4	1.38×10^4	3.15×10^4	1.23×10^4
氟化物		mg/L	0.627	0.282	0.725	0.309
氯化物		mg/L	1.14×10^3	251	952	274
硫化物		mg/L	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01
挥发酚		mg/L	0.177	0.126	0.206	0.098
氨氮		mg/L	151	29.7	168	26.7
化学需氧量		mg/L	6.56×10^3	2.72×10^3	7.35×10^3	2.12×10^3
甲醇		mg/L	ND0.2	ND0.2	ND0.2	ND0.2
阴离子表面活性剂		mg/L	0.258	0.151	0.239	0.125
总磷		mg/L	ND0.051	ND0.051	ND0.051	ND0.051
汞		mg/L	ND0.04	ND0.04	ND0.04	ND0.04
烷基汞	甲基汞	ng/L	ND2.5	ND2.5	ND2.5	ND2.5
	乙基汞	ng/L	ND5	ND5	ND5	ND5
镉		mg/L	0.922	0.256	0.879	0.281
总铬		mg/L	ND0.001	ND0.001	ND0.001	ND0.001
六价铬		mg/L	ND0.001	ND0.001	ND0.001	ND0.001
砷		mg/L	17.7	3.1	18.2	3.6
铅		mg/L	1.47	0.463	1.53	0.494
镍		mg/L	0.966	0.203	0.984	0.125
铁		mg/L	17.2	2.14	17.8	2.31
锰		mg/L	2.28	4.03	2.31	4.26
总有机碳*		mg/L	766	745	706	658

由上表可知，采出水处理后水质可满足《气田水回注技术规范》(Q/SY01004-2016)标准。

⑵钻井废弃物集中处置依托工程

根据《榆林市关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》，油气开采过程中产生的废弃泥浆岩屑、压裂返排液等各类废弃物必须实施集中收集、处理处置，严禁“一井一池”“就地处置”，防止周边河流、地下水、土壤污染和生态破坏，鼓励油气开发企业开展先进工艺技术研究开发和推广应用，减少油气开采废弃物产生量，提高回收率和综合利用率。油气开发业主单位应对油气开采废弃物加以利用，对不能综合利用的，必须委托有处理处置能力单位进行规范化集中处置，转移过程中实施联单转移制度，严禁就地固化掩埋、严禁随意堆放抛洒。

第六采气厂通过考察，目前确定陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司为榆林区域天然气开采废弃物（钻井岩屑、泥浆液、返排液）不落地集中处置的准入单位（处

置协议见附件），该单位已履行环保手续。

①处理能力依托可行性

陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司钻井废水和压裂返排液设计总处理能力为 1050m^3/d，钻井固废填埋处置能力 25 万 m^3/a。目前钻井废水和压裂返排液处理量约为 653m^3/d，余量 397m^3/d；钻井固废填埋处置量约 16.3 万 m^3/a，余量 8.7 万 m^3/a。本项目待钻井 245 口，分 5 年进行实施。根据钻井部署，目前准入单位的钻井废水、压裂返排液处理能力，钻井固废填埋处置能力可满足要求，依托可行。

②处理工艺依托可行性

针对气田钻井废水、压裂返排液等处理，基本采用预处理、分离、过滤、脱水等工艺，处理后废水均利用油田注水井注入油层，相应执行长庆、延长回注水标准。针对气井钻井过程中产生的废泥浆、钻井岩屑，基本采用脱水后稳定固化，再进行集中填埋处置。填埋场均按II类一般工业固废综合处置场进行设计建设。评价认为，钻井废弃物集中处理、处置工程处理工艺依托可行。

③运距关系

陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司气田钻井污水及压裂返排液处理回注站位于定边县杨井镇罗峁子村，油气开发废弃物集中处置项目位于定边县、靖边县，距钻井废弃物处理站约 13—50km，主要利用 G307、油区道路等进行运输，交通较便利。

综上分析，陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司目前钻井废水、压裂返排液、钻井固废填埋处置能力均可满足本次产建项目处置要求；处置工艺可行；运输便捷。建设单位已与其签订处置合同，依托可行。

2.3.10 施工方案及施工组织

⑴施工工艺

项目施工过程包括井场施工、站场施工、管线和道路施工：井场施工包括场地平整、钻井、井下作业等；站场施工包括场地平整，设备基础处理，设备安装等；管线施工包括作业线路清理、管沟开挖、布管焊接、管道入沟、清管试压、覆土回填、植被恢复等；道路施工包括作业线路清理、基底处理、分层填筑、摊铺整平、碾压等。

⑵施工计划

项目预计 2024 年 4 月开工建设，分 5 年进行建设，每年施工时间约 6 个月，建设工期合计 30 个月，每日平均施工人数约 50 人。

⑶施工营地

本项目在井场施工场地内设置施工营地。

⑷堆管场

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

⑸施工便道

本次产能建设主要依托现有道路，新建井场需建设施工便道，施工便道后期修整为进场道路，主要按支道标准修建砂石道路，合计 18.5km，道路路面宽 3.5m，路基宽 4.5m。

2.3.11 工程占地及土石方

⑴工程占地数量及类型

项目总占地约 156.2849hm^2，其中永久占地约 16.9949hm^2，临时占地约 139.29hm^2。工程占地情况详见表 2.3-18。

表 2.3-18 工程占地一览表 单位：hm^2

工程		占地		备注
		永久	临时	
新建井场		16.56	13.4	扩建井场为在现有井场内打井，不新增占地。本次产建项目新建 67 座采气井场，占地面积 16.56hm^2，临时占地按每座井场 0.2hm^2 计
改造 11 座集气站		0.2849	0	站场工程井苏南 16（A 区）新增永久占地 2849m^2，集气站在站内施工不涉及临时占地
管线	管线	0.15	117.56	管线长度 233.3km，部分管线同沟敷设，实际管沟开挖长度 195.9km，平均作业带宽度 6m；永久占地为三桩占地（均位于临时占地范围内，占地 1500m^2）
道路	施工便道	0	8.33	施工便道长度 18.5km，路基宽度 4.5m，为临时占地
合计		16.9949	139.29	总占地：156.2849hm^2

根据设计提供资料，结合遥感解译结果，本次产建工程具体占地类型及数量分布情况见表 2.3-19：

表 2.3-19 工程占地类型及面积分布一览表

土地利用类型	永久占地		临时占地		合计	
	面积（hm^2)	比例（%)	面积（hm^2)	比例（%)	面积（hm^2)	比例（%)
乔木林地	0.3458	2.03	1.73	1.24	2.0758	1.33
灌木林地	1.2345	7.26	6.28	4.51	7.5145	4.81
草地	6.8788	40.48	75.25	54.02	82.1288	52.55
建设用地	0.2355	1.39	0.22	0.16	0.4555	0.29

旱地	8.2560	48.58	55.23	39.65	63.486	40.62
裸地	0.0443	0.26	0.58	0.42	0.6243	0.40
合计	16.9949	100	139.29	100	156.2849	100

⑵土石方量

根据项目建设内容，开挖土石方总量 114.12 万 m^3，全部用于场地回填或边坡防护治理，无弃方。工程土石方测算见表 2.3-20。

表2.3-20　工程土石方汇总一览表　　单位：万m^3

项目工程区		挖方	填方	借方	弃方	备注
集输工程	67 座井场	80.23	80.23	0	0	挖方全部用于场地填方及边坡防护治理
	改造 11 座集气站	1.14	1.14	0	0	
	233.3km 管线，实际开挖长度 195.9km	27.99	27.99	0	0	挖方全部用于管沟覆土回填
道路工程	18.5km 施工便道	4.76	4.76	0	0	挖方全部就近铺垫或顺填方边坡堆弃
合计		114.12	114.12	0	0	/

2.3.12 劳动定员与工作制度

本次产建项目各集气站均不新增劳动定员；项目井场无人值守；巡井巡线人员依托现有工作人员，不新增工作人员。本区块生产系统年工作时间约 7920h，采气井年生产 330 天。

3 工程分析

3.1 现有工程分析

3.1.1 现有工程三废排放情况

本次评价根据实测数据以及《长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区（自营区）$18\times10^8m^3/a$ 产能建设工程竣工环保验收调查报告》（2019.9）等文件结合工程实际运行情况分析现有工程污染源。

3.1.1.1 废气

① 加热炉有组织排放烟气

根据建设单位提供的资料及现场调查，现有工程共有 32 台 8 井式天然气加热炉，其中功率为 400kW 的有 12 台，单台耗气量为 $48m^3/h$；功率为 630kW 的有 20 台，单台耗气量为 $68m^3/h$。

目前，32 台加热炉的实际运行工况为：11 台备用，21 台运行。运行加热炉中功率为 400kW 的 8 台，功率为 630kW 的有 13 台。采用天然气作为燃料，年运行 240 天，每天运行 24h。加热炉运行期间产生废气，主要污染物为烟尘、SO_2 和 NO_X，废气经不低于 8m 高排气筒排放（实际排气筒高度为 15～20m）。

根据《长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区（自营区）$18\times10^8m^3/a$ 产能建设工程竣工环保验收调查报告》（中圣环境科技发展有限公司），2019 年 9 月 26 日至 9 月 27 日，陕西中测检测科技股份有限公司对苏南-16、苏南-27 集气站中的 400kW 和 630kW 加热炉烟气分别进行了监测，监测结果（取最大值）统计见下表。

表 3.1-1　代表性集气站加热炉烟气排放监测结果统计表

污染源	烟尘（mg/m^3）	SO_2（mg/m^3）	NO_x（mg/m^3）	烟囱高度（m）
苏南-16/27 集气站 400kw	9.3	18	73	15/18
苏南-27 集气站 630kw	7.5	17	76	20
《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）中表 3 燃气在用锅炉标准限值	10	20	80	8

由上表可知，代表性加热炉烟气烟尘、SO_2、NOx 排放可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）中陕北地区天然气在用锅炉标准限值。

根据现有工程实际产能及运行情况，加热炉烟气及主要污染物排放量见下表。

表 3.1-2　现有工程加热炉主要污染物排放情况

污染源位置	耗气量（m^3/h）	烟气量（m^3/h）	排气筒高度（m）	烟尘		SO_2		NO_x	
				t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3
集气站	48×8	652.8×8	15-20	0.28	9.3	0.54	189	2.20	73
	68×13	924.8×13	15-20	0.52	7.5	1.18	17	5.26	76
合计	1936	17244.8	/	0.80	/	1.72	/	7.46	/

② 脱水撬尾气焚烧一体化装置废气

根据建设单位提供的资料及现场调查，现有工程共有 11 套脱水撬尾气焚烧一体化装置，单台耗气量为 15~27m^3/h，采用天然气作为燃料，年运行 330 天，每天运行 24h。脱水撬尾气焚烧一体化装置运行期间产生废气，主要污染物为烟尘、SO_2 和 NO_X，废气经不低于 8m 高排气筒排放（实际排气筒高度为 15m）。根据《长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区（自营区）$18\times10^8m^3/a$ 产能建设工程竣工环保验收调查报告》（中圣环境科技发展有限公司），2019 年 9 月 30 日至 10 月 2 日，陕西中测检测科技股份有限公司对苏南-27、苏南-13 和苏南-15 集气站中的脱水撬尾气焚烧一体化装置烟气分别进行了监测，监测结果（取最大值）统计见下表。

表 3.1-3　代表性集气站焚烧烟气排放监测统计表

污染源	烟尘（mg/m^3）	SO_2（mg/m^3）	NO_x（mg/m^3）
苏南-27/13/15	7.0	17	76
《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）》表 2 中相关标准	120	550	240

由上表可知，现有工程脱水撬尾气焚烧一体化装置废气排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）》表 2 中相关标准要求。

根据现有工程实际产能及运行情况，脱水撬尾气焚烧一体化装置烟气及主要污染物排放量见下表。

表 3.1-4　现有工程焚烧废气主要污染物排放情况

污染源位置	耗气量（m^3/h）	烟气量（m^3/h）	排气筒高度（m）	烟尘		SO_2		NO_x	
				t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3
集气站	21×11	3141.6	15	0.17	7.0	0.42	17	1.89	76

③ 燃气压缩机废气

根据建设单位提供的资料及现场调查，现有工程共有 14 台天然气压缩机，单台耗气量为 71m^3/h，目前实际运行 9 台，5 台备用，采用天然气作为燃料，年运行 330 天，每天运行 24h。压缩机运行期间产生废气，主要污染物为烟尘、SO_2 和 NO_X，废气经 8m 高排气筒排放。

根据《长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区（自营区）18×10^{8}m^3/a 产能建设工程竣工环保验收调查报告》（中圣环境科技发展有限公司），2019 年 10 月 1 日至 10 月 2 日，陕西中测检测科技股份有限公司对苏南-16 集气站中的压缩机烟气进行了监测，监测结果（取最大值）统计见下表。

表 3.1-5　代表性集气站压缩机烟气排放监测统计表

污染源	烟尘（mg/m^3）	SO_2（mg/m^3）	NO_x（mg/m^3）
苏南-16	8.5	7	57
《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中二级标准要求	120	550	240

由上表可知，现有工程天然气压缩机废气排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中二级标准要求。

根据现有工程实际产能及运行情况，天然气压缩机烟气及主要污染物排放量见下表。

表 3.1-6　现有工程压缩机废气主要污染物排放情况

污染源位置	耗气量（m^3/h）	烟气量（m^3/h）	排气筒高度（m）	烟尘		SO_2		NO_x	
				t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3
集气站	71×9	8690.4	8	0.59	8.5	0.48	7	3.92	57

④ 采暖热水炉废气

根据建设单位提供的资料及现场调查，现有工程有人值守集气安装 30kW 燃气热水炉 3 台，单台耗气量为 17.5m^3/h；19kW 燃气双功能壁挂炉 2 台，单台耗气量为 11m^3/h；两处生活保障点各设 240kW 燃气热水炉 1 台，单台耗气量为 112m^3/h。采用天然气作为燃料，年运行 210 天，每天运行 24h。热水炉运行期间产生废气，主要污染物为 SO_2 和 NO_X，废气经 8m 高排气筒排放。

根据长庆油田分公司第六采气厂对安定作业区前线生活保障点（位于定边县郝滩镇）的采暖热水炉的例行监测报告，监测时间：2018 年 9 月 20 日，监测单位：陕西晟达检测技术有限公司，监测结果（取最大值）统计见下表。

表 3.1-7　生活保障点采暖热水炉烟气监测结果统计表

污染源	烟囱高度（m）	SO_2（mg/m^3）	NO_x（mg/m^3）
安定作业区前线生活保障点	8	ND3	56
《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）中表 3 燃气锅炉标准限值	8	20	80

由上表可知，现有工程采暖热水炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）中陕北地区天然气在用锅炉标准限值。

现有工程采暖热水炉烟气及主要污染物排放量见下表。

表 3.1-8　现有工程采暖热水炉主要污染物排放情况

污染源位置	耗气量（m^3/h）	烟气量（m^3/h）	排气筒高度（m）	SO_2		NO_x	
				t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3
集气站	17.5×3	52.5×3	8	0.01	3	0.2	56
	11×2	149.6×2	8	0.005	3	0.08	56
生活保障点	112×2	1523.2×2	8	0.05	3	0.86	56
合计	298.5	4059.6	/	0.065	/	1.14	/

⑤ 天然气无组织逸散

集气站运行过程中，可能通过站场内的阀门、设备、管道等动静密封处逸散少量天然气，由于项目生产过程属于全密闭系统，因此，无组织逸散量较少，主要污染物为非甲烷总烃和硫化氢。

根据《长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区（自营区）$18\times10^8m^3/a$ 产能建设工程竣工环保验收调查报告》（中圣环境科技发展有限公司），2019 年 7 月 20 日至 7 月 21 日，陕西中测检测科技股份有限公司对苏南-16 和苏南-27 集气站周界外非甲烷总烃进行了监测，监测结果（取监控值与参照值差值的最大值）统计见下表。

表 3.1-9　代表性集气站天然气无组织逸散监测结果统计表

监测位置	非甲烷总烃（mg/m^3）
苏南-16	0.21
苏南-17	0.25
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求	4.0

由上表可知，现有工程集气站无组织逸散废气满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求。

截止 2022 年底，现有工程实际集气规模为 $11\times10^8m^3/a$（其中上古气 $6.6\times10^8m^3/a$，下古气 $4.4\times10^8m^3/a$）。集气站无组织总烃的挥发量按集气量的 0.01%，天然气密度为 $0.74kg/m^3$，下古非甲烷总烃平均含量 0.99%，H_2S 平均含量 $115.30mg/m^3$；上古非甲烷总烃平均含量 1.14%，H_2S 平均含量 $2.75mg/m^3$。据此计算，现有工程集气站无组织逸散废气排放量见下表。

表 3.1-10　现有工程集气站无组织逸散废气排放量统计表

天然气开发层位	集输天然气量（$10^8m^3/a$）	无组织逸散天然气量（m^3/a）	无组织排放非甲烷总烃（t/a）	硫化氢排放量（t/a）
上古	6.6	66000	0.55	0.00018
下古	4.4	44000	0.32	0.0051
合计	11	110000	0.87	0.00528

⑥ 甲醇储罐无组织排放

根据建设单位提供的资料及现场调查，现有工程设有 15 具卧式甲醇储罐，其中容积为 10m³ 的有 9 具，其余 6 具的容积为 20m³。本次选取苏南-16 集气站厂界甲醇无组织进行了实测，甲醇罐排放达标情况如下：

表 3.1-11　苏南 16 集气站甲醇无组织排放现状监测

站场	监测点位	甲醇
苏南 16 集气站	上风向 1#	1.00
	下风向 2#	1.84
	下风向 3#	1.81
	下风向 4#	1.81
标准	甲醇执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）周界外浓度最高点浓度≤12mg/m³ 的要求	

由上表可知，苏南 16 集气站甲醇无组织排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996）表 2 中甲醇无组织排放监控浓度限值要求。

据统计，现有工程注醇量为 149m³/a（100d/a），合 117.98t/a（甲醇密度 0.7918g/mL）。根据建设单位生产经验，甲醇挥发量约为总用量的 0.5‰，则甲醇挥发量约为 0.059t/a。

3.1.1.2 废水

① 气田采出水

截止 2022 年底，现有工程实际集气规模为 11×10⁸m³/a（其中上古气 6.6×10⁸m³/a，下古气 4.4×10⁸m³/a），气田平均产水量为 0.4m³/10⁴m³，下古气注醇量为 0.054m³/10⁴m³。因此，现有工程采出水产生量为 46376m³/a，其中不含醇采出水 26400m³/a，含醇采出水 19976m³/a。

集气站可脱除约 80%的采出水，其余 20%在天然气净化厂中脱除。采出水经处理达标后回注地层，甲醇再生后回用。现有工程采出水产生量及最终去向见下表。

表 3.1-12　现有工程采出水产生量及去向

采出水	产生量（m³/a）			处理位置	最终去向
不含醇	46376	26400	21120	苏南 18 采出水处理站	回注地层，不外排
			5280	苏里格气田第五天然气处理厂	
含醇		19976	15980.8	郝滩采出水处理站	采出水回注地层，甲醇回用
			3995.2	靖边县第一天然气净化厂和第四天然气净化厂	

根据《长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区（自营区）18×10⁸m³/a 产能建设工程竣工环保验收调查报告》（中圣环境科技发展有限公司），对苏南 18 采出水处理站和郝滩采出水处理站经处理后的采出水进行了监测，监测结果（取最大值）统计见表

3.1-13。由表可知，现有工程采出水经处理后能满足《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）要求，可以回注地层，不外排。

表 3.1-13　处理后采出水监测结果统计表

处理位置	监测时间	监测结果（mg/L）		
		pH（无量纲）	悬浮物	石油类
苏南 18 采出水处理站	2019.7.20-7.21	6.81	32	0.31
郝滩采出水处理站	2019.6.26-6.27	8.14	76	19.8
《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）要求	/	6-9	200	100

② 集气站生产废水

集气站生产废水包括清管废水及检修废水，废水中主要含石油类、SS 等，通过排污汇管自流进入各集气站采出水罐内，定期拉运至苏南 18 采出水处理站处理后回注地层。

③ 生活污水

根据建设单位组织机构设置，本区块现有员工 138 人，生活污水产生量为 9m^3/d（2960m^3/a）。有人值守集气站和安定作业区前线生活保障点产生的生活污水经地埋式生活污水罐收集后，通过密闭罐车拉运至苏南 15 生活保障点进行处理。苏南 15 生活保障点设 3×30m^3 地埋式生活污水罐，采取“沉降+厌氧+好氧+过滤+消毒”处理工艺，生活污水处理达标后用于场站绿化及洒水，不外排。

3.1.1.3 噪声

现有工程的噪声源主要来自于集气站和污水处理站等站场内设备运行所产生的噪声。通过采取基础减振、隔声、消声等措施，对周围环境影响较小。根据《长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区（自营区）18×$10^8$$m^3$/a 产能建设工程竣工环保验收调查报告》（中圣环境科技发展有限公司），2019 年 9 月 26 日至 9 月 27 日，陕西中测检测科技股份有限公司对苏南-27、苏南-16 集气站厂界噪声进行了监测，监测结果（取最大值）统计见下表。

表 3.1-14　代表性集气站噪声排放现状监测情况

站场	点位	监测值		标准限值	
		昼间	夜间	昼间	夜间
苏南-27 集气站	东厂界	54	48	60	50
	南厂界	52	46		
	西厂界	54	49		
	北厂界	53	47		
苏南-16 集气	东厂界	50	45		

	北厂界	54	49		
	西厂界	53	48		
	南厂界	53	48		

根据监测结果，现有集气站昼、夜间厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准要求。

3.1.1.4 固体废物

① 设备维护产生的废润滑油

根据现场调查，已建工程产生废润滑油约 10t/a。根据《国家危险废物名录》（2021 版），废润滑油危险废物类型为（HW08 废矿物油与含废矿物油废物，废物代码 900-214-08），桶装运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，定期交有资质的单位进行处置。

② 清罐作业污泥

各集气站均设有采出水暂存罐，用来临时存放采出水，定期运往采出水处理系统进行处理，根据建设单位提供资料，项目运行产生的采出水罐罐底污泥总量约为 5t/a；该部分污泥属危险废物（HW08，废矿物油与含废矿物油废物，废物代码 900-210-08），运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，定期交有资质的单位进行处置。

③ 清管废渣

集气站设清管装置，定期对采气管线及集气支干线进行清管作业，可能产生清管废渣，主要来自介质中的悬浮固体沉淀，以及管道因摩擦、锈蚀而产生的渣粉，主要成分为 SS 和氧化铁，还含有一定量的凝析油。根据建设单位提供资料，现有工程产生的清管废渣产生量约 2.7t/a。清管废渣危险废物类型为（HW08 废矿物油与含废矿物油废物，废物代码 251-001-08），袋装运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，定期交有资质的单位进行处置。

④ 生活垃圾

各集气站均设有垃圾桶，产生量约为 19.54t/a，生活垃圾集中收集，定期清运至环卫部门指定地点。

固体废物产生量及处置情况见下表。

表 3.1-15　现有工程固体废物产生及处置情况

序号	产生环节	污染物种类	产生量（t/a）	处置情况
1	废润滑油	HW08（900-214-08）	10	运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，定期交有资质的单位进行处置
2	罐底污泥	HW08（900-210-08）	5	

序号	产生环节	污染物种类	产生量（t/a）	处置情况
3	清管废渣	HW08（251-001-08）	2.7	
4	生活垃圾	/	19.54	定期清运至环卫部门指定地点

3.1.1.5 现有工程污染物排放统计

现有工程主要污染物排放情况见下表。

表 3.1-16　现有工程“三废”排放统计表

类型	排放源	污染物	排放情况	处理措施及排放去向
废气	加热炉	烟尘	0.80t/a	废气经低氮燃烧技术+8m 高排气筒排放
		SO_2	1.72t/a	
		NO_x	7.46t/a	
	脱水撬尾气焚烧一体化装置	烟尘	0.17t/a	废气经 15m 高排气筒排放
		SO_2	0.42t/a	
		NO_x	1.89t/a	
	燃气压缩机	烟尘	0.59t/a	废气经 8m 高排气筒排放
		SO_2	0.48t/a	
		NO_x	3.92t/a	
	采暖热水炉	SO_2	0.065t/a	废气经 8m 高排气筒排放
		NOx	1.14t/a	
	天然气输送	非甲烷总烃	0.87t/a	密闭集输+无组织排放
		硫化氢	0.00528t/a	
	甲醇储罐	甲醇	0.059t/a	无组织排放
废水	生产过程	气田采出水	46376m^3/a	苏南 18 采出水处理站、郝滩采出水处理站处理达标回注，不外排
		生活污水	2970m^3/a	达标后用于场站绿化及洒水，不外排
噪声	集气站	各集气站主要噪声源为集气撬、泵类等，噪声源强 65~95dB(A)		采用低噪声设备、基础减振等措施
固废	设备维护	废润滑油	10t/a	运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，定期交有资质的单位进行处置
	采出水罐	采出水罐底泥	5t/a	
	清管	清管废渣	2.7t/a	
	生活区	生活垃圾	19.54t/a	定期清运至环卫部门指定地点

3.1.2 现有工程环保设施落实及运行情况

根据现有工程环评报告，并结合现场调查，现有工程主要环保设施落实及运行情况见表 3.1-17。

表 3.1-17　现有工程主要环保设施落实及运行情况

类别	污染源	污染物	污染防治措施	落实情况

大气污染控制	施工扬尘	颗粒物	施工期加强对材料堆放和运输管理，合理布置材料、对原料进行覆盖及及时清运弃渣等措施；物料运输车辆采取密封或覆盖，进场道路及时洒水降尘等；4 级及以上风力天气，禁止进行土方施工	①施工现场对原料进行覆盖； ②物料运输车辆均加盖篷布； ③进场道路及时洒水降尘
	施工机械尾气、汽车尾气	颗粒物、SO_2、NO_x	加强施工车辆运行管理与维护保养，对施工过程中非道路移动机械用柴油机废气排放必须执行并满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）要求及修改单、《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）	①施工设备、机械使用符合国家标准的柴油；②对施工机械和车辆加强运行管理与维护保养，减少废气排放
	集气站加热炉	烟气（颗粒物、SO_2、NO_x）	低氮燃烧技术+8m 排气筒	集气站加热炉均采用低氮燃烧技术+8m 排气筒
	燃气压缩机	烟气（颗粒物、SO_2、NO_x）	8m 排气筒排放	压缩机配套 8m 排气筒排放
	脱水撬尾气焚烧一体化装置	排气筒（颗粒物、SO_2、NO_x）	15m 排气筒排放	集气站脱水撬尾气焚烧一体化装置已配套 15m 排气筒
	采暖热水炉	烟气（颗粒物、SO_2、NO_x）	8m 排气筒排放	配套 8m 排气筒排放
水污染控制	钻井废水	SS、COD、氯化物、石油类等	钻井废水暂存于废液收集罐，优先循环利用，井间回用或井场间回用，钻井工程结束后委托有能力处理的单位处置，不外排	已按要求落实
	钻井工程	压裂返排液	采用可回收压裂液体系，井场压裂返排液回收处理后，再循环率可达 95%，剩余压裂返排液统一收集进入废液收集罐，委托有能力处理的单位处置，不外排	已按要求落实
	施工生活污水	SS、氨氮、COD、BOD_5等	施工现场设置临时旱厕，生活洗漱水用于地面洒水	施工人员依托附近已建生活污水处理设施
	集气站气田采出水	石油类、悬浮物、甲醇（春冬季）	集中收集至采出水罐，含醇废水依托郝滩采出水处理站处理达标后回注；不含醇废水依托苏南 18 采出水处理站处理达标后回注。	已按要求落实
	生活污水	SS、氨氮、COD、BOD_5等	有人值守集气站和安定作业区前线生活保障点产生的生活污水经地埋式生活污水罐收集后，通过密闭罐车拉运至苏南 15 生活保障点进行处理。	已按要求落实
噪声	施工机械	噪声	通过合理布局，采用低噪声机械和施工工艺，采取隔声、减振、消声、加强设备的	已按要求落实

污染控制			日常维护和保养等措施，确保噪声达标排放	
	设备运行	噪声	用低噪设备、基础减震、厂房隔声措施	已按要求落实
固废污染控制	钻井工程	废弃钻井泥浆、钻井岩屑	废弃钻井泥浆、钻井岩屑配备地上移动式防渗泥浆罐，统一进行规范化处置	已按要求落实
	集气站设备维护、集输管线	废润滑油、清管废渣	集中收集运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，定期交有资质的单位处置	统一暂存于危废暂存间，最终交由有资质单位处置
	清罐作业	污泥	集中收集运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，定期交有资质的单位处置	
生态环境	站场、井场周围及管线、进站道路两侧	工程占地	及时进行植被恢复，平整土地、恢复植被、种草植树或还田	未及时恢复绿化

3.1.3 现有工程主要环保问题及“以新带老”整改措施

根据对现有工程井场、站场、管线等现场调查情况，集气站及部分井场已投入运行，部分站场、井场、管线施工临时占地未及时恢复绿化。

现有工程存在的主要环保问题及评价提出的“以新带老”措施如下表所示：

表 3.1-18　现有工程主要环境问题及“以新带老”整改措施

序号	名称	主要环境问题	评价提出的“以新带老”整改措施
1	站场	苏南-22 集气站、苏南-27 集气站站外部分区域未进行绿化及植被恢复	对已建站场外未绿化的区域及时按要求进行绿化及植被恢复
2	G18-123、苏南 23-101 等部分井场	新建井场暂时未按照建设标准建设	及时按照要求对井场进行标准化建设
3	部分管线	部分新建管线暂未落实植被恢复措施	及时按照要求落实管线占地植被恢复
		部分管线临时占地植被恢复效果不好	对恢复效果不好的临时占地区域开展植物补栽等补救措施，强化养护
4	其他	长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区新增 18 亿立方/年（2020—2022 年）产能建设项目，目前暂未进行环保验收。	本次评价建议及时进行竣工环保验收。
		2020 年编制的长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区新增 18 亿立方/年（2020—2022 年）产能建设项目中污染源、环境质量跟踪监测计划未落实	严格按要求落实污染源、环境质量跟踪监测计划。

3.2 产建工程分析

施工期主要有钻（完）井及井下作业等地下工程施工，井场、站场、集输管线及道路等配套工程建设等地面工程施工，项目预计 2023 年 7 月开工建设，建设工期合计 15 个月。运行期主要有天然气开采、集输。退役期主要是气井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能。

3.2.1 施工期环境影响因素分析

3.2.1.1 钻（完）井及井下作业施工

⑴钻井作业

钻井是确认地下含气储量以及进行采气生产的手段，一般包括钻前准备、钻进、录井（取心）、测井、固井以及井口安装等工程活动。本项目采用直井、定向井为主，部分采用水平井。根据地层特征，直井、定向井选择二开分段钻探，水平井选择三开分段钻探。直井钻井到完井平均钻井周期 28.7d，水平井平均钻井周期 57.8d。

直井、定向井采用常规Φ139.7mm 套管固井、射孔完井或Φ114.3mm 套管滑套完井。水平井推荐采用裸眼管外封隔器完井或套管不固井完井。Φ139.7mm 套管固井完井要求钻穿目的气层打 50m 口袋完钻，人工井底距气层底界≥20m；Φ114.3mm 套管滑套井钻穿目的层打 80m 口袋完钻，人工井底距气层底界≥50m。直井/定向井套管程序见表 3.2-1，井身结构见图 3.2-1、3.2-2。

表 3.2-1　直井/定向井套管程序一览表

钻探方式	套管程序	钻头尺寸 (mm)	套管外径 (mm)	套管下深（m)	钻达地层
一开	表层套管	Φ311.2	Φ244.5	≥500	稳定层 30m 以上
二开	生产套管	Φ215.9	Φ139.7	距井底 3~5	目的气层底界以下 50m

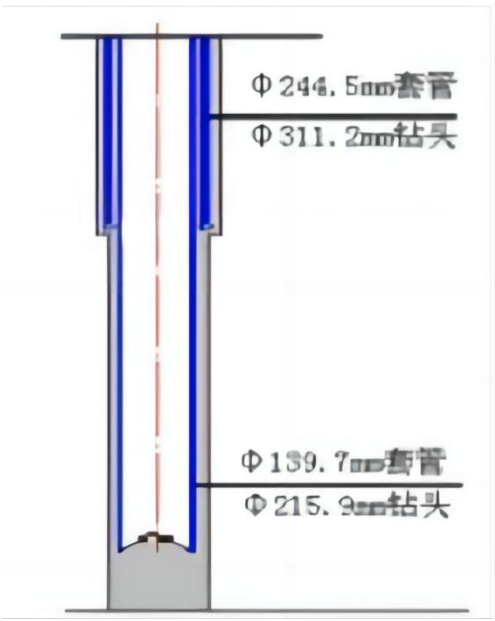


图 3.2-1　直井井身结构图

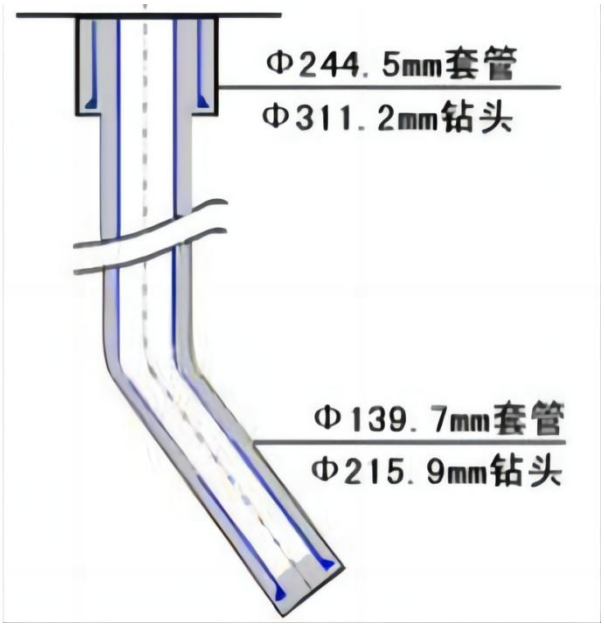


图 3.2-2　定向井井身结构图

水平井主体采用三开井身结构，具体见表 3.2-2 和图 3.2-3。

表 3.2-2　三开水平井套管程序表

钻探方式	套管程序	钻头尺寸（mm）	套管外径（mm）
一开	表层套管	Φ346.1	Φ273.1
二开	技术套管	Φ222.2	Φ177.8
三开	生产尾管	Φ152.4	Φ114.3

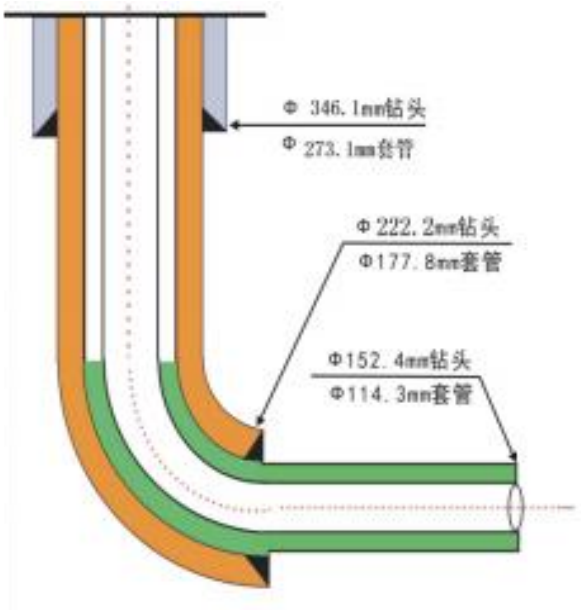


图 3.2-3　三开水平井井身结构图

水平井表层开钻前必须下入导管对流砂层进行封固，导管深度 10—50m。技术套管下深至刘家沟底部；钻井尾管下至入窗点。

三开井身结构表套下深原则：①满足井控要求；②表套下深≥500m；③封固饮用水层。

钻井工艺按其顺序分为如下过程：

①钻前准备

包括定井位、修公路、平井场、供水、供电、钻井设备安装等。

②钻井过程

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

b.洗井：在钻柱转动的同时，泥浆泵不停地工作，在井底产生岩屑后，流经钻柱内孔和钻头喷嘴的洗井液（钻井液）冲击井底，随时将井底岩屑清洗、携带至地面；

c.接单根：随着岩石的破碎、钻柱不断下落，直到方钻杆完全落入转盘内，这时一个钻杆长度不再向深钻，必须接长钻杆。

d.起下钻：如果钻头被磨损，将井内钻柱全部起出，换新钻头再下钻的作业。

e.完井：直/定向井采用套管固井射孔完井。

f.测井：在钻井完成之后，利用测量地层电阻、自然电位、声波、声幅及放射性等方式确定含气层位等。

g.固井：固井是在井眼内下入套管柱，在套管柱与井壁环形空间注入水泥浆进行封固。目的是封隔疏松、易塌、易漏等地层；封隔气、水层，防止互相窜通；安装井口，控制气流，以利于钻井和生产。全井段采用常规固井体系。本产建项目固井工艺及要求见表 3.2-3。

表 3.2-3　固井工艺及要求一览表

类别	套管程序	固井方式	固井要求
套管固井、射孔完井方式	表层套管	一次上返	全段封固，水泥返至井口，井口回填牢固
	生产套管	一次上返或分级固井	主体采用一次上返，实钻过程中发生漏失井采用分级固井工艺，纯水泥返至气层顶界以上 300m，低密度水泥返至表套内 200m 以上
套管滑套完井方式井	表层套管	一次上返	全段封固，水泥返至井口，井口回填牢固
	生产套管	一次上返	要求全井段固井，纯水泥返至气层顶界以上 300m，低密度水泥返至表套内 200m 以上

h.测井：利用声波、声幅及放射性等方式确定射孔层位，测定固井质量等。

⑵井下作业

井下作业是气田开发的重要工艺过程之一，在钻井过程对气井的维护过程要涉及到一些井下作业和施工，施工期井下作业主要包括射孔、压裂、试气等工艺。施工工序为通井、洗井、试压、替射孔液、射孔、下压裂管柱、压裂施工、放喷及排液、生产。

在钻井、测井、固井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中气层部位，用射孔弹将井

管射成蜂窝状孔，为地层的气流入井筒创造一条畅通的通道；压裂作业的主要目的是扩大含气岩层的渗滤面积，提高渗透性。直井全面推广混合压裂设计，主体采用机械封隔分层压裂工艺，实施套管滑套多层压裂工艺。

①射孔工艺

射孔工艺采用多段集中射孔技术，以形成一条较长的支撑缝，达到充分改造储层的目的，单段射开程度一般为 40%~60%。根据储层敏感性分析前期改造气层表现为无-弱盐敏，根据室内评价结果，采用 KCl 溶液作为射孔液（射孔液配方为：清水+KCl+1.5%KCS-18（粘土稳定剂）+1.5%HV-CMC（增粘剂）+1000ppmZBL-98 缓蚀剂+500ppmDW-3 杀菌剂，密度为 1.04～1.08g/cm^3），射孔工艺参数见表 3.2-4。

表 3.2-4　射孔工艺参数一览表

项目	机械封隔器压裂井	套管滑套压裂井
射孔枪	SYD-102 枪	Φ54 枪
射孔弹	127 弹	穿深≥260mm
相位角	60°	60°
布孔方式	螺旋布孔	螺旋布孔
孔密	16 孔/米	16 孔/米
射孔方式	电缆传输射孔	电缆传输射孔
射孔液	助排剂+粘土稳定剂（或 KCl)+清水	助排剂+粘土稳定剂（或 KCl)+清水

注：对于底部含水储层，采用顶部集中射孔，避开水层。

②支撑剂

根据室内支撑剂评价结果、区块储层特征，结合直井混合水压裂工艺要求，推荐主体采用 40~70 目+20~40 目组合粒径支撑剂。推荐地层支撑剂见表 3.2-5。

表 3.2-5　地层支撑剂推荐一览表

层位	岩性	平均最小主应力（MPa)	支撑剂 9%破碎等级			
			20/40 目陶粒	40/70 目陶粒	20/40 目石英砂	40/70 目石英砂
本溪、山 1、山 2、石盒子	砂岩	34.8±5	7.5K(52MPa)	7.5K(52MPa)	4K(28MPa)	5K(35MPa)

③压裂液体系

本项目使用改性胍胶的硼交联水基压裂液体系，该压裂液主要成分为改性胍胶、硼酸盐胶联剂、防膨剂、助排剂、杀菌剂、pH 调节剂、破胶剂等，不需要柴油等油基溶剂因而减少了对环境的伤害。

④排液技术

项目应用液氮伴注－层内助排－压后定量放喷的配套排液技术，根据气田实施效果优化液氮伴注比例；套管滑套工艺试验井推荐压后带压下管排液。储层液氮伴注方式及

工艺见表 3.2-6。

表 3.2-6　储层液氮伴注方式和工艺推荐一览表

层位	储层类型	直井	
		伴注方式	伴注比例
本溪、山 1、山 2、石盒子	I类	不伴注	/
	II类	前置液伴注	2%-3%
	III类	全程伴注	3%-5%

注：封隔器五层以上分压井，仅最后 1 层前置液伴注液氮，伴注比例在 2%-3%。

压裂施工结束后，视井口压力变化情况，关井时间控制在合理的范围以内，而后及时排液放喷。排液初期，采用油嘴控制放喷，排液后期，根据地层变化情况，可采用关井-放喷间歇控制排液。

⑤钻井试气工艺流程及产污环节见图 3.2-4。

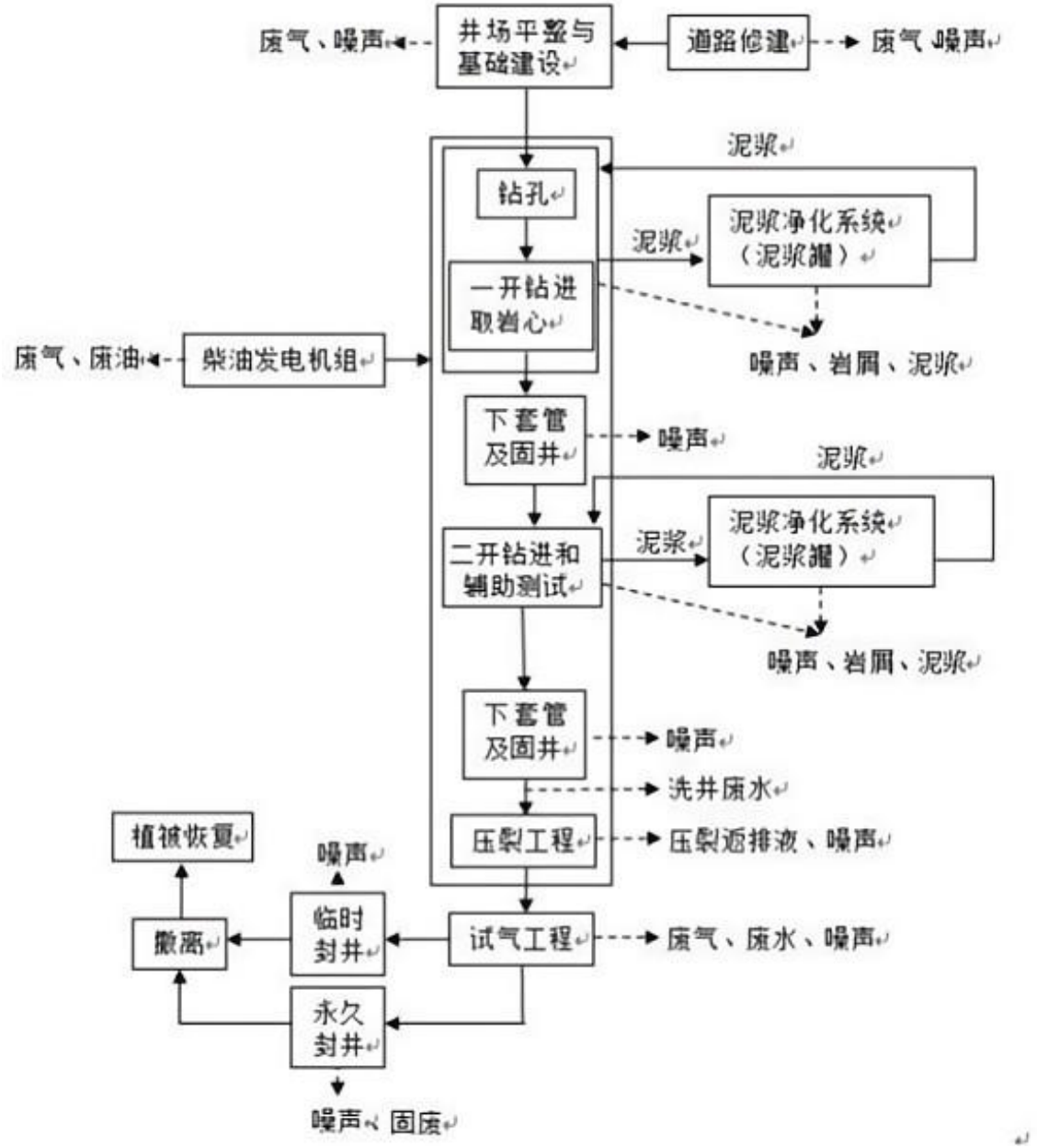


图 3.2-4　钻井试气工艺流程及产污环节图

本项目单口钻井主要设备使用情况见表 3.2-7，每口钻井主要原辅材料消耗见表 3.2-8、主要原辅材料的组成及性质见表 3.2-9。

表 3.2-7　单井钻井主要生产设备使用情况一览表

序号	设备	设备型号	设备数量
1	钻机	ZJ-50 钻机	2 台（1 用 1 备）
2	柴油发电机	800kW	2 台（1 用 1 备）
3	柴油发电机	1310kW	3 台（2 用 1 备）
4	柴油发电机	417kW	1 台
5	泥浆泵	F-1300 型	2 台
6	振动筛	/	2 台

表 3.2-8　单井钻井主要原辅材料消耗一览表

材料名称	消耗量（t)	备注
膨润土	27	钠级一级
纯碱	1.28	99%一级
NH_4-HPAN	3.83	/
KPA（聚丙烯酸钾）	1.35	/
有机硅	2.7	/
防塌润滑剂	2.55	/
桥塞堵漏剂	3.83	/
迪塞尔	3.83	/
水泥	49.0	/
粉煤灰漂珠	3.75	/
降失水剂	1.05	RC-800
减阻剂	0.12	ESZ
减缓剂	0.03	RC-800HZ
柴油	直井/定向井 167.73t，水平井 327.73t	含硫量不大于 0.035%

表 3.2-9　主要原辅材料的组成及性质一览表

材料名称	物质组成及性质
膨润土	膨润土是一种黏土岩、亦称蒙脱石岩、常含少量伊利石、高岭石、埃洛石、绿泥石、沸石、石英、长石、方解石等；一般为白色、淡黄色，具蜡状、土状或油脂光泽；硬度 1~2，密度 2～3g/cm^3；主要化学成分是二氧化硅、三氧化二铝和水，还含有铁、镁、钙、钠、钾等元素，Na_2O 和 CaO 含量对膨润土的物理化学性质和工艺技术性能影响颇大。按蒙脱石可交换阳离子的种类、含量和层电荷大小，膨润土可分为钠基膨润土（碱性土）、钙基膨润土（碱性土）、天然漂白土（酸性土或酸性白土）。膨润土具有强的吸湿性和膨胀性，可吸附 8~15 倍于自身体积的水量，体积膨胀可达数倍至 30 倍；在水介质中能分散成胶凝状和悬浮状，这种介质溶液具有一定的黏滞性、能变性和润滑性；有较强的阳离子交换能力；对各种气体、液体、有机物质有一定的吸附能力，最大吸附量可达 5 倍于自身的重量；它与水、泥或细沙的掺和物具有可塑性和黏结性；具有表面活性的酸性漂白土（活性白土、天然漂白土-酸性白土）能吸附有色离子。
纯碱	碳酸钠常温下为白色粉末或颗粒，无气味，具有盐的通性和热稳定性，易溶于水和甘油，微溶于无水乙醇，不溶于丙醇。水溶液呈强碱性，pH=11.6。相对密度（25℃)2.53。熔点 851℃。半数致死量（30 日）（小鼠，腹腔）116.6mg/kg。有刺激性，可由氢氧化钠和碳酸发生化学反应结合而成。碳酸钠是一种强碱盐，溶于水后发生水解反应（碳酸钠水解会产生碳酸氢钠和氢氧化钠），使溶液显碱性，有一定的腐蚀性，能与酸进行复分解反应，生成相应的盐并放出二氧化碳。稳定性较强，但高温下也可分解，生成氧化钠和二氧化碳。长期暴露在空气中能吸收空气中的水分及二氧化碳，生成碳酸氢钠，并结成硬块。吸湿性很强，很容易结成硬块，在高温下分解。
NH_4-HPAN	NH_4-HPAN（水解聚丙烯腈铵盐）是由腈纶丝高温高压下水解制得，为淡黄色粉末。含有-COOH、$COONH_4$、$CONH_2$、CN 等基团构成，具有一定的抗温和抗盐能力。并且具有耐光、耐腐蚀的功能，由于 NH_4+在页岩中的镶嵌作用，具有一定的防塌效果。本产品是由聚丙烯腈在高温高压下降解而形成，其主要成分含有羧酸、羧氨基、酰胺基和亚胺基等，其颗粒不易结块。该产品有较强降低钻井液降滤失量和高温高压滤失量，抗温能力强，抗热稳定性好等作用，具有一定的抑制黏土水化和防塌能力，同时具有较好的

	抗盐以及抗污染的能力。可以直接应用于各种水基钻井液体系中，用作降滤失剂、防塌剂，与聚丙烯钾盐共同使用可以增强降粘的作用，与多种处理剂可以配合使用。
K-PAM	聚丙烯酸钾是一种无毒、无腐蚀的井壁稳定剂，外观呈白色或淡黄色粉末，易溶于水。该产品具有抑制泥页岩及钻屑分散作用，兼有降失水、改善流型和增加润滑等性能，可有效抑制地层造浆并能与多种处理剂配伍，能改善钻井液的流变性能，有效地包被钻屑，抑制地层造浆。钾离子的存在，能防止软泥页岩和脆硬性泥页岩的水化和剥落，起到稳定井壁的作用，是一种应用广、较理想的井壁稳定剂。
有机硅	是指含有 Si-O 键、且至少有一个有机基是直接与硅原子相连的化合物，通常把那些通过氧、硫、氮等使有机基与硅原子相连接的化合物也当作有机硅化合物。其中以硅氧键（-Si-O-Si-）为骨架组成的聚硅氧烷，是有机硅化合物中为数最多，应用最广的一类，约占总用量的 90%以上。由于有机硅独特的结构，兼备了无机材料与有机材料的性能，具有表面张力低、粘温系数小、压缩性高、气体渗透性高等基本性质，并具有耐高低温、电气绝缘、耐氧化稳定性、耐候性、难燃、憎水、耐腐蚀、无毒无味以及生理惰性等优异特性，广泛应用于航空航天、电子电气、建筑、运输、化工、纺织、食品、轻工、医疗等行业，其中有机硅主要应用于密封、粘合、润滑、涂层、表面活性、脱模、消泡、抑泡、防水、防潮、惰性填充等。
防塌膨润土	水基型润滑剂包括可溶性液、半合成液和合成液三种。可溶性油（又称乳化液）是由矿物油（或植物油）、水、乳化剂、添加剂组成的。它既具有油基型润滑剂润滑性好的优点，又具有水冷却性能良好的优点，同时也减少润滑剂使用过程中着火的危险。不足之处是容易被微生物污染而变质、腐败，影响其使用寿命；可溶性油通常配成浓缩液形式，使用时通常用水稀释成 1%～5%的水包油型稀乳化液。
桥塞堵漏剂	堵漏剂是一种凝结硬化快，小时强度高，具有微膨胀的水硬性材料，此原料无毒无味，经严格筛选，性能卓越，操作简便，用水调和即可使用，可在潮湿面上施工，亦可带水堵漏，效果奇特，此原料可广泛用于房屋，地下，水下，流沙隧道等工程的堵漏，止水，抢修，灌注及渗漏工程的施工和堵漏维修等。
水泥	粉状水硬性无机胶凝材料。加水搅拌后成浆体，能在空气中硬化或者在水中更好地硬化，并能把砂、石等材料牢固地胶结在一起，硬化后不但强度较高，而且还能抵抗淡水或含盐水的侵蚀。长期以来，它作为一种重要的胶凝材料，广泛应用于土木建筑、水利、国防等工程。
粉煤灰漂珠	是一种能浮于水面的粉煤灰空心球，呈灰白色，壁薄中空，重量很轻，容重为 720kg/m^3〔重质），418.8kg/m^3〔轻质），粒径约 0.1mm，表面封闭而光滑，热导率小，耐火度≥1610℃，是优良的保温耐火材料，广泛用于轻质浇注料的生产和石油钻井方面。漂珠的化学成分以二氧化硅和三氧化二铝为主，具有颗粒细、中空、质轻、高强度、耐磨、耐高温、保温绝缘、绝缘阻燃等多种特性，可用于油气田固井、管道防腐保温、海底油田、漂浮装置、石油天然气输送管道等方面。
降失水剂	灰白色或黄褐色粉末，主要用于调整井及一般生产井的固井作业，防止流体窜流，提高固井质量。可与水泥和硅石粉、重晶石、钛铁矿、漂珠等多种外掺料配制出适合固井要求的水泥浆。掺量为 1.2%~1.6%（占水泥质量），具有良好的防窜能力和一定的防漏能力。
缓凝剂	延缓混凝土凝结时间而对后期强度无明显影响的外加剂。主要成分为多羟基化合物、羟基羧酸盐及其衍生物、高糖木质素磺酸盐，因其兼有减水作用，也称缓凝减水剂。此外，一些无机盐如氯化锌、硼酸盐、各种磷酸盐也有缓凝作用。掺量为水泥用量的 0.1%~0.6%。缓凝剂适用于高温条件下连续灌注混凝土、大体积混凝土、预拌混凝土和

	泵送混凝土。
柴油	主要由原油蒸馏、催化裂化、热裂化、加氢裂化、石油焦化等过程生产的柴油馏分调配而成（还需经精制和加入添加剂）；由原油、页岩油等经直馏或裂化等过程制得。根据原油性质的不同，有石蜡基柴油、环烷基柴油、环烷-芳烃基柴油等。

另外，钻井和井场还使用少量增粘剂、乳化剂、页岩抑制剂、降粘剂、增蚀剂、加重剂、杀菌剂、消泡剂、泡沫剂、解卡剂和 pH 控制剂等。上述化学品均不属于危险化学品。整个钻井过程中选取无毒无害水基钻井液体系，不含高毒性、持久性、蓄积性等化学物质，均属于无毒或可生物降解物质。

3.2.1.2 地面工程施工过程

⑴地面井场施工过程

本次产建项目规划新建井场 67 座、扩建井场 13 座，井场按标准化井场设计进行施工建设，单井天然气经采气井口采出后，直接接入采气管线输往集气站。

钻井前井场配备钻井液循环系统和钻井废弃物不落地收集装置。其中钻井液循环系统主要设施包括振动筛、除砂器、除泥器和离心机等固控设备，在井场设高出地面的平台放置；钻井废弃物不落地收集装置主要包括若干个泥浆储罐和储存净化泥浆的吸入罐、中间罐、混浆罐和储备罐等或钢质的移动式地上储液罐，一般在固控设备的下方放置。井场井架周围铺设防渗布，钻井架底座表面有收集管道，保证钻井废水和泥浆首先进入循环系统进行固液分离，分离出的岩屑和废弃泥浆贮存在收集系统中。使用以上泥浆循环处理系统及废弃物不落地收集装置，保证钻井过程泥浆循环使用和钻井废弃物（包括钻井废水、废弃钻井泥浆、钻井岩屑等）不落地收集。

井场施工作业场地平面布置见图 3.2-5。

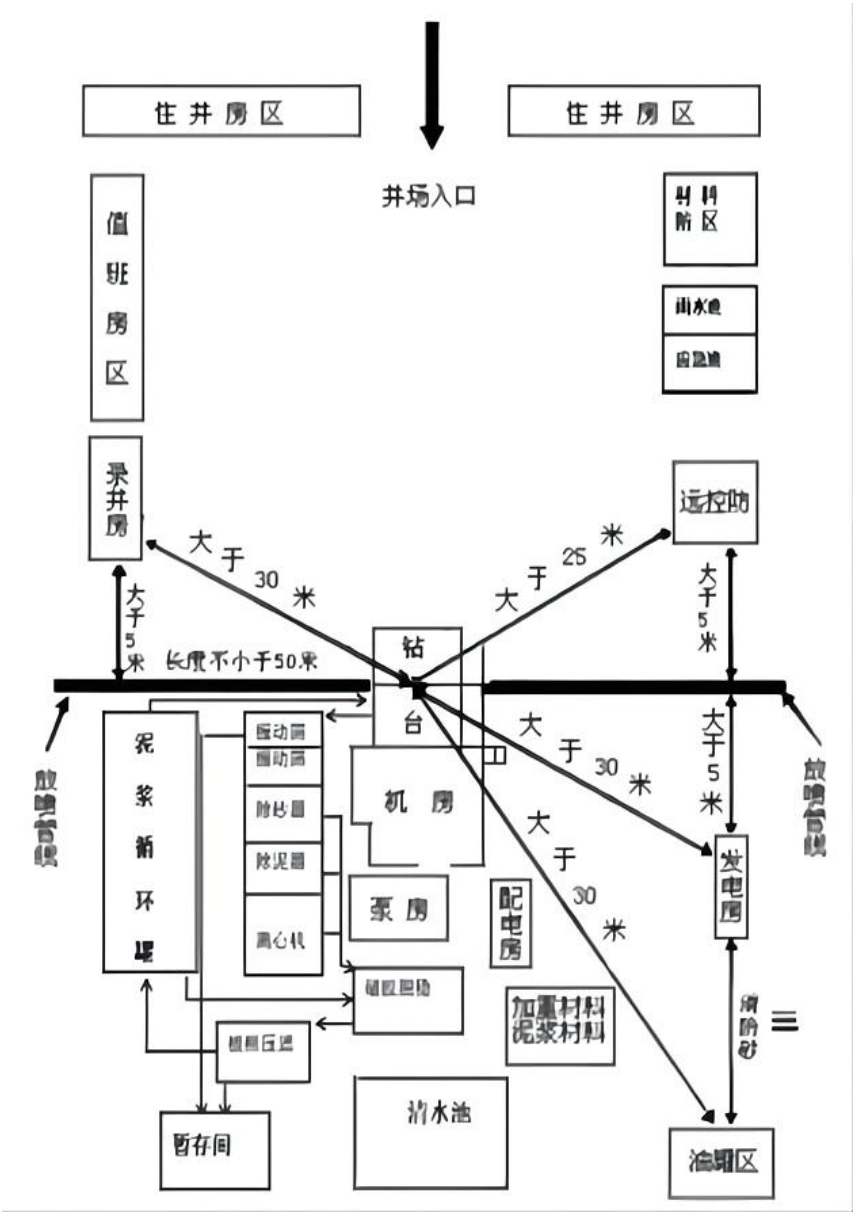


图 3.2-5　井场施工作业场地平面布置图

⑵地面集气站施工过程

本次产建项目涉及的 11 座集气站均为改造，集气站改造施工过程包括场地平整、基础建设、设备安装和站场绿化等，具体见图 3.2-6。



图 3.2-6　集气站改造施工工艺流程示意图

⑶报废旧管线处置工艺流程

本项目更换采出水管线长度约 47.6km，项目对原管道进行吹扫、切割、封堵后，项目对露出地面的管线全部拆除，其余弃置处置。本项目管线外径小于 300mm，管道不做防塌陷注浆处理，如后期出现坍塌等现象应及时修复。旧管线按照《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T 7413-2018）要求进行处置。

①就地弃置管线处置工艺

管道打开后宜先用管线长度 2 倍以上管程的热水（60℃~80℃）对弃置管线进行热洗，然后采用氮气吹扫管线。对管道残留物浓度及管道清洁度进行测试，最后对管线两头进行盲堵。管道内的采出水全部吹扫至下游站场采出水处理系统，处理达标后回注地层。

②管道拆除处置工艺

对露出地面的管线（现有桁架段）全部拆除，拆除前应对管线进行热洗、吹扫等，对管道残留物浓度及管道清洁度进行测试，采用机械方式进行切割，切割下来的旧管线，暂存于作业区废料库，综合利用。

⑷管线工程施工过程

本项目管线施工首先进行作业线路、场地的清理，修筑必要的施工便道，在完成管沟开挖，穿越冲沟、公路等基础工程后，按照施工规范，将运至各施工现场的钢管进行焊接、接口防腐工艺，然后下至管沟内，然后对管道进行试压，覆土回填，清理作业现场，恢复地貌、恢复植被。管线施工作业流程见图 3.2-7。

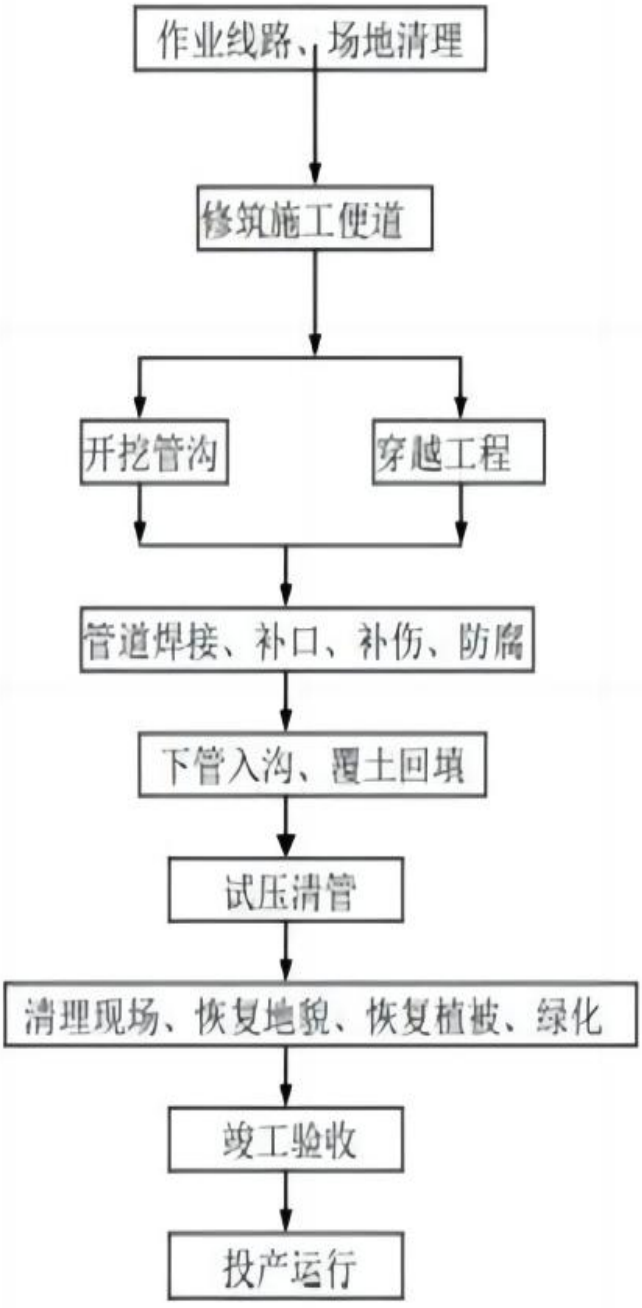


图 3.2-7　管线施工作业流程图

本工程采气管线不涉及地表水穿越，共穿越高速路 2 次，国道 3 次，县乡以下柏油

道路 26 次，均采用顶管方式。顶管施工技术是国内外比较成熟的一项非开挖敷设管线的施工技术，目前国内采用较多的是采用大推力的千斤顶直接将预制套管压入土层中，再在管内采用人工或机械掏挖土石、清除余土而成管的施工方法。主要分为测量放线、开挖工作坑、铺设导向轨道、安装液压千斤顶、吊放混凝土预制管、挖土、顶管、再挖土、再顶管、竣工验收等工序。

管道穿越公路施工方式断面见图 3.2-8。

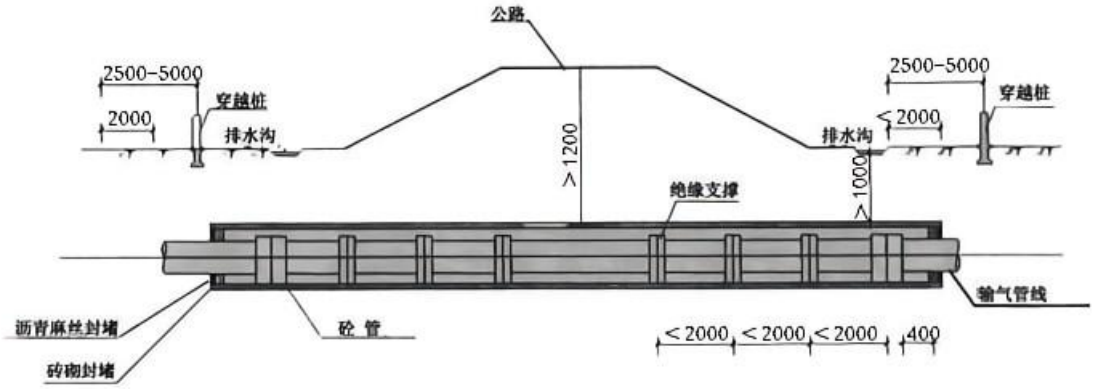


图 3.2-8　顶管穿越公路施工方式断面图

⑸道路施工过程

本次产能建设涉及的集气站均为改造，无需新建道路，新建井场需修建 18.5km 的施工便道，道路路面宽 3.5m，路基宽 4.5m，施工便道后期修整为进场道路，供巡井巡线用。

路基施工时采用与沿线农田水利建设相结合。填方路基采用逐层填筑，分层压实的方法施工，取用挖方土方，本项目无借方。施工工序为：路基土方开挖→石灰土底基层施工→泥结碎石施工路面施工。路基工程施工组织设计要考虑降水影响，路基取土、填筑、碾压应尽量避开降水期或采取有效措施减少不良影响。土石方工程应尽早完成，使路基有充分的沉降稳定时间，弃方应在指定地点堆放。道路工程施工工艺详见图 3.2-9：

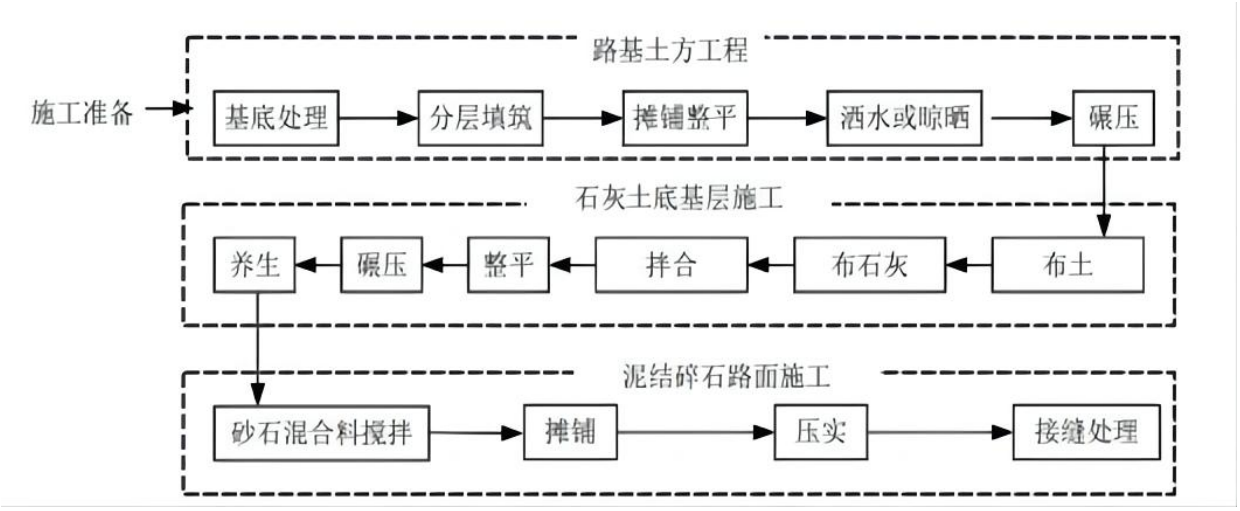


图 3.2-9　道路施工工艺流程图

3.2.1.3 施工期产污环节分析

⑴钻井

①钻前工程

钻井的井位确定后，平整井场，修建进场道路；之后用汽车将钻井设备运至井场安装，几天内即可安装完毕。

平整井场、进场道路建设的主要的环境影响因素是占地；施工过程产生的施工扬尘及施工机械废气；设备拉运、材料的运输等过程造成的运输扬尘及运输车辆尾气；施工机械、设备和运输车辆产生的噪声；施工过程产生的废渣。

②钻井

钻井以柴油机为动力，通过钻机、转盘带动钻杆切削地层，同时由泥浆泵经钻杆向井内注入高压泥浆，冲刷井底，将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液和检修设备。

钻井期间主要的环境影响因素是柴油机运行产生的废气，钻进、起下钻和固井作业等产生的钻井废水，机械设备运转时产生的噪声，以及钻井岩屑、废弃泥浆等固体废物。

③完井测试

当钻井钻至产气层完井后，对气井进行试气改造，即用射孔枪射开套管，连通井筒和产层，用胍胶液加陶粒压入气井产气层，增大气井产量，同时测试气井的产量。测试放喷前需接一条可供测试流量的专用管线，井内天然气经过该管线引至由防火墙构成的放喷点点火烧掉，测试放喷时间一般为 7—10 天。

压裂是利用地面高压泵组，将前置液注入井中，通过井底高压在地层中产生裂缝，

将带有支撑剂的携砂液注入缝中，并在缝中填以支撑剂。停泵后，压裂液粘度在破胶剂的作用下逐渐降低返排出地面，并在地层中形成具有高导流能力的支撑裂缝，压裂返排液的主要成分包含胍胶、石油类及其他各种添加剂。

完井测试期间主要环境影响因素是测试放喷时产生的燃烧废气、热辐射、高压气流噪声和废压裂返排液等。

④搬迁及恢复生产

测试结果若表明该井具有工业开采的价值，则在井口装上采气装置正常生产，其余设备将拆除搬迁。若该井不产天然气或所产气量无工业开采价值，则将井口用水泥封固后搬迁，放弃的井场及时恢复植被。搬迁期间主要环境影响因素是设备搬迁车辆运输会引起的道路扬尘、运输车辆尾气及运输车辆产生的噪声。

⑵地面集气站施工过程

集气站永久占地改变了土地使用功能；施工期还将产生施工人员的生活污水及生活垃圾。建筑物建造、设备组装还将产生施工废水、固体废物及设备噪声。

⑶管道敷设

管道敷设的作业带清理、施工便道和管沟开挖总是同时进行，弃渣可以相互利用，其对环境的影响也大致相同。施工便道尽量利用现有的村道、县乡级公路整修而成；对于需进行机械布管、扫线以及大型设备运输的地段，根据实际情况新修临时施工便道。

管线敷设活动，一般会对施工活动区域内的局部生态环境产生一定影响，主要表现在施工临时占地对土壤和植被的破坏，主要集中在管线中心线两侧的施工作业带范围内。施工期管道开挖土石方沿线堆放在管道两侧作业带内，不设取、弃土场，下管后土石方加固回填。由于管线敷设的需要，会对地表造成影响，扰动地表土壤，破坏地表植被，客观上加剧水土流失，从而可能导致开发区域局部生态环境劣化。

管线敷设时场地平整、开挖管沟以及材料现场堆放会造成施工扬尘；设备拉运、材料的运输等过程会产生运输扬尘和运输车辆尾气；管线开挖后进行布管，敷设好后的管道需要进行焊接、补伤、防腐，焊接时产生焊接废气及焊渣，管道补口补伤时产生防腐废气。管道进行强度试压和严密性试验前应先设临时清管设施进行清管，采用分段清管试压，管道清管采用压缩空气作为推动力，管道试压一般采用清洁水为试压介质，清管时产生清管废渣，试压产生试压废水。管线施工过程施工机械产生施工噪声。

管线大开挖穿越砂石路，会对道路表层进行破坏，对土路表层可直接回填，管线顶管穿越高速公路等道路会产生少量固废，施工结束后进行管沟回填。

⑷道路工程

新修道路时，由于路面平整、边坡开挖和深洼填方破坏地表植被，并形成裸露，遇降雨形成新的水土流失；另外开挖面如果防护处理不及时，将造成明显的裸露，形成不良的景观。工程所修道路均为泥结碎石路面，不铺设沥青，场地平整以及材料现场堆放会造成施工扬尘；设备拉运、材料的运输等过程会产生运输扬尘和运输车辆尾气；机械设备产生设备噪声；施工土石方全部回填，不设取、弃土场。

综上，本项目施工期间施工人员产生的生活垃圾及生活污水。项目施工期产污环节分析见表 3.2-10。

表3.2-10　施工期产污环节分析一览表

类别	内容	产污环节	
钻井	钻前准备	占地；施工过程产生的施工扬尘及施工机械废气；设备拉运、材料的运输等过程造成的运输扬尘及运输车辆尾气；施工机械、设备和运输车辆产生的噪声；施工过程产生的废渣。	施工人员产生生活污水及生活垃圾等
	钻井	柴油机运行产生的废气，钻进、起下钻和固井作业等产生的钻井废水，机械设备运转时产生的噪声，以及废弃钻井岩屑、废弃钻井泥浆等固体废物。	
	完井测试	测试放喷（短时间作业）废气、高压气流噪声，压裂返排液	
	搬迁及恢复生产	设备搬迁车辆运输会引起的道路扬尘、运输车辆尾气及运输车辆产生的噪声。	
站场	场址平整	施工范围内的土壤、植被将受到影响或破坏，用地性质改变	
	建筑物建造、设备组装	废气、废水、固体废物和设备噪声	
管线	管沟开挖	临时占地对土壤和植被的破坏，加剧水土流失；场地平整、开挖管沟及材料现场堆放会造成施工扬尘；设备拉运、材料的运输等过程会产生运输扬尘和运输车辆尾气；焊接时产生焊接废气及焊渣，管道补口补伤时产生防腐废气；清管时产生清管废渣；试压产生试压废水；管线施工过程施工机械产生施工噪声。	
	穿越工程	管线大开挖穿越砂石路，会对道路表层进行破坏，对土路表层可直接回填，管线顶管穿越道路会产生少量固废，施工结束后进行管沟回填。	
道路	新修道路	路面平整、边坡开挖和深洼填方破坏地表植被，并形成裸露，遇降雨形成新的水土流失；场地平整以及材料现场堆放会造成施工扬尘；设备拉运、材料的运输等过程会产生运输扬尘和运输车辆尾气；机械设备产生设备噪声；施工土石方全部回填，不设取、弃土场。	

3.2.2 运行期工艺流程及产污环节分析

运行期生产活动主要为天然气采气、集输等。

3.2.2.1 工艺过程

⑴气田采气工艺及开采流程

①气田采气工艺

主体采用井下节流、泡沫排水（泡排剂、泡排棒）、柱塞气举；井口套压递减至 6MPa、

产量小于 $0.5\times10^4m^3/d$ 后，采用负压采气、油管+柱塞一体化完井技术、地层解堵解水锁、间开生产、喷射引流（井间互联）、气举阀、机抽强排等。

泡沫排水采气方案：推荐气井投产初期主要依靠自身能量排液生产，生产中后期根据气井积液情况，主体采用泡沫排水采气、速度管柱、柱塞气举等排水采气技术。

采气井口方案：气田气井压裂生产一体化井口采用 70MPa9 阀采气树；对于压后安装采气井口的气井采用 35MPa9 阀采气树；要求采气树主通径不小于油管内径。

防腐蚀工艺方案：气田气井腐蚀主要是由 CO_2 电化学腐蚀造成的，推荐 N80 油套管辅助加注缓蚀剂防腐。

②开采流程

气田开采技术路线为“井下节流、井间串接、单井移动计量、中低压集输、湿气输送、常温分离”的技术路线。

井场天然气自采气井口采出后，通过采气阀组计量外输，井场至集气站单管进站设置发球阀组，定期清管发球；对于插输井场则不需要清管井场则直接汇管外输。气井井口设置智能开关阀，实现远程开关井及产量调节，并在气井内压力超压或欠压情况下，均能实现紧急关断功能，保护下游管线，切断阀后采气管线设计压力 6.3MPa。井场布井方式采用丛式井场。各井口出来的天然气经计量后汇合进入采气管网，集中输送至集气站场进行处理。

主要工艺流程如下图所示：

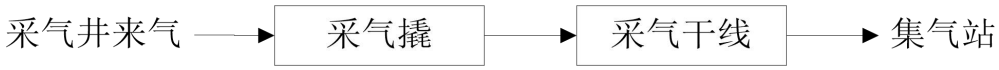


图3.2-10　井场工艺流程框图

⑵集气工艺

集气站主要负责接收井场来气，经计量分离后，外输至第五天然气处理厂、靖边气田第一天然气净化厂和第四天然气净化厂。

①集气流程

开发初期，天然气气井井下设节流器，夏季工况时井口压力节流至 3.5~4.8MPa，冬季工况时井口压力节流至 1.0~1.9MPa，使水合物形成温度比环境地温低 3℃以上，保证采气管线内不产生水合物。采气管线采用辐射枝状组合式进入集气站，站内设生产分离器、旋流分离器、压缩机。夏季工况时，压缩机不运行，气井来气经生产分离器、旋流

分离器分离后进入集气干线。冬季工况时，压缩运行增压至 3.5~4.0MPa 后进入集气干线。采气管线在输送过程中将不会产生水合物，无需敷设注醇管线。

开发中后期，根据单井压力递减情况，当集气站外输压力不能满足工艺要求时，无论冬夏季工况，站内压缩机将全年运行。

集气站设有收发球筒，用于本站生产天然气的发球清管作业及上游采气管线的收球清管作业。

②放空流程

集气站放空流程的设置主要有三种：设备放空、站场放空、站外管线放空。

a.设备放空：站内设备设置有安全阀，当来气压力高于设备设定压力时安全阀起跳，实现紧急放散。同时设备还有手动放空，能够在检修时实现放空。

b.站场放空：在站场发生重大事故时，集气站进站关断阀、出站关断阀，手动紧急关断。站场内手动放空阀立即开启，紧急放空站场内天然气。

c.站外管线放空：通过站外手动关断阀靠近站外管线一侧的放空阀能够放空本站与下游之间的天然气，实施检修。

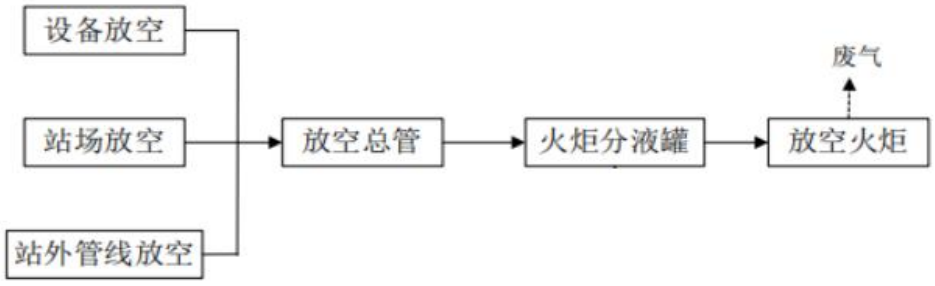


图3.2-11　放空工艺流程图

3.2.2.2 产污环节

项目运行期产污环节见表 3.2-11。

表3.2-11　运行期产污环节分析一览表

类别	产物环节
井场	井场正常运行时不产生废气、废水、噪声和固体废物。
集气站	气液分离器分离出的气田采出水
	燃气压缩机燃烧烟气、无组织烃类气体
	设备运行噪声
	清管接收装置产生的清管废渣、设备维修产生的废润滑油
集气管线	正常集输过程不产生废水、废气、噪声和固体废物。

3.2.2.3 退役期产污环节分析

气井废弃阶段如果钻井井口密封不严，可能出现微量天然气泄漏。废弃的天然气管

道和井场设备在拆除时将会对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失。

3.2.2.4 环境风险因素分析

气田开发及天然气集输过程中，可能导致天然气发生泄漏事故，甚至发生火灾、爆炸等风险事故。主要风险因素有井喷、井漏、泥浆泄漏；天然气集输过程中管线、站场天然气的泄漏、火灾和爆炸等。

3.2.2.5 环境影响因素分析汇总

根据对工程施工期、运行期和退役期工艺过程及产污环节分析，本项目环境影响因素分析结果见表 3.2-12 及图 3.2-12。

表3.2-12　气田开发工程主要环境影响因素一览表

作业工程		环境影响因素					
		废水	废气	固体废弃物	噪声	生态	环境风险
施工期	钻井阶段	钻井废水施工废水生活污水	柴油机/发电机烟气、测试放喷烟气、施工扬尘、汽车尾气	废弃钻井泥浆、钻井岩屑、生活垃圾	设备噪声 汽车噪声	占地、植被破坏水土流失	井漏、泥浆储存设施泄漏
	井下作业	压裂返排液、井下作业废水	/	/	设备噪声	/	井喷
	道路、管线、站场建设	生产废水	施工扬尘 汽车尾气	废弃土石方 废弃泥浆	施工噪声	占地、植被破坏水土流失	/
运行期	采气过程	/	天然气泄漏 天然气分离计量装置废气	/	/	/	井喷
	天然气集输	/	天然气泄漏	/	/	/	天然气泄漏、火灾和爆炸
	集气站	气田采出水	压缩机烟气 无组织逸散废气	废润滑油、清管废渣	压缩机等设备噪声	/	
退役期	井场、站场、管线	/	/	拆除废弃设备、建筑垃圾	施工噪声	水土流失	井口、管线天然气泄漏

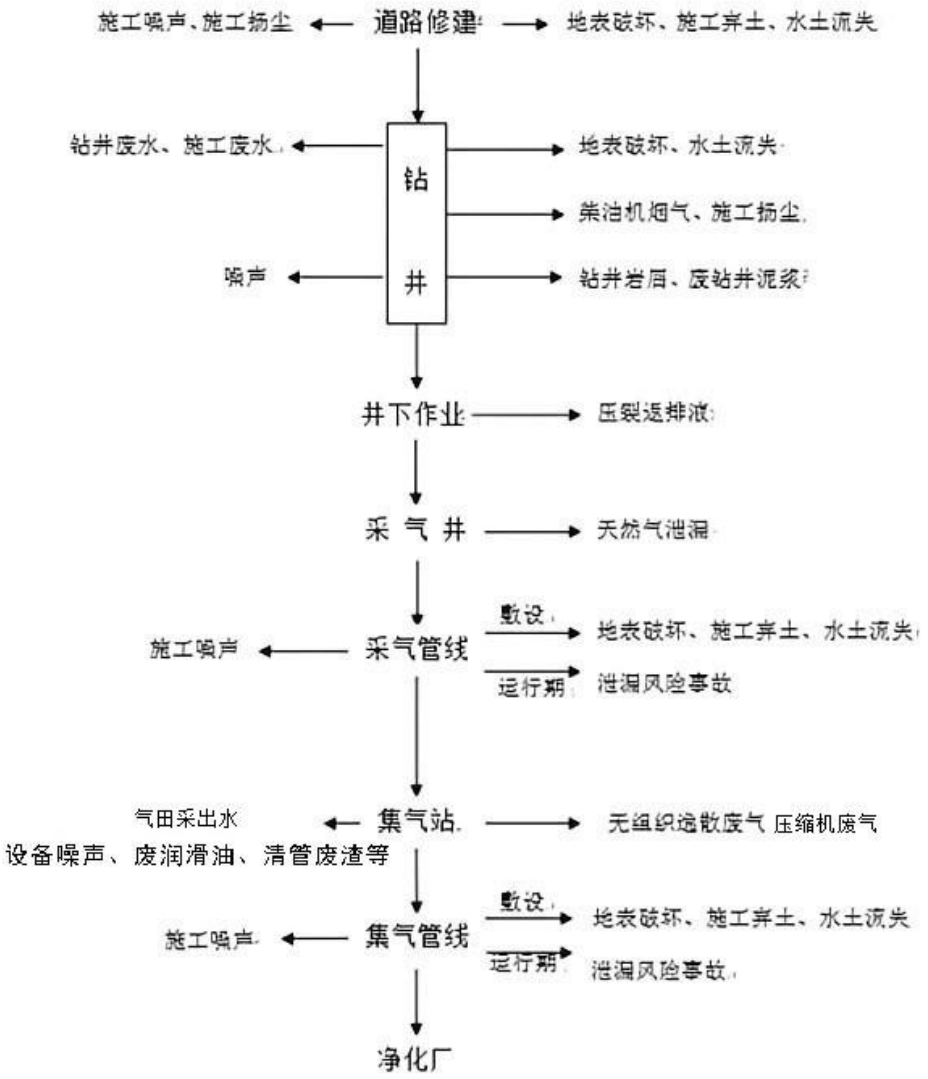


图3.2-12　气田开发工程主要环境影响因素图

3.2.3 产建工程污染源分析

3.2.3.1 产建工程施工期污染源分析

⑴产建工程施工期废气污染源分析

施工期大气污染主要为施工期场地平整、地面及管沟开挖、车辆行驶产生的无组织排放扬尘、施工机械和运输车辆排放的尾气、柴油机/发电机废气、测试放喷废气、焊接废气、防腐废气等。

①施工扬尘

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

筑材料的运输、装卸及堆放期间产生的地面扬尘，会造成站场、井场场地、管道、道路沿线及其附近一带环境空气 TSP 浓度增高。

其中施工区内车辆运输引起的道路扬尘约占场地扬尘总量的 50%以上，道路扬尘的起尘量与运输车辆的车速、载重量、轮胎与地面的接触面积及路面含尘量、空气湿度有关。

②施工机械和运输车辆尾气

施工过程中使用的施工机械主要包括挖掘机、装载机、推土机等。施工机械以柴油为燃料，将产生一定量废气，其污染物主要有 CO、NO_X、SO_2 等，属于无组织排放。建筑材料堆放及机械的拉运需要的运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

③钻井废气

钻井过程中使用柴油机带动钻机，柴油发电机进行发电，柴油燃烧而产生废气，主要污染物为烃类、NOx、SO_2 和烟尘。柴油机废气影响在整个钻井期，污染源呈无组织、分散性。

钻井期钻机配备柴油机 800kW×2 台，1 用 1 备，配 1310kW 柴油发电机 3 台（2 用 1 备），417kW 柴油发电机 1 台。本项目直井/定向井平均作业时间 28.7 天，水平井平均钻井周期 57.8d。直井/定向井单井钻井约消耗柴油 167.73t，水平井需消耗柴油约 327.73t。柴油机运转时产生的污染物与机器使用情况和运转工况有很大关系，根据《石油石化工业环境统计方法汇编》（废气部分）中相关数据，柴油机废气量产生系数为 $0.3949\times10^4m^3/t$ 柴油。根据《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及其修改单，NOx 排放系数为 17.5kg/t，烃类排放系数为 2kg/t，烟尘排放系数为 1kg/t。按照《普通柴油》（GB252-2013）从 2015 年 1 月 1 日起采用柴油中硫的含量不大于 0.035%。在此，按柴油中硫含量为 0.035%估算，即 SO_2 排放系数为 0.7kg/t。

本项目钻井 249 口（其中气井 245 口：直井/定向井 237 口、水平井 8 口；注水井 4 口：直/定向井），钻井工程柴油机/发电机主要污染物产生情况见表 3.2-13。

表 3.2-13　施工期钻井柴油机/发电机主要污染物产生情况

污染源	污染物	单井污染物产生量（t）	钻井数量（口）	施工期污染物产生总量（t）	排放方式
柴油机、柴油发电机（直井	废气量	$6.62\times10^5m^3$	241	$1.59\times10^8m^3$	柴油机排气筒排放
	烟尘	0.168		40.49	

/定向井）	SO_2	0.117		28.20	
	NO_X	2.935		707.34	
	烃类	0.34		81.94	
柴油机、柴油发电机（水平井）	废气量	$12.94\times10^5m^3$	8	$1.04\times10^7m^3$	
	烟尘	0.328		2.62	
	SO_2	0.229		1.83	
	NO_X	5.735		45.88	
	烃类	0.66		5.28	
合计	废气量			$1.694\times10^8m^3$	/
	烟尘			43.11	
	SO_2			30.03	
	NO_X			753.22	
	烃类			87.22	

④井场测试放喷燃烧废气

单井试压作业中平均约有 $10\times10^4m^3$ 的天然气通过井场放喷管燃烧排放，废气中的主要污染物为烟尘、SO_2 及 NOx 等。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》，天然气锅炉燃烧废气量 107753 标立方米/万立方米－原料，SO_2 产生量 0.02S 千克/万立方米－原料，NOx 产生量 15.87 千克/万立方米－原料进行计算。根据《环境保护实用数据手册》，燃烧 1 万方天然气，产生 0.8～2.4kg 烟尘，本次以 1kg 计算。

本项目气田上古 H_2S 平均含量 $2.75mg/m^3$，经计算 S=2.59；气田下古 H_2S 平均含量 $115.30mg/m^3$，经计算 S=108.52。

本项目钻气井 245 口，钻井工程井场放喷主要污染物排放情况见下表。

表 3.2-14　井场放喷燃烧废气主要污染物排放情况

污染源	污染物	单井污染物产生量（t）	气井数量（口）	施工期污染物产生量（t）	排放方式
上古气井放喷废气燃烧	废气量	$1.08\times10^6m^3$	145	$1.57\times10^8m^3$	井场放喷管燃烧排放
	烟尘	0.01		1.45	
	SO_2	5.18×10^{-4}		0.075	
	NO_x	0.1587		23.01	
下古气井放喷废气燃烧	废气量	$1.08\times10^6m^3$	100	$1.08\times10^8m^3$	
	烟尘	0.01		1	
	SO_2	0.022		2.2	
	NO_x	0.1587		15.87	
合计	废气量			$2.65\times10^8m^3$	/
	烟尘			2.45	
	SO_2			2.275	
	NO_x			38.88	

⑤焊接废气

焊接烟气主要是在管道敷设焊接时产生的，主要污染物为烟尘，产生量较少，呈无组织排放。

⑥防腐废气

防腐废气主要是在管道敷设补口补伤时产生的，主要污染物为非甲烷总烃，产生量较少，呈无组织排放。

⑵产建工程施工期废水污染源分析

施工期废水包括钻井废水、压裂返排液，管道试压废水，施工废水及施工人员的生活污水。

①钻井废水

钻井废水主要是指洗井、压井、冲砂、套铣等施工时产生的废水以及冲洗下的高倍稀释的钻井泥浆。项目采用的钻井泥浆不含重金属，采用的材料均为无毒或低毒材料，钻井废水具有色度高、COD、悬浮物浓度高的特点。

a.钻井废水量

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通气井的钻井废水量产污系数为 52.64t/100m（≥4km 进尺）、46.41t/100m（2～4km 进尺），本次工程平均钻井深度直井/定向井 3300m、水平井 4000m，注水井 2800m，本工程共新钻气井 245 口（其中直井/定向井 237 口、水平井 8 口），注水井 4 口，钻井废水回用率 95%估算，据此计算钻井废水量见下表。

表 3.2-15　钻井期间钻井废水量统计表

井身结构	单井产生量（m^3）	重复利用率（%）	单井排放量（m^3）	井数（口）	钻井废水量（t）
直井/定向井	1067.43	95%	76.58	237	18149.46
水平井	2105.6	95%	105.28	8	842.24
注水井	1299.48	95%	64.97	4	259.88
合计	/	/	/	249	19251.58

b.钻井废水水质

根据建设单位提供资料，本项目钻井废水中含高倍稀释的钻进液，COD 浓度约 100～500mg/L、悬浮物浓度约 50～1000mg/L、pH6~9、全盐量 100g/L，石油类 100～200mg/L，铁 1—15mg/L，另含有挥发酚、氯化物等，矿化度高。

钻井废水暂存于废液收集罐，在井下作业完成后，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处理处置能力的单位进行规范化集中处理，不外排。

②压裂返排液

压裂是利用地面高压泵组将前置液注入井中，通过井底高压在地层中产生裂缝，将带有支撑剂的携砂液注入缝中，并在缝中填以支撑剂。停泵后，压裂液粘度在破胶剂的作用下逐渐降低返排出地面，并在地层中形成具有高导流能力的支撑裂缝，压裂返排液

的主要成分包含胍胶、石油类及其它各种添加剂。

a.压裂返排液废水量

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，气井压裂产生压裂返排液产量是 263.98t/井，井场压裂返排液回收处理后，再循环率达 95%，据此估算剩余压裂返排液产量约 13.2t/井，本项目规划建设气井 245 口，故产生压裂返排液产量约 3234t。

b.压裂返排液水质

根据《长庆油田 2019 年措施返排液处理站实施方案（第一批）》（西安长庆科技工程有限责任公司）对各采气厂运行过程中产生的各类措施返排液成分进行了实测分析，以作为措施返排液处理站设计进水水质指标，根据该普测统计数据，水质指标见下表。

表 3.2-16　压裂返排液水质指标

废液类型	pH	含油量（mg/L）	悬浮物（mg/L）	矿化度（mg/L）	色度（mg/L）	粘度（mPa·s）	溶解氧（mg/L）
压裂返排液	6~9	20~50	200~1000	5000~10000	500~2000	2~15	1~3

另外，参考《内蒙古恒盛环保科技工程有限公司苏里格气田钻井岩屑/压裂返排液集中处理厂建设项目环境影响报告书》（环评批复 鄂环评字[2016]58 号，验收批复 鄂环监字[2018]47 号），建设单位委托天津市环科检测技术有限公司对苏里格气田苏靖 07-6#场压裂返排液的检测报告，检测数据见表 3.2-17。压裂返排液不属于危险废物，属于一般工业固体废物。

表 3.2-17　压裂返排液检测结果表

检测项目	检测结果	《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）标准值(mg/L)
pH（无量纲）	6.89	/
氰化物（mg/L）	0.004L	5
六价铬（mg/L）	0.004L	5
氟化物（mg/L）	1.46	100
锌（μg/L）	4.1	100000（μg/L）
铍（μg/L）	0.03L	20（μg/L）
铬（μg/L）	3.4	15000（μg/L）
钡（mg/L）	3.86	100
汞（μg/L）	0.2L	100（μg/L）
银（μg/L）	0.005L	5000（μg/L）
砷（μg/L）	1.6	5000（μg/L）
硒（μg/L）	0.3L	1000（μg/L）
铅（μg/L）	2.61	5000（μg/L）
镉（μg/L）	0.10	1000（μg/L）
铜（mg/L）	0.027	100
镍（μg/L）	2.0	5000（μg/L）

烷基汞	甲基汞（ng/L）	10L	不得检出（指甲基汞＜10ng/L，乙基汞＜20ng/L）
	乙基汞（ng/L）	20L	

压裂返排液统一收集后进入指定收集罐，在井下作业完成后，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处理处置能力的单位进行规范化集中处理，不外排。

③施工废水

施工期除钻井废水外，还会产生设备检修废水及其他施工废水，产生地点分散，产生量较小，设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水抑尘。

④生活污水

道路和管道施工均分段进行，施工人员集中在施工沿线食宿；集气站为改造，依托现有站内生活设施，不设施工营地，井场在施工场地设施工营地。施工人员生活用水按照《行业用水定额》(DB61/T943-2020）陕北地区农村生活用水定额，取 65L/（人·天），污水量取用水量的 80%，项目施工期生活污水产生量见表 3.2-17。

表 3.2-17　项目施工期生活污水产生情况一览表

项目	施工人员/人	施工期/天	数量	排放量/m^3
直井/定向井	30	28.7	237	10790
注水井			4	
水平井		57.8	8	721
改造集气站	20	15	6	94
小计	/	/	/	11605

生活污水中主要污染物浓度 COD 为 350mg/L，BOD_5 为 170mg/L、氨氮为 25mg/L、SS 为 200mg/L。集气站改造施工过程产生的生活污水依托集气站现有一体化污水处理装置处理后回用于站内绿化；井场要求施工营地设可移动式环保卫生厕所，收集后委托当地农民清理，用于农田施肥，不外排。

⑤管道试压废水、旧管线吹扫产生的残余物

本项目管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，试压前采用清管器进行清管，根据气田运行经验，采气管线试压用水重复利用以减少用水量，通常管道试压用水量约为 5m^3/km，据此估算本次产建工程新建管道试压用水量约为 488m^3，试压结束后采用罐车拉运至苏南 18 采出水处理站采出水处理系统处理后回注地层，不外排。

旧管线吹扫产生的残余物全部吹扫至下游站场采出水处理系统，处理达标后回注地层，不外排。

⑶施工期噪声污染源分析

①钻井噪声

井场噪声源多，并且分散分布，主要源自柴油发电机、泥浆泵、振动筛、钻机等机械设备，噪声值在 88-105dB(A)，并呈现出连续、稳态的特性，呈点声源辐射影响周围。钻井阶段主要噪声源见表 3.2-18。

表 3.2-18　钻井井场主要设备噪声源一览表　　单位：dB(A)

序号	设备名称	数量	单台源强（距声源 1m)	噪声特性	属性	备注
1	柴油发电机	4 台（3 开 1 备）	105	机械	连续、稳态	固定声源
2	钻机设备（带柴油机）	2 台（1 开 1 备）	100	机械	连续、稳态	固定声源
3	泥浆泵	2 台	93	机械、液动	连续、稳态	固定声源
4	振动筛	2 台	88	机械、电磁	连续、稳态	固定声源

②压裂和试气噪声

钻井结束后，压裂试气噪声主要为压裂设备噪声和放喷噪声，源强详见表 3.2-19。

表 3.2-19　压裂试气噪声源强一览表　　单位：dB(A)

序号	噪声源	数量	单台源强（距声源 1m）	噪声特性	属性	声源种类
1	压裂混配车	12 辆	100	机械	连续、稳态	固定声源
2	测试放喷	/	100	空气动力	偶发	固定声源

③其他施工噪声

站场、管道及道路建设过程中使用的施工机械、设备和运输车辆产生的噪声情况见表 3.2-20。由于管道及道路属线性工程，局部地段的施工周期较短，属流动声源，施工结束后噪声即消失。

表 3.2-20　主要施工机械噪声值一览表　　单位：dB(A)

序号	噪声源	噪声强度（距声源 1m）	属性	声源种类
1	挖掘机	94	间断、稳态	移动声源
2	吊管机	90	间断、稳态	固定声源
3	电焊机	87	间断、稳态	固定声源
4	推土机	92	间断、稳态	移动声源
5	混凝土搅拌机	97	间断、稳态	固定声源
6	混凝土翻斗车	92	间断、稳态	固定声源
7	混凝土振捣棒	100	间断、稳态	固定声源
8	柴油发电机	105	间断、稳态	固定声源

⑷施工期固体废物污染源分析

钻井过程中的固体废物主要有废泥浆、钻井岩屑等，管道工程清管试压时产生清管废渣、拆除旧管线及设备、施工人员生活垃圾等。

①废弃钻井泥浆

废弃钻井泥浆是指在钻井过程中无法利用的泥浆，其产生量随井深和井径的不同而改变。废钻井泥浆是钻井过程中产生的一种液态细腻胶状物，失水后变成固态物，主要成分是黏土、CMC（羧甲基纤维素）和少量纯碱等。

根据同类气井的调查情况，钻井泥浆产生量可按照经验公式推算：

$$V=0.125\pi D^2h+18(h-1000)/500+116$$

式中：V—废弃钻井泥浆产生量，m^3；

D—井的直径（直井/定向井 0.3112m，水平井 0.3461m，注水井 0.3112m），m；

h—井深（直井/定向井 3300m，水平井 4000m，注水井 2800m），m。

钻井泥浆的循环利用率为 95%，项目钻井废弃泥浆量见表 3.2-21。

表 3.2-21　钻井期间废弃钻井泥浆产生量统计一览表

井身结构	单井产生量（m^3）	重复利用率（%）	单井排放量（m^3）	井数（口）	泥浆量（t）
直井/定向井	324.30	95%	16.22	237	3844.14
水平井	412.16	95%	20.61	8	164.88
注水井	287.29	95%	14.36	4	57.44
合计	/	/	/	249	4066.46

注：泥浆密度 1.15t/m^3

由表 3.2-21 可知，钻井废弃泥浆累计产生量为 4066.46t。本项目采用水基泥浆，根据《危险废物排除管理清单（2021 年版）》，废钻井泥浆属于一般工业固体废物。

废钻井泥浆在钻井前配备地上移动式收集设施，对废钻井泥浆进行不落地收集，在井下作业完成后，钻井泥浆采用破胶脱稳压滤技术设备压缩成饼状，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移，委托陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司进行集中处置。

②废弃钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，其余经泥浆循环泵带出井口，经地面振动筛分离。一般情况下，岩屑的产生量可按以下经验公式计算：

$$W=50\%\times0.25\pi D^2hd$$

式中：*W*—单井岩屑产生量，t；

D—井直径（直井/定向井0.3112m，水平井0.3461m，注水井0.3112m），m；

h—井平均深度（直井/定向井3300m，水平井4000m，注水井2800m），m；

d—岩石密度（取2.8），t/m^3。

根据本项目井的直径和深度，项目钻井过程中的钻井岩屑量见表 3.2-22。

表 3.2-22　钻井期间钻井岩屑产生量统计一览表

井身结构	单井产生量（t）	井数（口）	岩屑量（t）
直井/定向井	351.41	237	83284.17
水平井	526.84	8	4214.72
注水井	298.16	4	1192.64
合计		249	88691.53

由表 3.2-22 可知，钻井废弃岩屑累计产生量为 88691.53t。本项目采用水基泥浆，根据《危险废物排除管理清单（2021 年版）》，废钻井岩屑属于一般工业固体废物。

在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对废钻井泥浆岩屑进行不落地收集，在井下作业完成后由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司进行集中处置。

③清管试压废渣

项目清管、试压时临时沉淀池底含有少量铁锈、焊渣、泥沙废水等废渣，经类比，经自然蒸发后剩余的废渣累计产生量约为 2t，集中收集后送至垃圾填埋场填埋处理。

④拆除旧设备及管线

项目改造的 11 座集气站旧设备及露出地面的旧管线全部拆除，拆除产生的设备及管线重量约为 50t，拆除产生的设备及管线属于一般工业固废，暂存于作业区废料库，综合利用。

⑤生活垃圾

道路和管道施工均分段进行，施工人员集中在施工沿线食宿；集气站为改造，依托现有站内生活设施，不设施工营地，井场在施工场地设施工营地。施工人员生活垃圾按每人每天产生 0.5kg 生活垃圾计。则整个施工期施工人员产生的生活垃圾统计见表 3.2-21。

表 3.2-21　项目施工期生活垃圾产生情况一览表

项目	施工人员/人	施工期/天	数量	施工期生活垃圾产生总量（t）
直井/定向井	30	28.7	237	103.7
注水井			4	
水平井		57.8	8	6.9
改造集气站	20	15	6	0.9
小计	/	/	/	111.5

由上表可知，施工期施工人员生活垃圾累计产生量为 111.5t，施工场地设置临时生活垃圾收集桶，统一收集后运至环卫部门指定地点处置。

⑸施工期生态环境影响

气田开发施工期以非污染生态影响为主要特征，简述如下：

①压占土地

本项目总占地 156.2849hm^2，其中永久占地 16.9949hm^2，包括集气站改造新增场地、井场工程及进场道路工程的永久征地；临时占地 139.29hm^2，主要为管线敷设、用于上述钻井井场、处理站施工过程中的施工便道、搭建的临时营地等占地。见表 2.3-17《工程占地类型及面积分布一览表》。永久占地将永久性地改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，施工结束后经过 2～3 年后可恢复原有使用功能。

②破坏植被

施工期对植物的影响主要是占地面积内原有植物的清理、占压及施工人群的干扰。项目施工不但造成直接破坏区的植被剥离，还将对间接破坏区的植被造成压占，造成局部区域生物量的减少。

③破坏、污染土壤

项目对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力和土壤污染影响三个方面。项目土方的开挖和回填，造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地农作物等植被的生长和产量造成一定影响。此外，钻井过程中废弃物收集处置不当，将对局部土壤造成污染。

④水土流失

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

⑤破坏景观

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

⑥破坏干扰生态系统

项目建设对项目区内的草地生态系统、森林生态系统、灌丛生态系统、农田生态系统等产生一定的不利影响，使局部生态系统受到破坏干扰，采取生态保护措施后，工程影响范围和程度有限。

工程施工期污染源及生态影响汇总分别见表 3.2-22。

表 3.2-22　工程施工期“三废”排放及生态影响汇总一览表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	柴油机燃烧烟气	烟尘	43.11	43.11	无组织排放
		SO_2	30.03	30.03	
		NO_X	753.22	753.22	
		烃类	87.22	87.22	
	测试放喷烟气	烟尘	2.45	2.45	引入井场测试放喷管安全燃烧
		SO_2	2.275	2.275	
		NOx	38.88	38.88	
废水	钻井废水	COD、SS、pH、全盐量、石油类、铁、挥发酚、氯化物等	19251.58	0	钻井废水暂存于废液收集罐，在井下作业完成后，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处理处置能力的单位进行规范化集中处理，不外排。
	压裂返排液	色度、含油量、悬浮物、pH 等	3234t	0	压裂返排液统一收集后进入指定收集罐，在井下作业完成后，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处理处置能力的单位进行规范化集中处理，不外排。
	施工废水	SS、石油类	/	/	设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水抑尘
	试压废水	SS	/	/	采用罐车拉运至苏南 18 采出水处理站采出水处理系统处理后回注地层，不外排
	生活污水	COD、BOD_5、氨氮、SS	11605m^3	0	集气站改造施工过程产生的生活污水依托集气站现有一体化污水处理装置处理后回用于站内绿化；井场要求施工营地设可移动式环保卫生厕所，收集后委托当地农民清理，用于农田施肥，不外排。
噪声	设备噪声	钻机、柴油机、测试放喷、挖掘机、推土机等，源强 88~105dB(A)			优选低噪声设备
固废	钻井阶段	钻井岩屑	88691.53t	/	对废钻井泥浆岩屑、泥浆进行不落地收集，在井下作业完成后由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司进行集中处置。
		钻井泥浆	4066.46t	/	
	拆除阶段	拆除旧设备及管线	50t	/	属于一般工业固废，暂存于作业区废料库，综合利用。
	清管试压	清管试压废渣	2t	/	生活垃圾统一收集后，运送至附近村民生活垃圾收集点，交由环卫部门处理。
	施工人员生活	生活垃圾	111.5t	/	
生态	井场、改造集气站、道路、管线等施工建设	占用土地、植被破坏、水土流失等			施工结束后，临时占地恢复原有使用功能，进行植被恢复工作

3.2.3.2 产建工程运行期污染源分析

⑴产建运行期废气污染源分析

a.集气站燃气压缩机燃烧烟气

根据建设单位提供资料，本次工程苏南 16A 区、B 区、苏南 32 集气站各新增 1 台 630kW 燃气压缩机、苏南 21 集气站新增 1 台 470kW 燃气压缩机；苏南 12、苏南 11 各新增 1 台 500kw 电驱压缩机组、苏南 23 站新增 1 台 400kw 电驱压缩机组。

630kw 单台燃气压缩机组耗气量约为 63m^3/h、470kw 单台燃气压缩机组耗气量约为 47m^3/h。燃气压缩机组以自产下古天然气作为气源，燃烧废气由 8m 高排气筒排放。废气中的主要污染物为烟尘、SO_2 及 NOx 等。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》，天然气锅炉燃烧废气量 107753 标立方米/万立方米－原料，SO_2 产生量 0.02S 千克/万立方米－原料，NO_x 产生量 15.87 千克/万立方米－原料进行计算。根据《环境保护实用数据手册》，燃烧 1 万方天然气，产生 0.8～2.4kg 烟尘，本次以 1kg 计算。本项目气田下古 H_2S 平均含量 115.3mg/m^3，经计算 S=108.52。则各集气站燃气压缩机废气排放情况见表 3.2-23。

表 3.2-23　本项目燃气压缩机烟气产生与排放情况表

污染源	污染物	天然气使用量（m^3/d）	烟气量（m^3/a）	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	排放量（t/a）
苏南 16（A 区）集气站燃气压缩机	烟尘	1512	5.38×10^6	9.28	0.006	0.049
	SO_2			20.62	0.014	0.108
	NOx			147.27	0.0997	0.79
苏南 16（B 区）集气站燃气压缩机	烟尘	1512	5.38×10^6	9.28	0.006	0.049
	SO_2			20.62	0.0014	0.011
	NOx			147.27	0.0997	0.79
苏南 32 集气站燃气压缩机	烟尘	1512	5.38×10^6	9.28	0.006	0.049
	SO_2			20.62	0.014	0.108
	NOx			147.27	0.0997	0.79
苏南 21 集气站燃气压缩机	烟尘	1128	4.01×10^6	9.28	0.004	0.037
	SO_2			20.62	0.010	0.083
	NOx			147.27	0.0745	0.59

由上表可知，燃气压缩机废气中烟尘浓度为 9.28mg/m^3、SO_2 浓度为 20.62mg/m^3、NOx 浓度为 147.27mg/m^3，污染物排放浓度均符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中的排放限值要求。

b.集气站无组织烃类气体

本次产建项目采用中低压集输，全年无需注醇，无新增甲醇废气产生。

项目运行过程中虽然全过程密闭，但各站场阀门、法兰、连接件及压缩机等运行期

间仍不可避免产生极少量逸散气体，主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢，无组织逸散气体约为物料的 0.01%，天然气密度为 0.74kg/m^3，下古非甲烷总烃平均含量 0.99%，H_2S 平均含量 115.30mg/m^3；上古非甲烷总烃平均含量 1.14%，H_2S 平均含量 2.75mg/m^3。

苏南区块本次新增产能规模 15×10^{8}m^3/a，其中上古 9×10^{8}m^3/a，下古 6×10^{8}m^3/a。项目集气站天然气无组织逸散排放情况如下：

表 3.2-24　工程无组织逸散烃类排放量

开发层位	新增产能规模（m^3/a）	逸散量（m^3/a）	非甲烷总烃排放量（t/a）	硫化氢排放量（t/a）
上古	9×10^8	90000	0.76	0.00025
下古	6×10^8	60000	0.44	0.0069
合计	15×10^8	150000	1.20	0.00715

本项目实施后未增加现有集气站设计处理规模，本次无组织产生量已在现有工程环评阶段均按照最大设计规模进行了污染物核算及影响分析，针对改造集气站无组织废气量不新增。

②运行期废气排放汇总

大气污染物排放量汇总见表 3.2-25。

表 3.2-25　本次产建工程部分大气污染物排放量核算一览表

序号	污染物	年排放量（t/a)
1	颗粒物	0.184
2	NOx	2.96
3	SO_2	0.04
4	非甲烷总烃	1.20
5	硫化氢	0.00715

⑵产建工程运行期废水污染源强分析

本项目不新增劳动定员，因此不新增生活污水。本项目运行期的废水主要是集气站分离的气田采出水。其主要污染物及产生量如下：

本产建项目各集气站进行初步气水分离，会产生气田水，根据产建设计，本次产建工程新增产能 15×10^{8}m^3/a，开发区域气井平均水气比为 0.4m^3/10^{4}m^3，集气站可脱除约 80%的采出水，其余 20%在天然气净化厂中脱除。则新增采出水产生量约为 145.45m^3/d（48000m^3/a）。

本次评价还收集了长庆油田分公司第一采油厂宜川气田宜-2 站采出水储罐中采出水的例行监测数据：石油类 310～476mg/L，悬浮物 108～256mg/L。另收集了苏里格气田第二处理厂采出水处置装置进口水质竣工验收监测数据：石油类 476mg/L，悬浮物

256mg/l。通过以上数据类比，本次评价采出水中污染物浓度取保守值：石油类 500mg/L、悬浮物 260mg/L，集气站分离气田采出水暂存于站内各自的采出水罐，含醇采出水定期拉运/管输至郝滩采出水处理站处理后回注地层，不含醇采出水定期拉运/管输至苏南 18 采出水处理站处理后回注地层。

⑶噪声

井场和管线运行期无噪声产生。集气站正常情况下主要噪声源为压缩机和泵类等。产建工程运行期的噪声污染源详见表 3.2-26。

表 3.2-26　本次产建项目主要噪声源统计一览表　　单位：dB(A)

噪声源位置		设备名称	数量	单台声源强度（1m）	声源性质	位置	采取的措施	治理后噪声源强
各单座集气站	压缩机组区	天然气压缩机	1 台	95	连续空气动力声源	压缩机房	①选用低噪声设备；②专门用房活水池内布置；③基础减振；④定期维护，保养；采取上述措施后噪声源强可降低 20-25dB(A)	70
	泵类	污水泵	1 台	75	连续机械动力声源	泵房内		55
井区道路		巡检及作业车辆	7 辆	85	流动声源	/	限速行驶、禁止鸣笛	85

⑷固体废物污染源强分析

本工程产生的固体废物主要为清管废渣、废润滑油。

①集气站清管废渣

各集气站内均设有清管装置，定期对采气、集气管线进行清管作业，将产生清管废渣，主要来自介质中的悬浮固体沉淀，以及管道因摩擦、锈蚀而产生的渣粉，主要成分为 SS 和氧化铁，还含有一定量的凝析油。据类比现有工程实际运行经验，本次产建工程新增清管废渣产生量为 2.5t/a，清管废渣属于危险废物，废物代码：HW08-251-001-08，铁皮桶装收集后直接运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，最终统一由陕西邦达环保工程有限公司进行安全处置。

②集气站废润滑油

集气站中压缩机等设备，在维护运行和检修过程中，每年将会更换一定量的润滑油。根据对集气站现有压缩机更换润滑油情况的调查，更换掉的废润滑油约占使用量的 70%，预计废润滑油产生量约 0.8t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录（2021 年版）》中的

危险废物，危险废物类别为 HW08，具体代码 900-214-08，铁皮桶装收集后直接运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，最终统一由陕西邦达环保工程有限公司进行安全处置。项目固废产生及处置情况见 3.2-27。

表 3.2-27　项目固废产生及处置情况一览表

产生场所	固废名称	产生工序/装置	属性	废物代码	产生量（t/a)	处置措施
集气站	清管废渣	清管作业	危险废物	HW08-251-001-08	2.5	铁皮桶装收集后直接运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，最终统一交由陕西邦达环保工程有限公司进行安全处置。
	废润滑油	压缩机运行、维护、检修	危险废物	HW08-900-214-08	0.8	

⑸产建工程运行期生态环境影响因素分析

项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，道路两侧及场站周围植物防护带，以减少水土流失。集输过程对生态环境的影响主要是当集输管道发生破裂和站场发生天然气泄漏后，在空气中形成爆炸性气体，遇火源发生火灾爆炸事故时，对生态环境带来次生影响。

⑹环境风险因素分析

气田开发的事故风险主要有钻井过程中发生的井漏、泥浆泄漏；采气及井下作业发生的井喷、火灾、爆炸；天然气处理和集输过程中的泄漏、火灾和爆炸等。

工程运行期三废排放汇总见表 3.2-28。

表 3.2-28　工程运行期“三废”排放汇总一览表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	处理措施及排放去向
废气	集气站燃气压缩机	颗粒物	0.184t/a	0.184t/a	8m 高排气筒排放
		SO_2	0.407t/a	0.407t/a	
		NOx	2.96t/a	2.96t/a	
	集输无组织逸散	非甲烷总烃	1.02t/a	1.02t/a	密闭集输
		硫化氢	0.00715t/a	0.00715t/a	
废水	气田采出水	pH、COD、石油类、SS、盐类	48000m^3/a	0m^3/a	集气站分离气田采出水暂存于站内各自的采出水罐，含醇采出水定期拉运/管输至郝滩采出水处理站处理后回注地层，不含醇采出水定期拉运/管输至苏南 18 采出水处理站处理后回注地层。
固废	清管废渣	HW08-251-001-08	2.5t/a	0t/a	铁皮桶装收集后直接运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，最终统一由陕西邦达环保工程有限公司进行安全处置。
	废润滑油	HW08-900-214-08	0.8t/a	0t/a	

根据建设项目工程分析，产建工程运行期污染物排放汇总情况见表 3.2-29。

表 3.2-29　项目运行期污染物排放汇总一览表

类别	名称	产生量	消减量（t/a)	排放量
废气	颗粒物	0.184t/a	0t/a	0.184t/a
	SO_2	0.407t/a	0t/a	0.407t/a
	NOx	2.96t/a	0t/a	2.96t/a
	非甲烷总烃	1.20t/a	0t/a	1.20t/a
	硫化氢	0.00715t/a	0t/a	0.00715t/a
废水	废水量	48000m^3/a	48000m^3/a	0
固废	清管废渣	HW08-251-001-08	2.5t/a	2.5t/a
	废润滑油	HW08-900-214-08	0.8t/a	0.8t/a

备注：固体废物中排放量即处置量。

3.2.3.3 产建工程退役期污染源分析

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终气田将进入退役期。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物，因此，在闭井施工操作中应注意采取降尘措施；同时气井在废弃阶段如果井口封闭不严，可能出现微量天然气泄漏。退役期要将产生的固体废物集中进行收集，外运至指定的固体废物填埋场填埋处理。另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理。废弃的天然气管道和井场设备在拆除时将会对地表植被产生破坏和干扰，产生少量扬尘和固体废物，同时也可能引起新的水土流失。因此，在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，将产生的固体废物集中收集，分类处置，并对占地范围内土地进行整治及植被恢复。

3.3 本项目建设前后污染物排放量的变化情况（三本账）

综上所述，本次开发工程建成后三废产生量及排放量增减状况见表 3.3-1。

表 3.3-1　本次开发工程建设前后三废产生量及排放状况总一览表　　单位：t/a

类别	名称	现有工程排放量	本次开发工程排放量	以新代老削减量		总体工程排放量	增减量
废气	烟尘	1.56	0.184	0.25	拆除锅炉消减	1.494	-0.066
	NOx	14.41	2.96	2.38		14.99	+0.58
	SO_2	2.685	0.407	0.56		2.532	-0.153
	非甲烷总烃	0.87	1.20	0		2.07	+1.20

	硫化氢	0.00528	0.00715	0	0.01243	+0.00715
	甲醇	0.059	0	0	0.059	+0
废水	气田采出水	0	0	0	0	+0
	生活污水	0	0	0	0	+0
固废	废润滑油	10	0.8	0	10.8	+0.8
	采出水罐底泥	5	0	0	5	+0
	清管废渣	2.7	2.5	0	5.2	+2.5
	生活垃圾	19.54	0	0	19.54	+0

备注：固体废物中排放量即处置量。

3.4 清洁生产体系

3.4.1 钻井过程清洁生产

⑴钻井采用水基钻井液体系，以水为分散介质，以黏土（膨润土）、加重剂及各种化学处理剂为分散相的溶胶悬浮体混合体系，该钻井泥浆基本为无毒性泥浆，已广泛应用于气田开采。

⑵作业井场将采用泥浆循环利用等环保设施，减少废弃泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法是：

钻井过程中使用小循环，转换泥浆及完井泥浆回收处理利用；井队充分回收利用污水，泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用，冲洗钻台等污水打入污水循环回收罐循环使用。

⑶采用低比重，低失水的优质水泥固井，注水井固井水泥套管上返高度至地面井口，即全井四周均为水泥套管所包裹极大地减少了套外返水事故时对各层地下水的污染。同时，固井水泥中加入防窜降失水剂，有效控制了泥浆的失水。

⑷钻井时井口安装井控装置最大限度地避免井喷事故的发生。

3.4.2 井下作业清洁生产

⑴在井场，加强气井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发；在集气站对设备的选型设计充分考虑其承受的压力，站内阀门、泵等设备装置密闭性能高，杜绝烃类气体跑冒等无组织排放。

⑵起下气管时，安装自封式封井器，避免天然气喷出。另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

⑶在井下作业过程中，对产生的废液拟采用循环作业罐（车）收集，由陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司拉运处理达标后回注，使作业污水、污油得到有效回收、利用。

⑷采用射孔工程设计软件，优化射孔类型孔密、孔深、孔径等参数。射孔前洗井，采用活性水或优质低伤害射孔液。

⑸压裂液：使用无毒水基压裂液，减少了对环境的危害。

⑹压裂作业过程中产生的压裂残液和返排液回收循环率达 95%，其余统一收集后进入指定收集罐，在井下作业完成后，由陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司拉运处理达标后回注。

⑺试气作业采取防喷、防泄漏等措施，防止天然气泄漏造成环境污染。

⑻对井场废水、作业用液、废液等可能落地处采取防渗措施。

3.4.3 天然气集输清洁生产

⑴优化布局

本项目采取总体方案设计、总体布局实施，合理确定站场及线路（气、水、电线路）走廊带位置和走向，最大限度地减少站场数量，降低地面工程建设投资。

⑵天然气集输

集输管线采用全密闭集输流程，该措施对合理回收和利用天然气资源，减少环境污染，发挥经济环境效益就显得十分重要，天然气集输方案符合清洁生产与循环经济要求。

⑶气田采出水处理

为了保护环境和节约用水废水处理站处理后，气田采出水经处理站处理后回注地层，不外排。

⑷在井场、集气站、道路、集输管线等系统施工后绿化，可有效降低工程施工对环境的影响。

3.4.4 清洁生产指标分析

气田开发不同于一般工业建设项目，其物耗和能耗随着地理环境、油藏特性、钻井深度等不同而存有较大差异。本次评价参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、井下作业、采气作业等三个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，见表 3.4-1、表 3.4-2、表 3.4-3。

表 3.4-1　钻井作业清洁生产指标分析

序号	一级指标	二级指标	评价基准	本气田	权重值分	得分
1	资源与能源消耗指标	占地面积（m^2)	符合行业标准要求	符合行业标准要求	15	15
		新鲜水消耗（t/100m标准进尺）	≤25	20	15	15

2	生产技术特征指标	固井质量合格率（%)	≥95	≥99	5	5
3	资源综合利用指标	钻井液循环率	≥50%	＞90%	10	10
		柴油机效率（%)	≥80	＞80	10	10
		污油回收率（%)	≥90	不涉及	10	10
4	污染物产生指标	钻井废水（t/100m标准进尺）	≤35	2～3	10	10
		石油类（mg/L)	≤10	＞10	5	0
		COD(mg/L)	≤150	＞150	5	0
		废弃钻井液(m^3/100m标准进尺）	≤10	＜10	10	10
		柴油机烟气	符合排放标准要求	符合排放标准要求	5	5
5	资源与能源消耗指标	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	水基钻井液体系	10	10
		柴油消耗	具有节油措施	具有节油措施	5	5
6	生产技术特征指标	钻井设备	国内领先	国内领先	5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设备，且使钻井液不落地	配有收集设备，且使钻井液不落地	5	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	具备	5	5
		有无防噪措施	有	有	5	5
7	管理体系建设及清洁生产审核	建立QHSE管理体系		建立QHSE管理体系	10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		企业正在开展清洁生产审核	20	20
		制定节能减排工作计划		每年都制定新计划	5	5
8	贯彻执行环境保护法规的符合性	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		满足	10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		每年检查一次	5	5
		满足其它法律法规要求		满足其他法律法规要求。	5	5
合计					200	190
定量指标占 0.6%、定性指标占 0.4%					100	95

表 3.4-2　井下作业清洁生产指标分析

序号	一级指标	二级指标	评价基准	本气田	权重值分	得分
1	资源与能源消耗指标	作业液消耗（m^3/井次）	≤5.0	＜3.0	10	10
		新鲜水消耗（m^3/井次）	≤5.0	＜3.0	10	10
		单位能耗	行业基本水平	行业先进水平	10	10
2	生产技术特征指标	压裂放喷返排入罐率(%)	100	100	20	20
3	资源综合利用指标	落地原油回收率（%)	100	不涉及	10	10
		生产过程排出物利用率（%)	100	100	10	10

4	污染物产生指标	作业废液量（m^3/井次）	≤3.0	大于3.0	10	0
		石油类（mg/L)	≤50	＞50	5	0
		COD(mg/L)	≤150	＞150	5	0
		含油污泥（kg/井次）	≤70	不涉及	5	5
		生活垃圾（kg/井次）	/	/	5	5
5	生产工艺及设备要求	防喷措施	具备	具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	按标准试压	5	5
		防溢措施	具备	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	不涉及	10	10
6	环境管理体系建设及清洁生产审核	建立QHSE管理体系并通过认证		建立并通过认证	15	15
		开展清洁生产审核		企业正在开展清洁生产审核	20	20
		制定节能减排工作计划		有节能减排计划	5	5
7	贯彻执行环境保护法规的符合性	满足其它法律法规要求		满足	20	20
合计					200	180
定量指标占0.6%、定性指标占0.4%					100	90

表 3.4-3　采气作业清洁生产指标分析

序号	一级指标	二级指标	评价基准	本气田	权重值分	得分
1	资源与能源消耗指标	综合能耗（kg标煤/t采出液）	稀油≤65 稠油≤160 天然气≤50	20	30	30
2	资源综合利用指标	余热余能利用率（%）	≥60	60	10	10
		油井伴生气回收利用率（%）	≥80	不涉及	10	10
		含油污泥资源化利用率（%）	≥90	不涉及	10	10
4	污染物产生指标	石油类（mg/L)	≤10	＞10	5	0
		COD(mg/L)	≤150	＞150	5	0
		落地原油回收率（%）	100	不涉及	10	10
		采气废水回用率（%）	≥60	100	10	10
		油井伴生气外排率(%)	≤20	不涉及	10	10
		采气废水有效利用率(%)	≥80	100	10	10
5	生产工艺及设备要求	井筒质量	井筒设施完好	井筒设施完好	5	5
		采气	采气过程醇回收设施	不涉及，不注醇	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	天然气净化设施先进、净化效率高	10	10

		采气方式	采气方式经过综合评价确定	采气方式经过综合评价确定	10	10
		集输流程	全密闭流程	全密闭集输流程	10	5
6	环境管理体系建设及清洁生产审核	建立QHSE管理体系并通过认证		已建立并认证	10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		正在开展	20	20
		制定节能减排工作计划		有	5	5
7	贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	建设项目环保“三同时”制度执行情况		100%执行	5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		100%执行	5	5
		老污染源限期治理项目完成情况		按计划完成	5	5
		污染源排放总量控制与减排指标完成情况		每年都按计划完成	5	5
合计					200	185
定量指标占0.6%、定性指标占0.4%					100	92.5

表 3.4-4　清洁生产企业等级综合评价指标

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指标
清洁生产先进企业	P≥90
清洁生产企业	75≤P＜90
本项目	P=92.5

通过对钻井作业、井下作业和采气作业三阶段清洁生产指标分析表明，本项目开发全过程较好的按照清洁生产的要求进行了设计，将清洁生产贯穿于建设与生产的全过程，符合清洁生产要求，总体达到清洁生产先进企业水平。

3.4.5 建设清洁文明井场

根据《榆林市油气开采清洁文明井场建设标准》（榆政环发〔2017〕69 号）、《延安市油气开发清洁文明井场建设标准》（延市环发〔2019〕71 号）及其补充通知的要求，清洁文明井场建设内容主要包括：

⑴钻探井场

①钻井作业前须完成集中处置设施建设。钻井、压裂、试气作业产生的泥浆废液应当集中收集、处置，做到固液分离，分类收集、处置，综合利用。

②压裂、试气等作业须采取防喷等有效措施。压裂过程产生的压裂液、上清液等废弃物要及时回收，有效处置。试气、洗井等作业产生的污泥要及时回收，污水集中收集，无害化处理，严禁随意排放。

⑵生产井场

①井场应当保持整洁，场内无污染物和废弃物。

②修井或其他井场作业须采取有效的污染防治措施，产生的污染物要及时回收，集

中处置。

⑶清洁文明井场生态建设标准

①井场、站场道路两侧和围墙内外宜绿化区域必须实现林草覆盖，有效覆盖率达到90%以上。

②气田开发过程中剥离的表土，应当单独收集和存放，符合条件的应当优先用于土地复垦、土壤改良、造地和绿化等。钻井、开发等过程中产生的污泥，应当全部处理，处置率要达到 100%。

③井场输送管道严禁裸露地表，要进行深埋，设置明显标识，且恢复植被原貌。

④关闭气井必须采取安全措施封堵气层，封闭井口，按照规定开展土壤污染状况调查、风险评估，实施风险管控和生态修复。

⑷清洁文明井场日常管理

①井场要建立包括日产量、输送量、污水等产生及处置量等内容的明细台账。

②井场应做到清洁卫生，无“跑冒滴漏”现象，场内外无油污、垃圾，杜绝污染物乱堆乱放。

③钻井、压裂、修井等作业的防渗漏措施须经属地生态环境部门验收合格后，方可投入使用。

④按照环境事故应急预案，对井场操作人员进行应急培训，并储备相应的应急抢险物资。

⑤清洁文明井场建设的指导、监督由属地生态环境部门负责，对不建清洁井场或管理不善造成环境污染的，责令整改，依据情节予以处罚。

⑥市生态环境局对全市清洁文明井场建设实行统一监督考核，表彰奖励清洁文明井场建设先进县（市、区）和单位，对建设进展快、标准高的企业通报表扬；对建设缓慢，达不到本标准的企业通报批评。

3.4.6 小结

通过对钻井作业、井下作业和采气作业三阶段分析表明，本次开发全过程较好地按照清洁生产的要求进行了设计，将清洁生产贯穿于建设与生产的全过程，符合清洁生产要求。

4 区域环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地形地貌

本次产建工程井场内容全部位于榆林市靖边县及定边县、部分改造集气站位于延安市吴起县，主要分布于白于山两侧。

靖边县、定边县南部为黄土梁状丘陵沟壑区，北部为风沙滩地，地势总体南高北低。白于山为东西走向的梁状山地，境内长约 60km，海拔 1500～1750m，西高东低。其不仅是沙漠高原与黄土高原之间的分界线，也是不同地下水系统的重要分界线以及无定河、洛河、延河、泾河等地表水系的分水岭。白于山及其南坡，海拔 1600～1700m，沟谷深切，一般切深 150～200m。白于山主梁以北有宁条梁梁地，为八里河内流区与无定河的分水岭，亦为白于山北侧三边洼陷靖边滩和安边滩的分界线。白于山北坡海拔 1500～1600m，沟谷切深 30～100m，北部风沙滩地海拔 1250～1400m。最高点位于中山涧镇大墩山，海拔 1823m。最低点位于北部无定河河谷，海拔 1100m。最大相对高差 723m。

吴起县地处黄土高原与毛乌苏沙地过渡区，以白于山为界划分为黄土梁涧区和黄土梁状丘陵沟壑区两大地貌类型。

（1）黄土梁涧区

主要分布于白于山以北的周湾镇和长城镇两个镇，面积约 406km^2，占全县总面积的 10.71%。黄土梁涧区地貌特征：黄土梁宽缓，多呈凸形坡，坡面有细沟、浅沟发育；涧地平展宽阔，横断面呈“U”形，宽几十米到数百米，长 1000～2000m，相对高差 50～100m；涧地分两级，一级涧地宽 500～1000m，高出河床 50～80m；二级涧地零星分布，向主河沟方向倾斜。

（2）黄土梁状丘陵沟壑区

主要分布在白于山以南的铁边城镇（包括新寨社区、王洼子社区）、庙沟镇、吴仓堡镇、五谷城镇（包括薛岔社区）、白豹镇、长官庙镇、吴起街道，面积约 3385.2km^2，占全县总面积的 89.29%。黄土梁状丘陵沟壑区由 9 川 1 河 36 条支流构成“两沟夹一梁”的地貌特征，梁地面积与沟壑面积大致相当。地势明显向主沟和两侧支沟缓倾或作阶梯状过渡；沟壑交织，相对切割深度达 150～200m，具有两级阶地，地形组合为梁地、沟谷与河谷阶地。

4.1.2 气候

本区域属温带半干旱大陆性季风气候区，四季变化大，冬季主要受西利亚冷气团影响，并受内蒙古高压控制，形成强烈的西北风，夏季受太平洋副热带高压作用，东南风频繁。其气候特点为：冬春长、夏季短，温差较大，春季干旱多风，夏季暑热多雨、秋季温良、温度变化大，冬季寒冷多干燥。

各区主要气象要素特征见表 4.1-1：

表 4.1-1　区域主要气象要素特征一览表

气象要素		单位	靖边县	定边县	吴起县
平均气压		hPa	873.5	863.8	868.1
气温	年平均	℃	7.8	7.9	8.0
	极端最高	℃	36.4	37.7	38.3
	极端最低	℃	-28.5	-29.4	-28.5
平均相对湿度		%	59	52	61
年平均降水量		mm	377.1	323.6	438.7
年平均蒸发量		mm	1935.5	2291.1	1563.0
风速	平均	m/s	2.8	3.3	1.6
	最大	m/s	28.8	33.0	17.0
地面温度	平均	℃	10.6	10.3	10.3
日照时数		h	2768.7	2743.3	2384.3
大风日数		d	20.5	21.3	10.4
霜日数		d	166	141	118
最大积雪深度		cm	18	13.0	15
冻土深度	标准冻深	cm	85	99	82
	最大冻深	cm	112	133	95

4.1.3 地表水

本次采气管线不涉及地表水穿跨越，开发区域内涉及的地表水主要为红柳河、八里河。

红柳河源于新安边镇红泥崾峻，系无定河一级支流。东北流入靖边县。境内流长 18km，流域面积 402.44km^2，常流量 0.1m^3/s～0.2m^3/s。河流比降 0.71%，最大洪流量 1700m^3/s，水质总硬度超 250mg/L。

八里河内流河，发源于白于山地，由学庄乡的阳山涧、武峁子乡的孤山涧、杨井镇的鹰窝山涧组成，至安边镇的谢前庄汇流后称八里河，到石洞沟乡的马家梁以东消失。上源以鹰窝山涧最长，约 30.5km。自谢前庄数源汇合后直至河流尾闾，长约 24km，全河总长 54.5km，流域面积 384km^2，常流量 0.2m^3/s～1m^3/s，是陕西省境内最大的内陆河。根据《陕西省水功能区划》，以上河流属III类水环境功能区。

项目区域水系图见图 4.1-1。

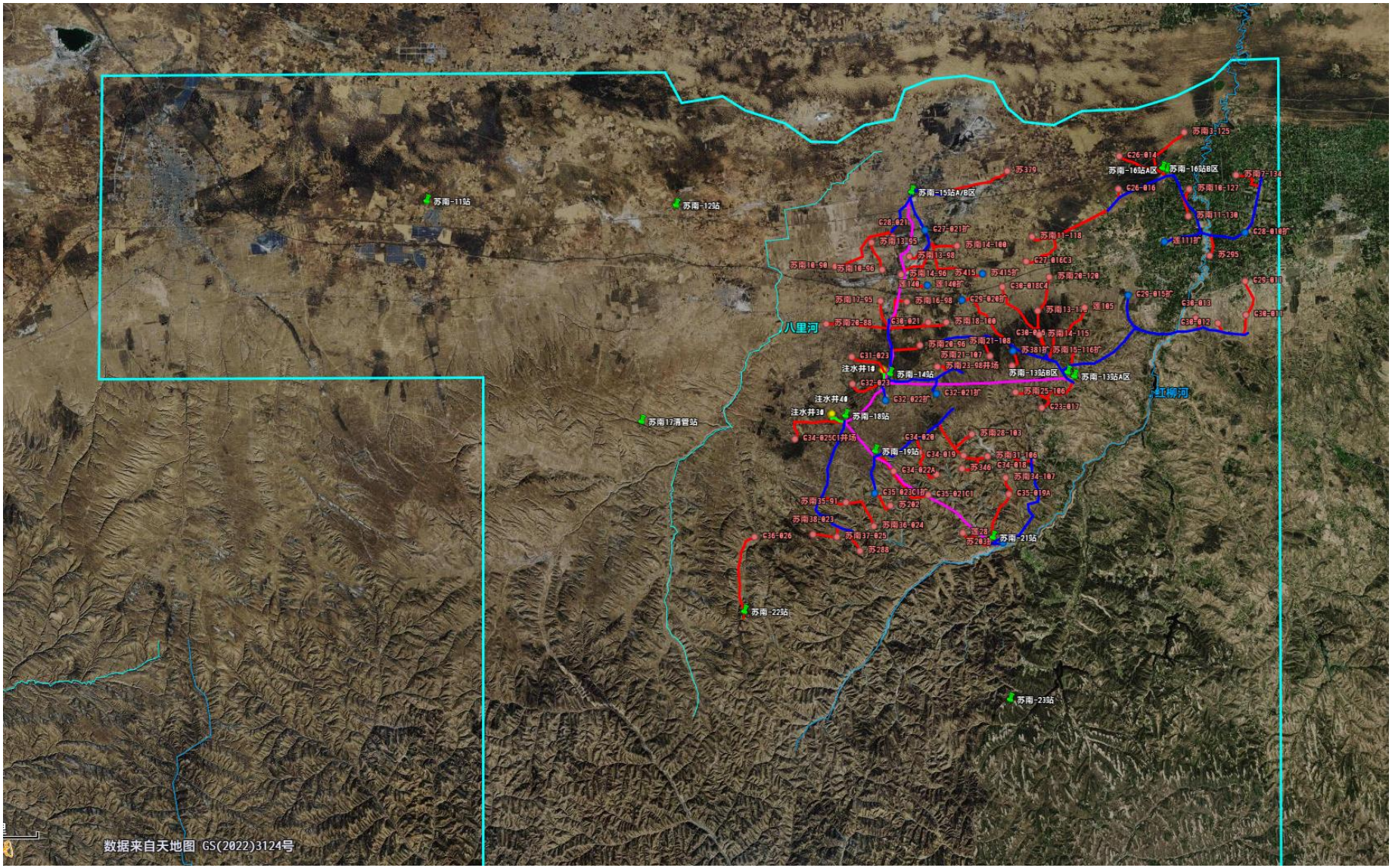


图 4.1-1　区域地表水系图

4.1.4 水文地质

4.1.4.1 区域水文地质条件

1 地层岩性

本项目地处鄂尔多斯地块伊陕斜坡西部边缘，西侧为天环向斜，构造作用微弱，岩层平缓，主要发育有 NE40°～70°、NW20°～40°两组节理裂隙。区内出露地层为白垩系（K）、新近系（N）和第四系（Q），深部为三叠系—寒武系。出露地层岩性特征分述如下。

（1）白垩系（K）

全区均有分布。自下而上划分为洛河组（K_1l）、环河组（K_1h）、罗汉洞组（K_1lh）。出露于南部沟谷及北部梁状高地，出露厚度 10～20m。总厚度 600～900m，由东向西逐渐增厚。

①洛河组（K_1l）

区内未见出露，埋藏于环河组之下。顶板埋深自东向西由浅变深，东部堆子梁、学庄一带为 500～600m，西部罗庞塬一带为 700～800m。以风成沙丘砂岩夹丘间粉细砂岩、砂质泥岩组合为主。岩性为一套砖红色、浅棕红色，发育巨型交错的块状长石砂岩，中细粒结构，泥钙胶结，少量含砾砂岩、粗砂岩、粉细砂岩，结构疏松，孔隙发育且连通性好。厚度和岩相较稳定。厚 300～450m。与下伏侏罗系呈平行不整合接触。

②环河组（K_1h）

出露于白于山南坡诸沟谷及定边北部，其它地段多埋藏于第四系和新近系之下，顶面埋深 100～200m。环河组是一套以水成为主的沉积地层，大致以白泥井为界，北部以河流相沉积为主；南部以三角洲、湖泊相沉积为主。岩性为紫灰、棕红、青灰色长石砂岩夹棕红色泥岩、泥质粉砂岩，局部可见膏盐沉积，钙、泥质胶结，厚度 400～550m。环河组与下伏洛河组整合接触。

③罗汉洞组（K_1lh）

主要分布于子午岭地带，出露于十字河及头道川支沟沟脑部位。岩性主要为棕红色、桔红色、紫红色中细粒长石砂岩、钙质细砂岩、长石石英砂岩夹紫红色泥岩、粉细砂岩薄层，残留厚度 0～120m。

（2）新近系（N）

区内新近系为上新统保德组（N_2b），出露于沟谷边坡下部，顶底面起伏大。保德

组为一套干旱半干旱—半湿润气候环境条件下的河湖相红层沉积。岩性为深红色含钙质结合层、砂质黏土岩及灰白色、棕灰色砂砾岩或砾岩，含三趾马及其他动物骨骼化石，致密坚硬，厚度 10～80m，为较好的隔水岩层。

（3）第四系（Q）

第四系分布广泛，成因类型以风积为主，其次为冲洪积、冲湖积。风积相分布于黄土梁峁区和沙地；冲洪积相分布于河谷阶地区；冲湖积相分布于滩地、涧地。本项目所在区域主要为黄土梁峁区。

①下更新统午城黄土（Q_p^{1eol}）

主要分布于西川流域各支沟上游或沟脑部位。岩性为棕黄色、棕红色石质黄土，致密坚硬，富含钙质，含少量黑色斑点及白色钙质网纹。孔隙和垂直节理不发育，厚度 10～50m。

②中更新统离石黄土（Q_p^{2eol}）

分布于白于山区。岩性为棕黄色、褐黄色、淡棕黄色黄土状粉土和粉质粘土夹有薄层粉砂，致密坚硬，孔隙发育，具垂直节理，含钙质结核和黑色条纹及铁锰质斑点。一般发育 2～6 层古土壤，南部黄土残塬古土壤层增多，在訾掌一带发育古土壤有 16 层。古土壤呈棕黄色粉土、粉质粘土，成壤作用较差，团粒结构不显，往往无淀积层，单层厚 0.2～6m。白于山分水岭以南，岩层厚度大，构成黄土塬、梁峁主体，姬塬、刘峁塬、罗庞塬厚度可达 230～250m。白于山分水岭及北部黄土梁峁、斜坡区，厚度较小，一般厚 50～130m。

③上更新统马兰黄土（Q_p^{3eol}）

分布于白于山区，岩性为褐黄、淡棕黄色黄土状粉土及粉质粘土，夹薄层粉砂。具针状或放射状孔隙、含钙质结核和黑色条纹及斑点。质地较均一，疏松且具垂直节理，孔隙发育。白于山以南的梁峁部位一般厚度较小，为 5～20m。残塬区和北部黄土宽梁及斜坡区较厚，一般 45～65m。

区域地层柱状图见表 4.1-2。

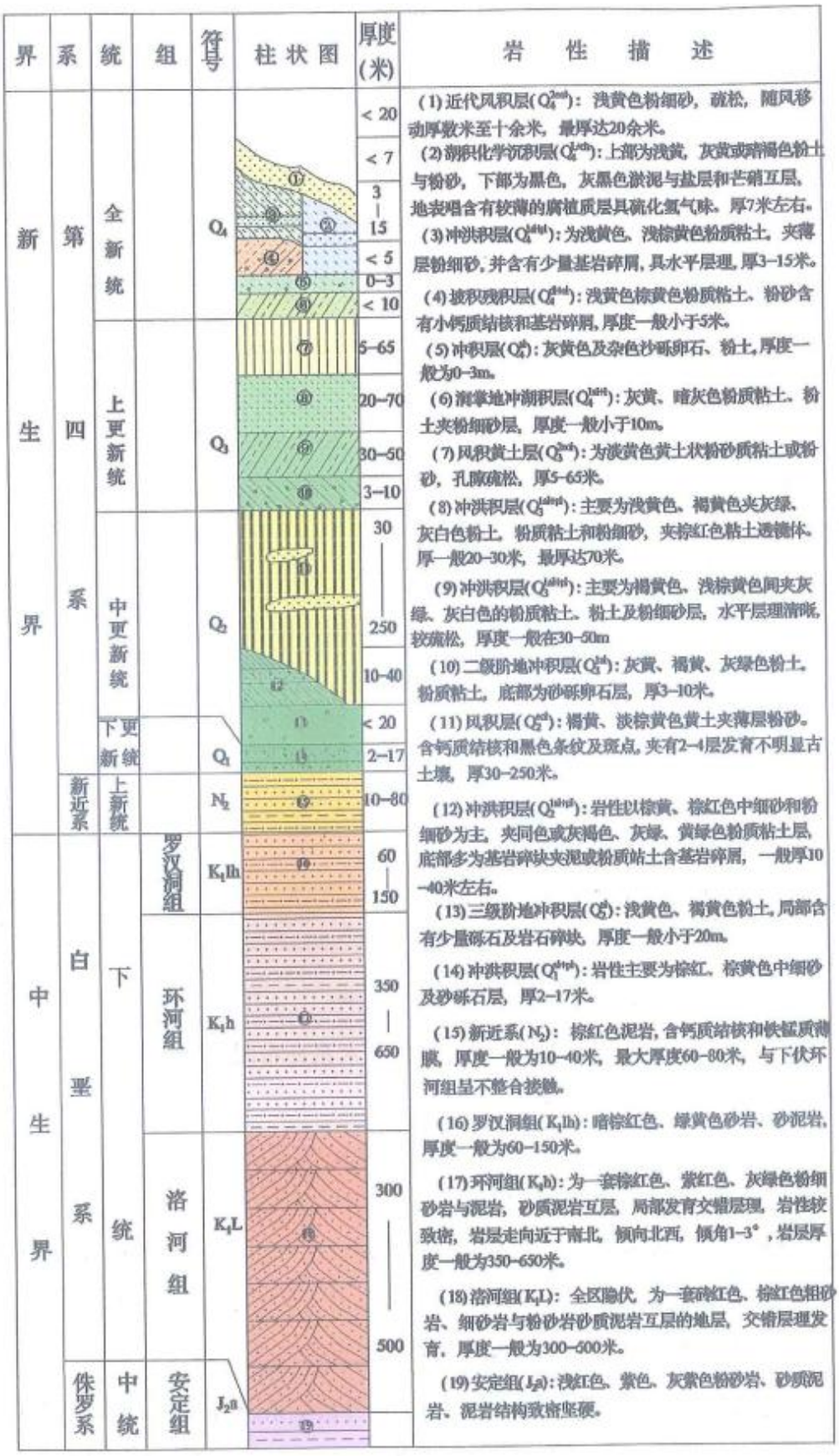


表4.1-2　区域地层系统一览表

2 区域地下水系统划分

本项目产建工程在榆林市定边县、靖边县及延安市吴起县均有分布，其中大部分井场、采气管线及全部的注水管线、采出水管线分布在定边县，靖边县涉及部分井场及采气管线，吴起县仅涉及苏南-23 集气站、苏南-32 集气站两个场地。本次评价重点对定边县、靖边县水文地质条件进行调查，对吴起县水文地质情况进行简要描述。

根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查研究》《榆林市南部地下水勘查 榆林市定边县地下水勘查报告》（西安地质矿产研究所，2011 年 3 月）、《榆林市南部地下水勘查报告》（西安地质矿产研究所，2010 年 10 月）等资料，根据含水介质不同，本项目调查评价区地下水可分为碎屑岩裂隙水、孔隙水两大类。碎屑岩裂隙水赋存分布于白垩系的碎屑岩裂隙中，孔隙水赋存分布于第四系松散堆积层孔隙中。因此区域地下水含水系统可划分为白垩系碎屑岩裂隙含水系统和第四系松散层孔隙含水系统，后者还包括第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统、第四系黄土层裂隙孔隙含水系统（表 4.1-3）。其中：白垩系裂隙孔隙含水系统在全区均有分布，为鄂尔多斯盆地白垩系裂隙孔隙含水系统的一部分；第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统分布于调查区北部风沙滩地区，是鄂尔多斯盆地第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统的一部分，第四系黄土层裂隙孔隙含水系统主要分布于黄土斜坡、残塬及宽梁等地段，呈片状或岛状分布。本项目所在区域白垩系裂隙与第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统地下水具有一定开发利用价值。

表 4.1-3　地下水系统划分表

含水系统		水流系统	水流子系统
白垩系碎屑岩裂隙含水层系统	白垩系裂隙孔隙含水系统（I）	白于山北部水流系统（I_1）	定边闭流区水流系统（I_{1-1}）
			八里河水流系统（I_{1-2}）
			无定河水流系统（I_{1-3}）
		白于山南部水流系统（I_2）	马莲河水流系统（I_{2-1}）
			洛河－延河水流系统（I_{2-2}）
第四系松散层孔隙含水层系统	第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统（II）	定边闭流区萨拉乌苏组水流系统（II_1）	
		八里河萨拉乌苏组水流系统（II_2）	
	第四系黄土层裂隙孔隙含水系统（III）	白于山北坡水流系统（III_1）	
		白于山南坡水流系统（III_2）	

（1）白垩系地下水水流系统划分

白垩系地下水受东西向展布的白于山地下水分水岭的控制，形成两个独立的水循环系统，即白于山北部水流系统（I_1）和白于山南部水流系统（I_2）。在此基础上，受子午岭、八里洼梁等次一级地下水分水岭以及无定河、十字河、洛河、延河、盐池等局部

排泄基准面控制，进一步划分为定边闭流区水流子系统（I_{1-1}）、八里河水流子系统（I_{1-2}）、无定河水流子系统（I_{1-3}）、马莲河水流子系统（I_{2-1}）、洛河—延河水流子系统（I_{2-2}）等 5 个水流子系统。

（2）第四系萨拉乌苏组地下水水流系统划分

第四系萨拉乌苏组地下水按流域排泄基准面划分为 3 个地下水流系统，即定边闭流区萨拉乌苏组水流系统（II_1）、八里河萨拉乌苏组水流系统（II_2）、无定河萨拉乌苏组水流系统（II_3）。

（3）第四系黄土层地下水水流系统划分

第四系黄土层地下水按流域划分为白于山北坡水流系统（III_1）、白于山南坡水流系统（III_2）2 个水流系统。

本项目调查区主要涉及白于山北部白垩系裂隙孔隙无定河水流系统（I_{1-3}）、八里河萨拉乌苏组水流系统（II_2）、白于山北坡第四系黄土层裂隙孔隙水流系统（III_1）、白于山南坡第四系黄土层裂隙孔隙水流系统（III_2）。

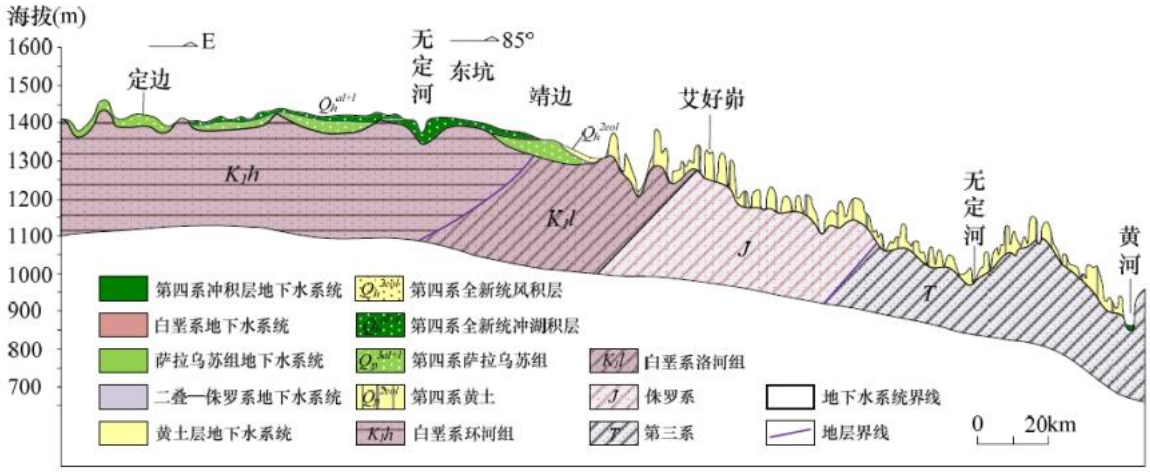


图 4.1-3　地下水系统接触关系示意图

3 区域含水层分布及特征

①定边县地下水类型及特征

定边县地下水按介质及水力特征，可划分为第四系孔隙裂隙潜水和裂隙孔洞潜水；新近系裂隙及孔隙裂隙潜水和中生界白垩系基岩风化裂隙孔隙潜水与中生界白垩系基岩承压水三大类型。本项目调查范围内下伏含水层主要有以下类型：

（1）第四系松散岩层孔隙、裂隙孔洞潜水

A.河谷区潜水

仅分布于南部白于山各主要河流及其支沟中，主要赋存在一、二、三级堆积阶地和

漫滩中，沿河谷呈长条状分布，水位埋深较浅，一般由河谷上游向下游由深变浅，高阶地比低阶地为深。

B.涧地潜水

主要分布于白于山分水岭以北的涧地中，如白湾子、学庄、武峁子等地，涧地的形成均受基岩槽谷与洼地的控制。涧地底部一般皆有新近系泥岩、中更新统黄土粘土层或基底泥质岩等隔水垫层。否则，潜水就下渗补给给下部基岩风化带潜水。涧地中潜水面呈连续分布，潜水埋藏较深，水质变化大。

C.平原区冲洪积层、风积层孔隙潜水

主要分布于 307 国道以北的冲洪积平原区，包括中更新统早期、上更新统早期以及全新统的冲洪积含水层，另外在南部黄土斜坡区下部局部地区还残留一些下更新统的冲洪积含水层。含水岩性为含泥卵石、砂、粉土及粉质粘土等，含水层厚度受古地形控制，古河槽及古洼地中心最厚，一般 60—80m，局部达 140m。向两侧及四周迅速变薄为 10—50m。地下水埋深一般为 2—8m。古河槽及古洼地中心部位，含水层厚度大，富水性强，单井涌水量＞500m^3/d。外围含水层厚度变薄，富水性中等至弱，地下水水化学类型复杂，矿化度多大于 1g/L，局部在 10g/L 以上，水化学类型以 HCO_3-Na、Cl·SO_4 或 SO_4·Cl-Na·Mg 型为主。风积层主要分布于中部风积沙盖区，潜水分布总的与沙丘群分布相当，埋藏较浅。由于入渗系数较大，接受降水补给有利，而蒸发排泄比较困难，渗入淡化作用胜过蒸发浓缩作用，因此多形成低矿化度淡水，大部属较富水区，水化学类型以 HCO_3-Na 及 Na·Mg 型为主。

D.风积黄土裂隙孔洞水

分布于白于山以南的广大丘陵区，其形成和分布受地貌条件的严格控制，由于沟谷深切至基岩，加之地形较陡峻，故无统一的潜水面，只有在被沟谷分割的各个大小不等的汇水面积内，具有局部潜水体分布。多以泉的形式排出或渗水排出。流量甚小，水质稍好，在部分较大的黄土残塬或一些支沟的沟脑部位掌形地中的潜水，由于地形平坦，汇水面积较大，水质良好。

（2）中生界白垩系基岩风化裂隙孔隙潜水

定边县境内下白垩系潜水普遍分布，因基岩直接裸露或隐伏于不同的地貌部位，都发育不同程度和不同厚度的风化裂隙带，从而构成了统一的下白垩系潜水含水岩组，包括罗汉洞组和环河组等不同时代的含水岩组。其中以环河组潜水分布最广，局部地区为罗汉洞组潜水。潜水层的厚度和潜水的埋深，因地貌之不同有高地之别。一般来说，在

基岩直接裸露或第四系覆盖较薄的河谷和洼地区，含水层厚度较大，一般为 10—40m，潜水位埋深也较浅；而在广大的黄土丘陵区和第四系覆盖较厚的平原区。含水层厚度则较薄，潜水埋藏较深。就富水性而言，全区变化较大，主要决定因素在于含水层的地形岩性、构造和所处的地貌部位。一般在河谷区、平原区及洼地槽谷区相对富水，而沟谷、河间区及黄土梁峁区富水较弱。潜水水质十分复杂，淡水至高矿化度咸水。环河组含水组在境内为主要的含水岩组，但裸露范围有限，大部分被第四系所覆盖，但因裂隙的发育，使之上下沟通，成为统一的含水岩组。因接受降水下渗条件不一，导致含水岩组的富水程度也就不同。水质西部地区矿化度多数为大于 3g/L 的 SO_4·Cl-Na·Mg 型水。

（3）中生界白垩系基岩承压水

境内的地层和构造为承压水的形成与分布，提供了基本的构造条件。但由于岩性、岩相在垂直和水平方向上的频繁、急剧变化，使含水岩层的分布极不稳定，常呈扁透镜体，形成空间上的“天窗”，由于含水层与隔水层的频繁交替存在，在风化带以下，仍构成一区域性的承压含水层，并由于地层岩性在垂向上的极不稳定，再加上产状平缓，微向北西倾斜的特点，致使区域承压水头具有在白于山区比两侧高的趋势。据上下层位关系区域性承压水可分为环河组和洛河组承压水。其埋藏条件是：

洛河组承压水含水层埋藏深，大部分地区超过 400m，承压水头埋深大都超过 100m，富水性较富水至中等富水含水岩性，水质不仅各区域有明显差异，在垂向层段间也变化较明显，部分地段赋存有水质较好的含水层段。

环河组承压含水层，各区块差异较大，一般在 50—150m，承压水头埋藏也较浅，其富水性的变化规律与补给条件的优劣相一致，在平原区及基岩槽谷区较富水，其余地区属中等富水区。水质变化复杂，差别较大。

②靖边县地下水类型及特征

靖边县所在区域内按含水层特征和水力特征，可分为第四系松散层孔隙水和碎屑岩裂隙孔隙水两大类。前者包括萨拉乌苏组孔隙潜水、黄土层裂隙孔隙潜水及河谷冲积层孔隙潜水。后者可分为白垩系裂隙孔隙水与侏罗系裂隙水。地下水形成条件、赋存富集特征主要受地形地貌、地层岩性岩相、古地理环境等因素控制。

（1）含水层

1）第四系松散岩类孔隙水

①萨拉乌苏组冲湖积层孔隙水

主要分布于靖边县北部的沙漠滩地区，地下水赋存于上更新统早期萨拉乌苏组冲湖

积砂层，厚度一般在 20－50m，其下广布的粉质粘土、泥质粘土层透水性差，厚度较大，可视为弱透水层。潜水位埋深一般 4—15m，由于沙丘披盖较厚，入渗系数较大，接受降水补给有利，而蒸发排泄比较困难，渗入淡化作用胜过蒸发浓缩作用，富水性好，水质优良。含水层渗透系数一般 1.49－3.69m/d，平均渗透系数 2.9m/d，渗透性好，抽水孔最大降深 4.34－7.88m，涌水量 382.5－519.2m^3/d，单井涌水量为 608－907m^3/d，富水性水量中等～较丰富。

②第四系黄土层孔隙水

第四系黄土层孔隙水主要分布于靖边县南部黄土梁峁区，含水层上部主要为黄土状粉土，质地较均一，比重小，疏松且具垂直节理，孔隙发育，主要接受大气降水补给。由于通常黄土梁峁两侧谷切割较深，其赋存条件差，故基本无统一稳定的含水层，零星分布于个别沟谷部位，并以泉的形式出露，流量小且不稳定。

2）白垩系碎屑岩裂隙水

白垩系碎屑岩裂隙水在靖边县全域均有分布，上部不连续地分布有第四系黄土层潜水。新近系泥岩阻断了黄土层地下水与白垩系地下水的水力联系。同时，白垩系环河组顶、底部存在区域性隔水层，将白垩系含水体分成了环河组、洛河组两个相对独立的含水体，使白垩系含水岩组在空间上呈现出多层结构，且同一含水岩组的岩性岩相及富水性、渗透性、水化学等水文地质特征基本相近，不同含水岩组间存在较大差异。其中：

①白垩系环河组地下水：含水层介质为湖相、滨湖相砂岩与泥质砂岩，分布极不稳定。环河组顶、底部泥岩为其隔水顶底板。其在上游裸露区接受地表水及大气降水补给，从盆地的周边顺层向下游方向汇集，并最终排向河流，具有承压水特点。环河组总体上富水性弱，单井涌水量一般小于 500m^3/d，渗透系数多小于 0.11m/d。

②白垩系洛河组地下水：含水层为红色沙漠相砂岩，厚度 200～400m。其在白垩系地下水系统边缘地带为潜水，在系统内部为承压水。洛河组地下水系统接受周边裸露区地表水及大气降水补给，顺层向下游汇集，在下游河谷区越流顶托补给上覆含水层，最终排向河流。洛河组是南部黄土区最主要的含水层，水质相对较好，单井涌水量多在 1000～3000m^3/d，渗透系数 0.22～0.53m/d。

（2）隔水层

侏罗系安定组，中下部为灰黄、紫红色砂岩、泥岩夹泥灰岩及灰黑色页岩。上部为灰、紫红、灰黄色薄板状泥灰岩夹钙质泥岩。平均厚度约 253.1m。与下伏直罗组呈整合接触，上被洛河组的红色、斜层理粗砂岩假整合所覆。该地层富水性、透水性较差，且

连续稳定，可视为相对隔水层。

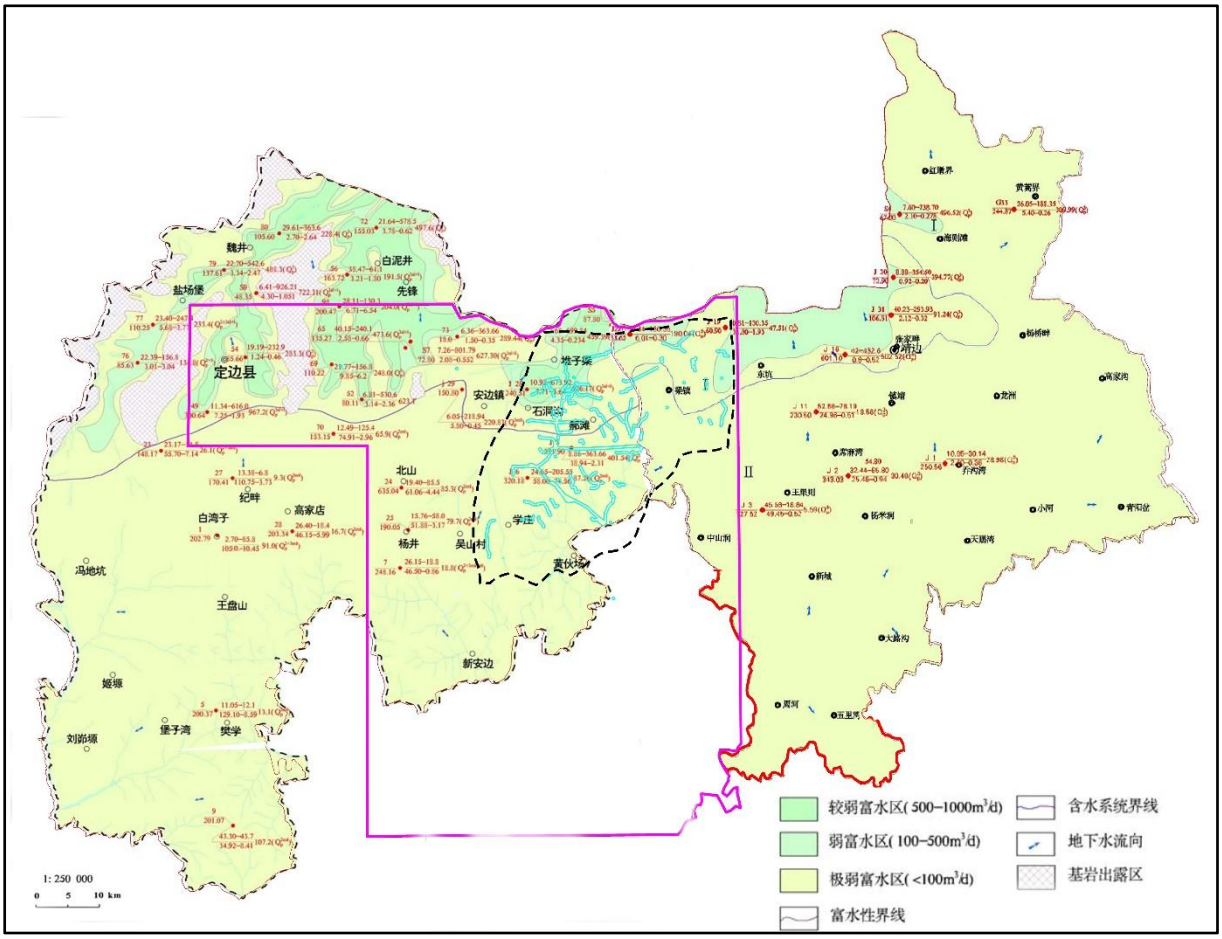


图 4.1-4　定边县、靖边县区域第四系含水层富水性分区图

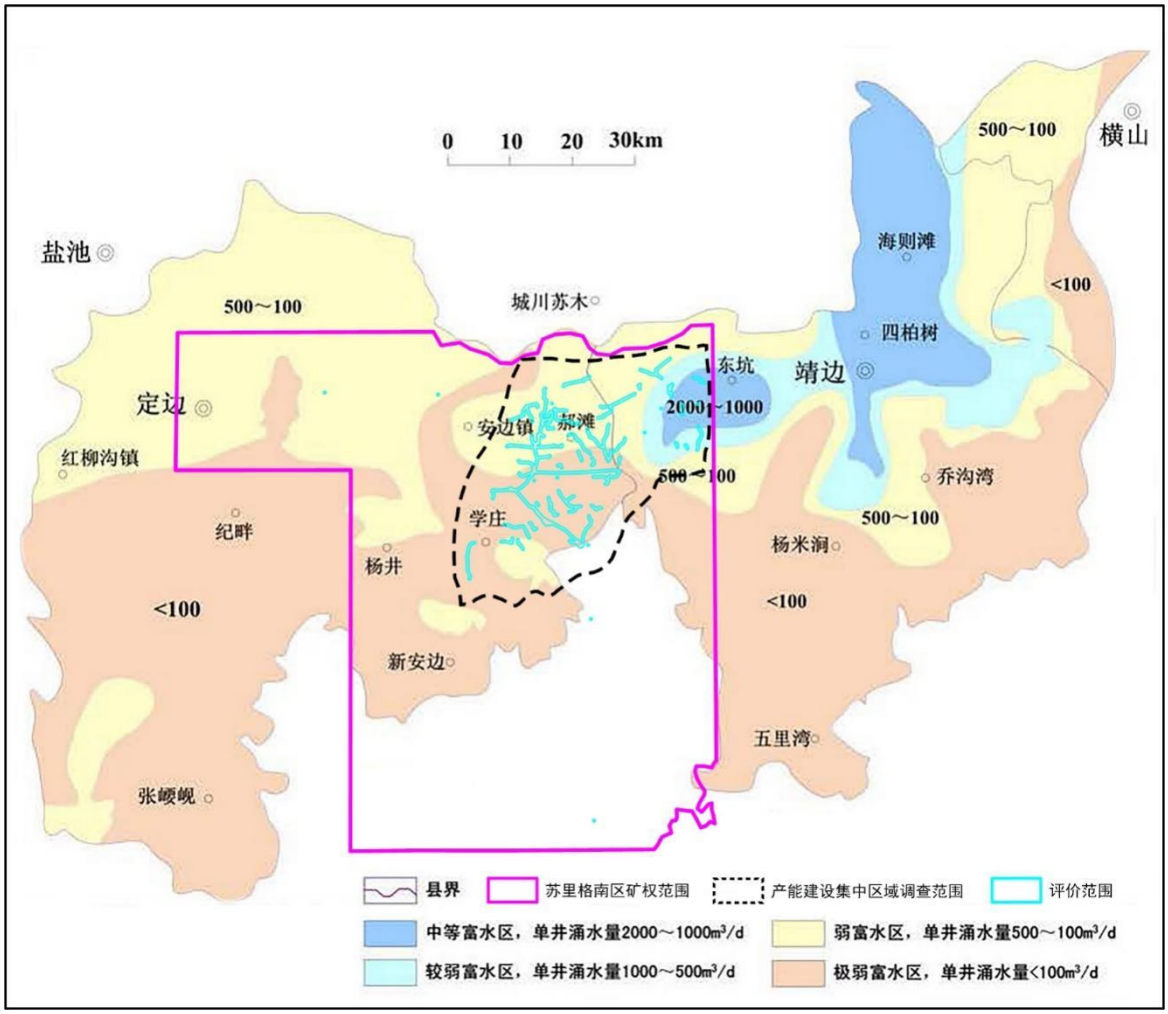


图 4.1-5　定边县、靖边县区域白垩系含水层富水性分区图

③吴起县地下水类型及特征

根据《陕西省延安市吴起县地下水勘察报告》，吴起区域内地下水依据赋存条件、水力特征和含水介质条件，主要包括第四系河谷冲积层孔隙水、第四系风积黄土孔隙水、白垩系裂隙孔隙潜水、白垩系裂隙孔隙承压水几大类型。其赋存条件受地形地貌、地层岩性和古地理环境诸因素的综合控制。

1）第四系松散岩类孔隙、裂隙潜水

①第四系冲积、冲湖积层孔隙潜水

岩性为粉土、粉质粘土夹粉砂岩，潜水位埋深由涧掌沿潜流方向逐步变深，一般为 10～50m 不等，当径流至主涧深谷，潜水即排泄。含水层厚度与第四系沉积厚度及侵蚀切割深度有关，一般在 48～89.3m。在主涧地，由于河谷切割，高差 50～100m，地下水以泉水形式呈线状排泄，流量一般小于 1.0L/s，潜水主要赋存于支涧地中，埋深为 1.85～5.4m，向涧地外逐渐增加，单井涌水量 150~205m3/d，含水层渗透系数为 0.079～

4.74m/d，由于涧地分布范围小，其补径排途径及深度较小，浅部易接受大气降水补给，且易于循环至下部河流切割面以泉的形式排泄，部分进图较深层，但补给有限，是动力条件差，地下水循环缓慢。

②风积黄土裂隙孔隙潜水

主要分布于区内黄土梁峁，岩性为粉土质黄土状亚砂土，质地较均一，具垂直节理，孔隙发育。由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，零星分布于个沟脑部位，均以泉的形式出露，流量小且不稳定，一般流量为 0.02～0.05L/s。

2）白垩系地下水

①环河组含水层

在吴起、定边区域广泛分布，呈多层结构，岩性复杂，以湖泊相沉积组合为主，岩性以砂岩为主，夹有泥岩、砂质泥岩及泥质砂岩，厚度 40～200m，分布极不稳定，含水层渗透系数一般在 0.01～0.1m/d。其地下水接受裸露区地表水及大气降水补给，从分水岭分别向各级河流方向径流，最终排泄于洛河、延河。该区环河组富水性受到地层岩性及地下水补径排条件的影响，总体表现为中等富水至弱富水，单井涌水量一般＜500m^3/d。根据吴起县铁边城的 ZX1 孔，含水层厚度 292.63m，水位埋深 40.24m，单位涌水量 6.71m^3/d.m，渗透系数 0.042m/d，矿化度 2.58g/L。环河含水岩组的砂岩孔隙度平均在 10%以上。环河组底部及顶部多连续分布的泥岩，形成隔水层。

环河含水岩组主要接受河流入渗补给，其次是在基岩裸露区和浅覆盖区接受大气降水补给。在河流控制下，地下水流向与地表水系基本一致，总的径流方向为自西北向东南运移。水力坡度在子午岭附近为 10‰左右，向东南变缓，为 1～3‰。自白于山、子午岭一带向东南径流，最终向北洛河排泄。吴起县环河组富水性分区图见图 4.1-6。

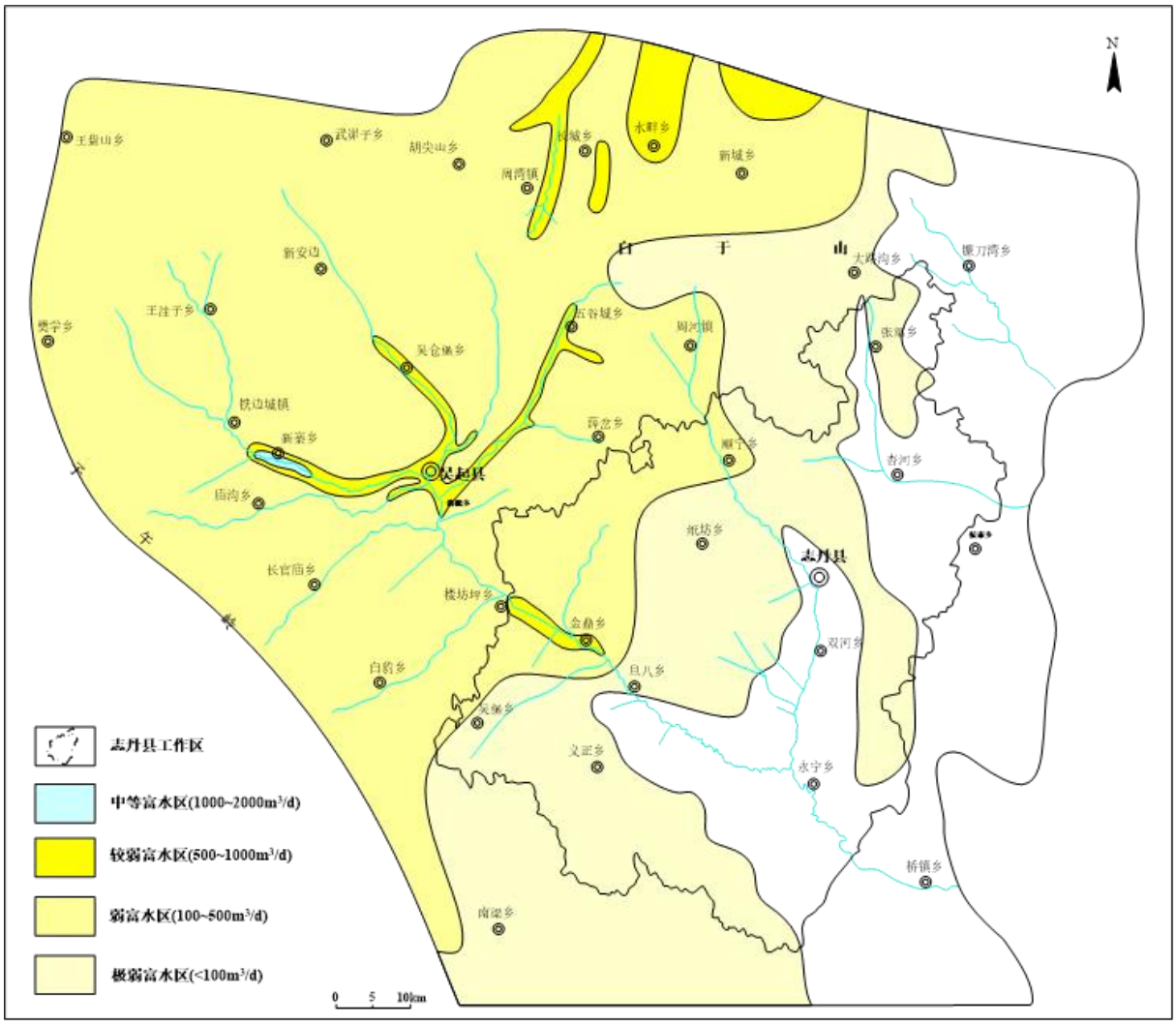


图 4.1-6　吴起县白垩系环河组富水性分区图

②洛河组含水层

洛河组地层区域分布比较稳定，含水层岩性主要为沙漠相砂岩，主要岩石类型包括石英砂岩、长石石英砂岩、钙质砂岩、含砾砂岩、砾岩和紫红色泥岩及泥质粉砂岩，大型交错层理发育。砂岩结构疏松，孔隙发育，孔隙度一般 15%～20%，是地下水赋存与富集的良好层位，是评价区最主要的含水层。含水层分布在 300～400m 间；受构造控制，含水层总体上由东向西倾伏。洛河组单井涌水量多在 350m³/d，渗透系数在 0.22～0.53m/d 间。

洛河组地下水的补给来源主要是子午岭东侧含水层出露区，受环河组底部泥岩和侏罗系泥岩构成的隔水顶、底板的控制，地下水总体上沿地层由东北向西南方向径流，向马莲河、泾河方向汇集。由于地层埋藏较深，地下水形成深循环水流系统，地下水径流交替十分缓慢，补、径、排分区明显、路径长，马莲河是区域循环系统地下水的重要排泄通道；地下水流主要呈水平活塞式流动。地下水水质较差，矿化度一般 2～3g/L。区

域洛河组富水性分区图见图 4.1-7。

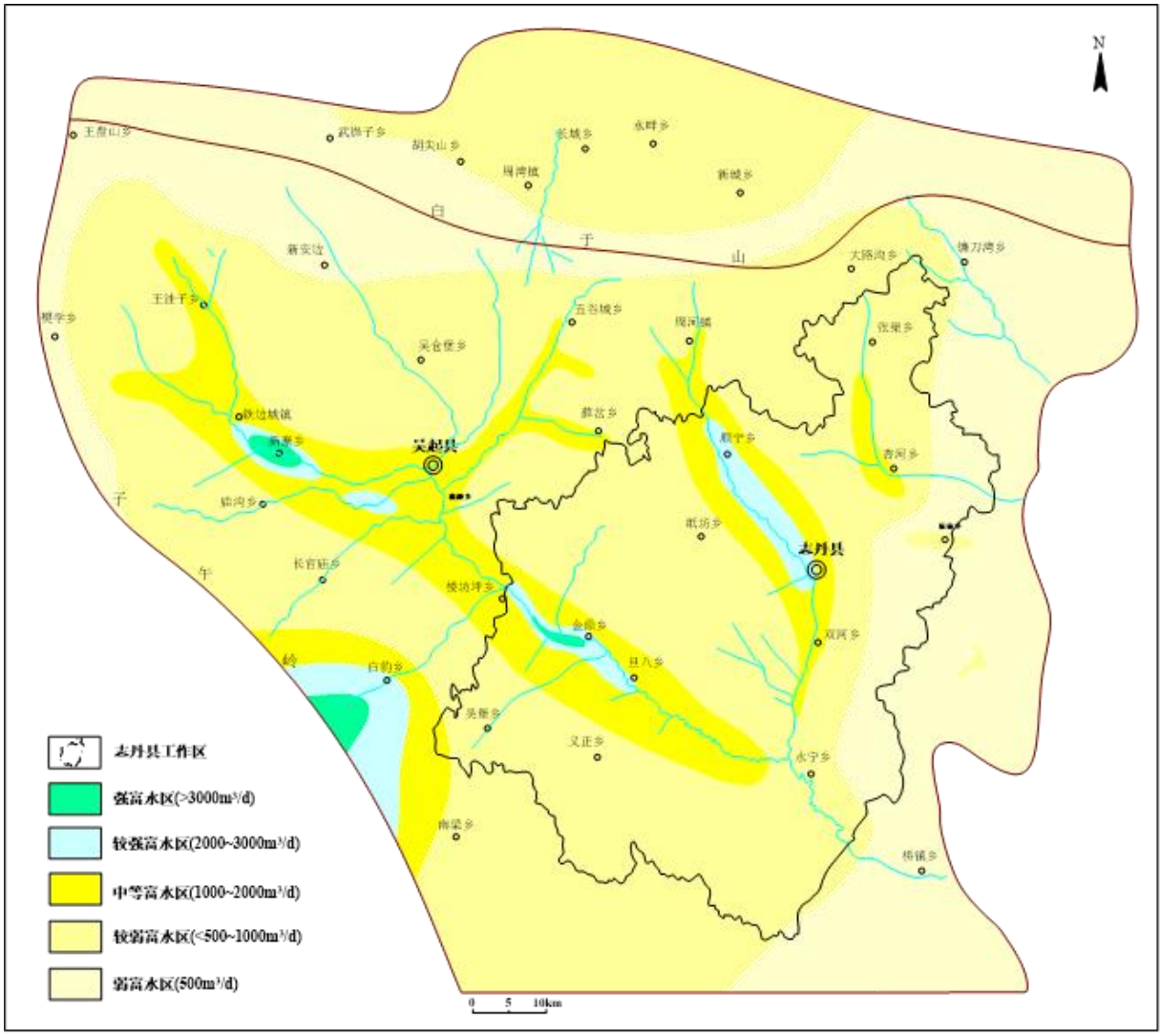


图 4.1-7　吴起县白垩系洛河组富水性分区图

4 地下水补径排条件

（1）第四系松散层下水补径排条件

北部平原区、沙漠滩地区以及风积沙盖区第四系潜水，主要靠降水补给。项目所在区域属大陆干旱气候，降水量少而集中，多年平均降水量为 300mm 左右，每年 60%以上的降水量集中于 7、8、9 三个月，降水后潜水位急剧上升。其次，灌溉回归水的渗漏补给、地下水的径流补给和沙丘凝结水的补给等，也是第四系潜水的重要补给来源。潜水流向与地面倾斜方向基本一致，在东部地区由四周向平原中心汇集，以石庄－仓房梁一带的低洼地段为汇集地；在中西部地区，潜水虽以不同方向流动，甚至在局部低洼地段则形成小区域的排泄地带，但最终以平原区北部的湖沼盐地为最终的汇集地。树立坡度随地面坡度大小而变化，一般为 1-2‰，外围地区在 5%-10%，而在平原区北部则小

于 1‰。

（2）白垩系地下水补径排条件

①白垩系潜水

补给来源主要为大气降水，但所处地貌部位的不同，其补给、径流和排泄条件各异。该含水层多隐伏于含水的第四系松散层下，一般接受第四系潜水垂直入渗补给，局部由于构造裂隙岩性透水“天窗”的连通也可得到洛河组承压水的顶托补给。其径流排泄受地形控制，顺地势起伏由高处向低处径流，汇集于各洼地及一部分基岩槽谷，局部向上补给第四系含水层，为蒸发所排泄，部分向下以越流形式补给深部承压水，部分岩基底或槽谷排泄出区外。

②白垩系承压水

环河组地层岩性结构为砂岩、泥岩不等厚互层，决定了其承压水具有多层性的特征，各单层之间通过弱隔水层或“天窗”相互联通而构成含水岩组。其补给来源主要为上覆松散层、白垩系风化带潜水的下渗越流补给。环河组承压水受地层结构及岩性的控制，以顺层水平径流为主。地下水以西北部盐湖为排泄点，顶托补给第四系松散层地下水，另外人工开采也是其排泄方式之一。

洛河组：大气降水自浅表黄土入渗转化为地下水后，由于新近系泥岩及环河组隔水泥岩层垂向渗透性很差，因此在地形高处，水位也高，出现白于山地表分水岭与地下分水岭一致的现象，白于山北侧，环河组地下水向北径流，南侧向南径流，但对下部洛河组含水层而言，受环河组底部泥岩隔水层的阻隔，环河组地下水很难垂直向下越流补给洛河组地下水，因此洛河组地下水分水岭向白于山北偏移，这也表明白于山地表分水岭对洛河组地下水控制作用较弱。

5 地下水动态特征

（1）第四系地下水

①萨拉乌苏组孔隙潜水

项目所在区域第四系萨拉乌苏组地下水动态简单，变化特征基本相似：一般每年 5～8 月是水位最低时期，9 后月水位逐步回升，至次年元月上旬开始略有下降，次年 3 月底后微幅上升，至四月中旬后进入农灌季节，水位开始下降，接此过程完成一个水文年的变化，水位变幅一般在 3～5m。

影响萨拉乌苏组地下水动态年内变化的主要因素为人工开采和大气降水。年际变化

主要受开采量的影响。本项目所在区域地下水利用程度较低，地下水位年际变化较小。

②黄土潜水

第四系黄土潜水主要由大气降水入渗补给，因此其动态变化受大气降水影响，年内水位呈单峰单谷形态，低水位期出现在 3～4 月份，高水位期出现在 8～9 月份；高水位期一般滞后雨季 1～2 个月，水位年变幅小于 1m。年际间呈周期变化。

（2）白垩系地下水动态

白垩系地下水位动态变化较为平稳，年变幅 30～50cm：年内变化规律基本与第四系地下水动态特征相似。区内白垩系地下水和第四系地下水基本为双层介质统一的含水系统，第四系萨拉乌苏组地下水开采对其具有显著影响。因此其变化影响因素主要为大气降雨，表现为气象－开采型动态特征。

4.1.4.2 调查评价区水文地质条件

（一）地下水类型及赋存特征

根据《榆林市定边县地下水勘查报告》（2011 年 3 月）、本项目调查区内地下水依据赋存条件、水力特征和含水介质条件，可分为第四系松散层裂隙孔隙潜水和白垩系裂隙孔隙水两大类型。本项目开发涉及大部分建设项目位于白于山北坡定边县和靖边县的黄土梁峁区和沙漠滩地区，苏南-23 站、苏南-32 站位于吴起县东北部的黄土梁峁区。其中黄土梁峁区的潜水分布不连续、富水性极弱，流向受小地形控制，基本上从塬面往沟谷区流动，无统一流向，其地下水类型主要为第四系松散层裂隙孔隙潜水（主要为第四系风积黄土层孔隙裂隙潜水）和基岩裂隙孔隙水。其赋存特征详述如下：

（1）第四系松散层裂隙孔隙潜水

①冲湖积层孔隙潜水

第四系冲积层孔隙潜水是调查区内最主要的地下水类型之一，分布于白于山以北沙漠滩地区。受古地理环境影响，在古河流侵蚀切割较深的古河槽洼地中心部位，含水层厚度较大，一般 100～160m，单井涌水量相对较大；向古河槽两侧，含水层厚度减小，为 40～60m，单井涌水量较小。

根据表 4.1-4 的富水性等级标准划分，结合区域勘探及抽水试验资料：按孔壁降深 5m，井径φ377mm 推算单井涌水量，调查评价区第四系萨拉乌苏组地下水单井涌水量最大为 801.79m^3/d。根据含水层出水能力等级，萨拉乌苏组含水层富水性可分为较弱富水、弱富水和极弱富水三个等级。本项目所在区域该含水层赋水条件差，单井涌水量小，渗透系数 0.369～0.566m/d，属于极弱富水区。

表 4.1-4　富水性等级标准（单位：m^3/d）

富水等级	较弱富水	弱富水	极弱富水
单井涌水量	500～1000	100～500	＜100m^3/d

②风积黄土层孔隙裂隙潜水

分布于白于山以南定边县、靖边县、吴起县的广大梁峁地区，为中、上更新统洪湖积层和风积层黄土层潜水含水岩组，无明显隔水层。由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，仅在涧地中有分布。该含水层厚度整体南厚北薄，白于山北坡的黄土宽梁和斜坡区厚度则与白于山以南的黄土残塬厚度相当。岩性为粉土质黄土状亚砂土，质地较均一，比重小，疏松且具垂直节理，孔隙发育。黄土含水层渗透系数平均 0.429m/d。该潜水含水岩组无明显隔水层，由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，仅在涧地中有分布，如纪畔乡 27 号孔单井涌水量为 9.33m^3/d，杨井 25 号井单井涌水量为 70.73m^3/d。

（2）基岩裂隙孔隙水

含水层为环河组砂泥岩、洛河组砂岩，整体厚度南部大于北部，其中白于山以北白垩系厚度 500～900m 不等，白于山以南厚度约 900～1300m 不等，在王盘山一带厚度可达 1400m。环河组在区内一般厚 300～500m，在白于山以南子午岭以东地区厚度最大可达 650m。洛河组厚度约 300～500m。

白垩系富水性取决于含水层赋存条件、上覆含水层富水性、含水层循环特征等因素。其中地下水的赋存条件主要取决于沉积相和岩性的空间展布，并受控于地形地貌、地表水文系统以及人类活动等因素。

项目所在区域及其附近白垩系水量变化较大。一般单井涌水量小于 1000m^3/d，最大为 1226.88m^3/d，白垩系地下水富水性属极弱富水－弱富水。

①白垩系环河组

环河组弱富水区主要分布于北部风沙滩地区，被第四系含水层覆盖，岩性为细砂岩，粉砂岩夹泥质粉砂岩。钻孔揭露含水层厚度 84.75～1075.0m 不等，受含水层岩性及厚度、上覆地层有隔水层分布等因素的影响，含水层赋存条件、补给条件差，单井涌水量一般在 100～500m^3/d，不具备集中开采条件。

a.弱富水区：主要分布于白于山以北沙漠滩地区及白于山以南局部黄土塬区，被第四系含水层覆盖，岩性为细砂岩，粉砂岩夹泥质粉砂岩。钻孔揭露含水层厚度 84.7～1075.0m 不等，受含水层岩性及厚度、上覆地层有隔水层分布等因素的影响，含水层赋

存条件、补给条件差，单井涌水量一般在 100~500m^3/d。根据区域钻孔抽水试验资料，降深 22.59m～71.25m 时，白垩系环河组含水层涌水量 417.7~870m^3/d，渗透系数为 0.083～0.452m/d。

b.极弱富水区：分布于白于山以南广大地区，受上覆地层有隔水层分布、含水层岩性及厚度等因素的影响，含水层补给条件、赋存条件差，单井涌水量一般小于 100m^3/d。据区内钻孔资料，含水层厚度 71.3～109.2m，单井涌水量 18.8～635.6m^3/d，渗透系数为 0.012～0.036m/d。

②白垩系洛河组

洛河含水岩组是白垩系盆地内分布最广的含水层，地层区域分布比较稳定，含水层岩性主要为沙漠相砂岩，主要岩石类型包括石英砂岩、长石石英砂岩、钙质砂岩、含砾砂岩、砾岩和紫红色泥岩及泥质粉砂岩，大型交错层理发育。砂岩结构疏松，孔隙发育，孔隙度一般 15%～20%，是地下水赋存与富集的良好层位，是区内最主要的含水层。

该含水层埋深一般在 500～700m 之间。单井涌水量为 700m^3/d 左右，单位涌水量一般为 10～20m^3/(d·m)，渗透系数在 0.07～0.10m/d 之间，地下水水质总体较差，矿化度多在 2～6g/L 之间。据区内钻孔抽水试验资料，在降深 35.7m 时，单井涌水量 687.3m^3/d，渗透系数 0.055m/d。

调查评价区水文地质图、水文地质剖面图见图 4.1-8、4.1-9。

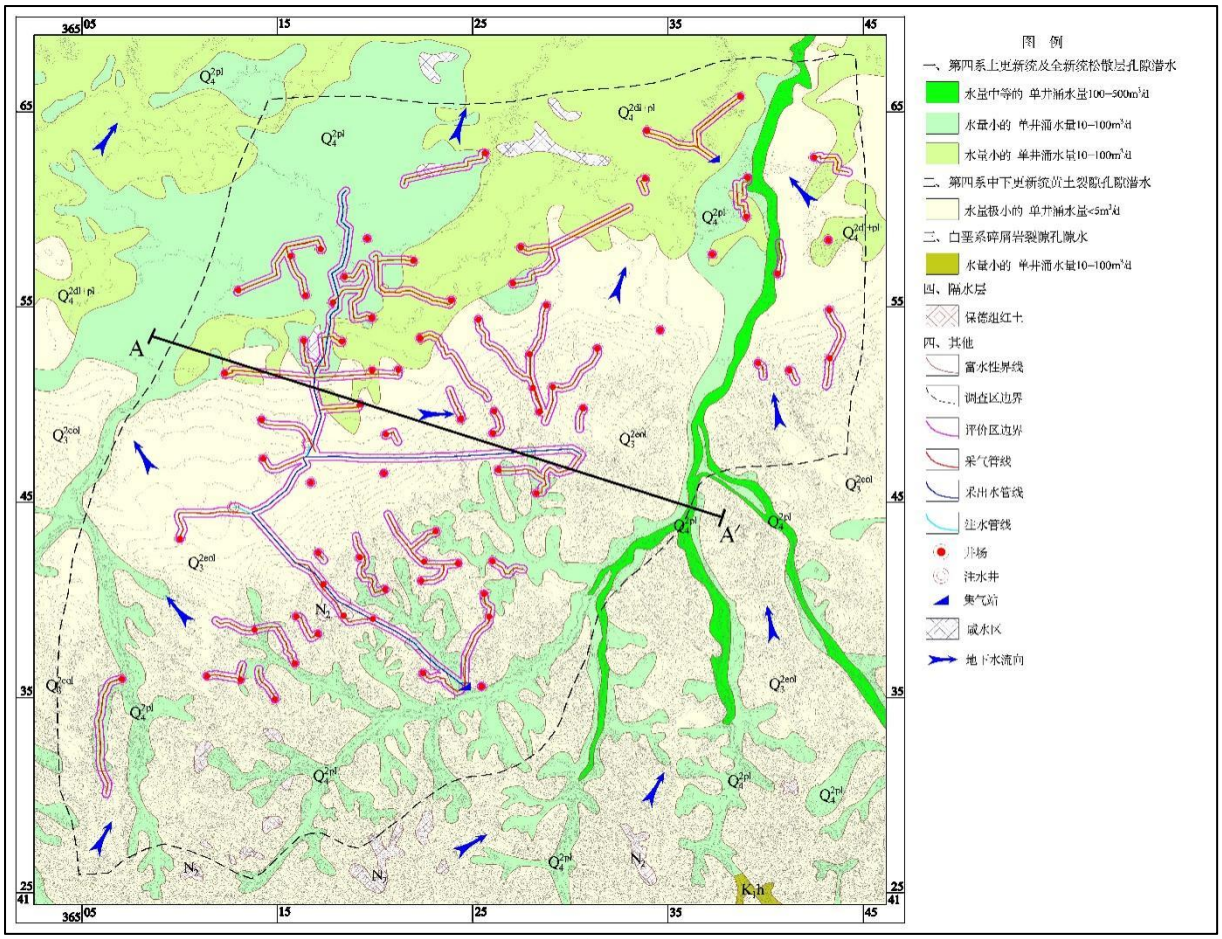


图 4.1-8　调查评价区水文地质图

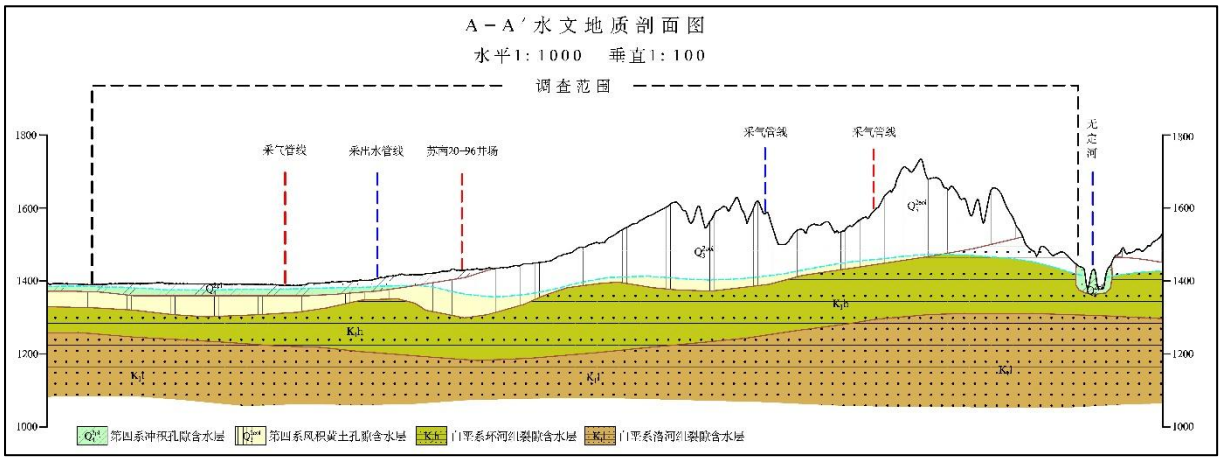


图 4.1-9　调查评价区 A-A 水文地质剖面图

（二）地下水的补径排特征

（1）第四系萨拉乌苏组孔隙潜水

萨拉乌苏组地下水补给来源主要为大气降水、侧向径流补给、地表水渗漏补给及农灌回归入渗大气降水补给具面状补给特征。滩地及沙丘沙地表层岩性为细砂，结构松散，透水性强，降水入渗补给系数 0.30～0.35，有利于降水入渗补给地下水；一年中7、8、9 三个月的降水量占全年降水量的 70%以上，降水入渗补给量大，其它月份降水量少，入渗补给

量少。

地下水补给区与径流区一致，受起伏梁岗与黄土斜坡等地貌形态控制，地下水径流依地势自分水岭向滩地径流、排泄，径流途径为黄土斜坡、起伏梁岗→滩地。滩地地表平缓，地下水径流缓慢，水力坡度 1～2‰，靠近黄土斜坡地形坡度稍大，径流相对较快。

地下水排泄方式有人工开采、蒸发蒸腾及越流排泄。其中蒸发蒸腾发生于仓房梁、王滩子等地地下水埋藏较浅，局部地下水溢出形成海泽，在地下水位埋深小于 2m 的地段，蒸发作用强烈，地表盐分明显积累，局部见盐渍化现象，植被蒸腾主要发生在水位埋深小于 5m 的仓房梁—沙海子—王滩子（北沙畔）一带，滩地植被发育，以旱柳、沙柳、农作物为主，蒸腾作用强烈。人工开采多分布于农田灌溉区，零星开采。

（2）第四系黄土孔隙裂隙水

由于黄土层下伏新近系泥岩隔水层，地下水不易下渗补给基岩，地下水在塬、梁、峁地区接受大气降水入渗补给后，向地形相对低洼的地区径流，以泉的形式排泄于沟谷中，并构成完整而相对独立的局部水流系统。黄土潜水的形成与分布主要取决于地貌条件。

（3）白垩系碎屑岩类含水岩组

白垩系地下水的补给主要有大气降水入渗补给、地表水线状入渗补给、农田灌溉水入渗补给和侧向边界的断面径流补给。接受补给后，白垩系地下水在白于山等地表分水岭排泄基准面控制下，沿分水岭向河谷或盐湖径流排泄、人工开采和侧向断面径流排泄。

白于山分水岭为定边县区域一级分水岭，它既是地表分水岭也是地下水分水岭。随着深度的增加，地下水分水岭向白于山北侧偏移。

（三）调查区地下水水化学特征

根据调查评价区内 5 个地下水样品水质检测结果可见，评价区内地下水水化学类型包括 $HCO_3 \cdot SO_4$-Na·Mg、$HCO_3 \cdot SO_4$-Mg·Na、HCO_3-Na·Mg 多种类型，其中阴离子以 HCO_3^-、SO_4^{2-}为主，阳离子以 Na^+、Mg^{2+}为主；TDS 在 512～918mg/L，pH 值为 8.25~8.42，属于中性水。各样品水化学特征统计详见表 4.1-5。

表 4.1-5　地下水水化学类型统计表

监测点位	王家伙场水源井			白土岗子村村民水源井			张伙场水源井			新庄湾村民水源井			伙场洼村民水源井		
监测项目	浓度	毫克当量	毫克当量百分数	浓度	毫克当量	毫克当量百分数	浓度	毫克当量	毫克当量百分数	浓度	毫克当量	毫克当量百分数	浓度	毫克当量	毫克当量百分数
K^+	3.46	0.088	0.51	2.54	0.065	0.58	2.56	0.065	0.58	1.81	0.046	0.53	3.49	0.089	0.56
Na^+	126	5.481	31.54	103	4.480	40.00	89.7	3.902	34.73	77.6	3.375	38.42	123	5.350	33.47
Ca^{2+}	66.8	3.333	19.18	48.3	2.410	21.52	48.5	2.420	21.54	41.7	2.081	23.69	65.6	3.273	20.48
Mg^{2+}	103	8.474	48.77	51.6	4.245	37.90	58.9	4.846	43.14	39.9	3.283	37.37	88.4	7.273	45.50
CO_3^{2-}	未检出			未检出			未检出			未检出			未检出		
Cl^-	156	4.401	18.31	49.7	1.402	8.66	41.1	1.159	6.85	47.2	1.331	8.75	104	2.934	13.32
SO_4^{2-}	242	5.039	28.40	196	4.081	34.16	224	4.664	37.33	85	1.770	15.76	234	4.872	29.96
HCO_3^-	454	7.440	53.29	328	5.375	57.17	335	5.490	55.82	407	6.670	75.48	443	7.260	56.72
氟化物	1.47			0.978			0.97			0.997			1.43		
pH	8.36			8.29			8.42			8.25			8.34		
TDS	918			657			594			512			863		
水化学类型	$HCO_3 \cdot SO_4$-Mg·Na			$HCO_3 \cdot SO_4$-Na·Mg			$HCO_3 \cdot SO_4$-Mg·Na			HCO_3-Na·Mg			$HCO_3 \cdot SO_4$-Na·Mg		

4.1.4.3 典型场地水文地质条件

由于天然气开采项目涉及的场地作业范围大而分散，因此选取地下水环境相对较为敏感、潜在污染源相对集中的几个典型场地进行重点调查和评价。综合考虑，选择苏南-21 集气站、苏南 14-100 井场、苏南-15 集气站～苏南-13 集气站外采出水管线作为本项目地下水重点调查和评价的典型场地。

（1）苏南-21 集气站水文地质条件

①水文地质条件

苏南-21 集气站位于调查区东南部，属于风积黄土沟壑地貌单元内，区内沟壑纵横，地形起伏较大，地面海拔标高在 1408～1462m，地表为黄土覆盖层，潜水含水层为第四系风积黄土孔隙含水层，下伏白垩系环河组碎屑岩类裂隙孔隙潜水。

第四系风积黄土孔隙含水层水位埋深由梁峁中心向两侧逐渐减小，一般 10.0~ 40.0m 不等，层厚 30m～120m ，上覆黄土层（Q_3^{eol}）透水不含水，下伏新近系（N）粘土，透水性差，相对隔水，调查区内新近系粘土厚度多大于 3～10m，构成黄土含水层的稳定隔水底板。根据收集资料，黄土梁峁区地下水渗透系数 0.21m/d~0.37m/d 不等。由于沟谷切割深，潜水赋存条件较差，故区域上无统一稳定的含水层，多呈“片”状或“点”状零星分布于各沟脑、沟边部位，水性较差，单井涌水量一般小于 20m^3/d，以泉的形式出露，流量小且不稳定，一般流量为 0.02～0.05L/s。

白垩系环河组碎屑岩类裂隙孔隙潜水区内广泛分布，含水层厚度 15～25m，水位埋深从梁峁中心向沟谷中心逐渐减小。根据搜集的地质资料和调查区内的基岩裂隙主要发育在地面下 20～60m 以内的风化基岩中，强风化层厚度约 5～10m，中风化层厚度约 20～35m。由于白垩系顶部基岩风化裂隙总体发育一般，渗透系数一般在 0.012～0.452m/d，透水性能较弱，地下水赋存条件相对较差。在黄土梁峁及丘陵区，基岩风化带的裂隙水含水层的分布受密集沟谷的控制，水位埋藏深，且补给条件差，单井涌水量一般小于 30m^3/d，属于极弱富水区。

②包气带防污性能

根据在苏南-21 集气站内进行的一组包气带渗水试验可知，项目场地内包气带地层垂向渗透系数约为 0.2479m/d，即 2.87×10—^{4}cm/s。

项目区渗水试验步骤为：先除去表土，在坑底嵌入一个高 25cm，直径为 0.48m 的铁环，且铁环须压入土层 5cm 以上。试验时往铁环内注水，并保持环内水柱保持在 10cm 左右，水面高度包括环底铺砾厚度在内。注水水源以秒表计时，人工量杯定量加注的方

式。试验装置如图 4.1-10 所示，渗水试验计算公式和计算结果见表 4.1-6，包气带防污性能评价见表 4.1-7 所示。

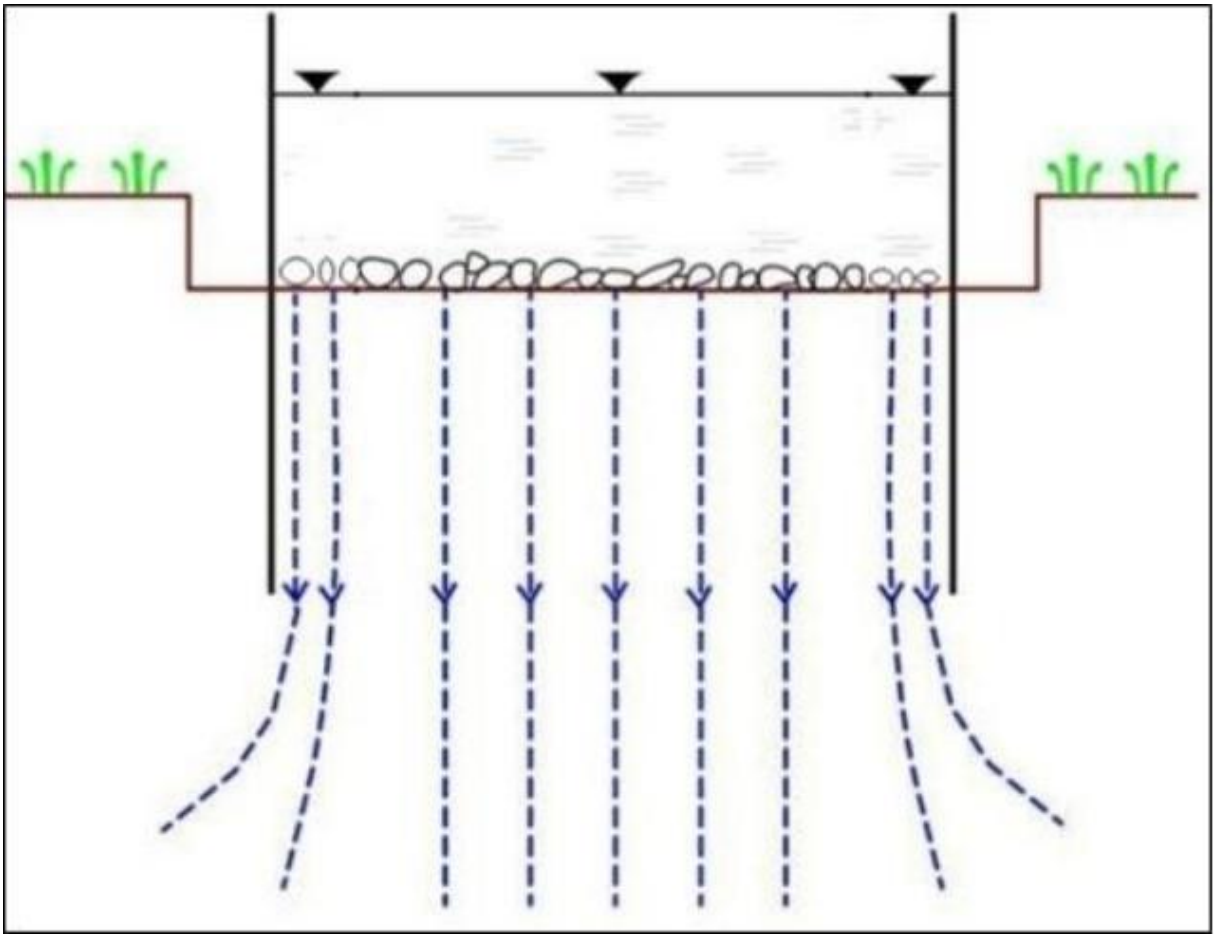


图 4.1-10　单环渗水试验装置示意图

渗水试验计算公式如下：

$$K = \frac{Q}{F}$$

式中：K——试验土层的渗透系数（cm/s）；

Q——环内的稳定渗入水量（cm^3/s）；

F——试坑（内环）渗水面积（cm^2）。

表 4.1-6　渗水试验计算成果表

试点	内环面积 w (cm^2)	稳定渗水量 Q (cm^3/min)	渗透系数 k （cm/s）	表层岩性
苏南-21 集气站	706.5	12.16	2.87×10^{-4}	粉土

表 4.1-7　包气带防污性能

分级	包气带岩土的渗透性能	本项目情况
强	Mb≥1.0m，K≤1.0×10—^{6}cm/s，且分布连续、稳定	本项目场地包气带厚度约 40m，

中	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，且分布连续、稳定	分布连续稳定，且单层厚度≥1m。包气带垂向渗透系数约 2.87×10—^{4}cm/s，综上判定评价区包气带防污性能为“弱”。
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件	
Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。		

（2）苏南 14-100 井场水文地质条件

苏南 14-100 井场位于白于山北部风沙滩地区，地层岩性主要为冲洪积层。含水层主要为中、上更新统冲洪积粉细砂及粉土，下部夹有薄层的砾石层，厚度随基岩面起伏而变化，很不均一。局部夹带有粉质粘土或粘土隔水层，可形成局部承压、其压力水头与潜水位相近。该典型井场所在区域属于水量贫乏区，含水层厚度一般在 7—15m，局部厚度可达 50m 左右，含水岩性主要为粉质粘土、粉土夹薄层粉细砂层。单井涌水量一般为 64.06-98.92m^{3}/d，渗透系数 0.01—0.09m/d。地下水流向为由西南向东北方向径流，区内地下水主要接受大气降雨入渗的垂向补给，以侧向径流的方式向西侧和北侧下游排泄，水力坡度约为 0.015。

（3）苏南-15 集气站～苏南-13 集气站外采出水管线水文地质条件

苏南-15 集气站～苏南-13 集气站外采出水管线所在区域为本次项目管线最集中区域，主要位于调查区中部黄土梁峁区、靠近北侧风沙滩地区。管线评价区内地面海拔标高 1355m～1727m，北侧为第四系全新统出露，其他区域均为第四系风积黄土层，因此地表出露含水层为第四系风积黄土孔隙潜水含水层与第四系冲积层孔隙潜水含水层两种类型。

根据《盐池幅 J4824 1:20 万区域水文地质普查报告》，评价区内第四系松散层孔隙潜水含水层其形成和分布受地貌条件的严格控制，由于沟谷深切至基岩，加之地形较陡峻，故无统一的潜水面，只有在被沟谷分割的各个大小不等的汇水面积内，具有局部潜水体分布。多以泉的形式排出或渗水排出。该管线所在区域属于水量贫乏区，含水层厚度一般在 25～45m，局部厚度可达 80m 左右，含水岩性主要为粉质粘土、粉土夹薄层粉细砂层，渗透系数约为 0.09~0.429m^{3}/d。地下水流向为西南向东北、北方向径流，区内地下水主要接受大气降雨入渗的垂向补给，以侧向径流的方式向西侧和北侧下游排泄，水力坡度约为 0.008。

4.1.5 文物调查

根据现场调查及收集资料，本项目矿权范围内的文物保护单位有靖边营故城、清平堡遗址和明长城遗址，文物保护单位详细情况如下：

靖边营故城：靖边营，位于陕西省靖边县新城乡。明长城延绥镇重要关堡，长城由横山县龙口村向西南入靖边县境内，其大致走径为：由杨桥畔乡的瓦窑界向西南经沙沟，过海拔一千四百八十五米的高墩沙山至盛家峁村。由盛家峁村继续向西南，经龙州乡的胡家梁村至甘沟则村东五华里的地方转为向西，过镇靖乡的二台、五台村、麻黄粱至镇靖。由镇靖沿西芦河经席麻湾乡、五梁则乡境至新城乡的磨盘坪村。由磨盘坪村转向西，经赵宫界、石窑沟乡的阳巷村至牛山涧乡的马家崾村。由马家窑村继续向西约六华里，出靖边县境而入吴旗县界。靖边县境内所辖长城约一百二十华里。靖边营故城为明代古遗址，2008 年被列为省级文物保护单位。

清平堡遗址、清平堡古桥：清平堡位于陕西省靖边县境内。明长城延绥镇重要关堡，为延绥镇中路所辖十营堡之一，清平堡现在属于陕西省靖边县高家沟乡阳畔村东门沟小组管理，离现在的青银高速隔一条河就是几百米，现在基本看不到原来城池的样子，都让沙漠覆盖，现在在附近有个释迦摩尼佛寺庙，在每年的农历四月十八十分热闹。清平堡有座古桥，距今约为 550 年，现在古桥禁止车辆及行人通过。古桥看上去很薄，用 4 层砖堆砌成。清平堡遗址为明代古遗址，2008 年被列为省级文物保护单位。

明长城遗址：靖边县境内所辖长城全长 81 公里，烽火台 70 余座，所经乡镇 10 个。现存城堡遗址主要有宥洲城遗址、黄花城遗址、龙洲堡遗址、镇靖堡遗址、清坪堡遗址、镇罗堡遗址、宁寨营堡遗址、新城遗址、李家城遗址、西门台城遗址、芦子关遗址和烟墩山烽火台遗址，保存较好的长城遗址有 307 国道五台段长城和镇靖明长城。明长城遗址靖边段主要分布于靖边县黄蒿界镇、海则滩镇、杨桥畔镇、龙洲镇、镇靖镇、杨米涧镇、王渠则镇、中山涧镇、天赐湾镇，保护范围为 A 区：长城墙体遗址本体外延 50 米，B 区：A 区外延 100 米，2017 年被列为省级文物保护单位。

4.2 生态环境现状调查

4.2.1 生态环境信息获取

（1）调查手段

本次产能开发区块主要分布在榆林市定边县、靖边县，延安市吴起县，井区面积大且较为分散。为全面了解各井区生态环境现状，按照导则要求，本次评价采用现场调查和“3S”技术相结合的方法进行评价区生态环境信息的获取和分析。

（2）遥感影像图制作

①根据国家或相关行业标准，结合生态环境信息遥感图像解译的可解译程度，建立

科学的地貌类型、植被类型及覆盖度、土地利用现状、土壤侵蚀类型与强度分类系统；

②选取最佳时相的 Landsat-8 卫星图像数据（时相为 2022 年 8 月 2 日，空间分辨率 15m），对图像数据进行几何精校正，选取主要反映植被状况的波段 3、4、5 制作环境影响评价区卫星影像图；

③以卫星影像图为信息源，根据确定的生态环境要素分类系统，结合前人的相关工作成果，建立植被类型、土地利用现状、土壤侵蚀类型与强度等要素的遥感解译标志，采用人机交互相结合的解译方法，编制评价区植被类型、土地利用现状、土壤侵蚀类型等生态环境系列图；

④采用专业制图软件 Arcgis 对解译的图件加注坐标、油田范围、评价区范围等重要地理要素，并按进行专题面积统计；

⑤根据专题图件和统计结果，总结环境影响评价区植被类型、土地利用现状、土壤侵蚀类型与强度等生态环境要素的空间分布特征。

（3）现场调查

通过对评价区现场调查，识别植物种类、记录植被盖度和野外调查中发现的动物，并调查环境敏感点现状、农业生产等相关情况。

采用定点和随机的方法设置样的对评价区植被进行样方调查，选取的样方点散布在开发区块内，且在各主要的植被类型内均有设置，可反映区域植被的基本状况。

4.2.2 生态系统类型及特征

4.2.2.1 生态功能区划

依据《陕西省生态功能区划》，评价区在生态功能分区上属于白于山南侧水土流失控制区，生态服务功能主要为水源涵养功能区，土壤侵蚀和水土流失敏感，主要保护对策是控制水土流失。各作业区开发区块所属生态功能分区、生态敏感性特征及生态保护对策详见表 4.2-1。

表 4.2-1　项目地生态功能区划及生态服务功能重要性或敏感性特征及保护对策

项目地	生态区	生态亚区	生态功能区	生态服务功能重要性或敏感性特征及保护对策
靖边县、定边县	长城沿线风沙草原生态区	定靖北部沙化、盐渍化控制生态功能区	定靖东北部防风固沙区	土地沙漠化控制功能，保护和恢复现有植被，营造防风固沙植被。
			定靖西南风蚀、盐渍化控制生	盐渍化中度和轻度敏感。退耕还草，发展人工草地，恢复天然草原植被。
		白于山河源水土保持生态亚	白于山河源水土保持区	靖边、定边重要的水源地，无定河等河流的源头，水源涵养功能重要，水土流失极敏感，

		区		开展流域综合治理，退耕还林还草，控制水土流失。
吴起县	黄土高原农牧生态区	黄土丘陵沟壑水土流失控制生态亚区	白于山南侧水土流失控制区	延安、洛河的上游，水源涵养功能重要，土壤侵蚀极敏感－高度敏感。沟谷涧地建设基本农田，坡地退耕还林还草，发展人工草地和特色经济林木。

区域地带性植被为华北区系的中温带森林灌丛草原植被。其特点是，森林稀少，灌木草丛较多，植被覆盖率低。在农业开发和人工植被建设的基础上，人工栽培植被逐渐增加，自然植被尤其是森林植被面积减少。自然植被分为干草原、山地林灌草丛、农林隙地草丛；人工植被以栽培的落叶阔叶林和农业植物群落为主，由于舍饲养畜的落实和退耕还林还草政策的实施，人工草场面积明显增加。

由于自然植被保留较少，大型兽类很少，小型兽类和鸟类较多。区内无自然保护区，未发现国家、省重点保护的野生动植物。

当地土壤侵蚀模数多为 5000～15000t/km^2·a，主要是水力侵蚀和重力侵蚀，尤以水力侵蚀为主。水力侵蚀主要由暴雨径流引发，其主要侵蚀方式有面蚀和沟蚀，面蚀主要发生在黄土塬、梁、峁、坡和沟谷坡及缘边等部位，侵蚀面积较大，发育活跃。沟蚀常以面蚀为先驱而发生发展为纹沟、细沟、浅沟、继而发展为切沟、冲沟乃至干沟、河谷，沟蚀在农耕地上更为强烈。

4.2.2.2 主要生态系统类型及特征

根据实地调查，根据《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021），评价区共有 7 种生态系统类型。其中以草地生态系统、农田生态系统为主，分布广，面积大。各个生态系统的组成及分布见表 4.2-2，生态系统类型分布图详见下图。

表 4.2-2　评价区生态系统类型及特征

生态系统类型		主要物种	评价区		分布
I级分类	II级分类		面积（km^2)	比例（%)	
森林生态系统	11 阔叶林	有杨树、泡桐、刺槐、乌柳、沙柳、旱柳等；	0.1658	0.0311	呈片状小面积分布于调查区内
灌丛生态系统	21 阔叶灌丛	主要灌木有黑刺、锦鸡儿、马茹刺、白笈梢、丁香、杠柳、柠条、酸刺、狼牙刺、油蒿、柠条等	1.2853	0.2411	呈片状小面积分布于调查区内
草地生态系统	33 草丛	草本植物主要有白羊草、铁杆蒿、大油芒、针茅、狗尾草、冷蒿等	227.0716	42.5884	呈片状大面积分布于调查区内的荒坡、沟谷、沙滩地
湿地生态系统	43 河流	水生藻类、芦苇、白茅等	7.1739	1.3455	呈线状或斑块状分布

					于调查区
农田生态系统	51 耕地	农作物有玉米、豆类、谷类、薯类等	292.8463	54.9247	呈带状或斑块状分布于调查区内沟谷两侧
城镇生态系统	61 居住地	以人为主，人工绿色植物	3.3268	0.6240	呈斑块状散布调查区
	63 工矿交通	/	1.2663	0.2375	呈斑块状散布调查区
其他	82 裸地	/	0.0416	0.0078	呈斑块状散布调查区
合计			533.1777	100.00	/

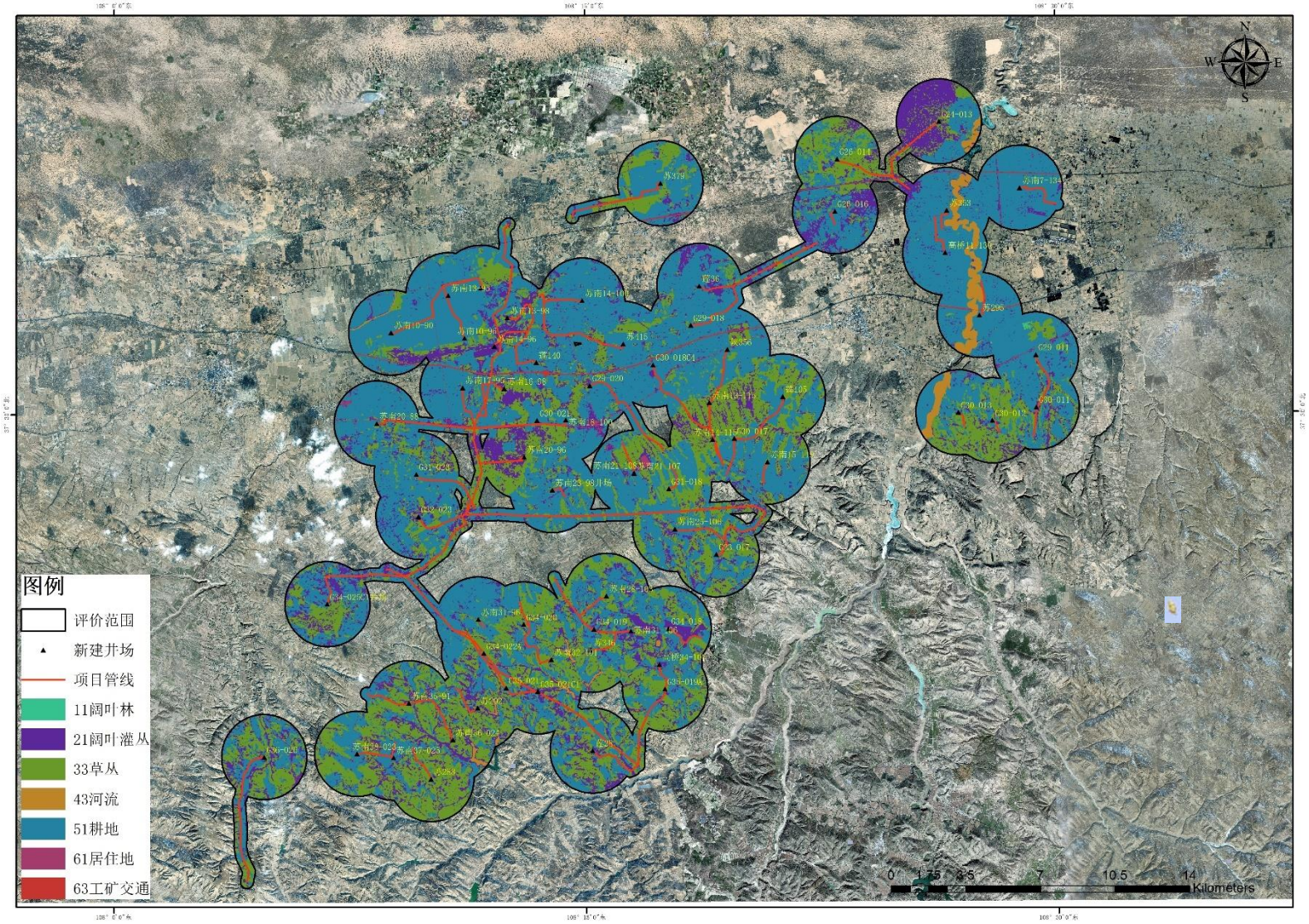


图 4.2-1　项目评价区生态系统类型分布图

4.2.3 评价区土地资源现状

4.2.3.1 土地利用现状

依据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），调查区土地利用现状类型分为 7 种，旱地、草地广泛分布，旱地占调查区面积的 54.9247%，草地占调查区面积的 45.5884%。具体见下表及图 4.2-2。

表 4.2-3　评价区土地利用现状

类型			评价区	
一级类	**代码**	**二级类**	**面积（km^2)**	**比例（%)**
01 耕地	0103	旱地	292.8463	54.9247
03 林地	0301	乔木林地	0.1658	0.0311
	0305	灌木林地	1.2853	0.2411
04 草地	0401	天然牧草地	152.4594	28.5945
	0404	其他草地	74.6122	13.9939
07 住宅用地	0702	农村宅基地	3.3268	0.6240
10 交通运输用地	1003	公路用地	1.2663	0.2375
11 水域及水利设施用地	1103	水库水面	2.6116	0.4898
	1106	内陆滩涂	4.4030	0.8258
	1107	沟渠	0.1593	0.0299
12 其他土地	1206	裸土地	0.0416	0.0078
合计			533.1777	100.00

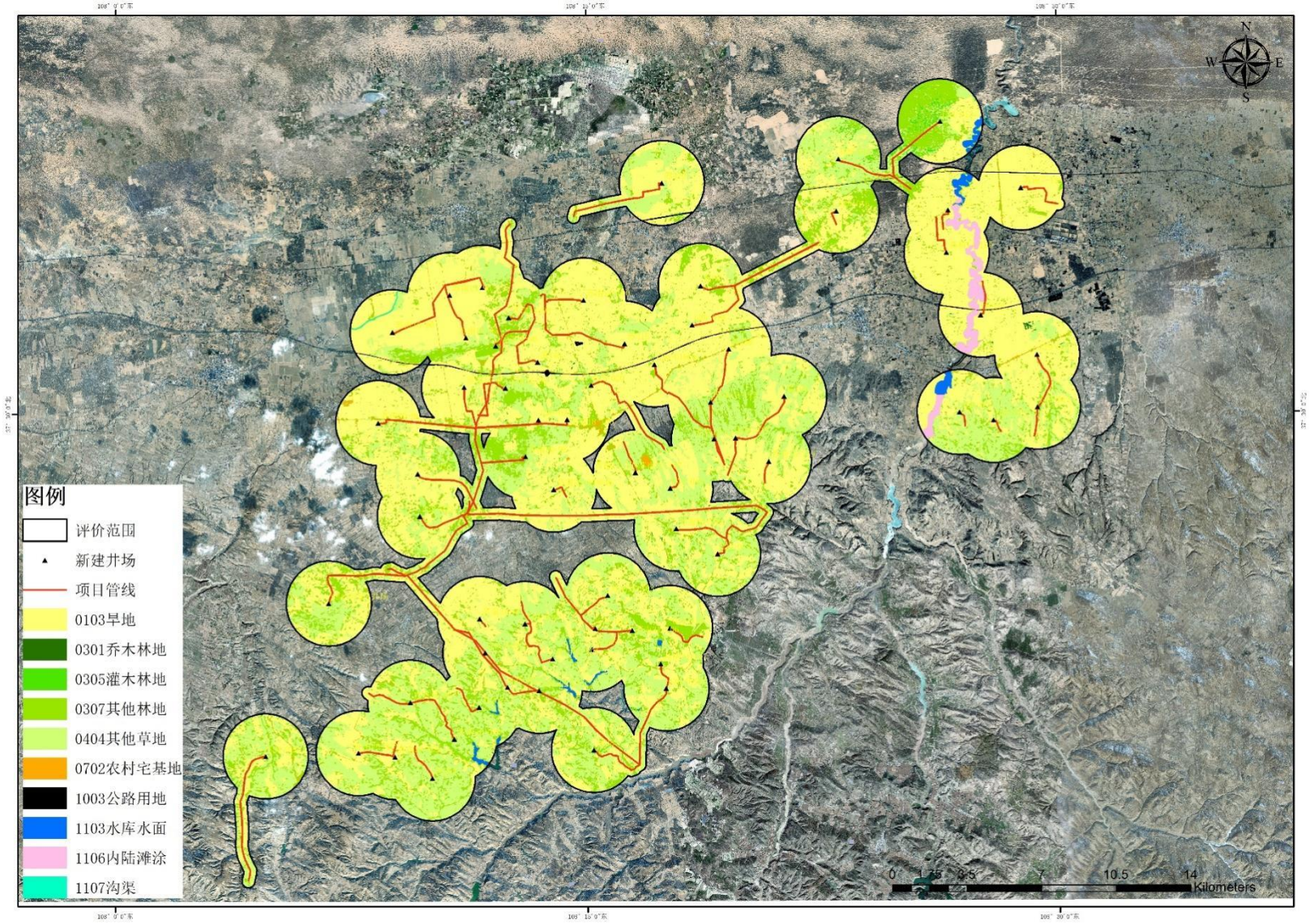


图 4.2-2　项目评价区土地利用现状图

4.2.3.2 土壤侵蚀现状

（1）土壤侵蚀类型与强度分类系统

评价区土壤侵蚀方式以水力侵蚀为主，据《土壤侵蚀分类分级技术标准》（SL190-2007），综合考虑气候、地表物质组成、地形坡度、植被覆盖度、土地利用现状、水土保持措施等因素将评价区土壤侵蚀划分为微度侵蚀、轻度侵蚀、中度侵蚀、强烈侵蚀四个级别，见表 4.2-4。

表 4.2-4　土壤水力侵蚀强度分级方法

级别	侵蚀模数（$t/km^2.a$）	遥感影像特征
微度	＜1000	墨绿色，网格状条纹，沟谷不发育，为平地
轻度	1000～2500	呈浅绿色色彩，色彩均匀，具网格状影纹，主要分布于黄土塬面及河流阶地，植被覆盖度高的低山区
中度	2500～5000	呈黄色色彩，具斑点状影纹，呈不规则斑块状分布，为植被覆盖度较好的灌林地，解译标志明显
强烈	5000～8000	呈橙色，具斑点状影纹，沟谷密度较大分布于沟谷两侧。
极强烈	8000-15000	褐色，主要分布于沟谷地带。
剧烈	＞15000	深褐色，主要分布于河道沟谷地带。

（2）土壤侵蚀类型与强度特征

依据评价区各井区土壤侵蚀类型及强度图，见图 4.2-3。对不同土壤侵蚀强度进行面积量算，结果见表 4.2-5。

表 4.2-5　评价区土壤水力侵蚀强度分类面积统计面积

序号	土壤侵蚀分类	面积（km^2）	比例（%）
1	微度水力侵蚀	293.6140	55.0687
2	轻度水力侵蚀	102.6515	19.2528
3	中度水力侵蚀	130.1017	24.4012
4	强度水力侵蚀	6.1997	1.1628
5	极强度水力侵蚀	0.5638	0.1058
6	剧烈水力侵蚀	0.0470	0.0088
合计		533.1777	100.00

根据表 4.2-5 统计结果，评价区以微度水力侵蚀和中度水力侵蚀为主，分别占评价区面积的 55.0687%和 24.4012%。



图 4.2-3　项目评价区土壤侵蚀类型图

4.2.4 植物群落及特征

4.2.4.1 植被覆盖度

根据植被覆盖度遥感影像解译结果和数据统计结果（表 4.2-6 和图 4.2-4），区内植被覆盖度以低覆盖度和高覆盖度为主，其次为中高覆盖度和中覆盖度植被。

表 4.2-6 评价范围内植被覆盖度类型面积、比例及空间分布

序号	类型	面积（km^2）	比例（%）
1	低度植被覆盖度	204.2797	38.3136
2	中低植被覆盖度	73.2117	13.7312
3	中度植被覆盖度	74.1329	13.9040
4	中高植被覆盖度	76.8649	14.4164
5	高度植被覆盖度	104.6884	19.6348
合计		533.1777	100.00

4.2.4.2 植被类型

项目地处温带，属于温带半干旱大陆性气候，植被类型属于灌木草原区。根据遥感解译，评价区植被类型及面积见表 4.2-7。植被类型图见图 4.2-5。

表 4.2-7 评价区植被类型统计

序号	植被类型	面积（km^2）	比例（%）
1	草地	231.4746	43.4142
2	建设用地	4.5931	0.8615
3	落叶阔叶灌木林	1.2853	0.2411
4	落叶阔叶乔木林	0.1658	0.0311
5	农作物	292.8463	54.9247
6	水面	2.7709	0.5197
7	无植被覆盖区	0.0416	0.0078
合计		533.1777	100.00

从植被类型面积统计看：评价区植被以农作物为主，占评价区总面积 54.9247%，其次为草地，为 43.4142%。



图 4.2-4　项目评价区植被覆盖度图

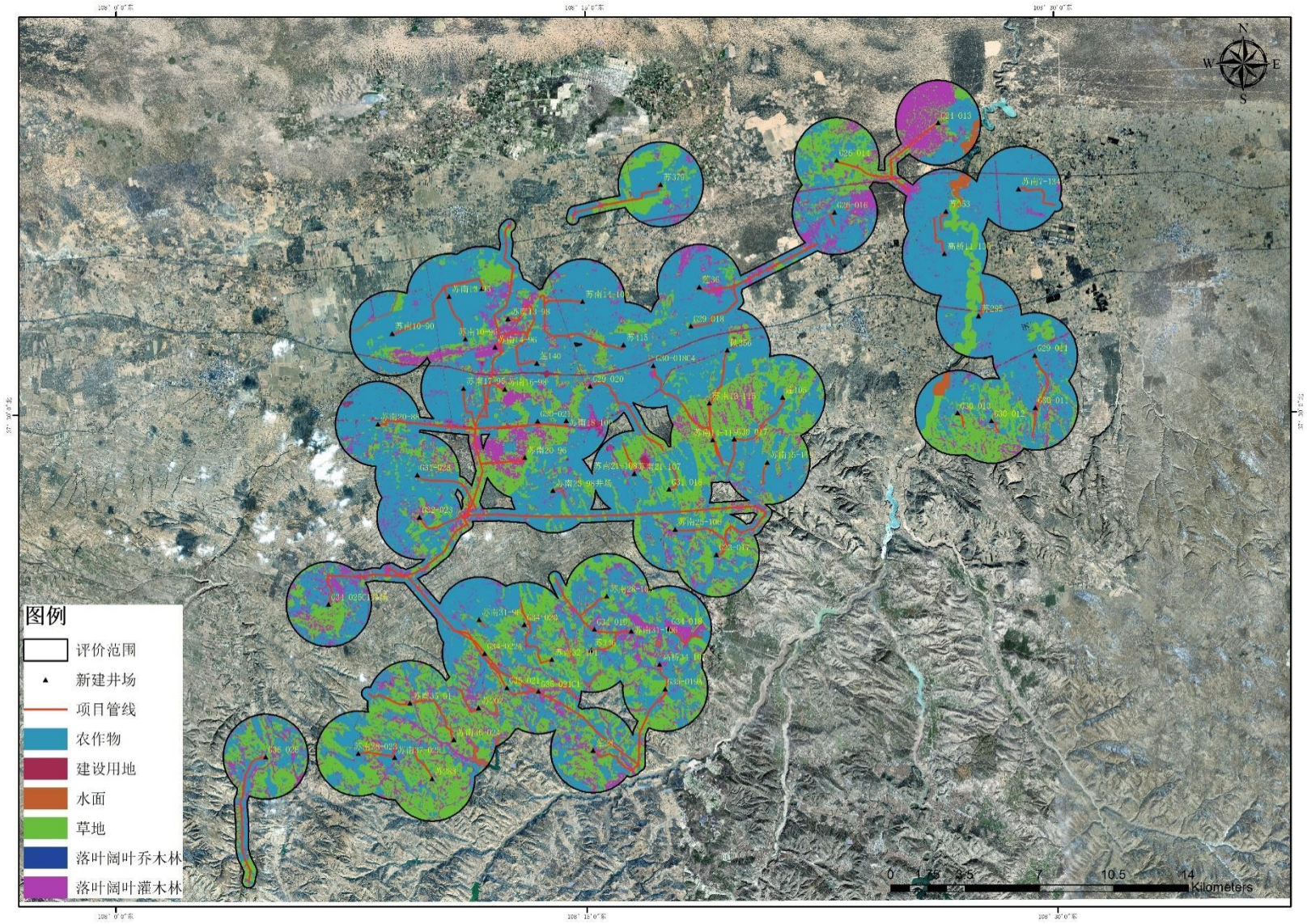


图 4.2-5　项目评价区植被类型图

4.2.4.3 样方调查

项目组选取代表性群落进行典型取样，样方调查涵盖了调查区主要的地貌类型和群落类型，在调查区内共均匀布设了 12 处植物样方调查点，调查结果见表 4.2-8。

（1）样方布设原则

①尽量在站场、管线及其附近设置样方，并考虑布点的均匀性；

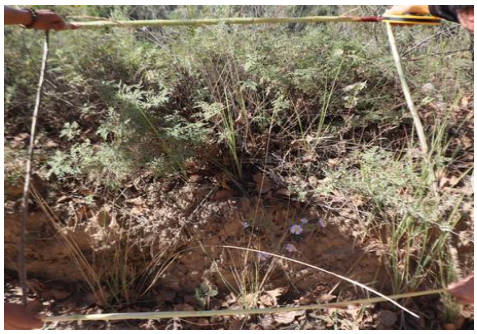
②调查的植被为调查区分布较广泛的类型，尽可能兼顾其他分布较少的植被类型；

③兼顾各种生态恢复措施，了解临时占地范围内的植被情况及敏感区域的植被状况。

（2）调查方法

根据植被群落设置调查样地，本次调查共设置 4 个调查样地，在每个样地中设置 3 个样方。其中乔木群落设置 10×10m 样方，灌木群落设置 5×5m 样方，草本群落设置 1×1m 的样方。

表 4.2-8　植被群落样方调查表（蒿草群落）

<table>
<tr><td colspan="8">蒿草群落</td></tr>
<tr><td>地点</td><td colspan="4">苏南 16 集气站站外</td><td>日期</td><td colspan="2">2023.7.25</td></tr>
<tr><td>经纬度</td><td colspan="7">108°25′31.76″,37°35′43.43″</td></tr>
<tr><td rowspan="2">群落层次
样方编号</td><td rowspan="2">植物名</td><td rowspan="2">数量（个）</td><td rowspan="2">盖度（%）</td><td>总盖度</td><td>香农-威纳指数</td><td>Simpson 指数</td><td>样方大小</td></tr>
<tr><td>50</td><td>1.560</td><td>0.6781</td><td>1×1 米</td></tr>
<tr><td colspan="8">样方 1</td></tr>
<tr><td>乔木</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td colspan="4" rowspan="7">  </td></tr>
<tr><td>灌木</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td></tr>
<tr><td rowspan="5">草本</td><td>黑蒿</td><td>10</td><td>15</td></tr>
<tr><td>猪毛蒿</td><td>6</td><td>10</td></tr>
<tr><td>糙隐子草</td><td>3</td><td>10</td></tr>
<tr><td>狗娃花</td><td>1</td><td>3</td></tr>
<tr><td>黄花铁线莲</td><td>1</td><td>10</td></tr>
<tr><td colspan="8">样方 2</td></tr>
<tr><td>乔木</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td colspan="4" rowspan="7">  </td></tr>
<tr><td>灌木</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td></tr>
<tr><td rowspan="5">草本</td><td>蒙古蒿</td><td>20</td><td>50</td></tr>
<tr><td>披碱草</td><td>20</td><td>30</td></tr>
<tr><td>糙隐子草</td><td>1</td><td>3</td></tr>
<tr><td>鹅绒藤</td><td>3</td><td>5</td></tr>
<tr><td>狗尾草</td><td>2</td><td>5</td></tr>
<tr><td colspan="8">样方 3</td></tr>
<tr><td>乔木</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td colspan="4">  </td></tr>
</table>

灌木	/	/	/	
草本	披碱草	30	30	
	蒙古蒿	10	20	
	鹅绒藤	3	5	
	猪毛蒿	3	5	

续表 4.2-8　植被群落样方调查表（杂草群落）

杂草群落							
地点	**苏南 20-96 井场外**			**日期**		**2023.7.25**	
经纬度	**108°13′21.01″,37°28′57.35″**						
群落层次 样方编号	**植物名**	**数量（个）**	**盖度（%）**	**总盖度**	**香农-威纳指数**	**Simpson 指数**	**样方大小**
				80	**1.001**	**0.599**	**1×1 米**
样方 1							
乔木	/	/	/				
灌木	/	/	/				
草本	羊草	20	35				
	猪毛蒿	7	15				
	华北白前	1	5				
	二裂委陵菜	3	5				
	火绒草	2	3				
样方 2							
乔木	/	/	/				
灌木	/	/	/				
草本	黑蒿	20	40				
	二裂委陵菜	30	30				
	针茅	10	20				
	猪毛蒿	3	5				
	白头翁	1	2				
	委陵菜	3	5				
样方 3							
乔木	/	/	/				
灌木	/	/	/				
草本	硬质早熟禾	10	20				
	针茅	20	30				
	狗娃花	2	5				
	猪毛蒿	5	7				
	黑蒿	3	8				

续表 4.2-8　植被群落样方调查表（杂木灌丛群落）

杂木灌丛群落			
地点：	**苏南 38-023 井场外**	**日期**	**2023.7.25**
经纬度：	**108°8′2.03″,37°21′26.22″**		

群落层次	植物名	数量（个）	盖度（%）	总盖度%	香农-威纳指数	Simpson 指数	样方大小
				90	1.241	0.678	5×5 米
样方 1							
乔木	/	/	/				
灌木	沙棘	3	10				
	覆盆子	1	10				
	杠柳	3	5				
草本	白羊草	30	35				
	苔草	5	10				
	狗娃花	5	15				
	打碗花	1	2				
	野菊花	1	5				
样方 2							
乔木	/	/	/				
灌木	沙棘	4	50				
	柠条锦鸡儿	1	20				
	鼠李	1	15				
草本	白茅	20	15				
	碱茅	10	5				
	猪毛菜	2	3				
	茜草	1	4				
样方 3							
乔木	/	/	/				
灌木	山杨	1	20				
	刺槐	2	15				
	沙棘	1	8				
	杠柳	3	8				
草本	黑蒿	25	50				
	硬质早熟禾	2	5				
	猪毛菜	3	5				
	委陵菜	1	3				
	冰草	2	5				
	狗尾草	2	5				

续表 4.2-8　植被群落样方调查表（刺槐群落）

刺槐群落				
植被类型	乔木	地点：G28-021 井场外	日期	2023.7.25
经纬度：	108°11′59.53″,37°33′15.20″			

<table>
<tr><td colspan="8">样方 1</td></tr>
<tr><td>群落层次
样方编号</td><td>植物名</td><td>数量（个）</td><td>盖度（%）</td><td>总盖度</td><td>香农-威纳指数</td><td>Simpson 指数</td><td>样方大小</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>55</td><td>/</td><td>/</td><td>10×10 米</td></tr>
<tr><td rowspan="2">乔木</td><td>刺槐</td><td>7</td><td>45</td><td colspan="4" rowspan="9">  </td></tr>
<tr><td>臭椿</td><td>1</td><td>10</td></tr>
<tr><td rowspan="3">灌木</td><td>豆梨</td><td>1</td><td>10</td></tr>
<tr><td>枸杞</td><td>2</td><td>5</td></tr>
<tr><td>黄花铁线莲</td><td>1</td><td>5</td></tr>
<tr><td rowspan="4">草本</td><td>披碱草</td><td>20</td><td>30</td></tr>
<tr><td>茵陈蒿</td><td>3</td><td>10</td></tr>
<tr><td>阴山胡枝子</td><td>1</td><td>5</td></tr>
<tr><td>狗娃花</td><td>1</td><td>3</td></tr>
<tr><td colspan="8">样方 2</td></tr>
<tr><td rowspan="2">乔木</td><td>刺槐</td><td>9</td><td>60</td><td colspan="4" rowspan="9">  </td></tr>
<tr><td>小叶杨</td><td>1</td><td>10</td></tr>
<tr><td rowspan="5">灌木</td><td>豆梨</td><td>1</td><td>15</td></tr>
<tr><td>杠柳</td><td>2</td><td>5</td></tr>
<tr><td>沙棘</td><td>1</td><td>3</td></tr>
<tr><td>覆盆子</td><td>5</td><td>10</td></tr>
<tr><td>枸杞</td><td>1</td><td>8</td></tr>
<tr><td rowspan="4">草本</td><td>披碱草</td><td>30</td><td>50</td></tr>
<tr><td>猪毛蒿</td><td>5</td><td>20</td></tr>
<tr><td>芦苇</td><td>5</td><td>8</td></tr>
<tr><td>茜草</td><td>1</td><td>5</td></tr>
<tr><td colspan="8">样方 3</td></tr>
<tr><td rowspan="2">乔木</td><td>刺槐</td><td>7</td><td>50</td><td colspan="4" rowspan="9">  </td></tr>
<tr><td>旱柳</td><td>1</td><td>15</td></tr>
<tr><td rowspan="4">灌木</td><td>火炬树</td><td>3</td><td>15</td></tr>
<tr><td>鼠李</td><td>1</td><td>3</td></tr>
<tr><td>覆盆子</td><td>5</td><td>10</td></tr>
<tr><td>枸杞</td><td>1</td><td>8</td></tr>
<tr><td rowspan="8">草本</td><td>披碱草</td><td>100</td><td>90</td></tr>
<tr><td>鬼针草</td><td>1</td><td>5</td></tr>
<tr><td>草木樨</td><td>3</td><td>10</td></tr>
<tr><td>硬质早熟禾</td><td>3</td><td>5</td></tr>
<tr><td>委陵菜</td><td>5</td><td>10</td></tr>
<tr><td>灰绿藜</td><td>2</td><td>5</td></tr>
<tr><td>狗尾草</td><td>1</td><td>3</td></tr>
</table>

4.2.4.4 植物资源

（1）植物生态系统多样性：

①森林生态系统：

评价区内的森林生态系统发育不完全，森林面积较小。天然森林主要为早期栽植的刺槐林，多沿路或者呈斑块状分布，坡塬山地刺槐高度一般在 6—8 米，林内有不同高度和粗细的更新植株，自然更新良好，盖度在 50%以上，林内灌木和草本比较少，种类和盖度都比较低。

本区偶有少量小叶杨和杂木灌木丛林，分布于山塬阴坡。林缘一般有较好的灌木和草本植物生长，部分阴坡的灌木层盖度可以达到 50%，灌木种类主要有沙棘、柠条锦鸡儿、延安小檗等。

评价区有小面积人工油松林和侧柏林，但目前高度较低，尚在幼树阶段。

②灌丛生态系统：

在本评价区域各山地坡塬中部林地生态系统和草地生态系统之间，形成区域广大的山坡灌丛生态系统。该生态系统处于森林和草地之间的过渡状态，缺少典型的大型灌木，多为中小型灌木，种类有沙棘、柳叶鼠李、延安小檗、丁香、柠条锦鸡儿、黄刺玫、悬钩子属等种类，小型灌木有杠柳、枸杞、绣线菊、胡枝子属等种类，并在灌木之间生长有多年生高大的黑蒿、沙蒿等种类。该生态系统植被高度一般在 1—2 米，部分种类形成极大的灌丛，该生态系统植被盖度大，往往在 80%以上。

③草地生态系统：

草地生态系统为评价区的主要生态系统。该区域的草地生态系统分为坡塬顶部的低矮蒿草－禾草类草甸、边坡大型蒿草草甸、山坡灌丛草甸和道路、田边的草地。坡塬顶部以低矮的草本植物为主，在绝大部分范围内只有草本植物，植被高度一般在 20—30 厘米之内，主要种类为禾本科矮小草本和蒿类等，种类主要有黑蒿、牡蒿、猪毛蒿、针茅、硬质早熟禾、白草、隐子草属等，夹杂有少量的草木樨状黄芪或者小型的灌木如阴山胡枝子等，自然生态系统中植物多样性高。边坡大型蒿草草甸以黑蒿等多年生蒿草为建群种，成半灌木状，该草甸类生长的禾草也为大型种类，如白茅、芨芨草、披碱草等，该类型草甸处于山顶低矮草本到灌丛草甸至灌丛之间的过渡状态。灌丛草甸的灌木以沙棘、柳叶鼠李、小檗属种类为主，草本植物有硬质早熟禾、针茅、芨芨草以及蒿类以及草木樨、草木樨状黄芪、扁茎黄芪、远志等的草地，植被高度可达到 60 厘米。在路边、田边，主要的草本植物以耐旱的阳生植物为主，如野菊花、白茅、如狗尾草、狼尾草等，人为影响明显。

④农田生态系统：

评价的多条管线从农田边缘通过，本区域种的农田一般修筑为梯田，种植的植物为北方耐旱作物，如玉米、马铃薯、荞麦等，该生态系统的状况主要由耕种的季节性决定。

（2）主要植被群落类型：

①刺槐群落

刺槐群落为评价区的主要乔木群落，评价区的刺槐分布于坡塬边坡，成条带状和斑块分布。该群落乔木种类单一，建群种刺槐占用优势，群落内偶尔有榆树和小叶杨，建群种的盖度在 40%以上，而且不同粗细和高度的刺槐均有生长，群落内的灌木层种类较少，在群落周边常生有沙棘、延安小檗等类群，乔木香农-威纳指数一般小于 1，样方内草本种类 3-8 种，在乔木和灌木较密集的区域种类少，乔木和灌木边缘种类多，种类差异较大。群落整体香农-威纳指数一般在 1-1.5，生长良好。

②杂木灌丛群落

杂木灌丛群落主要分布于评价区的路边、田边或部分坡塬上部山坡，主要种类有沙棘、柠条锦鸡儿、华北绣线菊、土庄绣线菊、豆梨、山荆子、小檗属、鼠李属、胡枝子属的多个种类，也有半灌木的黑蒿、铁线莲以及高达的禾本科草本如芨芨草、白茅等种类。杂木灌丛一般灌木高度在1—3米，差异较大，而且群落内的植物种类和高度都较大，本群落是灌丛到草地群落的过渡类型，生长良好。

③蒿草群落

蒿草群落一般在山坡阳坡分布，或位于沙棘灌丛、杂木灌丛等灌丛之间，该群落中蒿草成多年生亚灌木状，往往生长成大的亚灌木丛，伴生种有硬质早熟禾、披碱草、白草等，该类型植被类型介于灌丛和草地之间，群落内蒿草等多年生草本具有明显优势，总盖度超过60%，群落内草本高度大于50厘米，生长具有较好的防风固沙作用。

④杂草群落

由于管线一般沿油井道路布置，因此本评估范围内有较多的路边、田边杂草群落。路边、田边杂草以一年生、阳生性草本为主，如一年蓬、飞蓬、狗娃花、狗尾草、白茅、野菊花、山莴苣、益母草等，也有矮小的植物如蒲公英、地锦、虎尾草、地梢瓜等，该群季节性变化明显，春夏季缺少大型的植物，干旱季节也容易受到影响，部分种类如飞蓬等，个体高度较高，杂草群落物种多样性差异较大，1㎡1m的草本样方内的植物种类在3-7种，往往以禾本科种类为优势种，而且不同区域之间的植被差异性相对较大。

（3）植物物种多样性

结合本次的样方调查结果，在评价范围共调查到野生维管植物 37 科，98 属 134 种，物种名录见表 4.2-9。其中包括蕨类植物仅 1 种，裸子植物 2 科 3 种，被子植物 31 科 94 属 120 种。评价范围内的河谷有村落，村落周围和周边农田种植有多种农作物和观赏植物，由于这些作物主要依赖于人为种植，因此没有统计在物种范围内。

表 4.2-9　评价区内的野生维管植物名录

所属科	植物中名	植物学名
松科 Pinaceae	油松	*Pinus tabulaeformis*
车前科 Plantaginaceae	平车前	*Plantago depressa*
唇形科 Labiatae	香青兰	*Dracocephalum moldavica*
	益母草	*Leonurus artemisia*
	地椒	*Thymus quinquecostatus*
大戟科 Euphorbiaceae	地锦	*Euphorbia humifusa*
豆科 Fabaceae	斜茎黄耆	*Astragalus adsurgens*
	草木樨状黄耆	*Astragalus melilotoides*
	糙叶黄耆	*Astragalus scaberrimus*
	柠条锦鸡儿	*Caragana korshinskii*
	米口袋	*Gueldenstaedtia verna*
	胡枝子	*Lespedeza bicolor*
	阴山胡枝子	*Lespedeza inschanica*
	草木犀	*Melilotus officinalis*
	小花棘豆	*Oxytropis glabra*
	砂珍棘豆	*Oxytropis racemosa*
	刺槐	*Robinia pseudoacacia*
	披针叶野决明	*Thermopsis lanceolata*
禾本科 Poaceae	芨芨草	*Achnatherum splendens*
	荩草	*Arthraxon hispidus*
	白羊草	*Bothriochloa ischcemum*
	孔颖草	*Bothriochloa pertusa*
	拂子茅	*Calamagrostis epigeios*
	虎尾草	*Chloris virgata*
	朝阳隐子草	*Cleistogenes hackeli*
	糙隐子草	*Cleistogenes squarrosa*
	马唐	*Digitaria sanguinalis*
	披碱草	*Elymus dahuricus*
	白茅	*Imperata cylindrica*
	羊草	*Leymus chinensis*
	白草	*Pennisetum centrasiaticum*
	芦苇	*Phragmites australis*
	硬质早熟禾	*Poa sphondylodes*
	碱茅	*Puccinellia distans*

	鹅观草	*Roegneria kamoji*
	狗尾草	*Setaria viridis*
	针茅	*Stipa capillata*
	黄背草	*Themeda japonica*
胡颓子科 Elaeagnaceae	沙棘	*Hippophae rhamnoides*
蒺藜科 Zygophyllaceae	蒺藜	*Tribulus terrester*
堇菜科 Violaceae	堇菜	*Viola verecunda*
菊科 Asteraceae	黄花蒿	*Artemisia annua*
	茵陈蒿	*Artemisia capillaris*
	沙蒿	*Artemisia desertorum*
	蒙古蒿	*Artemisia mongolica*
	黑蒿	*Artemisia palustris*
	猪毛蒿	*Artemisia scoparia*
	鬼针草	*Bidens pilosa*
	菊苣	*Cichorium intybus*
	刺儿菜	*Cirsium setosum*
	野菊花	*Dendranthema indicum*
	一年蓬	*Erigeron annuus*
	大丁草	*Gerbera anandria*
	阿尔泰狗娃花	*Heteropappus altaicus*
	狗娃花	*Heteropappus hispidus*
	旋覆花	*Inula japonica*
	小苦荬	*Ixeridium dentatum*
	苦荬菜	*Ixeris polycephala*
	火绒草	*Leontopodium leontopodioides*
	乳苣	*Mulgedium tataricum*
	风毛菊	*Saussurea japonica*
	鸦葱	*Scorzonera austriaca*
	千里光	*Senecio scandens*
	蒲公英	*Taraxacum mongolicum*
	苍耳	*Xanthium sibiricum*
苦木科 Simaroubaceae	臭椿	*Ailanthus altissima*
藜科 Chenopodiaceae	刺藜	*Chenopodium aristatum*
	灰绿藜	*Chenopodium glaucum*
	软毛虫实	*Corispermum puberulum*
	萹蓄	*Polygonum aviculare*
	猪毛菜	*Salsola collina*
	碱蓬	*Suaeda glauca*
萝藦科 Asclepiadaceae	鹅绒藤	*Cynanchum chinense*
	华北白前	*Cynanchum hancockianum*
	地梢瓜	*Cynanchum thesioides*
	萝藦	*Metaplexis japonica*

	杠柳	*Periploca sepium*
马齿苋科 Portulacaceae	马齿苋	*Portulaca oleracea*
牻牛儿苗科 Geraniaceae	鼠掌老鹳草	*Geranium sibiricum*
	老鹳草	*Geranium wilfordii*
毛茛科 Ranunculaceae	黄花铁线莲	*Clematis intricata*
	白头翁	*Pulsatilla chinensis*
葡萄科 Vitaceae	白蔹	*Ampelopsis japonica*
	乌蔹莓	*Cayratia japonica*
漆树科 Anacardiaceae	火炬树	*Rhus typhina*
茜草科 Rubiaceae	茜草	*Rubia cordifolia*
蔷薇科 Rosaceae	山杏	*Armeniaca sibirica*
	二裂委陵菜	*Potentilla bifurca*
	委陵菜	*Potentilla chinensis*
	豆梨	*Pyrus calleryana*
	黄刺玫	*Rosa xanthina*
	覆盆子	*Rubus idaeus*
	茅莓	*Rubus parvifolius*
	地榆	*Sanguisorba officinalis*
	华北绣线菊	*Spiraea fritschiana*
	绣线菊	*Spiraea salicifolia*
茄科 Solanaceae	枸杞	*Lycium chinense*
伞形科 Apiaceae	柴胡	*Bupleurum chinense*
桑科 Moraceae	桑	*Morus alba*
石竹科 Caryophyllaceae	麦瓶草	*Silene conoidea*
鼠李科 Rhamnaceae	鼠李	*Rhamnus davurica*
	酸枣	*Ziziphus jujuba var. spinosa*
小檗科 Berberidaceae	延安小檗	*Berberis purdomii*
玄参科 Scrophulariaceae	地黄	*Rehmannia glutinosa*
旋花科 Convolvulaceae	打碗花	*Calystegia hederacea*
	田旋花	*Convolvulus arvensis*
杨柳科 Salicaceae	山杨	*Populus davidiana*
	小叶杨	*Populus simonii*
	旱柳	*Salix matsudana*
榆科 Ulmaceae	榆树	*Ulmus pumila*
远志科 Polygalaceae	远志	*Polygala tenuifolia*
紫草科 Boraginaceae	附地菜	*Trigonotis peduncularis*
紫葳科 Bignoniaceae	角蒿	*Incarvillea sinensis*

（4）评价区主要科属分析

评价区不同科属的种类极不均匀，其中种类最多的科为菊科 25 种，其次为禾本科有 21 种，豆科 14 种，蔷薇科 12 种，这四科的种类大于 10 种，其中菊科和禾本科为明显优势科，其中有 30 科的种类等于或少于 3 种。

评价区种类最多的属为蒿属，共有 6 种，其次为大戟属等共有 4 属具有 3 种植物，12 属具有 2 种植物，91 属仅有 1 种植物。统计结果表明除蒿属、大戟属等少数优势属外，其他属的种类分布比较均匀。

4.2.4.5 生物量、生产力核算分析

（1）估算方法及参数

①生产力估算方法及参数

植物总生产力是绿色植物在单位面积和时间内所累积的所有有机物的数量，其单位为 t/(hm^2·a)，它代表从空气中进入植被的纯碳量，反映了植被生产能力。总生产力转换的有机物部分积累在植物体内，另一部分通过呼吸作用分解，为植物生长提供能量。用于物质积累的这部分生产力称为净生产力（NPP），本项目计算植物的生产力采用植物净生产力。参考陕北地区植被生产力的研究，取草地的平均生产力为 2.64t/(hm^2·a)，灌丛植被的平均生产力为 7.15t/(hm^2·a)，乔木植被的平均生产力为 32.25t/(hm^2·a)，农田植被的平均生产力为 8.4t/(hm^2·a)，水生植被的平均生产力为 0.85t/（hm^2·a）。

②生物量估算方法及参数

对于乔木生物量，采用方精云等（1996）建立的基本参数，结合林地郁闭度与树胸径等数据，得到本项目评价区的乔木平均生物量为 84.2t/hm^2。

对灌木林生物量，采用郭跃东等（2009）研究建立的基本参数并利用遥感资料，结合现场调查数据进行估测，在评价区灌木林平均生物量为 25.3t/hm^2。

对于草地和水生植被的生物量，通过在典型样地采取“全部收获法”，实测得出本评价区草地生物量平均为 3.3t/hm^2，水生植被的生物量平均为 0.96t/hm^2。

农田主要是当年种，当年收割，因而农田生物量以当年农业植被的平均生产力所生产的生物量来定，为 8.4t/hm^2。

（2）核算结果

生产力、生物量计算结果见表 4.2-10。

表 4.2-10　生产力、生物量计算结果

植被类型	面积 hm^2	平均生产力 t/hm^2·a	总净生产力 t/a	平均生物量 t/hm^2	总生物量 t
草地	227.0716	2.64	599.47	3.3	749.34
农田	292.8463	8.4	2459.91	8.4	2459.91
灌木植被	1.2853	7.15	9.19	25.3	32.52
乔木植被	0.1658	32.25	5.35	84.2	13.96
水生植被	7.1739	0.85	6.10	0.96	6.89

无植被覆盖区	0.0416	0	0.00	0	0.00
合计	528.5845	/	3080.01	/	3262.61

评价区总净生产力为 3080.01t/a。其中主要为农田、草地总净生产力，占生产力总量的 79.87%、19.46%；评价区总生物量为 3262.61t。其中主要为农田、草地生物量，分别占总生物量的 75.40%、22.97%。

4.2.5 动物资源现状

（1）野生动物实地样线调查

由于本项目布设较为集中区块面积较小，评价区内各种生境无明显地域分布差异，主要为草地生境和农田生境，因此本次评价动物样线布置主要考虑尽量覆盖所有地表植被类型进行，共设置 6 条样线。调查时间为早 6:00～8:00，晚 5:00～7:00，在样线上以 2km/h 的速度随机行走，统计路线两侧 10m 以内出现的哺乳动物实体、痕迹点，并观察见到和听到的鸟类，及时记录观察结果与所在地生境概况。完成外业调查后，在前人工作的基础上，结合实地调查资料进行归纳、分析与总结，推算评价范围内动物情况。项目样线调查记录见表 4.2-11。

表 4.2-11　野生动物样线调查记录表

样线编号	**样线 1**	**生境类型**	**草地生境**	**观测日期**	**2023.7.20**
地点	苏南 10-127 采气管线沿线			海拔	1359m
起点坐标	E108.44484329	N37.57873229	终点坐标	E108.44454288	N37.58277951
样线长度	0.50km	人为干扰类型	耕作、交通	人为干扰强度	中等
中文名	学名			数量	备注
麻雀	*Passer montanus saturatus*			4	/
巢鼠	*Micromys minutu*			1 处	仅发现巢穴
草兔	*Lepus capensis*			1 处	仅发现巢穴
喜鹊	*Pica pica sericea*			2	/
隐纹花松鼠	*Tamiops swinhoei*			3	/
样线编号	**样线 2**	**生境类型**	**草地生境**	**观测日期**	**2023.7.20**
地点	苏南 13-98 采气管线沿线			海拔	1362m
起点坐标	E108.22726250	N37.54267180	终点坐标	E108.22082520	N37.54246764
样线长度	0.65km	人为干扰类型	耕作、交通	人为干扰强度	中等
中文名	学名			数量	备注
山斑鸠	*Streptopelia orientalis orientalis*			2	/
大山雀	*Parus major artatus*			若干	/
家燕	*Riparia diluta*			若干	/
麻雀	*Passer montanus saturatus*			若干	/
巢鼠	*Micromys minutus*			3 处	仅发现巢穴
红嘴蓝鹊	*Cissa erythrorhyncha erythrorhyncha*			2	/
白头鹎	*Pycnonotus sinensis sinensis*			1	/

样线编号	**样线 3**	**生境类型**	**草地生境**	**观测日期**	**2023.7.20**
地点	苏南 15-119 采气管线沿线			海拔	1702m
起点坐标	E108.35165703	N37.48040880	终点坐标	E108.34957123	N37.47169058
样线长度	0.87km	人为干扰类型	耕作、交通	人为干扰强度	中等
中文名	学名			数量	备注
麻雀	*Passer montanus saturatus*			若干	/
大山雀	*Parus major artatus*			若干	/
隐纹花松鼠	*Tamiops swinhoei*			5 处	仅发现巢穴
草兔	*Lepus capensis*			3 处	仅发现巢穴
环颈雉	*Phasianus colchicus*			3	/
喜鹊	*Pica pica sericea*			1	/
石鸡	*Alectoris chukar*			2 处	仅发现巢穴
红嘴蓝鹊	*Cissa erythrorhyncha erythrorhyncha*			3	/
白头鹎	*Pycnonotus sinensis sinensis*			1	/
草原沙蜥	*Phrynocephalus frontalis*			3	/
巢鼠	*Micromys minutu*			6 处	仅发现巢穴
样线编号	**样线 4**	**生境类型**	**农田生境**	**观测日期**	**2023.7.20**
地点	G32-023 采气管线沿线			海拔	1507m
起点坐标	E108.16651164	N37.45750950	终点坐标	E108.18134308	N37.45503341
样线长度	1.50km	人为干扰类型	耕作、交通	人为干扰强度	中等
中文名	学名			数量	备注
山斑鸠	*Streptopelia orientalis orientalis*			3	/
大山雀	*Parus major artatus*			若干	/
家燕	*Riparia diluta*			若干	/
麻雀	*Passer montanus saturatus*			若干	/
巢鼠	*Micromys minutus*			5 处	仅发现巢穴
红嘴蓝鹊	*Cissa erythrorhyncha erythrorhyncha*			3	/
白头鹎	*Pycnonotus sinensis sinensis*			4	/
样线编号	**样线 5**	**生境类型**	**农田生境**	**观测日期**	**2023.7.20**
地点	苏南 36-024 采气管线沿线			海拔	1463m
起点坐标	E108.18451817	N37.36304959	终点坐标	E108.17971230	N37.37186247
样线长度	1.1km	人为干扰类型	耕作、交通	人为干扰强度	中等
中文名	学名			数量	备注
麻雀	*Passer montanus saturatus*			若干	/
大山雀	*Parus major artatus*			若干	/
山斑鸠	*Streptopelia orientalis orientalis*			3	/
煤山雀	*P. ater aemodius*			5	/
巢鼠	*Micromys minutus*			4 处	仅发现巢穴
喜鹊	*Pica pica sericea*			5	/
灰喜鹊	*Cyanopica cyana interposita*			若干	/
石鸡	*Alectoris chukar*			2	/
白头鹎	*Pycnonotus sinensis sinensis*			2	/

样线编号	样线 6	生境类型	农田生境	观测日期	2023.7.20
地点	G34-018 采气管线沿线			海拔	1459m
起点坐标	E108.29884916	N37.40990480	终点坐标	E108.30674171	N37.40406808
样线长度	0.95km	人为干扰类型	交通、耕作	人为干扰强度	中等
中文名	学名			数量	备注
山斑鸠	*Streptopelia orientalis orientalis*			数量	备注
大山雀	*Parus major artatus*			若干	/
红嘴蓝鹊	*Cissa erythrorhyncha erythrorhyncha*			若干	/
煤山雀	*P. ater aemodius*			6	/
喜鹊	*Pica pica sericea*			7	/
灰喜鹊	*Cyanopica cyana interposita*			4	/
石鸡	*Alectoris chukar*			3	/
草兔	*Lepus capensis*			3 处	仅发现巢穴

（2）野生动物种类组成

通过对评价区域周围住户的走访、本次在区域内进行样线调查中通过直接观察、取食和生活痕迹、羽毛、巢穴、粪便等观察统计，初步调查结果表明评价区的脊椎动物具有爬行类 1 种，鸟类 19 种，兽类 5 种，其中环颈雉和石鸡属于国家林草局公布的禁猎禁食的野生动物范围。

4.2.6 现有工程生态环境影响评价

本次评价对现有工程采用抽样调查的方法，对部分工程生态环境治理措施进行详细现场调查；其余通过企业提供的环评验收资料进行调查。根据现场探勘情况，建设单位采用泥浆不落地的工艺，对各类废弃物实行固液分离、分类收集。大部分井场已恢复周围的植被，道路修建过程中充分利用原有道路，或对已有土路进行改扩建，多利用荒草地等土壤贫瘠的地段。临时占地在施工结束后，通过自然和人工方式进行了植被恢复。

区域为黄土梁峁区与丘陵沟壑区，植被多为农作物、灌草地、次生林、果林等。区域内物种均为西北地区常见种和广布种，无国家和地方重点保护和珍稀濒危植物。

根据现场调查及验收报告内容：管线开挖占用农地已交农户复垦，其余临时占地委托当地林业部门恢复；管线穿越段已恢复地表地貌。集气站站内已硬化，修建截排水设施，工程在建设过程中对生态环境影响不大。

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 环境空气现状调查与评价

⑴区域达标性判断

根据陕西省生态环境厅办公室 2023 年 1 月 18 日《环保快报》发布的 2022 年 1~12

月全省环境空气质量状况，靖边县、定边县和吴起县的 PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2 年平均质量浓度、CO95%日平均浓度、$O_3$90%8h 平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准。因此，判定项目所在区域属于达标区。具体见下表。

表 4.3-1　相关区县 2022 年 1-12 月环境质量状况统计结果一览表

区域	污染物	评价指标	现状浓度（μg/m³）	评价标准（μg/m³）	达标情况	达标区判定
吴起县	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	27	35	达标	达标区
	PM_{10}	年平均质量浓度	64	70	达标	
	SO_2	年平均质量浓度	9	60	达标	
	NO_2	年平均质量度	22	40	达标	
	CO	95%日平均浓度	1900	4000	达标	
	O_3	90%8h 平均浓度	130	160	达标	
定边县	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	29	35	达标	达标区
	PM_{10}	年平均质量浓度	67	70	达标	
	SO_2	年平均质量浓度	10	60	达标	
	NO_2	年平均质量度	26	40	达标	
	CO	95%日平均浓度	2000	4000	达标	
	O_3	90%8h 平均浓度	133	160	达标	
靖边县	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	26	35	达标	达标区
	PM_{10}	年平均质量浓度	54	70	达标	
	SO_2	年平均质量浓度	10	60	达标	
	NO_2	年平均质量度	22	40	达标	
	CO	95%日平均浓度	1200	4000	达标	
	O_3	90%8h 平均浓度	129	160	达标	

从表 4.3-1 中可以看出，项目所涉靖边县、定边县和吴起县 2022 年所有基本污染物均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准限值，为达标区。

⑵其他污染物环境质量现状监测

①监测点位布设

由于本产能建设项目区域范围较大，本次按照均布性原则，在区域共布设 4 个监测点，各监测点及监测因子详见表 4.3-2 及详见图 4.3-1。

表 4.3-2　监测点位及监测因子一览表

监测点代码	监测点位	坐标	位置	监测因子
1#	王沟畔	108°26′44.53″、37°35′49.06″	苏南 16 集气站下风向	非甲烷总烃、总烃、甲醇、硫化氢
2#	宋家峁	108°16′46.01″、37°21′19.40″	苏南 21 集气站下风向	
3#	西大桥畔	108.44209671、37.55128028	莲 111 扩井场下风向	
4#	胶泥湾	108.27867508、37.41673171	苏南 31-106 井场下风向	

②监测单位及监测时间

监测单位：陕西众邦环保检测技术有限公司

监测时间：2023 年 4 月 24 至 2023 年 4 月 30 日，共计 7 天。

③监测方法及分析方法

采样方法见附件监测报告。

④监测结果

环境监测结果见表 4.3.3。

表 4.3.3 其他污染物环境质量现状监测及评价结果一览表

序号	监测点位	污染物	平均时间	监测浓度范围（mg/m³）	评价标准（mg/m³）	达标情况
1	王沟畔	非甲烷总烃	1 小时浓度值	0.42-0.61	2.0	达标
		总烃		0.72-0.99	5.0	达标
		甲醇		ND0.1	3.0	达标
		硫化氢		1.24-3.38μg/m³	10μg/m³	达标
2	宋家峁	非甲烷总烃		0.41-0.58	2.0	达标
		总烃		0.73-0.97	5.0	达标
		甲醇		ND0.1	3.0	达标
		硫化氢		1.77-3.52μg/m³	10μg/m³	达标
3	西大桥畔	非甲烷总烃		0.41-0.62	2.0	达标
		总烃		0.70-0.92	5.0	达标
		甲醇		ND0.1	3.0	达标
		硫化氢		1.82-3.66μg/m³	10μg/m³	达标
4	胶泥湾	非甲烷总烃		0.42-0.59	2.0	达标
		总烃		0.72-0.93	5.0	达标
		甲醇		ND0.1	3.0	达标
		硫化氢		1.25-3.36μg/m³	10μg/m³	达标

根据表 4.3-3 可知，各监测点非甲烷总烃小时浓度均符合《大气污染物综合排放标准详解》中小时限值 2.0mg/m³ 的参考值；总烃 1 小时平均浓度满足以色列标准中 5.0mg/m³ 限值要求；甲醇、硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中相关标准限值。

4.3.2 地表水环境质量现状调查与评价

⑴监测布点

本产建工程新增采气管线不涉及地表水穿跨越，气田内主要地表水为红柳河、八里河，为了解区域内地表水环境现状，本次评价在红柳河、八里河各布设 1 个监测断面。

具体现状监测布点见表 4.3-4 及详见图 4.3-1。

表 4.3-4　地表水质量现状监测布点一览表

断面	断面位置	监测制度
红柳河	108.41737747、37.47090720	监测一期，连续监测 3 天，每天 1 次
八里河	108.10332298、37.49062550	

⑵监测项目

pH、COD、BOD_5、氨氮、总磷、总氮、石油类、挥发酚、甲醇。

⑶监测单位及监测时间

监测单位：陕西众邦环保检测技术有限公司

监测时间：2023 年 4 月 24 至 4 月 26 日，共计 3 天，每天 1 次。

⑷采样及分析方法

分析方法见附件监测报告。

⑸监测结果与评价

地表水环境质量现状监测结果见表 4.3-5：

表 4.3-5　地表水水质监测结果统计与评价一览表　　mg/L

断面名称	监测时间	pH 值	COD	BOD_5	氨氮	总磷	总氮	挥发酚	石油类	甲醇
红柳河断面	2023.4.24～26	7.99-8.06	14-19	3.1-3.8	0.355-0.369	0.072-0.079	0.557-0.574	0.0014-0.0018	ND0.01	ND0.2
	标准值	6-9	≤20	≤4	≤1.0	≤0.2	/	≤0.005	≤0.05	/
	超标率%	0	0	0	0	0	/	0	0	0
	最大超标倍数	0	0	0	0	0	/	0	0	0
八里河断面	2023.4.24～26	7.87-7.95	15-18	3.3-3.7	0.423-0.448	0.081-0.092	0.535-0.561	0.0012-0.0015	ND0.01	ND0.2
	标准值	6-9	≤20	≤4	≤1.0	≤0.2	/	≤0.005	≤0.05	/
	超标率%	0	0	0	0	0	/	0	0	0
	最大超标倍数	0	0	0	0	0	/	0	0	0

注：pH 无量纲，其余项目量纲为：mg/L

从表 4.3-5 可知，各监测断面 pH、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚等监测因子均达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值。

4.3.3 地下水质量现状监测与评价

⑴监测点位的布设

根据地下水埋藏特征、地下水流向以及周边敏感点分布状况，采用控制性布点和功

能性布点结合的原则，在充分分析存储、装卸、运输、生产过程、污染处理设施等潜在污染源位置和保证生产安全的基础上，参照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020）要求，本次调查期间在评价区内布设地下水水质水位监测点 5 个、水位监测点 5 个。各监测点详细信息与位置见表 4.3-6 和图 4.3-2 所示。

表 4.3-6　调查区内地下水监测点分布情况一览表

点位编号	点位名称	经度	纬度	监测点位说明	井深（m）	井口标高（m）	水位埋深（m）	水位标高（m）	监测层位
1#	王家伙场水源井	108°29′43.40"	37°35′46.92"	水质水位	150	1358	118.96	1239.04	第四系冲积层孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层
2#	白土岗子村村民水源井	108°14′45.05"	37°32′43.53"	水质水位	200	1362	158.99	1203.01	第四系冲积层孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层
3#	张伙场水源井	108°4′17.93"	37°20′56.28"	水质水位	200	1560	161.43	1398.57	白垩系环河组裂隙含水层
4#	新庄湾村民水源井	108°14′21.35"	37°29′47.21"	水质水位	100	1425	90.15	1334.85	第四系风积黄土孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层
5#	伙场洼村民水源井	108°15′13.77"	37°23′42.85"	水质水位	13	1483	9.94	1473.06	第四系冲积层孔隙含水层
6#	冯家园则水源井	108°25′42.13"	37°33′8.01"	水位	200	1356	159.12	1196.88	第四系冲积层孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层
7#	胶泥湾村民水源井	108°16′43.09"	37°24′50.07"	水位	15	1458	10.99	1447.01	第四系冲积层孔隙含水层
8#	朱庄村水源井	108°12′20.11"	37°23′42.30"	水位	370	1539	309.83	1229.17	白垩系洛河组裂隙含水层
9#	赵圈塘村民水源井	108°13′38.15"	37°31′19.06"	水位	50	1375	45.37	1329.63	第四系冲积层孔隙含水层
10#	乔庄水源井	108°19′30.54"	37°26′32.13"	水位	120	1477	99.97	1377.03	第四系冲积层孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层

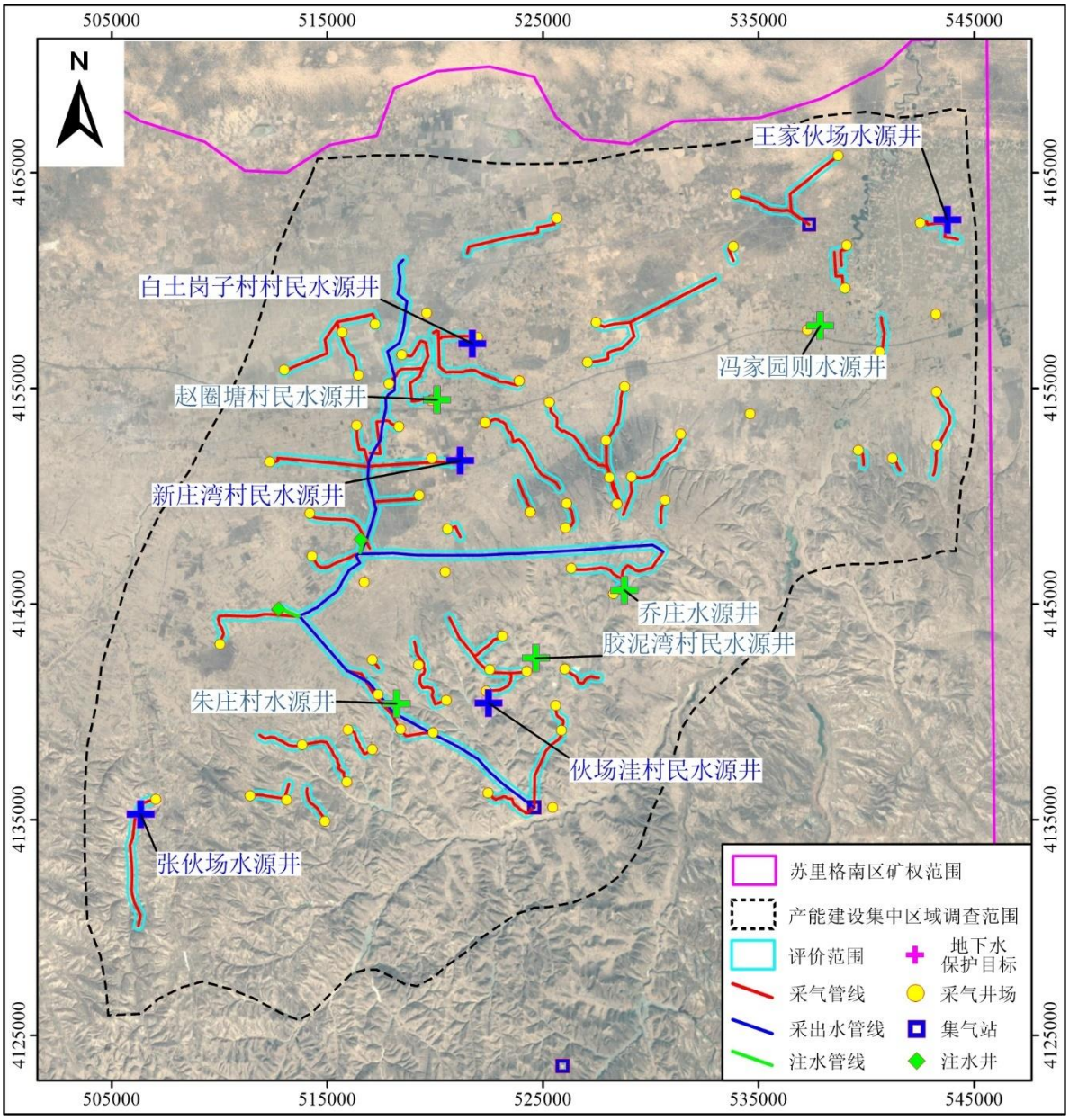


图 4.3-2　地下水监测点位分布图

⑵监测因子

根据项目特点和可能对地下水的影响结合评价区地下水水化学特征，确定如下监测因子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、SO_4^{2-}、Cl^-、pH、总硬度、溶解性总固体、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、总大肠菌群、细菌总数、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、氟化物、石油类、六价铬、镉、铅、汞、砷、铁、锰、甲醇。

⑶监测单位及监测频次

监测单位：陕西众邦环保检测技术有限公司

监测时间：2023 年 4 月 27 日，共计 1 天，每天 1 次。

⑷采样及分析方法

各因子分析方法及测定详见附件监测报告。

⑸监测结果与评价

①八大离子监测结果与评价

八大离子结果见表 4.3-7：

表 4.3-7　地下水八大离子水质检测结果一览表　　单位：mg/L

点位编号	浓度								毫克当量								阴阳离子平衡
	K^+	Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	氯化物	硫酸盐	HCO_3^-	CO_3^{2-}	K^+	Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	氯化物	硫酸盐	HCO_3^-	CO_3^{2-}	
王家伙场水源井	3.46	126	66.8	103	156	242	454	0	0.0887	5.4783	3.3400	8.5833	4.3944	5.0417	7.4426	0	1.8
白土岗子村村民水源井	2.54	103	48.3	51.6	49.7	196	328	0	0.0651	4.4783	2.4150	4.3000	1.4000	4.0833	5.3770	0	1.8
张伙场水源井	2.56	89.7	48.5	58.9	41.1	224	335	0	0.0656	3.9000	2.4250	4.9083	1.1577	4.6667	5.4918	0	-0.1
新庄湾村民水源井	1.81	77.6	41.7	39.9	47.2	85	397	0	0.0464	3.3739	2.0850	3.3250	1.3296	1.7708	6.5082	0.0000	-4.2
伙场洼村民水源井	3.49	123	65.6	88.4	104	234	443	0	0.0895	5.3478	3.2800	7.3667	2.9296	4.8750	7.2623	0	3.3

②水质监测结果及评价

水质监测结果详见表 4.3-8。根据监测结果可知，本次实测的 5 个地下水监测点中，除部分点位氨氮、总硬度、氟化物超标之外，其余各监测因子均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

分析本次调查结果中总硬度、氟化物超标原因主要为地质背景原因，第四系地层与白垩系地层中岩盐含量较高，导致地下水中离子含量处于较高水平，同时本项目所在区域属于高氟地区，土壤及地下水背景值中氟化物含量处于较高水平；地下水中氨氮监测因子超标原因主要为水井周边环境卫生状况较差，受周边居民日常活动影响所致。

表 4.3-8　基本水质因子及特征因子监测结果一览表

监测项目及点位	监测点位					III 类标准值
	王家伙场水源井	白土岗子村村民水源井	张伙场水源井	新庄湾村民水源井	伙场洼村民水源井	
K^+（mg/L）	3.46	2.54	2.56	1.81	3.49	/
Na^+（mg/L）	126	103	89.7	77.6	123	≤200
Ca^{2+}（mg/L）	66.8	48.3	48.5	41.7	65.6	/
Mg^{2+}（mg/L）	103	51.6	58.9	39.9	88.4	/
HCO_3^-（mg/L）	ND5	ND5	ND5	ND5	ND5	/
CO_3^{2-}（mg/L）	454	328	335	397	443	/
氯化物	156	49.7	41.1	47.2	104	≤250
硫酸盐	242	196	224	85	234	≤250
pH 值	8.36	8.29	8.42	8.25	8.34	6.5~8.5
氨氮（mg/L）	0.259	0.163	0.17	0.133	0.533	≤0.5
硝酸盐（mg/L）	3.62	3.05	4.07	4.42	5.69	≤20.0
亚硝酸盐（mg/L）	0.006	0.007	0.003	0.004	0.008	≤1.00
挥发性酚类（mg/L）	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	≤0.002
氰化物（mg/L）	ND0.0005	ND0.0005	ND0.0005	ND0.0005	ND0.0005	≤0.05
砷（mg/L）	0.0037	0.0041	0.0029	0.0016	0.0033	≤0.01
汞（mg/L）	ND0.000025	ND0.000025	ND0.000025	ND0.000025	ND0.000025	≤0.001
六价铬（mg/L）	0.046	0.015	0.022	0.025	0.047	≤0.05
总硬度（mg/L）	612	344	376	278	512	≤450
铅（mg/L）	ND0.000625	ND0.000625	ND0.000625	ND0.000625	ND0.000625	≤0.01
氟化物（mg/L）	1.47	0.978	0.97	0.997	1.43	≤1.0
镉（mg/L）	ND1.25×10^{-4}	ND1.25×10^{-4}	ND1.25×10^{-4}	ND1.25×10^{-4}	ND1.25×10^{-4}	≤0.005
铁（mg/L）	ND0.075	ND0.075	ND0.075	ND0.075	ND0.075	≤0.3
锰（mg/L）	0.077	ND0.025	ND0.025	ND0.025	0.081	≤0.10
溶解性总固体（mg/L）	918	657	594	512	863	≤1000

监测项目及点位	监测点位					III 类标准值
	王家伙场水源井	白土岗子村村民水源井	张伙场水源井	新庄湾村民水源井	伙场洼村民水源井	
高锰酸盐指数（mg/L）	2.9	2.3	2.6	2.4	2.6	≤3.0
总大肠菌群（MPN/100mL）	<2	<2	<2	<2	<2	≤3.0
细菌总数（CFU/mL）	24	31	26	29	27	≤100
石油类（mg/L）	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	≤0.05
甲醇（mg/L）	ND0.2	ND0.2	ND0.2	ND0.2	ND0.2	/

备注：pH为无量纲，其他因子单位均为mg/L。由于石油类指标没有地下水质量标准，本次以《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类水质质量标准进行评价。

4.3.4 声环境质量现状调查与评价

⑴噪声监测点位布设

为了解区域声环境质量现状，本次评价在改造集气站、井场及敏感点处分别布设监测点位，共计 22 个监测点。项目区噪声监测布点详见表 4.3-9 及图 4.3-1：

表 4.3-9　项目区噪声监测布点一览表

测点代号	敏感点名称	坐标
1	伙草涧村	108.30056190、37.45131996
2	杨滩	108.26931953、37.50737687
3	新庄湾	108.29586267、37.39375493
4	后湾	108.22640419、37.41298228
5	泰庄	108.16662312、37.35552422
6	房滩	108.15469265、37.35821908
7	张伙场	108.08139324、37.35675227
8	包家圈	108.15636635、37.49917189
9	白土岗子村	108.24696064、37.54668695
10	赵圈塘	108.22640419、37.52194613
11	蒋峁村	108.29815865、37.51935928
12	王家伙场	108.49406719、37.59383169
13	东大桥畔	108.46904755、37.54951103
14	苏南 11 集气站厂界四周	107.81012535、37.57494846
15	苏南 12 集气站厂界四周	108.01803210、37.57225548
16	苏南 16 集气站厂界四周	108.42793465、37.59544687
17	苏南 21 集气站厂界四周	108.28253210、37.35205316
18	苏南 23 集气站厂界四周	108.29683632、37.24399713
19	苏南 32 集气站厂界四周	108.30138266、36.94935805
20	莲 111 扩井场	108.42692677、37.55157843
21	苏南 31-106 井场	108.27887990、37.40893249
22	莲 140 井场	108.22908356、37.52280716

⑵监测单位及监测时间

监测单位：陕西众邦环保检测技术有限公司

监测时间：2023 年 4 月 24 至 5 月 3 日，每个监测点共计 2 天，昼夜各 1 次。

⑶监测方法

监测采样方法详见附件监测报告。

⑷监测结果与评价

声环境质量现状监测结果见表 4.3-10：

表 4.3-10　声环境现状监测结果一览表

监测点位	2023 年 4 月 24 日	2023 年 4 月 25 日	达标情况

			监测值【dB（A）】		标准值【dB（A）】			
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#	伙草涧村		49	42	50	42	达标	达标
2#	杨滩		48	40	47	41	达标	达标
3#	新庄湾		47	41	47	40	达标	达标
4#	后湾		48	41	49	42	达标	达标
5#	泰庄		50	42	49	42	达标	达标
6#	房滩		47	40	48	41	达标	达标
监测点位			**2023 年 4 月 26 日**		**2023 年 4 月 27 日**		**达标情况**	
7#	张伙场		51	42	50	42	达标	达标
8#	包家圈		48	41	48	40	达标	达标
9#	白土岗子村		50	41	49	41	达标	达标
10#	赵圈塘		48	40	47	39	达标	达标
11#	蒋峁村		50	43	51	42	达标	达标
12#	王家伙场		49	41	48	40	达标	达标
13#	东大桥畔		49	39	47	38	达标	达标
监测点位			**2023 年 4 月 28 日**		**2023 年 4 月 29 日**		**达标情况**	
14#	苏南 11 集气站	东侧	52	48	51	47	达标	达标
		南侧	54	49	53	49	达标	达标
		西侧	53	48	52	48	达标	达标
		北侧	52	47	52	48	达标	达标
15#	苏南 12 集气站	东侧	50	46	51	46	达标	达标
		南侧	51	45	52	47	达标	达标
		西侧	49	45	50	46	达标	达标
		北侧	50	47	50	46	达标	达标
16#	苏南 16 集气站	东侧	54	49	55	49	达标	达标
		南侧	57	44	57	55	达标	达标
		西侧	55	53	54	52	达标	达标
		北侧	52	50	53	50	达标	达标
监测点位			**2023 年 4 月 30 日**		**2023 年 5 月 1 日**		**达标情况**	
17#	苏南 21 集气站	东北侧	50	46	51	46	达标	达标
		东南侧	52	47	52	46	达标	达标
		西南侧	52	46	53	47	达标	达标
		西北侧	51	45	50	45	达标	达标
18#	苏南 23 集气站	东北侧	59	57	58	57	达标	达标
		东南侧	64	63	65	63	达标	达标
		西南侧	62	61	62	60	达标	达标
		西北侧	56	53	56	54	达标	达标
19#	苏南	东北侧	51	45	50	46	达标	达标

	32 集气站	东南侧	50	47	50	46	达标	达标
		西南侧	53	47	52	47	达标	达标
		西北侧	51	46	51	45	达标	达标
监测点位			**2023 年 5 月 2 日**		**2023 年 5 月 3 日**		**达标情况**	
20#	莲 111 扩井场	东侧	49	44	48	45	达标	达标
		南侧	48	45	48	44	达标	达标
		西侧	49	45	50	46	达标	达标
		北侧	50	46	50	45	达标	达标
21#	苏南 31-106 井	东侧	48	43	49	44	达标	达标
		南侧	47	44	47	45	达标	达标
		西侧	48	44	47	43	达标	达标
		北侧	49	45	48	44	达标	达标
22#	莲 140 井场	东侧	47	43	46	44	达标	达标
		南侧	47	44	47	45	达标	达标
		西侧	48	44	47	44	达标	达标
		北侧	46	43	46	44	达标	达标

从表可 4.3-10 可知：本次评价中苏南 16、23 集气站，厂界噪声超标，主要原因是站内压缩机靠近厂界，导致厂界噪声无法达标，其余集气站、井场满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求；敏感点等监测点位噪声测点昼夜间均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

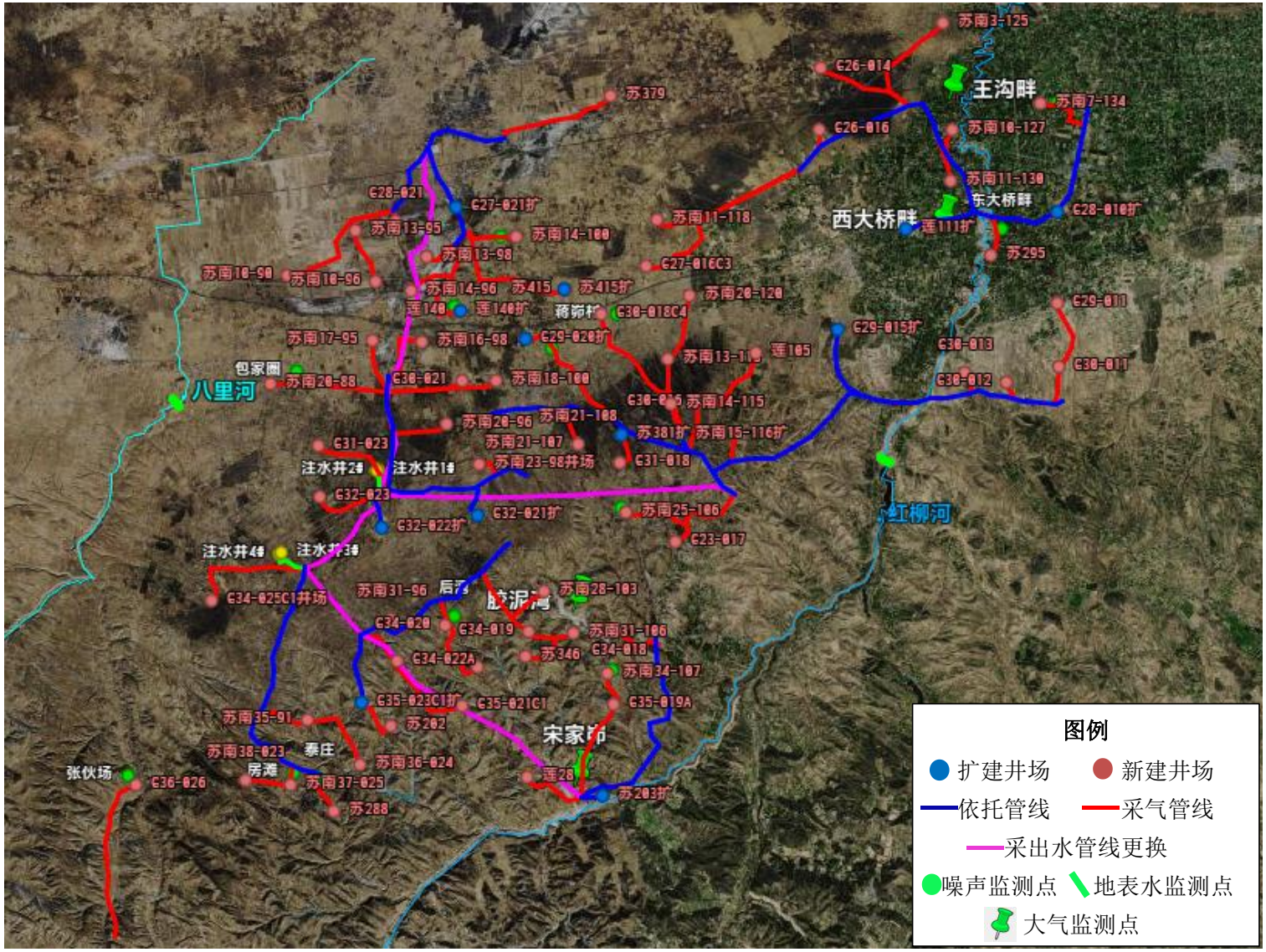


图 4.3-2　项目大气、地表水、噪声监测布点图

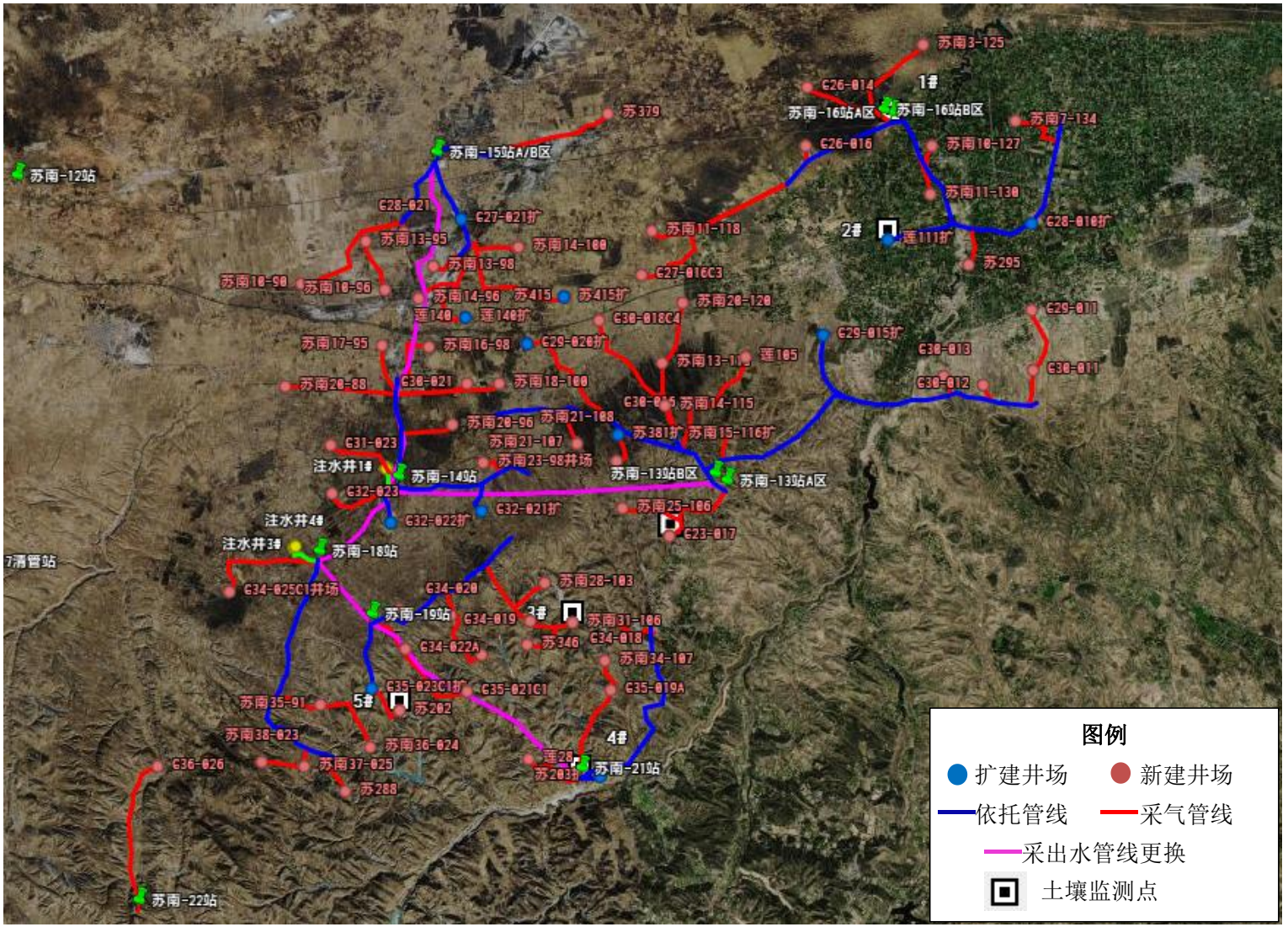


图 4.3-3　项目土壤监测布点图

4.3.5 土壤环境质量现状调查与评价

⑴监测点位及监测因子

①监测布点

本次评价主要在现有站场、现有井场布设柱状样监测点，在拟建井场布设相应的表层样监测点。

②监测因子

1#、2#、3#、4#：表层样测 45 全项基本因子：砷、镉、六价铬、铜、汞、镍、铅、苯、甲苯、乙苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯甲烷、氯乙烯、1,1-二氯乙烯、二氯甲烷、反-1,2-二氯乙烯、1,1-二氯乙烷、顺-1,2-二氯乙烯、氯仿、1,1,1-三氯乙烷、四氯化碳、1,2-二氯乙烷、三氯乙烯、1,2-二氯丙烷、1,1,2-三氯乙烷、四氯乙烯、氯苯、1,1,1,2-四氯乙烷、苯乙烯、1,1,2,2-四氯乙烷、1,2,3-三氯丙烷、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、2-氯酚、硝基苯、苯胺、萘、苯并[a]蒽、䓛、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、苯并[a]芘、茚并[1,2,3-cd]芘、二苯并[a，h]蒽，共 45 项。特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）。

柱状样中层和底层测基本因子：镉、汞、砷、铅、六价铬、铜、镍，特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}），共 8 项。

5#、6#：pH、镉、汞、砷、铅、总铬、铜、镍、锌，特征因子：石油烃（C10-C40），共 10 项。

土壤监测点位信息见表 4.3-11，监测点位见图 4.3-3。

表 4.3-11　土壤监测点位信息一览表

编号	采样点名称	坐标	监测层位
1#	苏南 16 集气站	108.42793465，37.59544687	占地范围内 1 个柱状样
2#	莲 111 扩井场	108.42690263，37.55133176	占地范围内 1 个柱状样
3#	苏南 31-106 井场	108.27887990，37.40893249	占地范围内 1 个柱状样
4#	苏南 21 集气站	108.28253210，37.35205316	占地范围内 1 个表层样
5#	苏 202 井场	108.19774925，37.37653024	井场外农用地 1 个表层样
6#	G23-017 井场	108.32438928，37.44126897	井场外农用地 1 个表层样

⑵监测单位及监测时间

监测单位：陕西众邦环保检测技术有限公司

监测时间：2023 年 4 月 28 日，共计 1 天。

⑶分析方法

土壤监测、分析方法详见附件监测报告。

⑷评价标准

集气站及井场内土壤环境执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）二类用地的筛选值标准；其他区域土壤环境质量执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中土壤污染风险筛选值。

⑸监测与调查评价结果

土壤环境质量达标情况监测与评价结果见表 4.3-12-14：

表 4.3-12　土壤监测结果与评价表

检测项目	单位	1#苏南 16 集气站占地范围内	2#莲 111 扩井场占地范围内	3#苏南 31-106 井场占地范围内	4#苏南 21 集气站占地范围内	标准值（mg/kg）	评价结果
		0-50cm	0-50cm	0-50cm	0-20cm		
硝基苯	mg/kg	ND0.09	ND0.09	ND0.09	ND0.09	76	达标
苯胺	mg/kg	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	260	达标
2-氯苯酚	mg/kg	ND0.06	ND0.06	ND0.06	ND0.06	2256	达标
苯并[a]蒽	mg/kg	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1	15	达标
苯并[a]芘	mg/kg	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1	1.5	达标
苯并[b]荧蒽	mg/kg	ND0.2	ND0.2	ND0.2	ND0.2	15	达标
苯并[k]荧蒽	mg/kg	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1	151	达标
䓛	mg/kg	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1	1293	达标
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1	1.5	达标
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1	15	达标
萘	mg/kg	ND0.09	ND0.09	ND0.09	ND0.09	70	达标
砷	mg/kg	12.9	13.4	11.4	9.84	60	达标
镉	mg/kg	0.248	0.266	0.197	0.176	65	达标
六价铬	mg/kg	ND0.5	ND0.5	ND0.5	ND0.5	5.7	达标
铜	mg/kg	31	27	24	30	18000	达标
镍	mg/kg	39	42	34	28	900	达标
铅	mg/kg	29	29	25	31	800	达标
总汞	mg/kg	0.051	0.057	0.043	0.037	38	达标
石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	20	18	20	22	4500	达标
四氯化碳	μg/kg	ND1.3	ND1.3	ND1.3	ND1.3	2.8	达标
氯仿	μg/kg	ND1.1	ND1.1	ND1.1	ND1.1	0.9	达标
氯甲烷	μg/kg	ND1.0	ND1.0	ND1.0	ND1.0	37	达标
1,1-二氯乙烷	μg/kg	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.2	9	达标
1,2-二氯乙烷	μg/kg	ND1.3	ND1.3	ND1.3	ND1.3	5	达标
1,1-二氯乙烯	μg/kg	ND1.0	ND1.0	ND1.0	ND1.0	66	达标

顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND1.3	ND1.3	ND1.3	ND1.3	596	达标
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND1.4	ND1.4	ND1.4	ND1.4	54	达标
二氯甲烷	μg/kg	ND1.5	ND1.5	ND1.5	ND1.5	616	达标
1,2-二氯丙烷	μg/kg	ND1.1	ND1.1	ND1.1	ND1.1	5	达标
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.2	10	达标
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.2	6.8	达标
四氯乙烯	μg/kg	ND1.4	ND1.4	ND1.4	ND1.4	53	达标
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	ND1.3	ND1.3	ND1.3	ND1.3	840	达标
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.2	2.8	达标
三氯乙烯	μg/kg	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.2	2.8	达标
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.2	0.5	达标
氯乙烯	μg/kg	ND1.0	ND1.0	ND1.0	ND1.0	0.43	达标
苯	μg/kg	ND1.9	ND1.9	ND1.9	ND1.9	4	达标
氯苯	μg/kg	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.2	270	达标
1,2-二氯苯	μg/kg	ND1.5	ND1.5	ND1.5	ND1.5	560	达标
1,4-二氯苯	μg/kg	ND1.5	ND1.5	ND1.5	ND1.5	50	达标
乙苯	μg/kg	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.2	28	达标
苯乙烯	μg/kg	ND1.1	ND1.1	ND1.1	ND1.1	1290	达标
甲苯	μg/kg	ND1.3	ND1.3	ND1.3	ND1.3	1200	达标
间二甲苯+对二甲苯	μg/kg	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.2	570	达标
邻二甲苯	μg/kg	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.2	640	达标
阳离子交换量	$cmol^+/kg$	6.4	7.1	7.0	7.0	/	/
pH 值	无量纲	8.18	8.24	8.33	8.25		
氧化还原电位	mV	408	413	410	402	/	/
渗滤率	cm/s	1.50×10^{-4}	1.61×10^{-4}	1.45×10^{-4}	1.53×10^{-4}	/	/
容重	g/cm^3	1.39	1.33	1.36	1.41	/	/
孔隙度	%	47.6	49.9	48.0	46.4	/	/

由表 4.3-12 可以看出，1#苏南 16 集气站占地范围内、2#莲 111 扩井场占地范围内、3#苏南 31-106 井场占地范围内、4#苏南 21 集气站占地范围内各表层样各监测因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）的中的第二类用地土壤风险筛选值限值。

表 4.3-13　土壤监测结果与评价一览表

检测项目	单位	1#苏南 16 集气站占地范围内		2#莲 111 扩井场占地范围内		3#苏南 31-106 井场占地范围内		标准值（mg/kg）
		0.5-1.5	1.5-3.0	0.5-1.5	1.5-3.0	0.5-1.5	1.5-3.0	/
镉	mg/kg	0.237	0.255	0.249	0.251	0.218	0.228	65
汞	mg/kg	0.043	0.037	0.068	0.049	0.058	0.063	38
砷	mg/kg	13.7	11.2	12.6	10.8	12.7	10.2	60
铅	mg/kg	36	30	35	32	32	35	800
六价铬	mg/kg	ND0.5	ND0.5	ND0.5	ND0.5	ND0.5	ND0.5	5.7
铜	mg/kg	35	28	34	30	28	30	18000
镍	mg/kg	43	36	36	33	39	42	900
石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	16	13	15	13	18	14	4500
pH 值	无量纲	8.21	8.27	8.33	8.37	8.36	8.41	/
阳离子交换量	$cmol^+/kg$	6.3	6.2	6.9	6.8	6.8	6.5	/
氧化还原电位	mV	419	423	424	427	422	429	/
渗滤率	cm/s	1.41×10^{-4}	1.32×10^{-4}	1.42×10^{-4}	1.33×10^{-4}	1.35×10^{-4}	1.34×10^{-4}	/
容重	g/cm^3	1.33	1.29	1.30	1.26	1.32	1.26	/
孔隙度	%	48.8	49.9	49.1	49.4	48.1	49.2	/

由表 4.3-13 可以看出，1#苏南 16 集气站占地范围内、2#莲 111 扩井场占地范围内、3#苏南 31-106 井场占地范围内中、底层各监测因子均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）的中的第二类用地土壤风险筛选值限值。

表 4.3-14　土壤监测结果与评价一览表

检测项目	单位	5#苏 202 井场外农用地	6# G23-017 井场外农用地	标准值（mg/kg）
		0-20cm	0-20cm	
pH 值	无量纲	8.34	7.66	＞7.5
镉	mg/kg	0.231	0.288	0.6
汞	mg/kg	0.047	0.072	3.4
砷	mg/kg	10.7	13.1	25
铅	mg/kg	31	39	170
总铬	mg/kg	61	72	250
铜	mg/kg	29	33	100
镍	mg/kg	34	45	190
锌	mg/kg	48	56	300
石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	19	17	/
阳离子交换量	$cmol^{+}/kg$	6.5	7.3	/
氧化还原电位	mV	407	421	/
渗滤率	cm/s	1.35×10^{-4}	1.51×10^{-4}	/
容重	g/cm^3	1.35	1.38	/
孔隙度	%	49.2	46.4	/

由表 4.3-14 可以看出，针对 5#苏 202 井场外农用地、6#G23-017 井场外农用地等 2 个监测点位各监测因子均低于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中 pH＞7.5 其他标准，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

表 4.3-15　评价区土壤剖面记录一览表

点号	土壤剖面照片	层次
1#		棕色、砂壤土、潮、无根系、无异物

2#		棕色、砂壤土、潮、无根系、无异物
3#		棕色、砂壤土、潮、无根系、无异物
4#		棕色、砂壤土、潮、无根系、无异物

5#			棕色、砂壤土、潮、少量根系、无异物
6#			棕色、砂壤土、潮、少量根系、无异物

4.3.6 包气带

（1）监测点位

本次包气带污染现状调查选择了 2 个现有场地进行现状监测，共设置监测点位 4 个，每个监测点在 0～20cm 和 40cm～60cm 深度范围内各取 1 个土壤样品进行浸出试验。包气带监测布点考虑本次产能建设项目现有集气站及现有井场内，且选取建设时间较长的站场、井场，采样点位设在站场内生产装置附近，运行过程中包气带可能受到污染，作为污染区代表点。监测点位信息见表 4.3-16。

表 4.3-16　包气带污染现状调查点位一览表

序号	取样点位	取样深度
1#	苏南-16 集气站甲醇储罐附近	0～20cm 和 40cm～60cm 埋深范围内各取一个样品
2#	苏南-16 集气站外空地	
3#	莲 111 扩井场生产装置附近	
4#	莲 111 扩井场外空地	

（2）监测因子

监测项目：pH 值、氯化物、石油类、六价铬、挥发酚、甲醇共 6 项。

（3）监测单位及监测时间

监测单位：陕西众邦环保检测技术有限公司

监测时间：2023 年 4 月 28 日，共计 1 天，每天 1 次。

（4）监测结果与评价

监测结果见表 4.3-17。

表 4.3-17　包气带浸溶液监测结果一览表

监测项目（mg/L）	苏南-16 集气站甲醇储罐附近		苏南-16 集气站外空地		莲 111 扩井场		莲 111 扩井场外空地	
	（0-20cm）	（40—60cm）	（0-20cm）	（40—60cm）	（0-20cm）	（40—60cm）	（0-20cm）	（40—60cm）
pH 值	8.14	8.21	8.58	8.46	8.26	8.49	8.31	8.37
氯化物	7.5	6.9	6.8	6.5	8.7	8.1	6.6	6.2
石油类	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01
六价铬	ND0.001	ND0.001	ND0.001	ND0.001	ND0.001	ND0.001	ND0.001	ND0.001
挥发酚	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003
甲醇	ND0.2	ND0.2	ND0.2	ND0.2	ND0.2	ND0.2	ND0.2	ND0.2

备注：pH为无量纲，其他因子单位均为mg/L；由于石油类指标没有地下水质量标准，本次以《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类水质质量标准进行评价。

由表4.3-17可知，通过对苏南-16集气站、莲111扩井场内包气带浸溶液水质进行分析，各项因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类水质标准，且场地内与场地外监测数据相差不大，表明企业生产没有对场地内及周边包气带环境产生影响。

4.4 区域污染源调查

项目所在区域主要为农村地区，经济活动以农业生产为主，工业生产主要为气田开采，基本无其他工业生产企业。区域内主要污染源为气田开发过程中已建站场、井场及管线等，本次评价对开发区块内现有工程进行梳理，对现有工程“三废”排放情况进行分析统计，见 3.1 章节。

4.5 区域环境质量变化趋势分析

4.5.1 大气环境质量变化趋势分析

4.5.1.1 基本污染物

根据陕西省生态环境厅办公室发布的 2020~2022 年《全省环境空气质量状况》的数据，定边县、靖边县、吴起县均为环境空气质量达标区。

4.5.1.2 特征污染物

本项目特征污染物考虑总烃及非甲烷总烃，区域内总烃及非甲烷总烃历史监测资料来源见表 4.5-1，历史监测数据见表 4.5-2。

表 4.5-1 大气环境质量监测资料

监测时间	监测点位	监测项目	资料出处
2019.2.19~2019.2.25	南庙畔滩	总烃、非甲烷总烃	《第六采气厂靖边区域单井管线及苏南 20 集气站建设工程环境影响报告表》
2019.2.20~2019.2.26	苏南 20 集气站	总烃、非甲烷总烃	《第六采气厂苏南 20-苏南 21 集气支线建设工程环境影响报告书》
2019.2.19~2019.2.25	苏南 18 集气站	总烃、非甲烷总烃	《第六采气厂定边区域单井管线及苏南 18 集气站扩建、保障点扩建工程环境影响报告表》
	南台	总烃、非甲烷总烃	
	朱庄	总烃、非甲烷总烃	
2019.12.4-2019.12.10	后梁	总烃、非甲烷总烃	长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区新增 18 亿(2020-2022 年)产能建设项目
	后白草沟	总烃、非甲烷总烃	
2023.4.24-2023.4.30	王沟畔	总烃、非甲烷总烃	本次实测
	宋家峁	总烃、非甲烷总烃	

表 4.5-2 总烃及非甲烷总烃历史监测数据 单位：mg/m³

监测时间	监测点位	监测结果		标准限值	
		总烃	非甲烷总烃	总烃	非甲烷总烃
2019.2.19~2019.2.25	南庙畔滩	1.12~1.69	0.41~0.72	5.0	2.0
2019.2.20~2019.2.26	苏南 20 集气站	1.23~1.55	0.41~0.72		
2019.2.19~2019.2.25	苏南 18 集气站	1.28~1.56	0.41~0.71		
	南台	1.23~1.54	0.40~0.72		
	朱庄	1.25~1.53	0.41~0.70		
2019.12.4-2019.12.10	后梁	1.45~1.72	0.46~0.80		
	后白草沟	1.49~1.74	0.44~0.80		
2023.4.24-2023.4.30	王沟畔	0.72~0.99	0.42~0.61		
	宋家峁	0.73~0.97	0.41~0.58		

由以上历史监测数据可知，2019 年~2023 年，区域总烃、非甲烷总烃浓度均为达标状态，且占标率不大，多年来趋势变化不明显。

4.5.2 地下水环境质量变化趋势分析

本项目区域内地下水环境质量监测资料来源见表 4.5-3，监测数据见表 4.5-4。

表 4.5-3 地下水环境质量监测资料

监测时间	监测井	与本项目关系	监测项目	资料出处

2019.12.8	北梁村、二道梁、康坑、石庄村	本项目开发区块内	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、pH 值、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、石油类、细菌总数	长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区新增 18 亿(2020-2022 年)产能建设项目
2023.4.27	王家伙场水源井、白土岗子村村民水源井等 5 口井	本项目开发区块内		本次环评现状监测

表 4.5-4　2019 年地下水环境质量监测数据

监测因子	北梁村	二道梁	康坑	石庄村
钾	1.15	1.91	1.76	1.43
钠	92.2	59.6	57.2	94.2
钙	10.5	46.5	47.1	16
镁	21.8	124	90.5	18
CO_3^{2-}	ND	ND	ND	ND
HCO_3^-	332	191	322	212
氯化物	16	170	168	52
硫酸盐	49.3	230	152	66.5
pH 值	8.31	8.06	8.33	8.35
氨氮	0.037	0.081	0.02ND	0.02ND
硝酸盐氮	7.46	15.47	13.79	16.52
亚硝酸盐氮	0.042	0.029	0.044	0.017
氰化物	0.002ND	0.002ND	0.002ND	0.002ND
六价铬	0.004ND	0.004ND	0.004ND	0.004ND
总硬度	157	238	273	152
铁	0.3ND	0.3ND	0.3ND	0.3ND
溶解性总固体	387	673	696	412
耗氧量	1.16	1.08	1.27	1.08
总大肠菌群	2	2ND	2ND	2
石油类	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND

由上表统计结果以及表 4.3-8 可知：

（1）区域地下水多年来监测指标均为达标状态；

（2）与本项目有关的特征因子石油类多年来均为达标状态，且无明显变化趋势。

4.5.3 土壤环境质量变化趋势分析

本项目区域内土壤环境质量监测数据来源见表 4.5-5，监测数据见表 4.5-6。

表 4.5-5　土壤环境质量监测资料

监测时间	监测点位	与本项目关系	监测项目	资料出处

2019.12.10	苏南 9-41 井场外农用地	本项目开发区块内	站内表层样：共 9 项，基本因子为 pH、镉、汞、砷、铅、六价铬、铜、镍，特征因子为石油烃（C10-C40）。	长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区新增 18 亿(2020-2022 年)产能建设项目
	安平 3 井场外农用地			
	苏 223 井场外农用地			
2023.4.28	苏 202 井场外农用地	本项目开发区块内		本次环评现状监测
	G23-017 井场外农用地			

表 4.5-6　土壤环境质量监测数据　　单位：mg/kg

监测点位		监测时间	监测结果									
			pH	镉	汞	砷	铅	铬	铜	镍	锌	石油烃
苏南 9-41 井场外农用地	0~0.2m	2019 年	8.8	0.04	0.036	12.9	11.4	77.8	8.00	14.9	39.3	6.0ND
安平 3 井场外农用地	0~0.2m	2019 年	8.9	0.11	0.029	12.4	23.2	85.0	16.3	33.1	62.9	6.0ND
苏 223 井场外农用地	0~0.2m	2019 年	8.7	0.12	0.030	13.5	27.2	65.1	20.0	36.2	72.5	6.0ND
苏 202 井场外农用地	0~0.2m	2023 年	8.34	0.231	0.047	10.7	31	61	29	34	48	19
G23-017 井场外农用地	0~0.2m	2023 年	7.66	0.288	0.072	13.1	39	72	33	45	56	17
土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中土壤污染风险筛选值			/	0.6	3.4	25	170	250	100	190	300	4500
达标情况			/	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标

由上表统计结果可知：

（1）区域典型站场 2019 年~2023 年以来土壤环境监测指标均为达标状态，且无明显变化趋势；

（2）与本项目有关的特征因子石油类 2019 年~2023 年以来多年来均未检出。

5 施工期环境影响预测与评价

5.1 施工期环境空气影响分析

5.1.1 施工扬尘环境空气影响分析

在气田开发施工阶段，进出评价区域的人流物流增大，汽车运输量增大，特别是道路建设及井场、集气站、管线敷设会开挖大量土方，尽管开挖的土石方做了相应的处置后均可回用，但开挖过程仍使地表结构受损，部分植被遭到破坏，给评价区的水土流失客观上创造了条件，评价区尘量增加。加之评价区北部属强风区，风速高且出现频繁（主要出现在春夏季），在风力作用下，松动的地面及缺少植被覆盖的沙土随风而起漂浮在空气中，使局部空气环境中 TSP 浓度增加，甚至随风移动，影响下风向较远距离空气质量。

建设过程中，散放的建筑材料，如石灰、沙子等也容易扬尘，造成粉尘飞扬，污染施工现场空气环境。汽车运输过程，不但带起大量的扬尘，而且会造成周围松散沙质土地表层松动，增加了风蚀起沙的可能性，使汽车驶过的道路两边一定范围短时间内 TSP 污染较重。根据施工期运输道路扬尘的类比参数，得出不同起尘强度时运输道路下风向扬尘预测结果，见表 5.1-1。

表5.1-1　不同起尘强度时运输道路下风向扬尘预测结果一览表　　mg/m³

下风向距离 (m)	不同起尘强度（mg/m）				
	4.40	**5.89**	**7.24**	**8.50**	**9.70**
10	1.04	1.40	1.71	2.01	2.30
20	0.92	1.23	1.51	1.77	2.02
30	0.72	0.97	1.19	1.40	1.59
40	0.59	0.79	0.97	1.14	1.30
50	0.50	0.67	0.82	0.97	1.10
60	0.43	0.58	0.72	0.84	0.96
70	0.38	0.52	0.63	0.74	0.85
80	0.35	0.46	0.57	0.67	0.76
90	0.31	0.42	0.52	0.61	0.69

由表 5.1-1 可知，施工期运输道路下风向 TSP 轴线净增浓度主要对道路两侧各 50m 范围影响较大，将形成扬尘污染带（最高允许浓度 1.0mg/m³)。

表 5.1-2 为一辆载重 10t 的卡车，通过一段长度为 1km 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度下产生的扬尘量。

表5.1-2　不同车速和地面清洁程度时的汽车扬尘一览表　　单位：kg/(km·辆）

车速（km/h)	道路表面粉尘量（kg/m²)

	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	1.0
10	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
15	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
20	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
30	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

由此可见，在同样路面清洁程度下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。因此限制车辆行驶速度及保持路面的清洁是减少汽车扬尘的最有效手段。在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，表 5.1-3 为施工场地洒水抑尘的试验结果，可见，每天洒水 4～5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘。

表5.1-3　施工场地洒水抑尘试验结果一览表

距离（m）		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m^3)	不洒水	10.14	2.810	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.68	0.60

上述结果表明，有效的洒水抑尘可以大幅度降低施工扬尘的污染程度，使施工扬尘在 50m 处达到《施工场界扬尘排放限值》(DB61/1078-2017）中浓度限值要求。据调查，本产建项目站场等施工作业点距离居民点均在 300m 以上；部分管线施工距离居民点相对较近，但均会在 30m 开外。施工作业过程只要加强限制车辆行驶速度、保持路面清洁及定时洒水可减缓施工作业扬尘及汽车行驶产生的道路扬尘影响。

5.1.2 施工机械及运输车辆尾气环境空气影响分析

由于施工期施工车辆尾气主要为间歇性或流动性污染，且燃料用量不大，污染源强较少，故施工期车辆燃料尾气对大气环境影响不大。况且施工期扬尘和车辆尾气的污染也是短暂的，局部的，施工完成后就会消失，因此其对大气环境的影响也是有限的。

5.1.3 钻井过程环境空气影响分析

钻井过程中带动钻机的柴油机和发电机运转时会产生烟气，其主要污染物为烃类、烟尘、NOx 和 SO_2，为无组织、分散排放。

施工期随着钻井数量的增加，局部污染物浓度有所增加，但影响范围仅局限于钻井架周围较小的范围内。根据工程分析，直井/定向井单井钻井约消耗柴油 167.73t，水平井需消耗柴油约 327.73t。大气污染物烟尘排放量为 43.11t，SO_2 为 30.03t，NOx 为 753.22t。钻井作业的施工机械为流动废气污染源，非同时同地进行，每口井井距在 1～2km，井场周围居民点分布稀少。因此，柴油机废气对评价区内村庄环境空气质量影响较小，随着钻井工程的结束，大气中污染物浓度将逐步降低。

5.1.4 井场测试放喷燃烧废气影响分析

另外在钻井试气过程中，还需排放一定量的天然气，为降低天然气直接排放造成的污染，采用点火的方式燃烧天然气。根据工程分析，在开发阶段每口天然气井燃烧掉的天然气量大约为 $10\times10^4m^3$，排放量较小；不完全燃烧情况下，将产生 CH_4、CO 等废气，对环境空气产生污染。因此，应科学设计燃烧排放口，使天然气完全燃烧，减轻对环境空气的污染。

5.1.5 管道敷设过程环境空气影响分析

焊接烟气主要是在管道敷设焊接时产生的，防腐废气主要是在管道敷补口补伤时产生的，产生量较少。由于管线在布置时已考虑避开居民等环境敏感点，周围地域开阔，经大气扩散后对环境及敏感点的影响较小。

5.2 施工期地表水环境影响分析

5.2.1 钻井废水对地表水的影响分析

钻井废水主要是指洗井、压井、冲砂、套铣等施工时产生的废水以及冲洗下的高倍稀释的钻井泥浆。

钻井废水全部进入井场钢制泥浆罐用于循环配制泥浆，剩余钻井废水排入废水收集罐中；工程压裂过程结束后，大部分压裂液返回压裂车储罐内循环利用，少量排入废水收集罐中。在钻井结束后，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处理处置能力的单位进行规范化集中处理，不外排，对地表水环境影响较小。

5.2.2 压裂返排液对地表水的影响分析

压裂返排液为压裂过程中返排到地面的压裂液和地层水的混合液。钻井井场配套压裂返排液回收装置：井口返排出的压裂液经油嘴管汇降压后进入气液固三相分离装置，分离出的气体燃烧，分离出的液体进入废液缓冲罐，经过絮凝沉降、过滤杀菌、离子控制工艺处理后用于配液再利用，循环率可达到 95%。分离出不能再利用的废液统一收集进入井场指定收集罐，待完井后，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处理处置能力的单位进行规范化集中处理，不外排，对地表水无影响。

5.2.3 施工废水

施工期除钻井废水外，还会产生设备检修废水及其他施工废水，施工期生产废水设

置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水抑尘，不外排，对环境影响较小。

5.2.4 施工人员生活污水

道路和管道施工均分段进行，施工人员集中在施工沿线食宿，不设施工营地，依托沿线站场内生活设施；集气站改造施工过程产生的生活污水依托集气站现有一体化污水处理装置处理后回用于站内绿化；井场要求施工营地设可移动式环保卫生厕所，收集后委托当地农民清理，用于农田施肥，不外排，对环境影响小。

5.2.5 管道试压废水

本项目管线试压采用充水试压，充水试压将产生少量的清净下水，主要污染物为SS。管道试压分段进行，污水排放量较小，采用罐车拉运至苏南18采出水处理站采出水处理系统处理后回注地层，不外排，不会对区域地表水产生污染影响。

5.2.6 管道及道路位于河谷和阶地地段对地表水环境影响分析

当管线和道路在河谷和阶地地段施工时，弃土可能会滑入河道，造成河水中悬浮物暂时超标。该项目管线及道路施工人员生活依托项目区附近乡镇居民生活设施，不在河谷和阶地施工地段单独设置施工营地，施工人员生活污水对河流水质没有直接影响。

5.3 施工期地下水环境影响分析

5.3.1 地下水环境影响识别

项目建设期对地下水的影响主要是：①在钻井及井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井漏、钻井废水、压裂返排液、泥浆等泄漏对地下水水质的直接影响；②施工人员生活污水、施工废水发生泄漏，生活垃圾随意堆放等对地下水水质造成直接影响。

表5.3-1　本项目地下水环境影响途径识别一览表

时期	装置/设施		污染源特征及污染方式	影响对象
施工期	地面工程施工场地		施工废水及生活污水非正常状况未完全收集，或收集设施出现泄漏，施工完成后污染源消失，主要污染物为COD、氨氮、石油类等	污染物通过包气带进入含水层
	钻井过程	井漏	钻井液及钻井废水渗漏到含水层中，污染物为 pH、SS、COD、石油等	井筒破裂段含水层

5.3.2 地下水环境影响预测与评价

（1）正常情况下对地下水环境影响分析

钻井过程主要污染物质包括钻井废水、废压裂返排液、钻井泥浆和岩屑等。正常工

况下，本项目各井场配备移动式收集设施，对钻井废弃物做到不落地收集。钻井完毕后，各类钻井废弃物委托有资质的单位进行拉运、处置，钻井过程对地下水环境不会造成明显影响。井场各类作业场地、各类作业器械、地上罐体、固废分类收集处下均铺设防渗材料，可保证各类作业废弃物不会落入地面。施工期做到以上要求，不会对地下水环境产生影响。

站场、集输管线建设过程中，沉淀池、施工营地环卫卫生厕所等均将采取严格的防渗、防腐措施，对地下水环境不会产生明显不利影响。施工营地将配套密闭垃圾桶，产生的生活垃圾桶装收集后按当地环卫部门规定外运处置，不会对区域水域环境产生明显不利影响。

（2）非正常情况下对地下水环境影响分析

非正常工况下，钻井过程套管破裂，钻井废水、泥浆、压裂返排液穿透套管破裂处，进入含水层，可能会对下水环境造成污染。

①预测情景及预测因子筛选

本次预测设置预测情景为钻井过程套管破裂，钻井废水、泥浆、压裂返排液进入含水层，预测时段根据导则要求，选取污染发生后的 100 天、1000 天和污染物最大运移距离对应时间三个时间段，选取特征因子石油类作为预测因子。

②污染物源强设置

根据现有钻井废水资料的调查，一般单井产生钻井废水约 30m^3。假设钻井过程中钻井废水全部渗漏进入含水层，定向井/直井钻井周期为 28.7d、水平井钻井周期为 57.8d，本次重点预测项目数量较多的定向井/直井渗漏，利用井漏-连续源叠加原理进行井漏预测计算。考虑到石油类在水中溶解度较低，且进入含水层后只有溶解态会随水流发生迁移扩散，参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度的分析，石油类可溶态污染物在水中的最高浓度值为 18mg/L，则定向井/直井钻井事故石油类污染物源强为 0.0188kg/d。石油类水质标准为 0.05mg/L（参照地表水 III 类质量标准），在水中的检出限为 0.01mg/L。

③预测方法

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本项目所在区域水文地质条件较简单，选用解析法进行预测。

本次评价选取梁峁区第四系风积黄土层裂隙孔隙潜水含水层；河谷区第四系松散冲积层孔隙潜水含水层作为主要污染预测含水层。根据预测情景，本次预测利用短时泄露

连续源叠加原理进行预测，其中污染物发生渗漏、泄漏时段，将污染源概化为平面连续点源，之后预测大尺度时间轴污染物对下游的影响时，采用连续源叠加原理进行计算。

$$C(x,y,t)=\frac{m_t}{4\pi Mn_e\sqrt{D_L D_T}}e^{\frac{xu}{2D_L}}\left[2K_0(\beta)-W(\frac{u^2t}{4D_L},\beta)\right]$$

$$\beta=\sqrt{\frac{u^2x^2}{4D_L^2}+\frac{u^2y^2}{4D_L D_T}}$$

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 处的示踪剂质量浓度，g/L；

M－承压含水层的厚度，m；

mt－单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u－水流速度，m/d；

ne－有效孔隙度，量纲为 1；

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；

K0(β)－第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W(\frac{u^2t}{4D_L},\beta)$－第一类越流系统井函数。

根据评价区水文地质资料，各含水层相关参数详见表 5.3-2。

表 5.3-2　水动力及溶质运移参数一览表

含水层类型	厚度 M (m)	ne	I	K(m/d)	u(m/d)	DL(m^2/d)	DT(m^2/d)
第四系风积黄土层孔隙潜水含水层	30	0.25	0.01	0.429	0.034	0.34	0.034
第四系松散冲积层孔隙潜水含水层	15	0.3	0.01	0.566	0.037	0.37	0.037
白垩系环河组裂隙含水层	30	0.2	0.005	0.452	0.011	0.11	0.011
参数依据	参数取值参考自《鄂尔多斯盆地地下水勘查研究》及区域水文地质资料及经验参数				u= KI/ ne	αL=10	αL=1

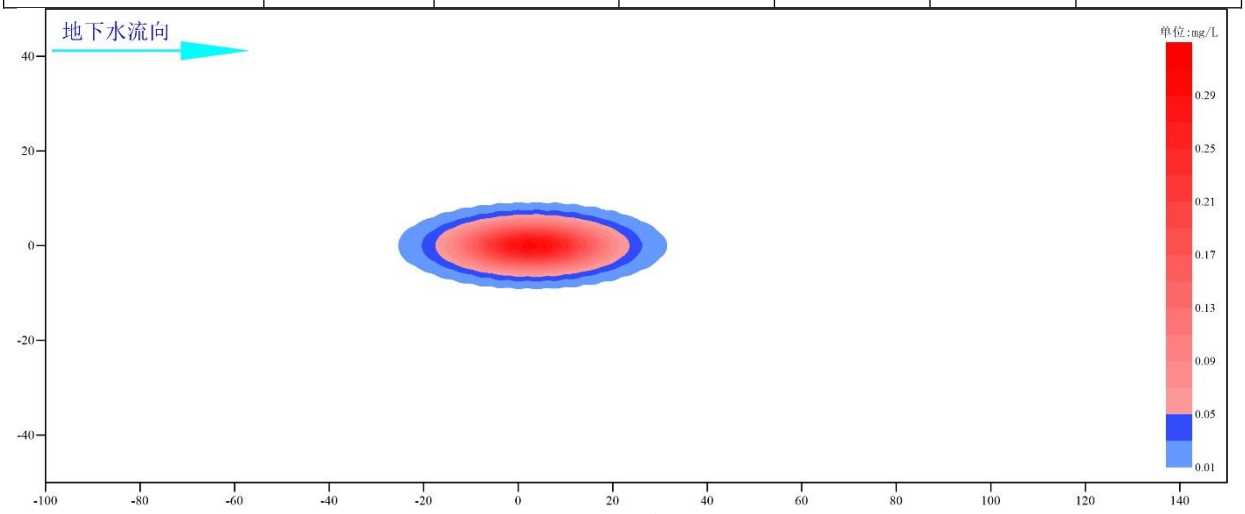
④非正常情况下预测结果

a.第四系风积黄土层裂隙孔隙潜水含水层环境影响分析

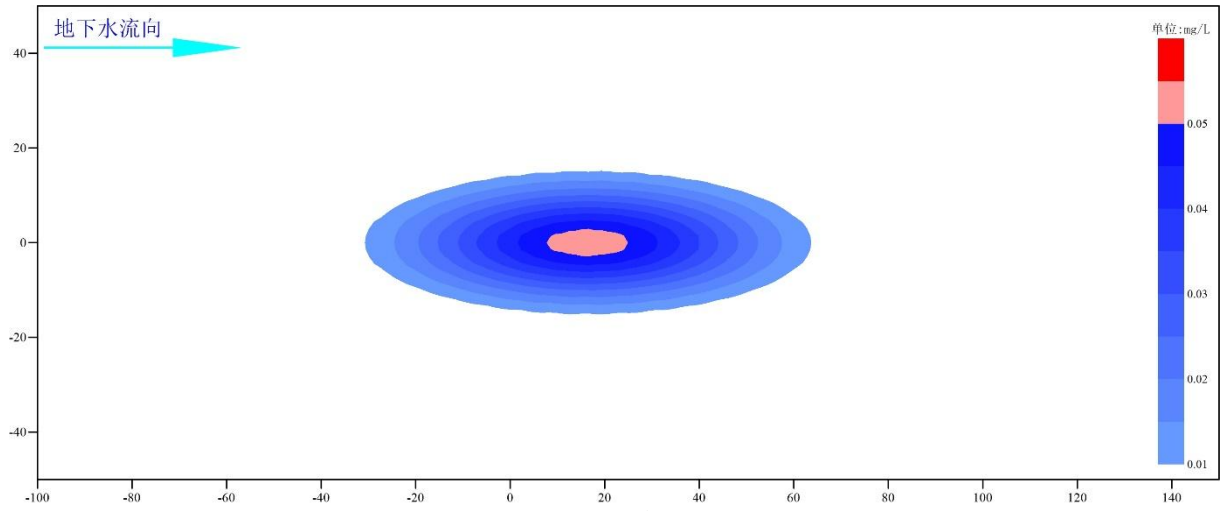
根据预测结果，当钻井废水渗漏发生 100d 时，石油类在第四系风积黄土层裂隙孔隙潜水含水层中最大浓度 0.301mg/L，最大迁移距离 31.5m，影响面积 815m^2，下游最大超标距离 23.4m，超标区面积 423m^2。随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小。当钻井废水渗漏 500d 时，最大浓度下降到 0.053mg/L，最大迁移距离 63.7m，影响面积 2228m^2，最大超标距离 24.8m，超标区面积 74m^2。当钻井废水渗漏发生 1000d 时，最大浓度下降到 0.026mg/L，已低于《地表水环境质量标准》(GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，最大迁移距离 84.5m，影响面积 2591m^2。具体详见表 5.3-3 及图 5.3-1。

表 5.3-3　第四系风积黄土层裂隙孔隙潜水含水层不同时段石油类预测结果表

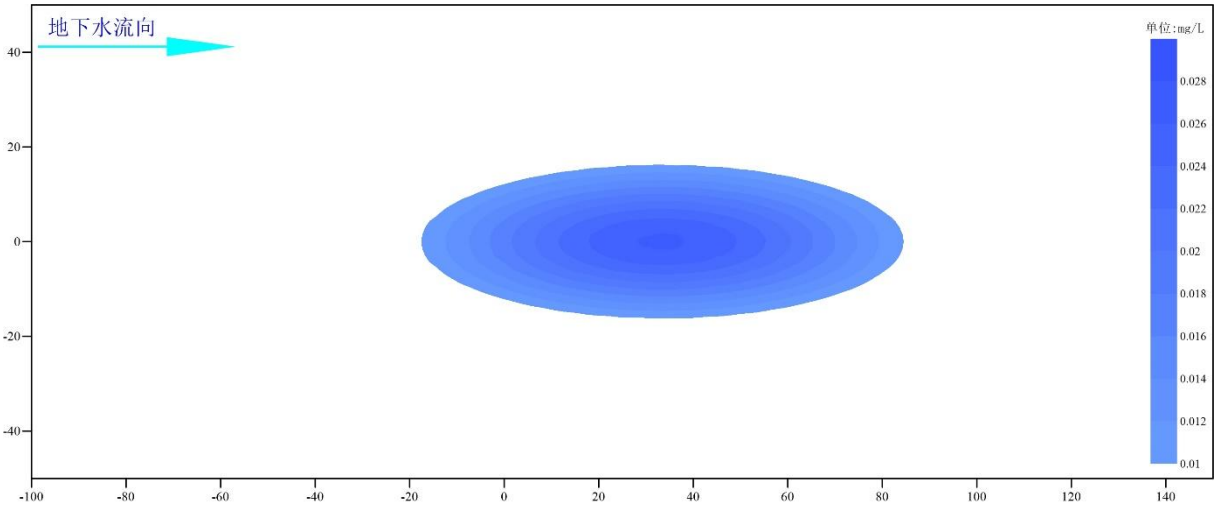
含水层类型	预测时间	最大污染浓度（mg/L）	最大影响距离（m）	超标距离（m）	最大影响范围(m^2)	超标范围（m^2）
第四系风积黄土层裂隙孔隙潜水含水层	100d	0.301	31.5	23.4	815	423
	500d	0.053	63.7	24.8	2228	74
	1000d	0.026	84.5	0	2591	0



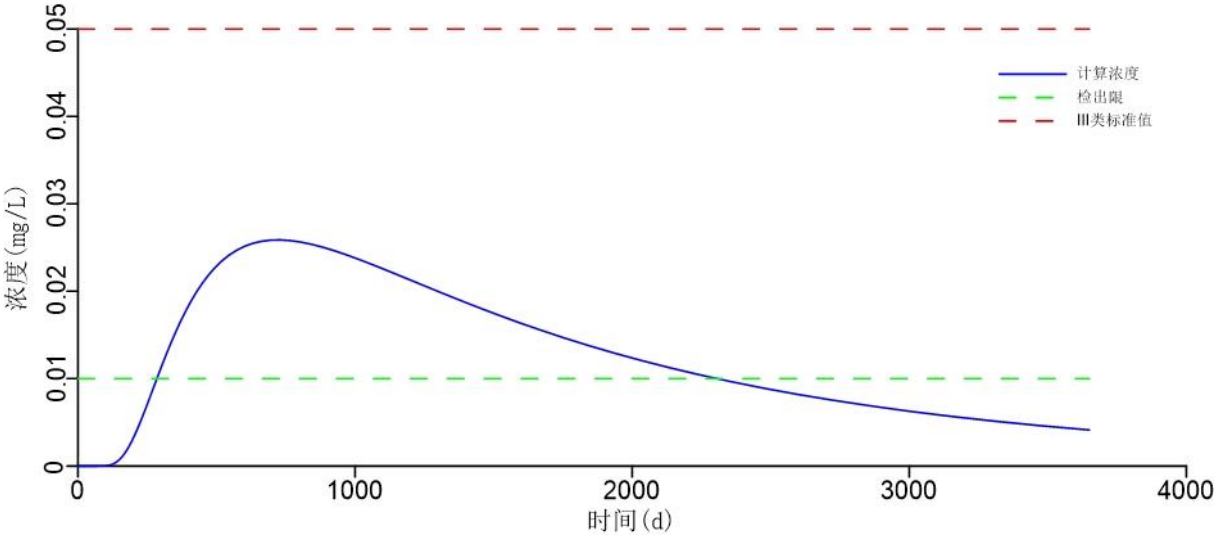
（100d）



（500d）



（1000d）



（泄漏点下游 50m 处地下水中污染物浓度历时曲线）

图 5.3-1　非正常情况下第四系风积黄土层孔隙潜水含水层石油类污染羽分布图

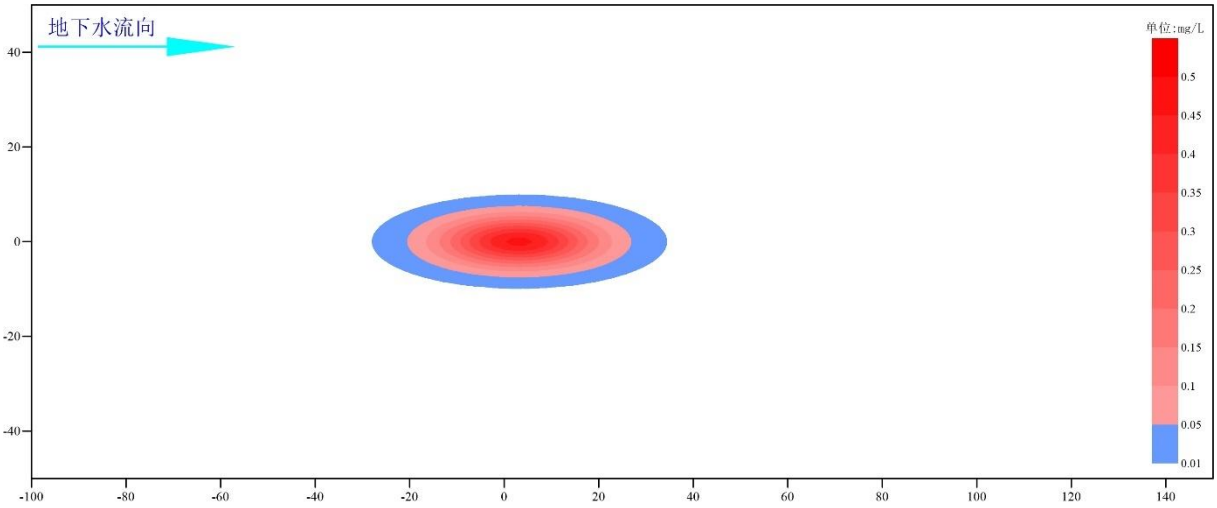
b.第四系冲积层孔隙潜水含水层环境影响分析

根据预测结果，当钻井废水渗漏发生 100d 时，石油类在第四系冲积层孔隙潜水含水层中最大浓度 0.465mg/L，最大迁移距离 34.5m，影响面积 977m^2，最大超标距离 26.9m，超标区面积 563m^2。随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小。当钻井废水渗漏 780d 时，最大浓度下降到 0.052mg/L，地下水中石油类最大迁移距离 89.4m，影响面积 3716m^2，最大超标距离 37.3m，超标区面积 76m^2。当钻井废水渗漏发生 1000d 时，最大浓度下降到 0.040mg/L，已低于《地表水环境质量标准》(GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，最大迁移距离 100.3m，影响面积 4047m^2。具体详见表 5.3-4 及图 5.3-2。

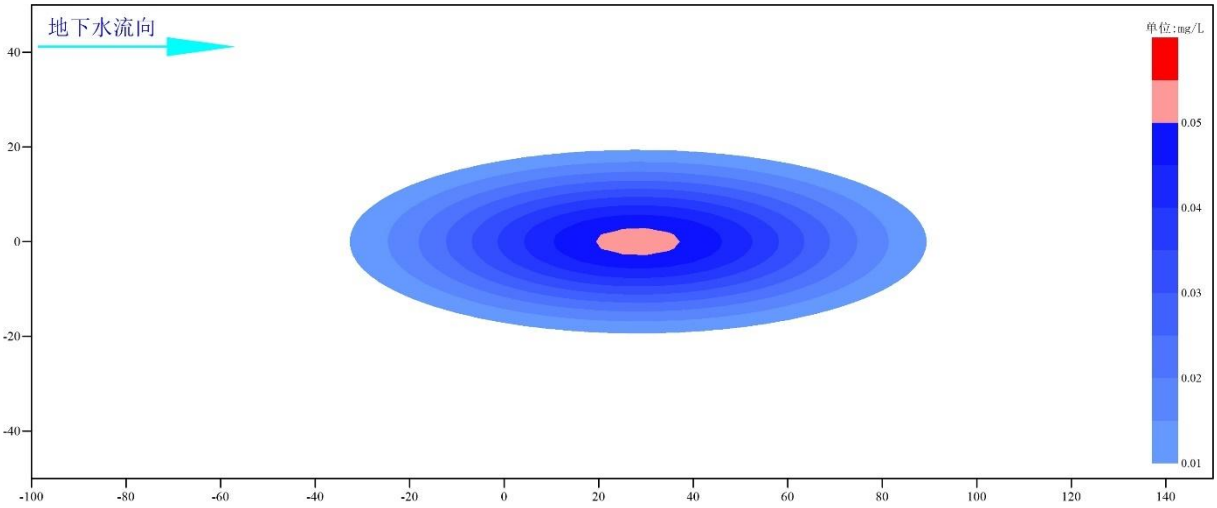
表 5.3-4　第四系冲积层孔隙潜水含水层不同时段石油类预测结果表

含水层类型	预测时间	最大污染浓度（mg/L）	最大影响距离（m）	超标距离（m）	最大影响范围（m^2）	超标范围（m^2）

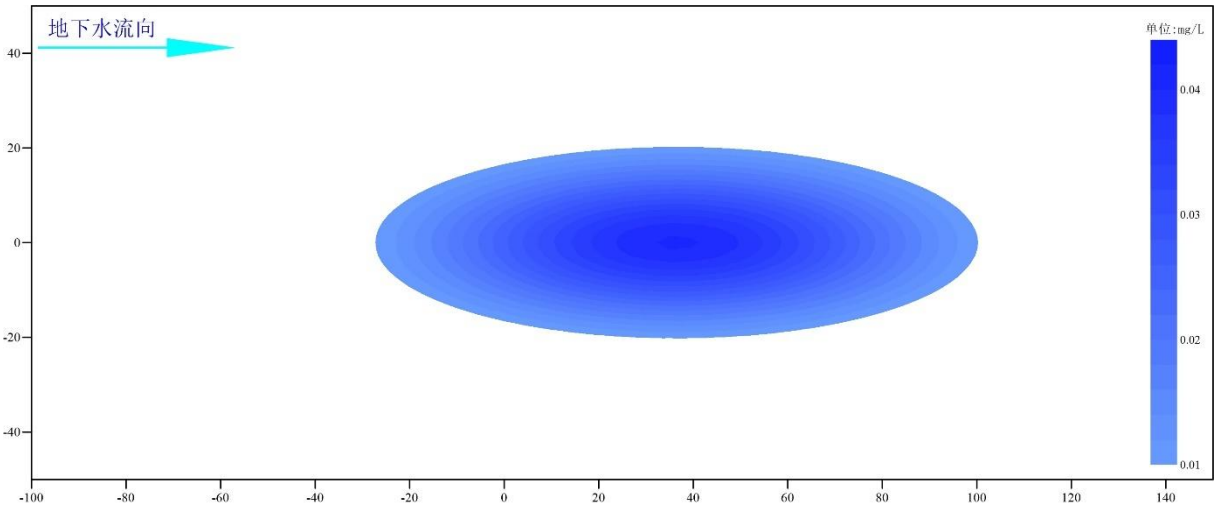
第四系松散冲积层孔隙潜水含水层	100d	0.465	34.5	26.9	977	563
	780d	0.052	89.4	37.3	3716	76
	1000d	0.040	100.3	0	4047	0



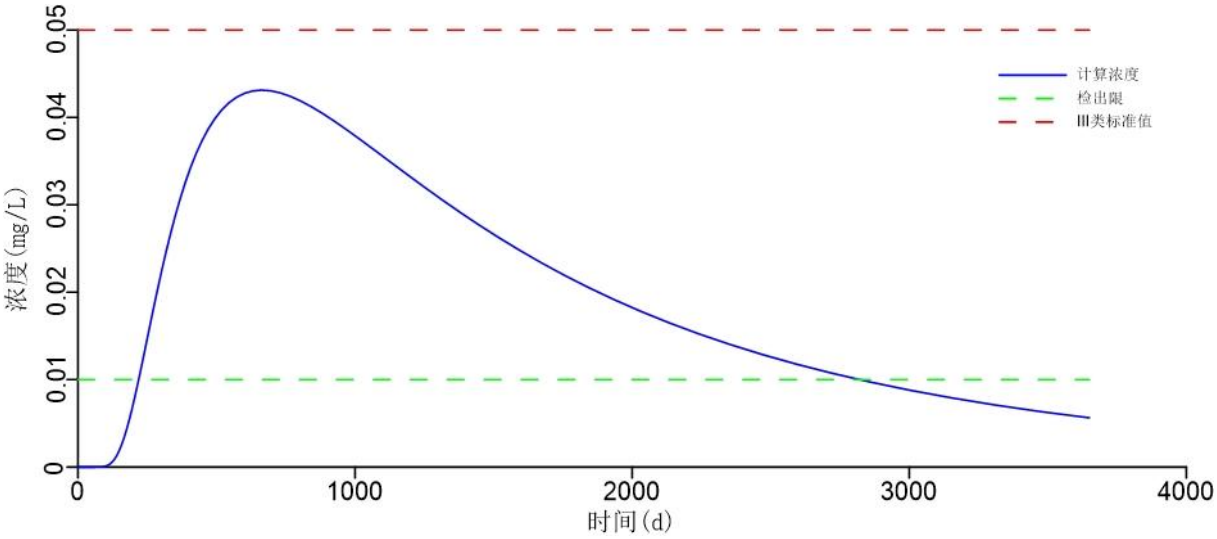
（100d）



（780d）



（1000d）



（泄漏点下游 50m 处地下水中污染物浓度历时曲线）

图 5.3-2　非正常情况下第四系冲积层孔隙潜水含水层石油类污染羽分布图

根据上述预测结果，当钻井废水渗漏发生时，各含水层最大影响距离为 100.3m，超标距离为 37.3m。据调查，各井场 200m 范围内无集中式及分散式饮用水源井等敏感目标，钻井废水渗漏对居民生活用水基本无影响。但考虑到地下水一旦受到污染，就很难恢复，施工过程务必加强钻井工程污染防治，严防钻井废水渗漏对地下含水层造成污染。

5.4 施工期声环境影响分析

5.4.1 钻井过程声环境影响分析

钻井过程中噪声主要为钻井噪声和完井测试噪声，钻井噪声主要来源于柴油发电机、钻机设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，噪声源强在 88~105dB(A)，对环境影响较大。目前钻井噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。主要有：优选低噪声设备，在各产生振动的设备下加衬弹性垫料，柴油机及发电机设隔声间或隔声罩，气流通道安装消声器，同时对设备基础配套减振设施，在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声，通过以上措施可以降低噪声约 5~30dB(A）左右。降噪前后的噪声源强见表 5.4-1，钻井井场主要设备与场界距离见表 5.4-2。

表 5.4-1　采取噪声防治措施后的噪声源强一览表　　单位：dB(A)

噪声设备	数量	源强	降噪措施	降噪后源强
柴油发电机	4 台（3 开 1 备）	105	设置机房隔声，优选低噪声设备，气流通道安装消声器，同时对设备基础配套减振设施	80
钻机设备（带柴油机）	2 台（1 用 1 备）	100		68
泥浆泵	2 台	93	加衬弹性垫料	100
振动筛	2 台	88	加衬弹性垫料	90

井场设备噪声可近似视为点声源处理，根据点声源噪声衰减模式，估算距离声源不

同距离处的噪声值，预测模式如下：

$$L_p=L_{p0}-20\lg(r/r_0)$$

式中：L_p：距声源 rm 处的施工噪声预测值，dB(A)；

L_{p0}：距声源 r0m 处的噪声参考值，dB(A)；

对于多台施工机械对某个预测点的影响，应进行声级叠加：

$$L=10\lg\sum 10^{0.1Li}$$

预测结果见表 5.4-2。

表 5.4-2　钻井井场场界噪声预测结果一览表　　单位：dB(A)

场界	噪声贡献值	标准限值	
		昼间	夜间
北场界	67.09	70	55
南场界	70.47		
东场界	63.90		
西场界	54.16		

由表 5.4-2 可知，钻井井场昼间除南场界（靠近泥浆不落地设备一侧场界）噪声超标外，其余场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)，南场界昼间噪声超标值较小，为 0.47dB(A)；夜间除西场界噪声达标外，其余场界超标，超标范围在 8.9~15.47dB(A)，最远达标距离南场界 94m。

5.4.2 压裂、试气作业噪声影响分析

压裂施工作业和测试放喷根据试气计划依次进行，压裂车噪声为 100dB(A)；测试放喷时产生的高压气流噪声为 100dB(A)，均是昼夜连续作业，根据不同井压裂层数的多少，持续几天。评价对井场压裂、试气噪声进行预测，预测模型同钻井工程噪声预测模式，预测结果见表 5.4-3。

表 5.4-3　压裂、放喷噪声影响范围预测结果一览表　　单位：dB(A)

噪声源	距声源距离							
	10	20	40	60	80	100	150	200
压裂设备	80.0	74.0	68.0	64.4	61.9	60.0	56.5	54.0
放喷测试	80.0	74.0	68.0	64.4	61.9	60.0	56.5	54.0

根据上表预测结果，压裂作业时在距压裂设备 33m（距井场边界 33m）处能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011）昼间排放标准 70dB(A)；在距压裂设备 185m（距井场边界 185m）处能够满足其夜间排放标准 55dB(A)。

在放喷测试时，在距放喷管 33m（距井场边界 33m）处能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011）昼间排放标准 70dB(A)；在距放喷管 185m（距井场

边界 185m）处能够满足其夜间排放标准 55dB(A)。

根据产建布局，井场分布分散，气井在钻井、压裂、放喷过程中，对周围敏感点噪声影响有限。本项目单井钻井周期为 28.7 天，水平井平均钻井周期 57.8d。一般压裂作业、试气周期更短，仅为几天，施工结束后，噪声影响随即消失，不会扰民。

5.4.3 基础设施建设噪声影响分析

基础设施建设包括站场、管线及道路等需要进行土石方填挖作业的工程。这部分噪声主要来自土石方施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声及施工人员的生活噪声。基础设施建设噪声是由多种施工机械设备和运输车辆发出的，而且一般设备的运作都是间歇性的，因此产生的噪声有间歇性和短暂性的特点。

在此对基础设施建设噪声进行分析评价，以便更好地制定相应的施工管理计划，保护项目施工站点、管线和道路沿线地区居民良好的居住声环境。

①噪声源分布

根据项目基础设施的施工特点，对噪声源分布的描述如下：

a.推土机、挖掘机主要用于土地平整、管线、道路修建范围内；

b.装载机主要集中在土石方调用地区；

c.混凝土搅拌机主要集中在搅拌站；

d.自卸式运输车主要行走于施工便道及项目区的周边现有道路。

②施工期噪声预测模式同钻井井场点源衰减模式。

③噪声计算结果

根据预测模式，表 5.4-4 列出了距施工机械不同距离处的噪声值。

表 5.4-4　主要施工机械不同距离处的噪声级一览表　　单位：dB(A)

机械名称	1m	10m	20m	40m	80m	100m	200m	400m	标准限值	
									昼间	夜间
挖掘机	94	74	68	62	56	54	48	42	70	55
吊管机	90	70	64	58	52	50	44	38		
电焊机	87	67	61	55	49	47	41	35		
推土机/混凝土翻斗车	92	72	66	60	54	52	46	40		
混凝土搅拌机	97	77	71	65	59	57	51	45		
混凝土振捣棒	100	80	74	68	62	60	54	48		
柴油发电机	105	85	79	73	67	65	59	53		

表 5.4-4 结果表明，昼间单台施工机械的辐射噪声在距施工场地 60m 外可达到标准限值，夜间 300m 外可基本达到标准限值。但在施工现场，往往是多种施工机械共同作业，因此，施工现场的噪声是各种不同施工机械辐射噪声以及进出施工现场的各种车辆

辐射噪声共同作用的结果，其噪声达标距离要超过昼间 60m、夜间 300m 的范围。

根据产建布局，本次改造集气站周边 300m 范围内无居民；管线及道路两侧有居民点分布的管段很短，施工时间很短，故施工期噪声对周围居民影响较小。

根据国内此类项目施工期环境保护经验，建议加强施工期间的施工组织和施工管理，合理安排施工进度和时间，环保施工、文明施工，快速施工，并因地制宜地制定有效的临时降噪措施，例如通过降低运输车辆车速来降低车辆噪声，禁止夜间施工等，将施工期间的噪声影响降低到最小程度。

综上，尽管基础设施建设机械噪声将对附近村民等声环境敏感点造成一定影响，但伴随着施工期结束，其影响将会消失。

5.5 施工期固体废物影响分析

本产建项目施工期产生的固体废物主要为钻井井场废弃物（钻井泥浆、钻井岩屑）、清管试压时产生的清管废渣及生活垃圾。

5.5.1 废钻井泥浆、废钻井岩屑影响分析

本项目钻井井场固体废物主要为废钻井泥浆、废钻井岩屑。根据工程分析，废钻井泥浆、废钻井岩屑排放量分别为 4066.46t、88691.53t。本项目钻井泥浆采用水基钻井泥浆，属于第II类一般工业固体废物。钻井岩屑属于一般工业固废。

废钻井泥浆和废岩屑在钻井前配备地上移动式收集设施，对废钻井泥浆和废岩屑进行不落地收集，在井下作业完成后由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处置能力的单位进行集中处置。在施工单位严格按照榆林市相关管理规定，对钻井井场废弃物进行管理、处置，对周围环境影响小。

5.5.2 清管废渣环境影响分析

管道清管、试压时产生的试压废水经沉淀后循环使用，临时沉淀池内剩有少量铁锈、焊渣、泥沙废水等废渣，产生量为 2t，属于一般固体废物，集中收集后送至垃圾填埋场填埋处理，对周围环境的影响较小。

5.5.3 拆除旧设备及管线环境影响分析

拆除产生的设备及管线属于一般工业固废，暂存于作业区废料库，综合利用，对周围环境的影响较小。

5.5.4 施工期生活垃圾环境影响分析

根据工程分析，本项目施工期生活垃圾产生总量为 111.5t。集气站改造施工过程产生的生活垃圾依托集气站现有垃圾收运设施，运送至附近村民生活垃圾收集点，交由环卫部门处理。

一般情况下，生活垃圾对环境影响不大，但在管理不严特别是大风天气时，轻质垃圾如废纸、塑料等随风移动，散乱在地或悬挂灌木，影响环境卫生；再者，遇到大雨时，如果垃圾没有堆放好，可能会被水冲走，影响周围土壤环境；若垃圾不能及时清运，则容易经风吹雨淋而腐烂变质，不但会影响周围环境的卫生和美观，而且产生的恶臭、淋液可能影响局部地下水。生活垃圾重在管理，生活垃圾统一收集后，运送至附近村民生活垃圾收集点，交由环卫部门处理，对环境影响较小。

5.6 施工期生态影响分析

5.6.1 土地利用影响分析

⑴土地利用方式影响分析

本项目总占地 156.2849hm^2，其中永久占地为 16.9949hm^2，包括改造集气站新增场地、井场工程的永久征地，项目永久占地不涉及基本农田；临时占地为 139.29hm^2，主要为管线敷设、用于上述钻井井场、处理站施工过程中的施工便道等占地。占地类型包括灌木林地、乔木林地、草地、建设用地、旱地、裸地等（本产建工程具体占地数量及类型详见表 2.3-17）。

所有占地中，永久占地对生态环境影响较大，临时占地施工结束后立即恢复。根据设计资料，本项目永久占地面积仅为 16.9949hm^2，占地类型主要为草地、旱地，占比达 89.06%。据调查，草地、旱地在评价区内大面积分布，工程永久占地较小，不会改变评价区内土地利用格局，也不会对土地资源及其承载景观类型产生较大影响。工程建成后，在场站周围进行绿化，可一定程度上补偿地表植被的生态损失。

临时占地中：占比从高到低分别为草地、旱地、灌木林地、乔木林地、裸地、建设用地。其中以草地、旱地占比最大，为 93.67%。相对于评价区，各类型用地在相同用地类型中占比为 0.8%—2.4%，占比相对较小。临时占地将暂时破坏占用土地上植被，施工结束后，土方回填植被恢复，2～3 年可基本恢复至原有土地利用类型，对土地现有利用结构及类型的影响基本可以忽略。

根据上述分析，本工程对当地土地利用类型影响较小。

5.6.2 对动植物影响分析

本项目施工期对植被的影响主要为建设过程中的植被剥离、清理和占压，临时占地土方回填后，可以恢复原植被类型，但永久占地难以恢复。对动物的影响主要为栖息地破坏引起的动物逃离、施工噪声对动物的干扰。

⑴对植被的影响

施工期对植被的影响主要有占地范围内原有植物的剥离、清理及占压。在施工过程中，土壤开挖区范围内植物的地上部分与根系均被清除，施工带两侧的植被由于挖掘土石的堆放、人员的践踏、施工车辆和机具的碾压而受到不同程度的破坏，会造成地上部分破坏甚至死亡。此外，石材、水泥的堆放也需占压一定的植物，尤其是水泥的抛撒，可造成附近土壤板结，影响植物生长。

本项目的建设对植被的影响，因具体工程项目类型的不同而有所差异，其中站场、井场建设的影响呈点状分布，而道路和管线影响则呈线状分布。从工程类别的影响来看，井场、集气站改造占地为永久占地，原有植被全部遭到破坏，代之出现的是人工栽植的绿化植被；管线等为临时占地，原有植被破坏面积估计可占到 80%以上，其中大部分在 2～3 年内可得到恢复，要达到较好的恢复程度，需要 3～5 年时间，且管线中心线两侧 5m 范围内不能种植深根植被，以草本植被和部分灌木植被恢复为主。

从破坏的植被类型来看，区域植被主要为杨类、刺槐、沙棘等灌木群落及长芒草、铁杆蒿群落以及农田栽培植被，皆为当地常见种及广布种，无珍稀保护植物。尽管项目建设会使原有植被遭局部损失，但不会使评价区植物群落的种类组成发生变化，也不会造成某一植物种的消失。临时破坏的植被经过 3～5 年将会逐渐恢复，总体看来，工程建设对当地植被的影响是可以接受的。

⑵对动物的影响

现状调查，本产建工程评价范围无自然保护区，无珍稀濒危野生动物，区域野生动物稀少，均为常见种类。集气站改造（苏南 16 站新增占地部分）、井场工程及进场道路建设将剥离、清理、压占地表植被，使部分野生动物失去栖息场所。但施工期场地周围地区相似生境的栖息地较多，区域野生动物多为常见种，工程占地多为临时占地，经过 3～5 年可基本恢复原植被类型。总体看，工程建设对动物栖息地的影响有限。

施工期人为活动和施工噪声将对施工区及周围一定范围内的野生动物的活动造成一定程度的干扰，迫使动物离开施工作业区域。由于施工期较短，影响时间短，对野生动物影响是短暂的、临时的影响，随着施工期的结束，施工机械噪声对动物的影响将消失。此外，施工过程中，施工人员滥捕滥猎等人为干扰，也将影响该区域某些野生动物种群的数量。这种影响可通过加强对施工人员的宣传教育和管理得到消除。

总体看，施工期不会对区域野生动物种群分布产生影响，通过采取动物保护措施可降低施工建设对野生动物的影响，工程施工对陆生野生动物活动影响较小。总体分析，本项目建设对野生动作物影响较小。

5.6.3 农业生产的影响分析

⑴农业产出和天然气产出比较分析

根据勘察，项目井场、站场及道路等建设将占用一定面积的草地、旱地和林地。占地必将造成一定程度的农业损失，因此有必要对产气效益和农业损失做比较分析。各种占地类型的亩产值，临时占地农业损失及永久占地农业损失见表 5.6-1。

表 5.6-1　农业损失预测一览表

占地类型	亩产值（或价格）（元/年）	永久占地		临时占地	
		面积（亩）	总农业损失（万元/年）	面积（亩）	总农业损失（万元/年）
旱地	750	123.7	9.2775	828.0	62.1
草地	300	103.1	3.093	809.9	24.297
林地	1000	5.2	0.52	25.9	2.59
合计	/	232	12.8905	1663.8	88.987

其中，对于临时占地的农业损失，按照损失 1 年产量，影响 2 年产量计算（竣工后第一年 20%，第二年 10%)，即总损失为年产出的 130%。

表 5.6-2　农业生产与气田开发损益分析一览表

项目		单位	数量
农业损失	临时占地	万元	115.68
	永久占地	万元/年	12.8905
1 年天然气产值（按 $15\times10^8 m^3$/年，2 元/m^3 计）		万元/年	300000
临时占地农业损失/1 年天然气产值		%	0.03856
永久占地农业损失/1 年天然气产值		%	0.00429

表 5.6-2 是农业产出和天然气产出比较分析结果。可以看出本工程实施后，天然气产量将达到 $15\times10^8 m^3/a$，总产值约为 300000 万元/年。永久占用土地造成的农业损失约为 12.8905 万元/年，仅相当于一年天然气产值的 0.004291%；气田建设施工期临时用地

对农业生产的影响累计时限约为 3 年，造成的总的农业损失为 115.68 万元，相当于一年天然气产值的 0.03856%。由此可见，气田开发对土地的利用效率远远高于农业生产，气田开发所造成的农业损失与气田产值相比微乎其微，气田开发经济效益相当可观。

本项目用地采取“先借后征”的政策，即先借用一年土地修建临时道路、井场等，之后根据生产情况按需征用。借用一年土地，赔产两年作为补偿，退还的土地再按赔产两年的标准作为土地复垦费。因此，对于临时占地，农民一般只需停产 1 年，而得到的补偿费用相当于 4 年的农业产出，既可弥补借地带来的农业损失，又可提高农民收入。

⑵农业及生态补偿

项目建设过程中，钻井、场站建设、管线敷设和道路建设等将临时或永久占用当地土地，引起植被破坏和农作物减产。项目对旱地不仅影响当年的农作物产量，而且对未来两三年的产量也有比较大的影响。对林地、草地主要是破坏生态环境，造成局部水土流失等影响，因此应该对拟建项目进行占地农业和生态补偿。

根据有关资料，农业及生态补偿标准为：一、临时占地补偿标准：草地和林地 480 元/亩，青苗赔偿 707 元/亩·年；二、永久征地补偿标准：草地和林地 1748.2 元/亩，旱地和园地 2751.7 元/亩。青苗补偿只对已种旱地里面的农田进行补偿，根据实际丈量面积进行补偿，这里不进行预算。

农业及生态补偿费用见表 5.6-3。

表 5.6-3　农业及生态补偿费用估算分析一览表

占地类型	永久征地（亩）	补偿单价（元/亩）	补偿（万元）	临时占地（亩）	补偿单价（元/亩）	补偿（万元）
旱地	123.7	2751.7	34.04	828.0	707	58.54
草地	103.1	1748.2	18.02	809.9	480	38.88
林地	5.2	1748.2	0.91	25.9	480	1.24
合计	232	/	52.97	1663.8	/	98.66

由表 5.6-3 可见，本项目永久征地的农业及生态补偿费用为 52.97 万元，临时占地的补偿费用为 98.66 万元，总补偿费用为 151.63 万元。

⑶农用地复垦及补偿

本项目临时占用 55.23hm^2 旱地，对临时占用旱地进行复垦。永久占用 8.256hm^2 旱地，需按照《土地管理法》相关要求，采取以下补偿措施：

①由建设单位出资与地方政府融资相结合，当地政府圈定适宜的荒地，开垦与所占农用地的数量和质量相当的农用地；

②多方筹措资金开办农业种植教育、引进适合当地的农业种植技术、改善种植结构，提高单位农田产量；

③如没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求，应按照相关标准缴纳或补足耕地造地费。

5.6.4 景观生态影响分析

⑴景观格局影响分析

本项目建设将使评价区内工业景观类型增加，如气井和道路，在一定程度上增加了景观多样性。评价区域新增加的气井和道路等人工景观要素，呈点状和线状分布，增加了评价区的斑块和廊道数量。同时，也使原有自然景观比例和结构发生变化。由于新的斑块和廊道的增加，对原有景观基质的面积造成一定的挤占，使原有基质及板块之间的连续性和连通性受到一定影响，对景观产生较强的分裂效果。从景观美学角度来看，人工建筑物与构筑物的出现，给原来以自然曲线为主的自然景观中，增加了直线、直角型斑块和廊道等人工景观，形成自然和人类共同作用的复合景观，对原有景观产生一定影响。井场和道路等工程建设将造成区域景观格局的改变，但由于工程地面建设工程量不大，建筑物体量较小；在采取绿化、植被恢复措施后，可减缓局部景观切割、镶嵌造成的异质性影响，不会引起区域景观整体格局的明显变化。

⑵生态景观影响分析

从生态景观功能和生态关系分析，管线管径不大，地下敷设，对景观生态功能基本无影响。但道路的建设，将会造成道路两侧一定程度上的隔离。从生物传播关系的角度分析，这种隔离作用仅限于对土壤微生物和以根系作为传播途径的浅根植物以及野生动物有一定的影响，对花粉和种子传播植物的隔离影响不大。本项目道路在评价区域所占比重较小，该区域野生动物种类、数量均很少，无其他珍稀、濒危保护野生动物分布。类比调查该区域已经建成的天然气管道运行情况，工程建设对景观生态的影响不大。

5.6.5 生态系统影响分析

工程的建设将对农田生态系统、草地生态系统和森林生态系统的结构和功能产生一定影响。但本工程各产建内容较为分散，且绝大部分为临时占用，对局部生态系统的结构和功能产生临时性影响。根据设计，本产建工程内容临时占地比例达到 89.13%，临时占地将暂时破坏占用土地上植被，对生态系统造成局部影响，施工结束后，绝大部分

2～3 年可基本恢复至原有土地利用类型，对生态系统影响较小。道路工程为线性工程，对区域植被分布产生带状和破碎化影响，致使区域植被覆盖率、生物量有所降低，从占地的数量、比例和占地类型看，区域种群数量不会因此改变。

从整个评价区来看，该工程的实施不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。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。

5.6.6 施工林地占用影响分析

根据项目“三线一单”对照分析报告，本次产能中部分管线涉及国家二级公益林，本次共有 1.5km 管线位于国家二级公益林范围，占管线总长的 0.65%。建设单位正在办理林业用地手续，根据现场调查及走访当地林草主管部门，管线沿线占用林地以灌木林地为主，无国家一级公益林，该地区林地均为退耕还林后形成的人工林，不涉及天然林及原生林地。尽管管道施工将对占地范围内林木造成破坏，但受损树种以沙棘、酸枣等陕北地区广泛分布种为主，通过施工结束后的及时恢复与抚育管护，预计可在 3～5 年后逐步恢复至原有状态。

5.7 施工期土壤的影响分析

施工期对土壤的影响主要表现在站场、管线和道路施工过程使区域地表形态改变、地表扰动、植被破坏，从而造成土壤结构和肥力改变；钻井过程钻井泥浆的泄漏、钻井废水处理不当，也可能造成土壤的污染。

5.7.1 土壤结构和肥力影响分析

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构，尤其是土壤中的团粒状结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复和发展。

工程开挖将扰乱和破坏土壤的耕作层，除开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放、施工机械碾压也将破坏土壤结构，增加土壤密度。此外，如果开挖土方管理不善，回填后所产生土层的混合和扰动，也将改变原有土壤层的性质。在施工过程，对土壤上层的影响最为严重，尤其是土壤的耕作层。同时土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大变化，即使同一土壤剖面，表层的土壤质地与底层的质地也截然不同。管道的开挖与回填，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复；在农田区降低土壤的耕作性能，影响农作物的生长，导致作物产量下降。

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。

就养分状况而言，表土层（腐殖质层或耕层）远较心土层好，其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。

本项目的临时占地在施工结束后经 2～3 年后可恢复原有使用功能。部分经过重型施工机械碾压的地表，土体扰动剧烈，使得施工沿线的耕作土壤或自然土壤的理化性质、肥力水平将受到一定程度的影响，并进一步影响地表植被恢复，其影响预计持续 3～5 年。

5.7.2 土壤污染影响分析

⑴井场：正常工况下，本项目各井场配备移动式收集设施，对钻井废水、废压裂返排液、钻井泥浆和岩屑等钻井废弃物做到不落地收集。钻井完毕后，各类钻井废弃物委托陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司进行拉运、处置。井场各类作业场地、各类作业器械、地上罐体、固废分类收集处下均铺设防渗材料，可保证各类作业废弃物不会落入地面。施工期做到以上要求，基本不会对土壤环境产生影响。

⑵各场站施工营地设置可移动式环保卫生厕所，粪便委托当地村民定期清运肥田，其他施工废水经临时沉淀池沉淀后用于场站洒水，不会对土壤产生影响。

6 运行期环境影响预测与评价

6.1 运行期环境空气影响分析

6.1.1 污染源分析

运行期废气主要为集气站燃气压缩机，主要污染因子为烟尘、SO_2 及 NO_X；地面站场天然气集输挥发损失的烃类气体，主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢。根据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018）要求，判定本项目大气环境评价工作等级为二级。

6.1.2 环境影响预测分析

⑴预测参数

①污染源强参数

a.压缩机燃烧烟气污染源参数

本次产建涉及的改造集气站共设置 6 套压缩机，其中 3 套燃气压缩机、3 套电驱压缩机，燃烧后的烟气由 8m 高排气筒排放。其中以苏南 16、苏南 32 集气站配套的燃气压缩机功率最大（均为 630KW），耗气量最多，排放的污染物也相对较大。因此本次选择其中的 1 座，即苏南 16 集气站压缩机燃烧烟气进行预测。苏南 16 集气站压缩机燃烧烟气污染源参数污染源情况见表 6.1-1。

表 6.1-1　压缩机燃烧烟气污染源参数一览表

名称	排气筒底部中心坐标/m		排气筒底部海拔高度/m	排气筒高度/m	排气筒出口内径/m	烟气温度/℃	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)		
	X	Y							PM_{10}	NOx	SO_2
苏南 16 集气站燃气压缩机	108.422693°	37.594674°	1359	8	0.6	422	7920	连续	0.006	0.0997	0.014

b.集气站无组织烃类气体污染源参数

项目运行过程中虽然全过程密闭，但各站场阀门、法兰、连接件及压缩机等运行期间仍不可避免产生极少量逸散气体，主要污染物为非甲烷总烃 1.20t/a、硫化氢 0.00715t/a。本项目实施后未增加现有集气站设计处理规模，现有工程环评阶段均按照最大设计规模进行了污染物核算及影响分析，经分析对大气环境影响较小。本次环评不再对无组织进行影响预测。

②预测参数

选用 AERSCREEN 模型：基于 AERMOD 计算内核，过多个源、多个污染物依次筛

选出最大占标率等，直接给出评价等级建议。

AERSCREEN 估算模式计算所需参数见表 6.1-2。

表 6.1-2　估算模式所需要参数一览表

参数		取值（靖边）
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/℃		36.4
最低环境温度/℃		-28.5
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

⑵影响预测分析

苏南 16 集气站燃气压缩机烟气预测，利用估算模式的计算结果见表 6.1-3。

表 6.1-3　苏南 16 集气站燃气压缩机烟气预测结果一览表

下风向距离	预测结果					
	PM10 浓度 (μg/m³)	PM10 占标率 (%)	NOx 浓度 (μg/m³)	NOx 占标率 (%)	SO_2 浓度 (μg/m³)	SO_2 占标率 (%)
50.0	0.2493	0.0554	4.1427	1.6571	0.5822	0.1162
100.0	0.2889	0.0642	4.8009	1.9204	0.6744	0.1351
200.0	0.2065	0.0459	3.4308	1.3723	0.4828	0.0962
300.0	0.1818	0.0404	3.0211	1.2084	0.4245	0.0852
400.0	0.1749	0.0389	2.9063	1.1625	0.4086	0.0824
500.0	0.1571	0.0349	2.6105	1.0442	0.3677	0.0734
600.0	0.1501	0.0334	2.4938	0.9975	0.3502	0.0706
700.0	0.1438	0.0319	2.3890	0.9556	0.3357	0.0675
800.0	0.1379	0.0306	2.2916	0.9166	0.3221	0.0645
900.0	0.1304	0.0290	2.1663	0.8665	0.3044	0.0612
1000.0	0.1223	0.0272	2.0326	0.8130	0.2856	0.0571
1200.0	0.1069	0.0238	1.7760	0.7104	0.2497	0.0505
1400.0	0.0935	0.0208	1.5531	0.6212	0.2188	0.0442
1600.0	0.0843	0.0187	1.4015	0.5606	0.1974	0.0393
1800.0	0.0784	0.0174	1.3022	0.5209	0.1835	0.0377
2000.0	0.0727	0.0162	1.2079	0.4832	0.1706	0.0348
2500.0	0.0605	0.0134	1.0047	0.4019	0.1417	0.0282
下风向最大浓度	0.3001	0.0667	4.9873	1.9949	0.7000	0.1400
下风向最大浓度出现距离	80					

从表 6.1-3 可以看出，苏南 16 集气站燃气压缩机燃烧废气 PM_{10}、NO_X、SO_2 最大落地浓度分别为 0.3001μg/m³、4.9873μg/m³、0.7000μg/m³，占标率分别为 0.0667%、1.9949%、0.1400%，出现在下风向 80m 处，占标率较小，对环境空气影响较小。

（3）污染物核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目大

气环境影响评价工作等级为二级。无需采取进一步预测，仅需给出污染物排放总量。污染物核算表如下。

表 6.1-4　项目大气污染物排放量核算表

序号	污染物	年排放量（t/a)
1	颗粒物	0.184
2	NOx	2.96
3	SO_2	0.407
4	非甲烷总烃	1.20
5	硫化氢	0.00715

6.1.3 大气防护距离

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中关于大气环境防护距离的要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境防护区域，以确保大气环境防护区域外的污染物贡献浓度满足环境质量标准”。

本产建项目排放的各大气污染物最大浓度占标率 Pmax 均小于 10%，无组织排放源下风向均未出现超标点，故不设大气环境防护距离。

6.1.4 大气环境影响评价小结

根据估算结果可知，本项目各大气污染物最大落地浓度占标率均低于 10%，因此各废气污染物达标排放对周围环境质量的贡献值很小。

综合分析，本项目采取有效的收集治理措施后可以实现达标排放，不会造成环境空气质量的下降，大气环境影响可接受。

表 6.1-5　建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级范围	评价等级	一级□	二级√		三级
	评价范围	边长=50km□	边长=5～50km□		边长=5km√
评价因子	SO_2+NOx 排放量	≥2000t/a□	500～2000t/a□	<500t/a□	
	评价因子	基本污染因子（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3） 其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢）			
评价	评价标准	国家标准√	地方标准□	附录 D√	其他标准

工作内容		自查项目							
标准									
现状评价	评价功能区	一类区□			二类区√			一类区和二类区□	
	评价基准年	（2022）年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测标准□			主管部门发布的数据标准√			现状补充标准√	
	现状评价	达标区√				不达标区			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源√ 本项目非正常排放源□ 现有污染源√		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□		网格模型□	其他□
	预测范围	边长≥50km□			边长 5～50km□			边长=5km√	
	预测因子	预测因子（NO_x、PM_{10}、SO_2）				包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$√			
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100%□				C 本项目最大占标率〉100%□			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C 本项目最大占标率≤10%□		C 本项目最大占标率〉10%□			
		二类区		C 本项目最大占标率≤30%□		C 本项目最大占标率〉30%□			
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（ ）h		C 非正常占标率≤100%□				C 非正常占标率〉100%	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标□				C 叠加不达标□			
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□				k>-20%□			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（NOx、颗粒物、SO_2；硫化氢、非甲烷总烃）			有组织废气监测√ 无组织废气监测√			无监测□	
	环境质量监测	监测因子：（硫化氢、非甲烷总烃）			监测点位数（4 个）			无监测	
评价结	环境影响	可以接受√			不可以接受□				
	大气环境防护距离	距（ / ）厂界最远（ ）m							

工作内容		自查项目
论	污染源年排放量	颗粒物（0.184t/a）、NOx(2.96t/a)、SO_2（0.407t/a）非甲烷总烃（1.20t/a)、硫化氢（0.00715t/a）
注：“□”，填“√”；“（ ）”为内容填写项		

6.2 运行期地表水环境影响分析

6.2.1 废水产生状况及处置方式

本项目不新增劳动定员，因此不新增生活污水。运行期废水主要来自集气站分离的气田采出水，废水产生状况见表 6.2-1。

表 6.2-1　运行期废水产生情况及处置方式一览表

产生场所	废水类别	产生或排放工序	主要污染物	产生方式	产生量	去向
集气站	气田采出水	天然气分离水	石油类、悬浮物	连续	48000m^3/a	含醇采出水定期拉运至郝滩采出水处理站处理后回注地层，不含醇采出水定期拉运至苏南 18 采出水处理站处理后回注地层。

6.2.2 地表水影响分析

天然气在集气站进行天然气初步气水分离，会产生气田采出水。根据产建设计，本次产建工程新增产能 15×10^8m^3/a，开发区域气井平均水气比为 0.4m^3/10^4m^3，集气站可脱除约 80%的采出水，其余 20%在天然气净化厂中脱除。则新增采出水产生量约为 145.45m^3/d（48000m^3/a）。集气站分离气田采出水暂存于站内各自的采出水罐，含醇采出水定期拉运至郝滩采出水处理站处理后回注地层，不含醇采出水定期拉运至苏南 18 采出水处理站处理后回注地层，不排入地表水体。

根据注水层的基本特征，本区黄土层、白垩系以及侏罗系地层之间夹有多层较厚的泥质粉砂岩与泥岩等弱透水层或不透水层。因此，贯通上下岩层的导水构造极不发育，回注到地层处的采出水不能突破不透水层向上部地层运移和渗透，更不能进入近地表的潜水层及地面水体而污染水环境。

因此，运行期气田采出水对地表水环境无影响。

表 6.2-2　项目地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型√；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水口；涉水的自然保护区□；重要湿地□；重点保护与珍稀水生生物的栖息□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他√	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型

工作内容		自查项目		
		直接排放□；间接排放□；其他√		水温□；径流□；水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物√； pH 值□；热污染□；富营养化□；其他□		水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型
		一级□；二级□；三级 A□；三级 B√；		一级□；二级□；三级□；
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建 □;在建 □;拟建□；其他□；	拟替代的污染源□；	排污许可证□；环评□；环保验收□；既有实测□；现场监测□；入河排放数据 □；其他□
	受影响水体水环境质量	调查项目		数据来源
		丰水期 □；平水期√；枯水期 □；冰封期 □； 春季 √；夏季 □；秋季 □； 冬季 □；		生态环境保护主管部门 □； 补充监测 ☑；其他 □；
	区域水资源开发利用状况	未开发 □；开发量 40%以下 □；开发量 40%以上 □；		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□； 春季□；夏季□；秋季□；冬季□；		水行政主管部门□；补充监测□；其他□；
	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
		丰水期□；平水期□；枯水期□； 冰封期□； 春季□；夏季□；秋季□；冬季□；	（/）	监测断面或点位个数（/）
现状评价	评价范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km^2		
	评价因子	（石油类）		
	评价标准	河流、湖库、河口：I 类□； II 类□；III类 √；IV类 □；V类 □； 近岸海域：第一类 □；第二类 □； 第三类 □； 第四类 □； 规划年评价标准（ ）		
	评价时期	丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □； 春季 □；夏季 □；秋季 □； 冬季 □；		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 □；达标□；不达标 □； 水环境控制单元或断面水质达标状况 □；达标 □；不达标 □； 水环境保护目标质量状况 □；达标 □；不达标 □； 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 □；达标 □；不达标 □； 底泥污染评价 □； 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 □； 水环境质量回顾评价 □； 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的		达标区□；不达标区□；

工作内容		自查项目				
		水流状况与河湖演变状况 □；				
影响预测	预测范围	河流：长度（ / ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ /）km^2				
	预测因子	（ / ）				
	预测时期	丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □； 春季 □；夏季 □；秋季 □； 冬季 □； 设计水文条件 □；				
	预测情景	施工期 □；生产运行期 □；服务期满后 □； 正常工况 □；非正常工况 □； 污染控制和减缓措施方案 □； 区（流）域环境质量改善目标要求情景 □；				
	预测方法	数值解 □；解析解 □；其他 □；导则推荐模式 □；其他 □；				
影响评价	水污染控制和水源井影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 □；替代削减源 □；				
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 □； 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 □； 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 □； 水环境控制单元或断面水质达标 □； 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 □； 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 □； 水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 □； 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 □； 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 □；				
	污染源排放量核算	污染物名称		排放量/（t/a）		排放浓度/（mg/L）
		（ / ）		（ / ）		（ / ）
	替代源排放情况	污染源名称	排放许可证编号	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）
		（ / ）	（ / ）	（ / ）	（ / ）	（ / ）
	生态流量确定	生态流量：一般水期（ / ）m^3/s；鱼类繁殖期（ / ）m^3/s；其他（/ ）m^3/s； 生态水位：一般水期（ / ）m；鱼类繁殖期（ / ）m；其他（ /）m；				
防治措施	环境措施	污水处理设施√；水文减缓设施 □；生态流量保障设施 □；区域消减 □；依托其他工程措施 √；其他 □；				
	监测计划	/		环境质量		污染源
		监测方式		手动 □；自动 □；无监测 □；		手动 □；自动 □；无监测√；
		监测点位		（/）		（/）
		监测因子		（/）		（/）

工作内容		自查项目
	污染物排放清单	√
评价结论		可以接受√；不可以接受□；
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容		

6.3 运行期地下水环境影响预测与评价

6.3.1 地下水环境影响识别

项目运行期采气井场基本无污染物产生，在钻井施工期做好固井工作的前提下，对地下水的影响较小；本项目采用井下节流低压集气工艺，无需敷设注醇管线，采气管线在运行期对地下水环境影响较小。运行期可能造成地下水环境影响的因素主要为①集气站改造工程中新增采出液缓冲罐非正常状况下发生腐蚀，导致采出液渗漏影响地下水水质；②采出水管线非正常状况下发生破损，导致采出水渗漏影响地下水水质；③注水井回注期间发生渗漏，污染物通过注水井进入含水层，影响地下水水质。项目环境影响因素详见表 6.3-1。

表 6.3-1　本项目地下水环境影响途径识别一览表

时期	装置/设施		污染源特征及污染方式	影响对象
运行期	集气站	采出液缓冲罐	非正常状况罐体破裂且地面受损污染物下渗，主要污染因子为 pH、石油类等	污染物通过包气带进入含水层
	采出水管线	管线破损渗漏	非正常状况采出水管线发生破损导致泄漏污染地下水，主要污染因子为 pH、石油类等	
	注水井	回注水渗漏	回注水井套管腐蚀导致回注水渗漏污染地下水，主要污染因子为 pH、石油类、悬浮物、氟化物、氯化物、硝酸盐、硫化物、铁等	渗漏段含水层

6.3.2 地下水环境影响分析与评价

6.3.2.1 正常状况地下水环境影响分析

（1）正常状况下采气井对地下水环境的影响分析

采气井运行阶段基本无污染物产生，在钻井施工期做好固井工作的前提下，对地下水的影响较小。

（2）正常状况下集气站对地下水环境的影响分析

本项目改造集气站主要负责接收井场来气，经计量分离后，外输至第五天然气处理厂、靖边气田第一天然气净化厂和第四天然气净化厂。集气站进行初步气水分离，会产生气田水，根据产建设计，本次产建工程新增产能 $15\times10^8m^3/a$，开发区域气井平均水气比为 $0.4m^3/10^4m^3$，集气站可脱除约 80%的采出水，其余 20%在天然气净化厂中脱除。

各集气站均依据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）及《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求已采取分区防渗措施。本次各集气站改造部分主要为新建燃驱压缩机组、抗硫管壳式换热器、采出液缓冲罐。集气站在维护各罐体完整的情况下不会发生渗漏，对地下水环境造成污染的可能性较小。

⑶正常状况下集输管线对地下水环境的影响分析

①采气管线对地下水环境的影响分析

本项目采气管线选用 L245NS 无缝钢管，冷弯弯管、热煨弯管均选用无缝钢管进行制作，采用三层 PE 防腐涂层保护，三层结构辐射交联聚乙烯热收缩带进行补口，弯管管段防腐层将采用无溶剂型液体环氧防腐涂层，本项目采用井下节流低压集气工艺，采气管线在输送过程中将不会产生水合物，无需敷设注醇管线。按照气田开发初步设计方案，在正常状况条件下管线的安全性能较好，不会发生集输管线破裂的情况，对地下水环境不会产生影响。

在非正常工况或者事故状态下，采气管线可能会因为管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致管线破裂，从而发生天然气泄漏事故。由于气田产出的天然气主要成分为极难溶于水的烷烃，其中甲烷占绝大多数；另外，评价区地下水位普遍埋藏较深，一般都大于 3m，本项目集输气管线埋于地下 1.5m，综合这两个方面考虑，采气管线泄漏基本不会对地下水环境造成影响。

②采出水管线对地下水环境的影响分析

本项目采出水管线采用高压柔性复合管，并采取严格的防腐处理，正常状况下不会对地下水环境产生影响。

⑷正常状况下注水井对地下水环境的影响分析

①回注层位的合理性、可行性

采出水回注层位为埋藏深度约 1800—1900m。根据区域水文地质资料，本项目场地地处伊陕斜坡构造单元，所在区域构造稳定、构造形迹不明显，本项目采出水的回注层距离上伏的白垩系含水岩组底界之间存在约 1000m 厚的地层封隔，地层岩性中厚层砂泥岩互层，结构致密，透水性能差，且按照上述气藏形成和赋存的地质构造条件，气藏与含水层之间不存在水力联系，在注水压力作用下不易穿透；在回注过程中，全程均设置

了套管保护；同时，在目前的阻水压力下，穿透上部地层的时间很长，回注水在正常情况下不会迁移至上伏的含水层当中。

b.回注水通过井筒对上部含水层的影响分析

在固井工艺上，为防止回注水从井管串入其他地层，对注水井采取防坍塌、防斜、防漏措施，固井完成后，对固井质量进行严格检测。注水井通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底完井后构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，还设置控制加压装置，以防止注水井对潜水造成污染。因此，回注地层的采出水，在正常情况下不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，不会对地下水水质产生影响。

为防止回注水对注水井的套管产生严重腐蚀，出现套管穿孔、漏失和结垢等现象，延长套管寿命。采出水注水井采用机械卡封隔离防腐+油套环空保护液+油管内外壁防腐处理防腐工艺的井下防腐措施，从而避免采出水和套管表面直接接触，防止腐蚀。采出水注水井井筒防腐示意图见图 6.3-1。

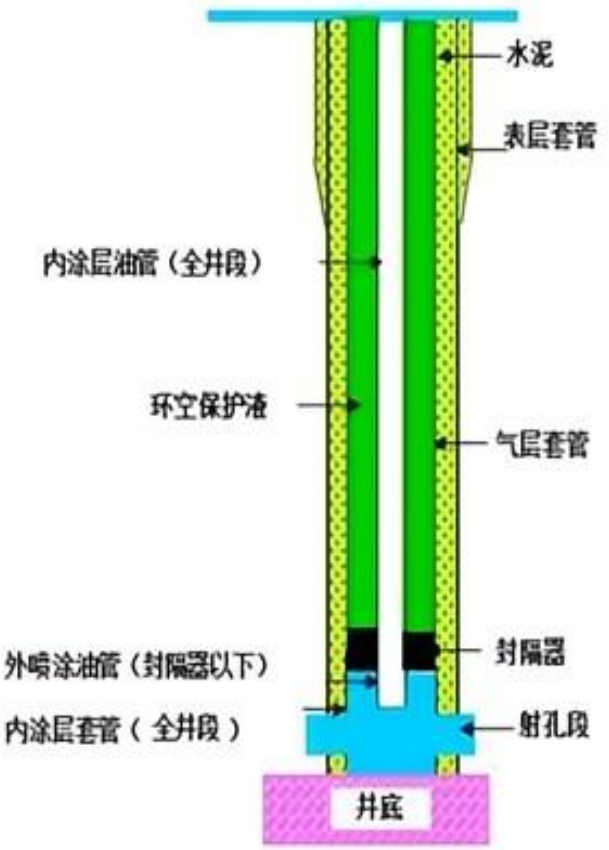


图 6.3-1　注水井井筒防腐结构示意图

机械卡封隔离防腐工艺：通过下防腐封隔器，并将封隔器座封在预定的位置将采出水与套管环空隔离达到防腐的目的。

管道套环空保护液防腐工艺：通过在套管环形空间注入防腐保护液，在管道外壁和套管内壁形成保护膜，减少腐蚀物质与金属接触的机会，达到延缓套管腐蚀的目的；同时，环空保护液可平衡封隔器下部的地层压力，减少封隔器胶筒承受的压差，减少胶筒的受损。环空防腐保护液使用水基保护液，主要成分包括：K-1 缓蚀剂、HK-2 杀菌剂和 HK-6 阻垢剂，保护液配方为：2000mg/1 增效型缓蚀剂（高浓缩）+500mg/1 高效光谱杀菌剂+100mg/1ZG-558 阻垢剂+水。运行期通过监测套压值判断回注水是否进入套管环空。管道内外壁防腐涂层：DPC 内涂层（环氧酚醛树脂），不锈钢+铝的复合金属外喷涂层处理。注水井闭井处理严格执行中华人民共和国石油天然气行业标准《废弃井及长停井处置指南》(SYT6646-2006）的要求。采用回注层位射孔段挤注水泥、井筒和地表打多级悬空水泥塞的封堵措施，多道屏障切断流体进入井筒和沿井筒窜入其他地层或地表的通道。

综上所述，本地区无断裂发育，回注层与含水层之间隔层稳定，加之采取了严格的固井措施，回注水对上层地下水无影响或影响较小。

6.3.2.2 非正常状况地下水环境影响分析

如果建设单位未按规定落实环境保护措施，或者落实了环保措施但环保措施失效，可能会对地下水环境造成影响。下面以采出水注水井渗漏、集气站采出液缓冲罐渗漏、采出水管线渗漏为例，进行非正常状况下地下水环境影响预测分析。

（1）采出水注水井套外返水对地下水环境的影响

①溶质运移预测模型的建立

污染源概化和源强确定：采出水注水井在含水层中发生泄漏时，假设回注水从套管腐蚀的管孔隙中流出，因此将泄漏点作为点状污染源，如果泄漏量较大，渗漏发生后注水压力会明显改变，工作人员能及时发现从而采取相应措施，影响相对较小。因此本次评价假设少量持续泄漏，将泄漏点概化为平面连续点源，在预测评价过程中考虑最不利的工程状况，如此一来，渗漏发生后的影响也较大，以便于对危害做出最大化的评估预测。

情境设置：本次评价以注水井中回注水作为预测污染源，石油类作为预测因子，石油类浓度取最大溶解度 18mg/L，注水规模为 150m^3/d，假设当天回注水 50%泄漏至含水层，则石油类源强为 1.35kg/d，采取措施 1 天后停止泄漏。

数学模型：非正常状况下的地下水溶质运移模拟可看作是一维稳定流动二维水动力弥散问题，由于泄漏时间较短，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本次预测将污染物发生渗漏、泄漏时段，将污染源概化为平面连续点源，适用《环境影响评价技术导则－地下水环境》中一维稳定流动二维水动力弥散问题——连续注入示踪剂模型，采取短时连续点源叠加预测原理进行预测。

本次新建注水井均位于调查区南部黄土梁峁区，涉及的潜水含水层为第四系风积黄土孔隙含水层，下伏白垩系碎屑岩类裂隙含水层。预测模型参数的确定：本次评价各项水文地质参数见表 5.3-2《水动力及溶质运移参数一览表》。

②注水井渗漏预测结果

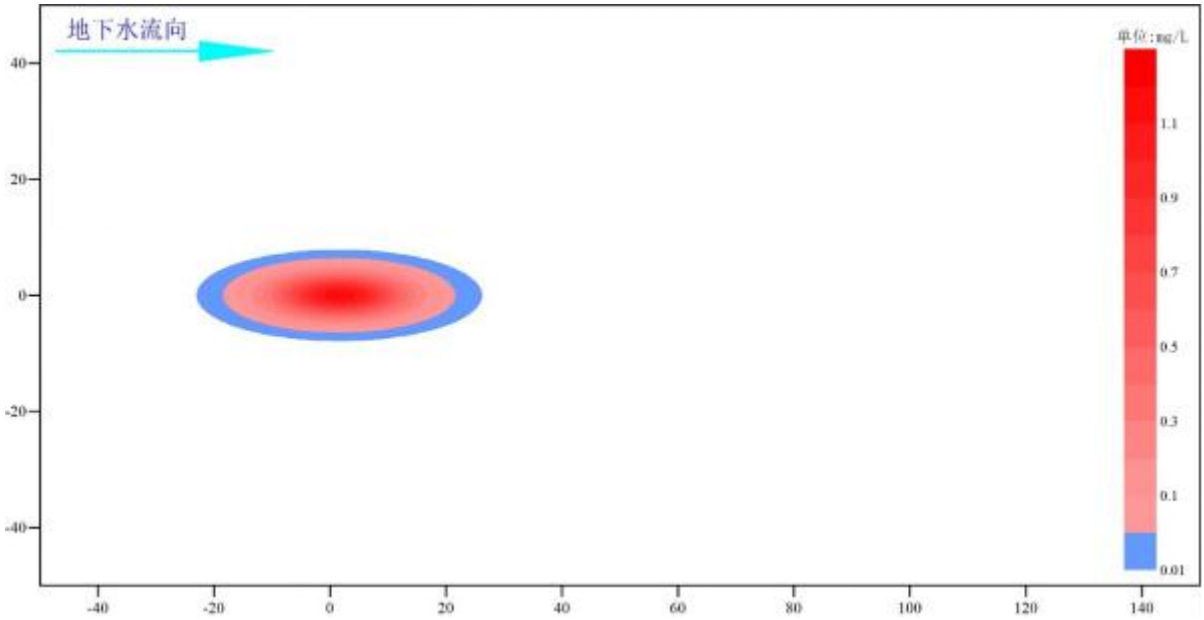
a.第四系风积黄土层裂隙孔隙潜水含水层环境影响分析

利用短时泄露连续源叠加原理进行预测，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

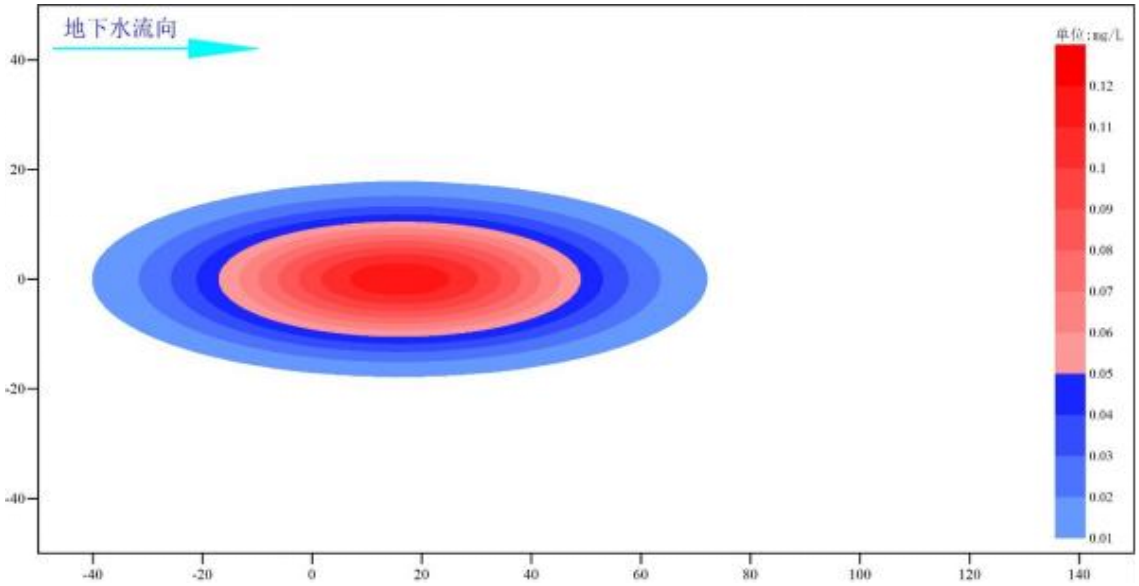
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 1.171mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 26.3m，最大超标距离 21.7m，最大影响范围为 611m^2，超标区面积为 405m^2；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；在第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.117mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 72.1m，最大超标距离 48.8m，最大影响范围为 3147m^2，超标区面积为 1091m^2；第 2300d 时，石油类浓度最大为 0.051mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 105.9m，最大超标距离 44.7m，最大影响范围为 4790m^2，超标区面积为 60m^2；第 2500d 时，石油类浓度最大为 0.047mg/L，低于《地表水环境质量标准》(GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 110.1m，最大影响范围为 4940m^2。根据下游厂界处石油类浓度历时曲线可以看出，在 3650d 内，厂界处地下水中石油类浓度均未超出 III 类标准限值 0.05mg/L。具体详见表 6.3-2 及图 6.3-2。

表 6.3-2　第四系风积黄土层裂隙孔隙潜水含水层不同时段石油类预测结果表

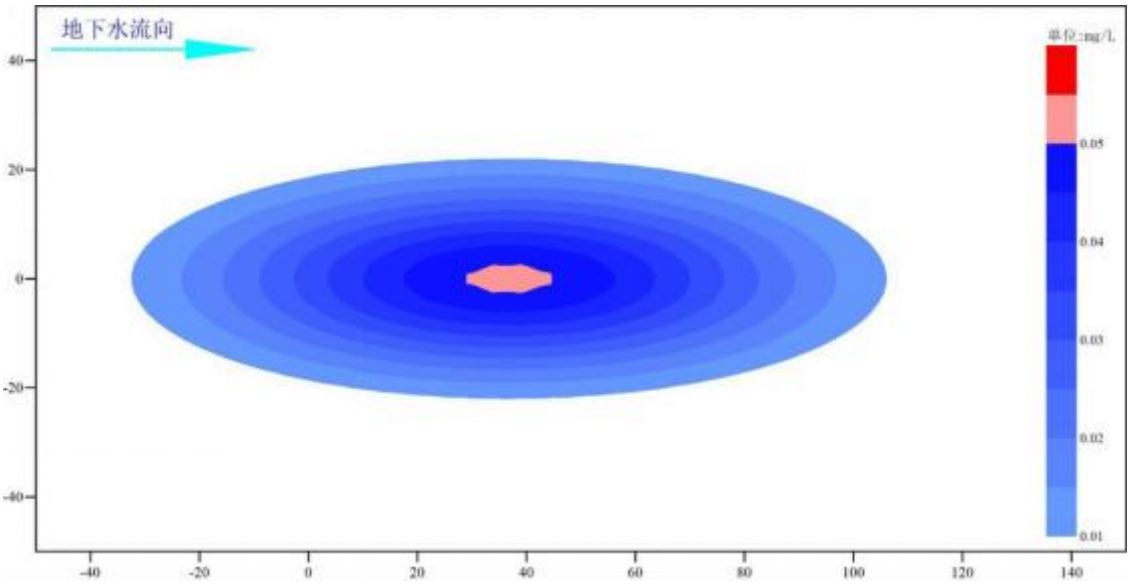
含水层类型	预测时间	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最远超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
第四系风积黄土层裂隙孔隙潜水含水层	100d	611	405	26.3	21.7	1.171
	1000d	3147	1091	72.1	48.8	0.117
	2300d	4790	60	105.9	44.7	0.051
	2500d	4940	0	110.1	0	0.047


地下水流向
单位：mg/L
1.1
0.9
0.7
0.5
0.3
0.1
0.01
40
20
0
-20
-40
-40
-20
0
20
40
60
80
100
120
140

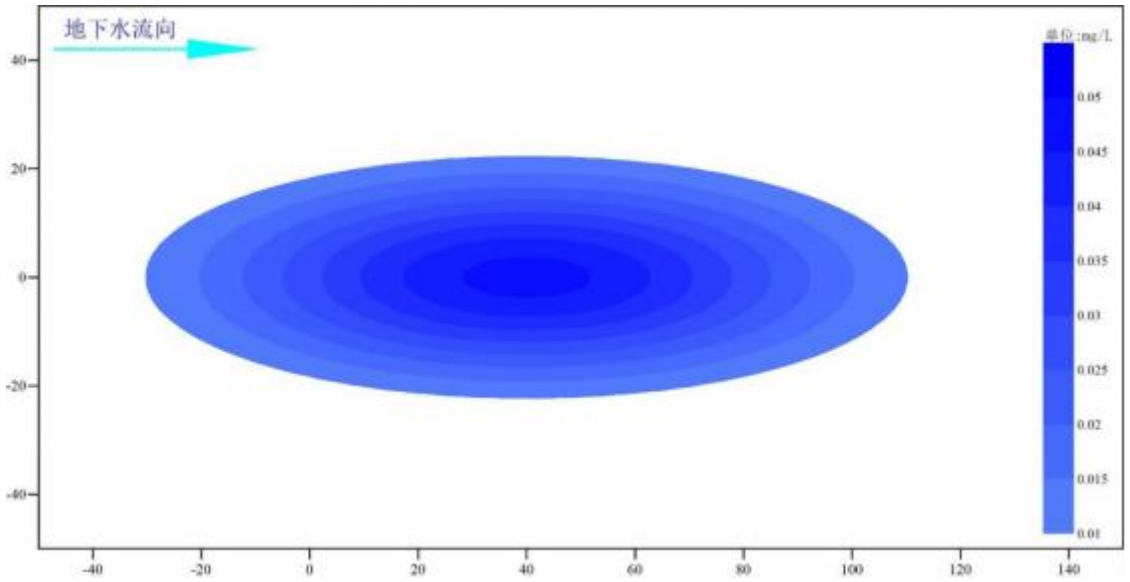
（100d）


地下水流向
单位：mg/L
0.12
0.11
0.1
0.09
0.08
0.07
0.06
0.05
0.04
0.03
0.02
0.01
40
20
0
-20
-40
-40
-20
0
20
40
60
80
100
120
140

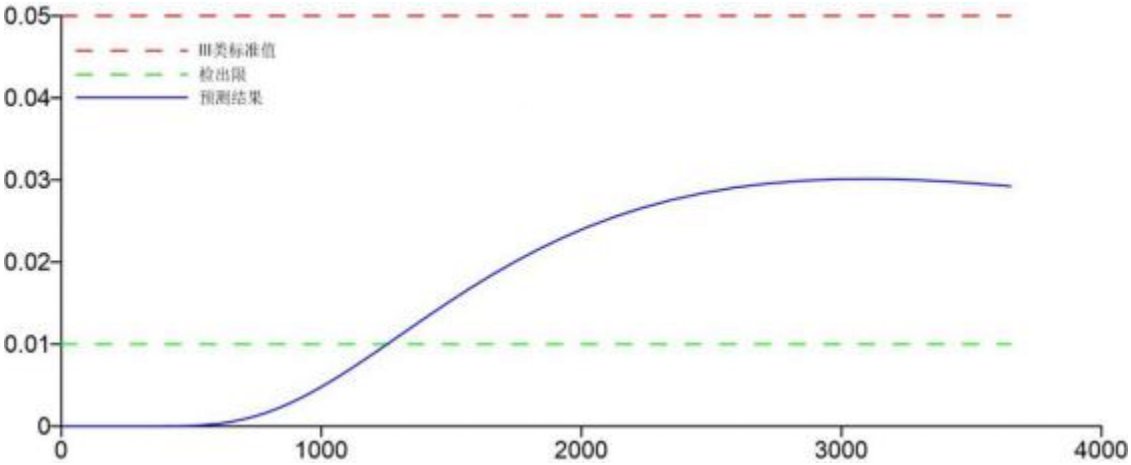
（1000d）


地下水流向
单位：mg/L
0.05
0.04
0.03
0.02
0.01
40
20
0
-20
-40
-40
-20
0
20
40
60
80
100
120
140

（2300d）



（2500d）



（下游厂界处）

图 6.3-2　非正常情况下第四系风积黄土层孔隙潜水含水层石油类污染羽分布图

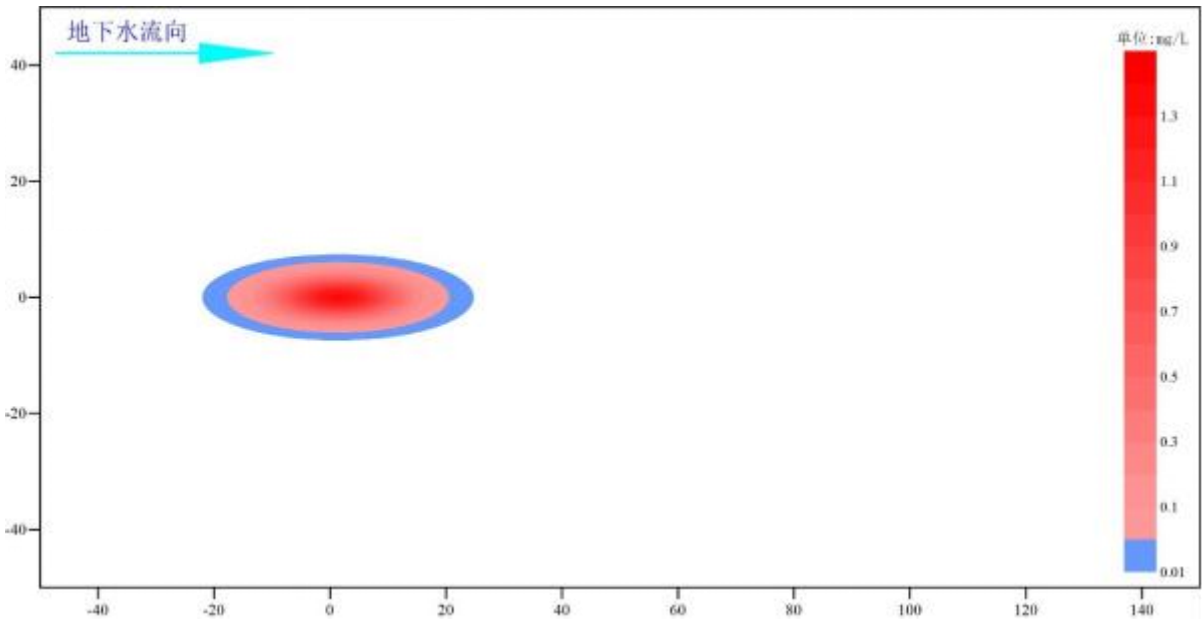
b.下伏白垩系碎屑岩类裂隙潜水含水层环境影响分析

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 1.351mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 24.8m，最大超标距离 20.5m，最大影响范围为 546m^2，超标区面积为 368m^2；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；在第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.134mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 67.6m，最大超标距离 46.5m，最大影响范围为 2914m^2，超标区面积为 1104m^2；第 2500d 时，石油类浓度最大为 0.053mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 103.6m，最大超标距离 48.9m，最大影响范围为 4696m^2，超标区面积为 197m^2；第 2700d 时，石油类浓度最大为 0.049mg/L，低于《地表水环境质量标准》(GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 107.5m，最大影响范围为 4838m^2。根据下游厂界处石油类浓度历时曲线可以看

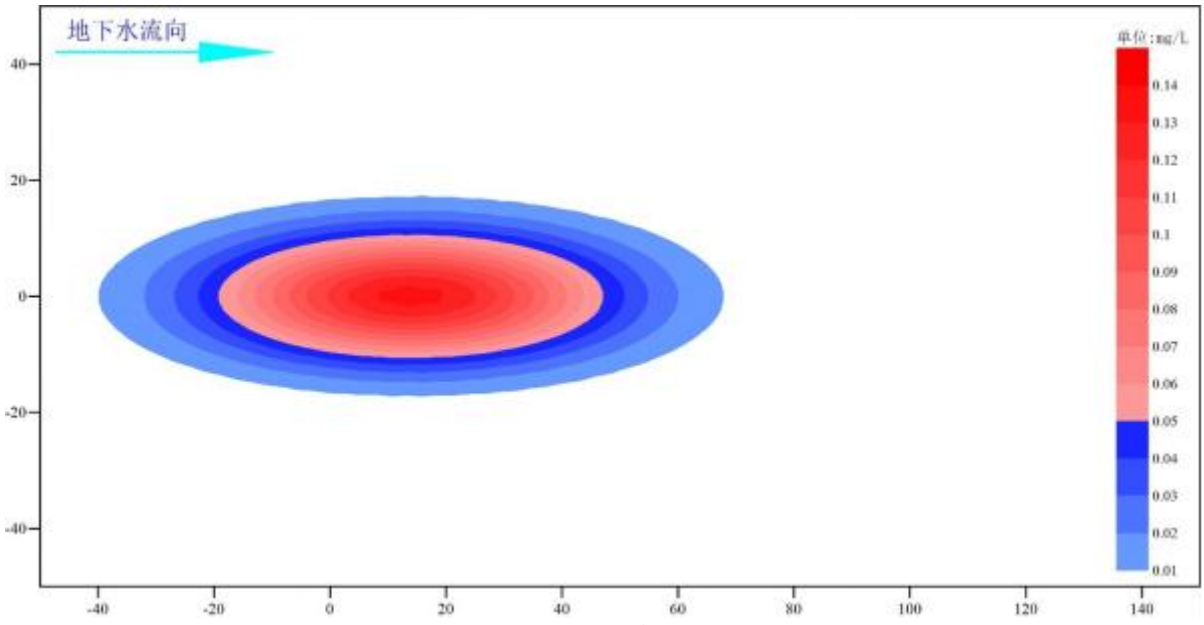
出，在 3650d 内，厂界处地下水中石油类浓度均未超出 III 类标准限值 0.05mg/L，具体详见表 6.3-3 及图 6.3-3。

表 6.3-3　下伏白垩系碎屑岩类裂隙潜水含水层不同时段石油类预测结果表

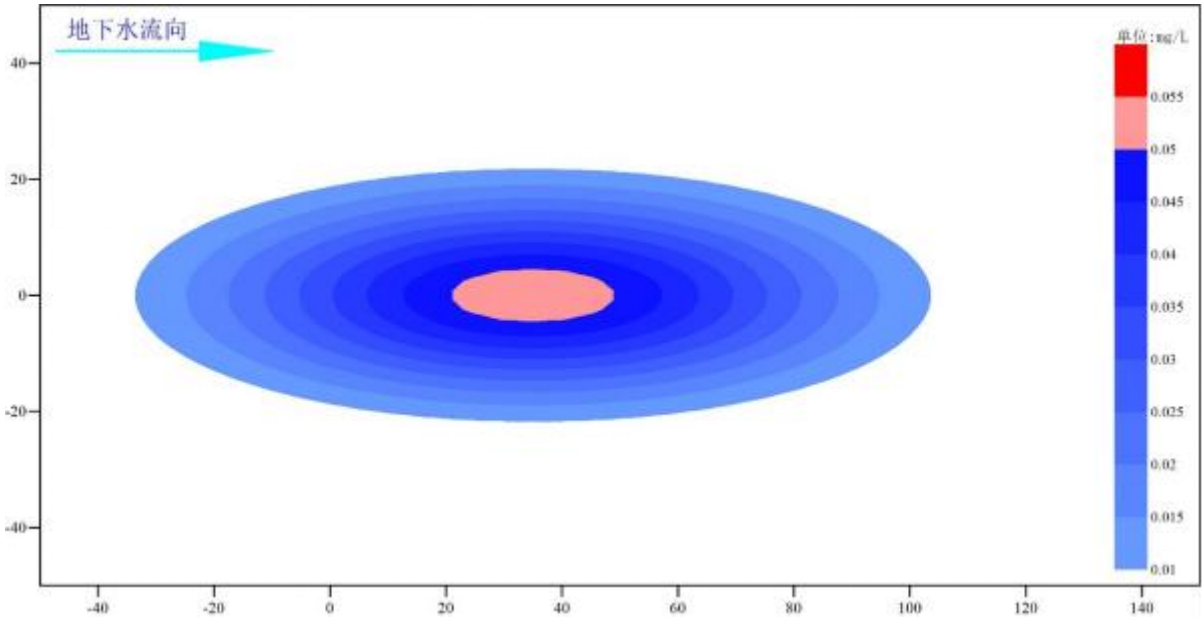
含水层类型	预测时间	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最远超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
白垩系碎屑岩类裂隙潜水含水层	100d	546	368	24.8	20.5	1.351
	1000d	2914	1104	67.6	46.5	0.134
	2500d	4696	197	103.6	48.9	0.053
	2700d	4838	0	107.5	0	0.049



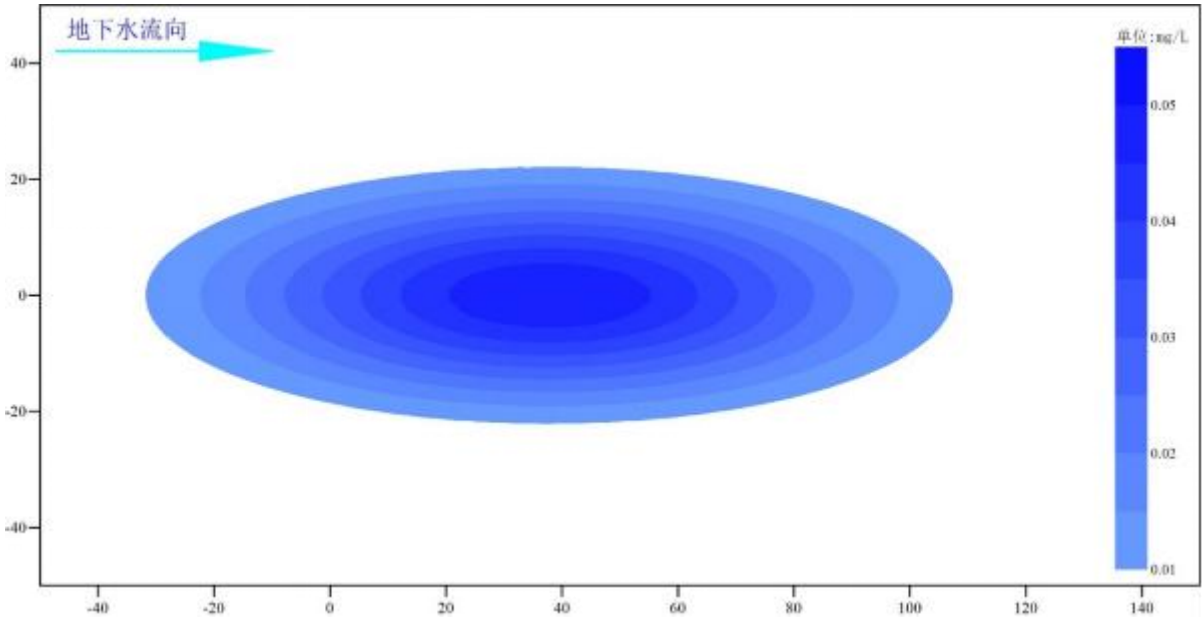
（100d）



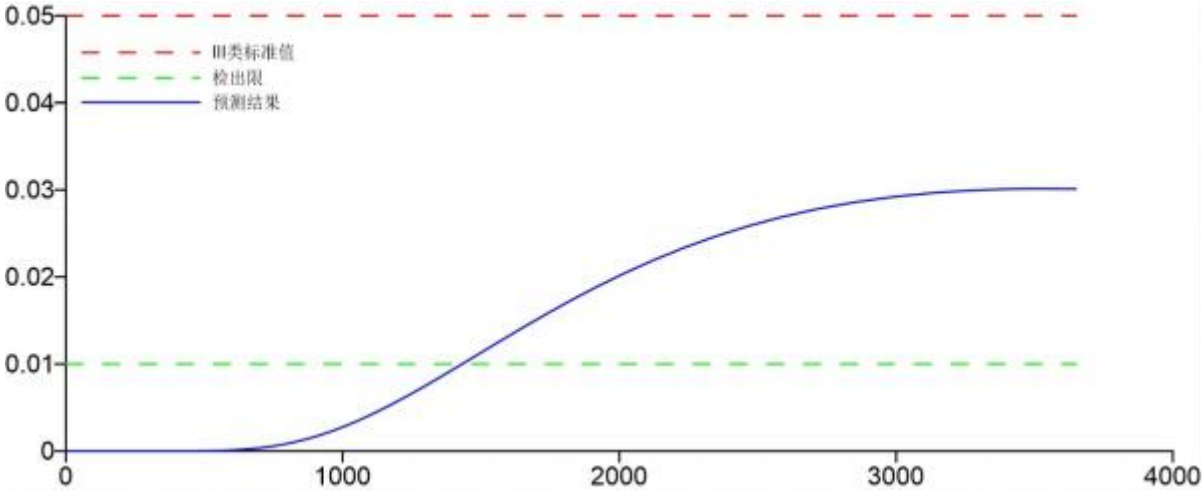
（1000d）



（2500d）



（2700d）



（下游厂界处）

图 6.3-3　非正常情况白垩系碎屑岩类裂隙潜水含水层石油类污染羽分布图

根据上述预测结果，当注水井渗漏时，最大超标距离均不超过 48.9m 区域范围，其中，石油类在第四系风积黄土孔隙潜水含水层中迁移距离略小，最远超标距离亦最小，当注水井发生 1000d 时，超标距离仅 48.8m。据调查，注水井 200m 范围内无集中式及分散式饮用水源井等敏感目标，注水井渗漏对居民生活用水基本无影响。但考虑到地下水一旦受到污染，就很难恢复，运行过程务必加强注水井日常运行管理，严防注水井渗漏对地下含水层造成污染。

（2）集气站采出水缓冲罐渗漏对地下水环境的影响

根据工程概况，本项目集气站各构筑物及相关设施将严格进行防渗、防腐处理，正常情况下不会对地下水环境产生明显不利影响，在非正常情况下如采出水缓冲罐等构筑物防渗措施老化、腐蚀破损导致其中的污水发生渗漏，则有可能会地下水环境产生影响。

①预测情境及源强

集气站采出水缓冲罐因腐蚀或其他原因出现破损导致发生泄漏，假设破损形状为一直径 1cm 的圆形小孔，则破损面积为 0.0000785m^2，根据伯努利方程计算得采出液渗漏量为 0.40475kg/s（0.000475m^3），假定集气站每 3 小时巡视检查一次，缓冲罐渗漏持续 3h 后被发现后即停止，则一次渗漏量为 4371.3kg（5.13m^3）。石油类在水中的溶解度为 18mg/L，假设缓冲罐泄漏的液体全部进入到地下水含水层当中，则石油类的输入源强为 0.09234kg。

②环境影响预测分析

非正常状况下的地下水溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，由于储罐泄漏时间较短，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程解析解作为预测数学模型，采用连续源叠加原理，对其在预测期内影响情况进行分析。本项目集气站在南部黄土梁峁区和北部风沙滩地区均有分布，可能影响的含水层类型包括第四系风积黄土孔隙潜水含水层、第四系松散冲积层孔隙潜水含水层。

a.第四系风积黄土层裂隙孔隙潜水含水层环境影响分析

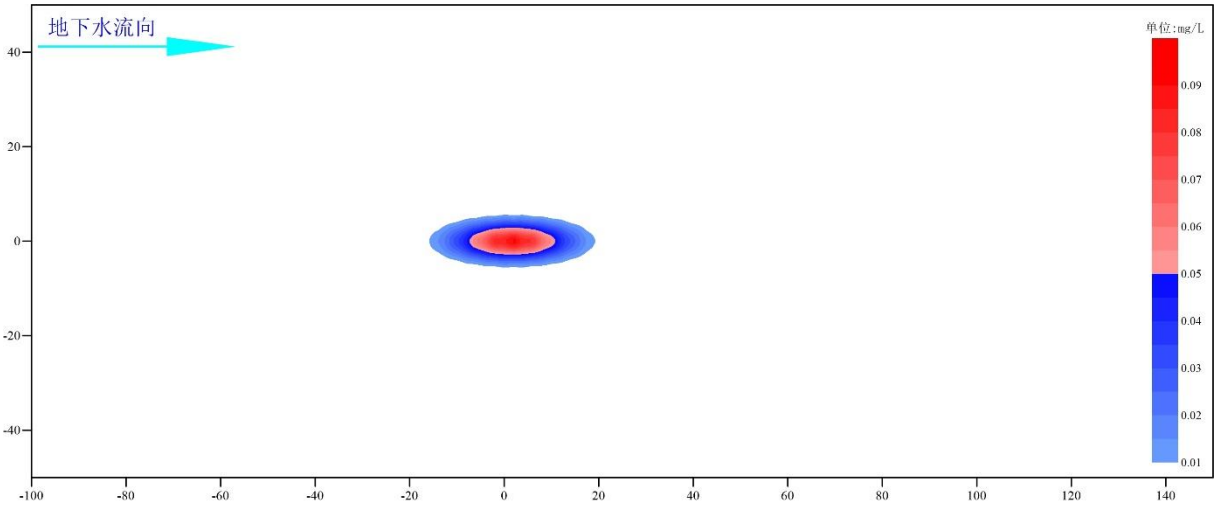
本次预测选取了 50d、100d、1000d 共计三个时间点，当集气站缓冲罐泄漏后，随着时间推移，石油类在第四系风积黄土孔隙潜水含水层中的运移情况见表 6.3-4、图 6.3-4。

表 6.3-4　第四系风积黄土潜水含水层石油类运移特征一览表

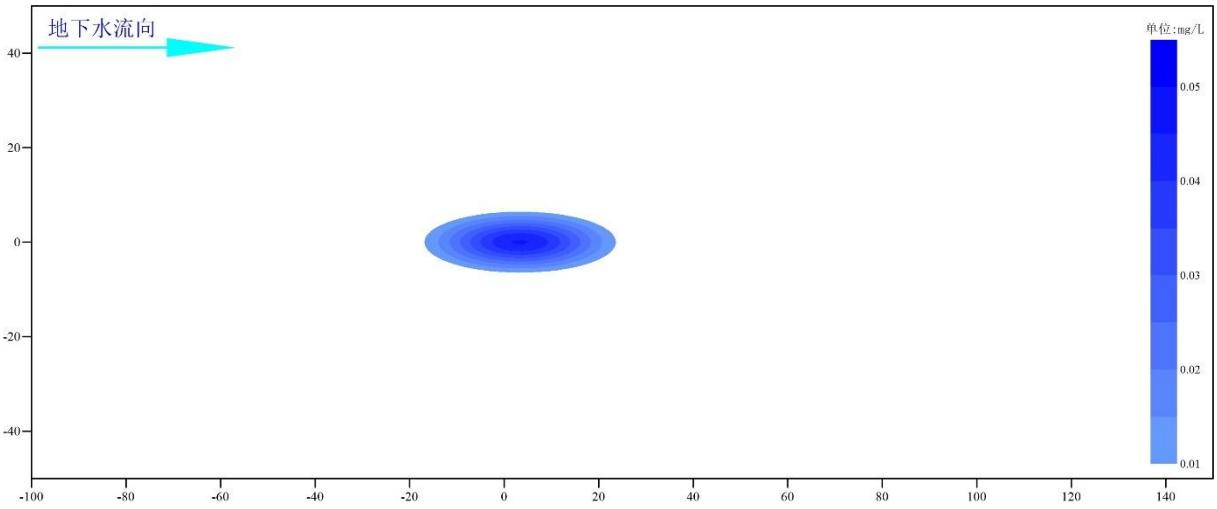
预测时间	超标距离（m）	超标范围（m^2）	最大影响距离（m）	最大影响范围（m^2）	最大污染浓度（mg/L）

50d	10.8	80	19.2	305	0.090
100d	0	0	23.6	410	0.045
1000d	0	0	0	0	0.01ND

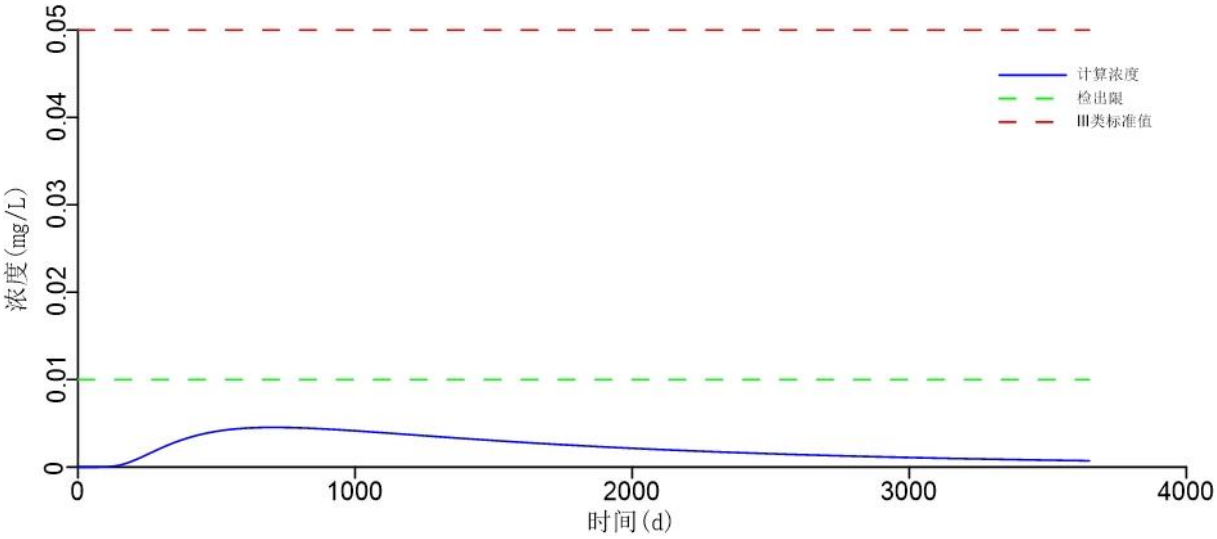
从图表中可以看出，在非正常状况下，在第 50d 时，石油类浓度最大为 0.090mg/L，此时已超标，污染晕最大迁移距离为 19.2m，最大超标距离为 10.8m，对应影响范围为 305m^2，超标范围为 80m^2；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 100d 时，石油类浓度最大为 0.045mg/L，污染晕最大迁移距离为 23.6m，对应影响范围为 410m^2；第 1000d 时，石油类最大浓度已低于检出限 0.01mg/L。根据下游 50m 处浓度历时曲线，污染物在 3650d 内均未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L。



（50d）



（100d）



（下游厂界处历时曲线）

图 6.3-4　非正常情况下第四系风积黄土层孔隙潜水含水层石油类污染羽分布图

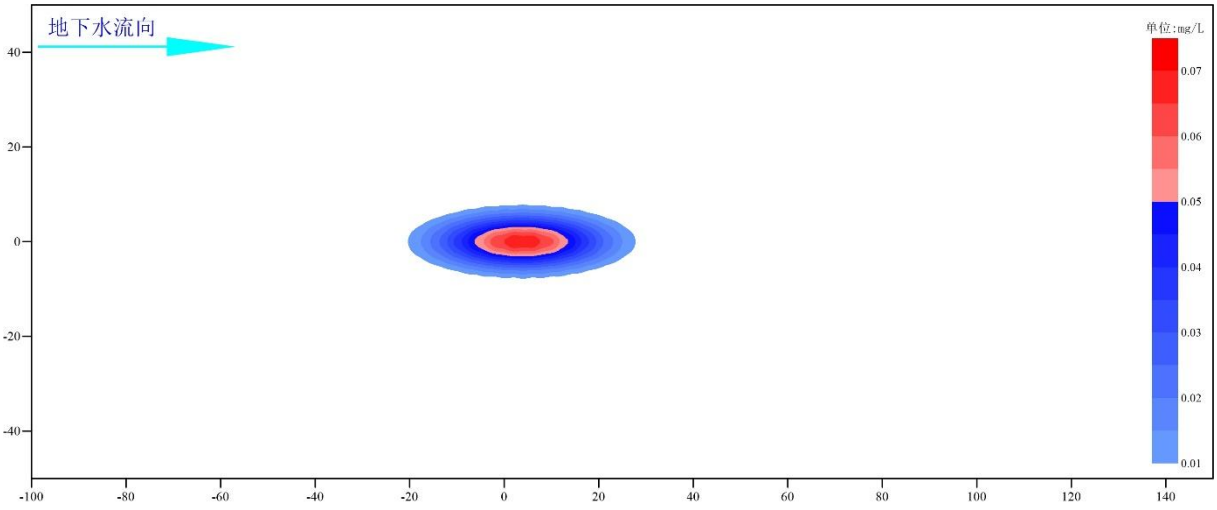
b.第四系松散冲积层孔隙潜水含水层环境影响分析

本次预测选取了 100d、150d、1000d 共计三个时间点，当集气站缓冲罐泄漏后，随着时间推移，石油类在第四系松散冲积层孔隙潜水含水层中的运移情况见表 6.3-5、图 6.3-5。

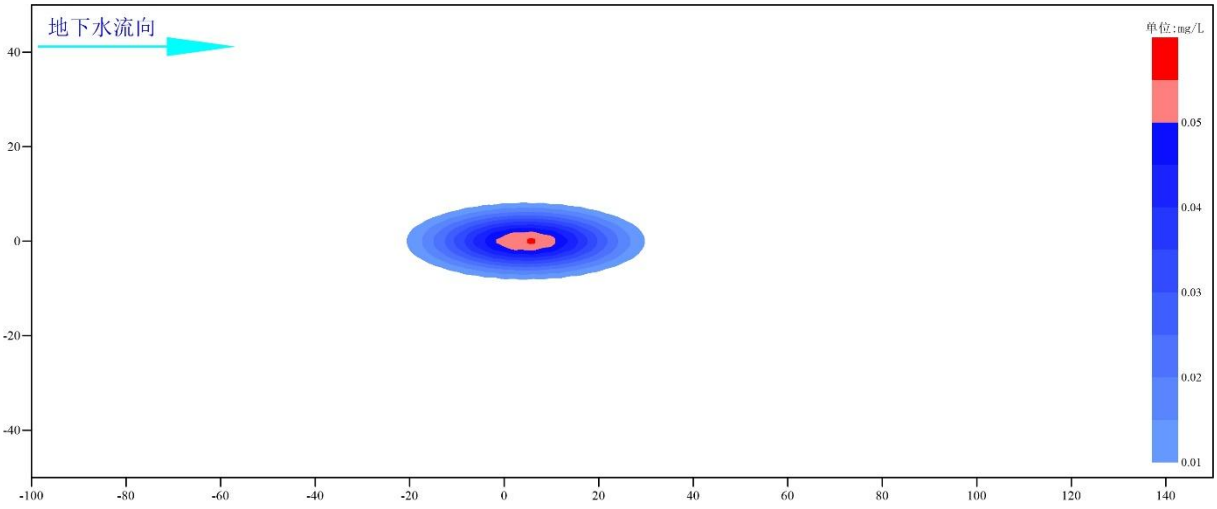
表 6.3-5　　第四系松散冲积层孔隙潜水含水层石油类运移特征一览表

预测时间	超标距离（m）	超标范围（m^2）	最大影响距离（m）	最大影响范围（m^2）	最大污染浓度（mg/L）
100d	13.5	95	27.7	581	0.069
125d	10.8	37	29.8	640	0.054
1000d	0	0	0	0	0.01ND

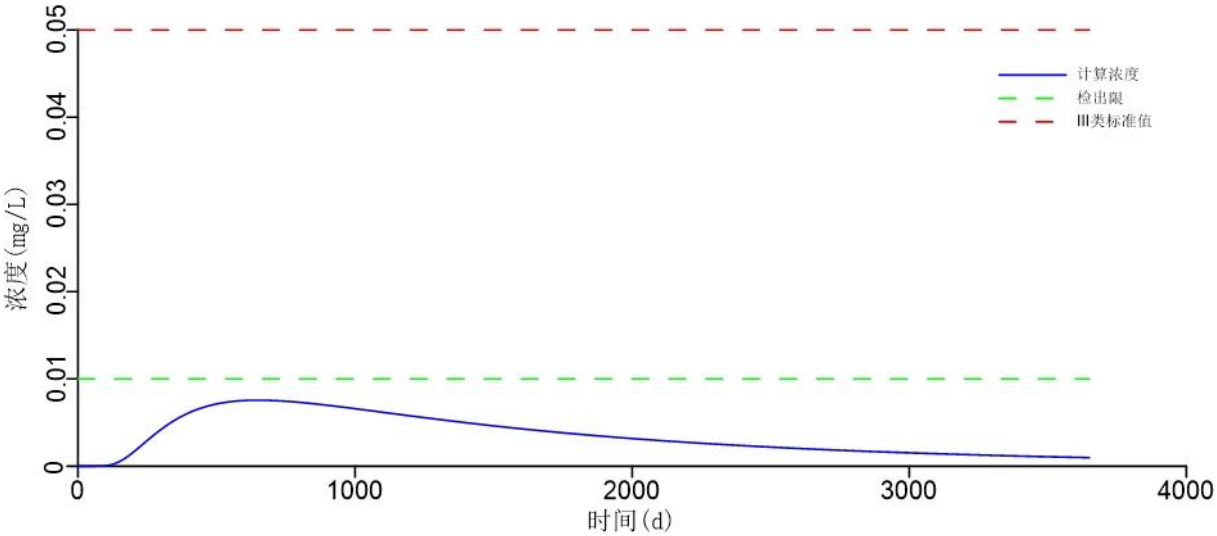
从图表中可以看出，在非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.069mg/L，此时已超标，污染晕最大迁移距离为 27.7m，最大超标距离为 13.5m，对应影响范围为 581m^2，超标范围为 95m^2；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 125d 时，石油类浓度最大为 0.054mg/L，污染晕最大迁移距离为 29.8m，最大超标距离为 10.8m，对应影响范围为 640m^2，超标范围为 37m^2；第 1000d 时，石油类最大浓度已低于检出限 0.01mg/L。根据下游 50m 处浓度历时曲线，污染物在 3650d 内均未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L。



（100d）



（125d）



（下游厂界处历时曲线）

图 6.3-5　非正常情况下第四系松散冲积层孔隙潜水含水层石油类污染羽分布图

根据上述预测结果，当集气站采出水缓冲罐渗漏时，最大超标距离均不超过 10.8m 区域范围，其中，石油类在第四系风积黄土孔隙潜水含水层中迁移距离略小，最远超标距离亦最小。据调查，集气站 200m 范围内无集中式及分散式饮用水源井等敏感目标，

采出水缓冲罐渗漏对居民生活用水基本无影响。但考虑到地下水一旦受到污染，就很难恢复，运行过程务必加强注水井日常运行管理，严防采出水缓冲罐渗漏对地下含水层造成污染。

（3）采出水管线对地下水环境的影响

由于采出水管线为压力管道，在运行期管线有可能受腐蚀、在压力传输过程中发生破裂等情况，由于管线发生破裂泄漏的位置难以确定，本次评价分别分预测管线泄漏对调查区内第四系风积黄土层裂隙孔隙潜水含水层、第四系松散冲积层孔隙潜水含水层、白垩系环河组裂隙含水层地下水环境的影响。

①预测情境及源强

由于采出水管线为压力管道，输送过程中压力可达 16Mpa，因此在运行期采出水管线有可能受腐蚀、在压力传输过程中发生破裂等情况，由于管线发生破裂泄漏的位置难以确定，本次评价重点分析泄漏点对地下水环境的影响：

根据工程分析，将采出水管线中石油类作为预测因子。假设在输送过程中由于腐蚀、管线压力等原因产生破裂，破裂 10min 后传感器检测管线压力异常后关闭破裂管线，之后启动应急排查措施，2 小时后排查到泄漏点进行封堵，停止泄漏。

采用孔口流量公式估算泄漏流量：

$$Q = C \times A \times \sqrt{2gH}$$

式中：Q——泄漏流量（m^3/s）；

C——流量系数（取 0.6）；

A——漏水面积（m^2），假设泄漏点为直径 1cm 的小孔，泄漏面积计算为泄漏点横断面计算，$0.0000785m^2$；

H——孔口压力（m），管道破裂后截断阀启动前，小孔对管道压力影响较小，按输送压力 16MPa 进行计算；截断阀启动后，管道压力较小至无压，小孔孔口按大气压计算，H 为 10m。

因此，管线破裂泄漏后，有压部分泄漏速率估算为 $0.00834m^3/s$，压力检测装置应急响应时间为 10min，即回注水的总渗漏量 $5.004m^3$。两端截断阀启动后，回注水在重力作用下继续自流，此时孔口压力按照大气压计算，H 为 10m，泄漏速度 Q 为 $0.00065\ m^3/s$，假设排查 2 小时后确定泄漏位置，停止泄漏，则此部分管线回注水泄漏量为 $4.68m^3$。因此管道因腐蚀、老化等原因泄漏，回注水的泄漏总量为 $9.684m^3$，其中石油类污染物泄

漏量为 0.174kg。

②环境影响预测分析

非正常状况下的地下水溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，由于管线泄漏时间较短，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程解析解作为预测数学模型，采用连续源叠加原理，对其在预测期内影响情况进行分析。

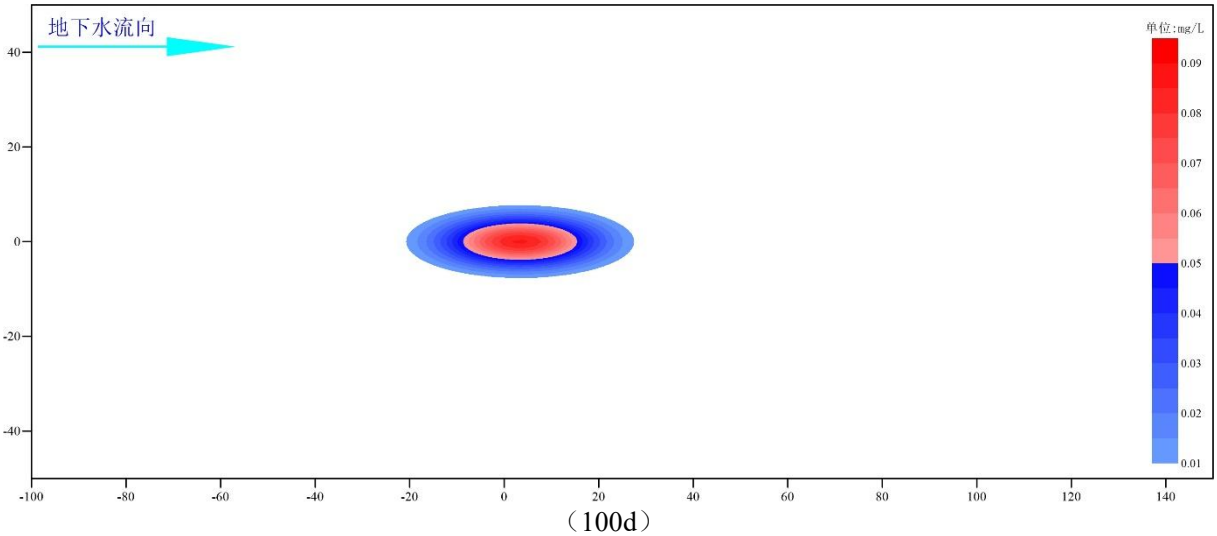
a.第四系风积黄土层孔隙潜水含水层环境影响分析

本次预测选取了 100d、160d、1000d 三个时间点，当采出水管线发生非正常状况后，随着时间推移，石油类在第四系风积黄土孔隙潜水含水层中的运移情况见表 6.3-10、图 6.3-6。

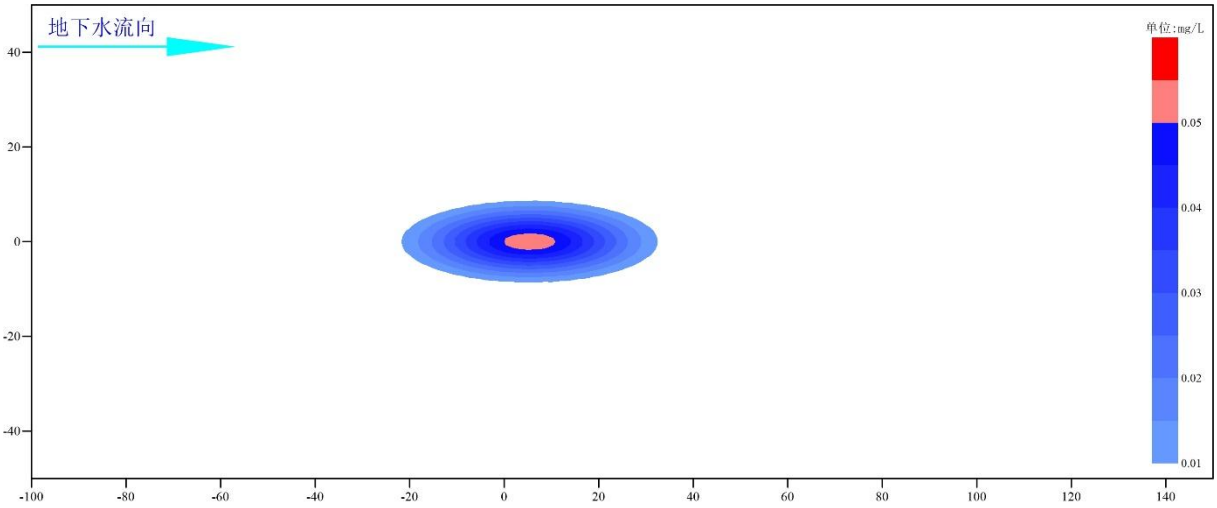
表 6.3-6　第四系风积黄土潜水含水层石油类运移特征一览表

预测时间	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最远超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	582	145	27.5	15.4	0.086
160d	732	29	32.4	10.8	0.053
1000d	0	0	0	0	0.01ND

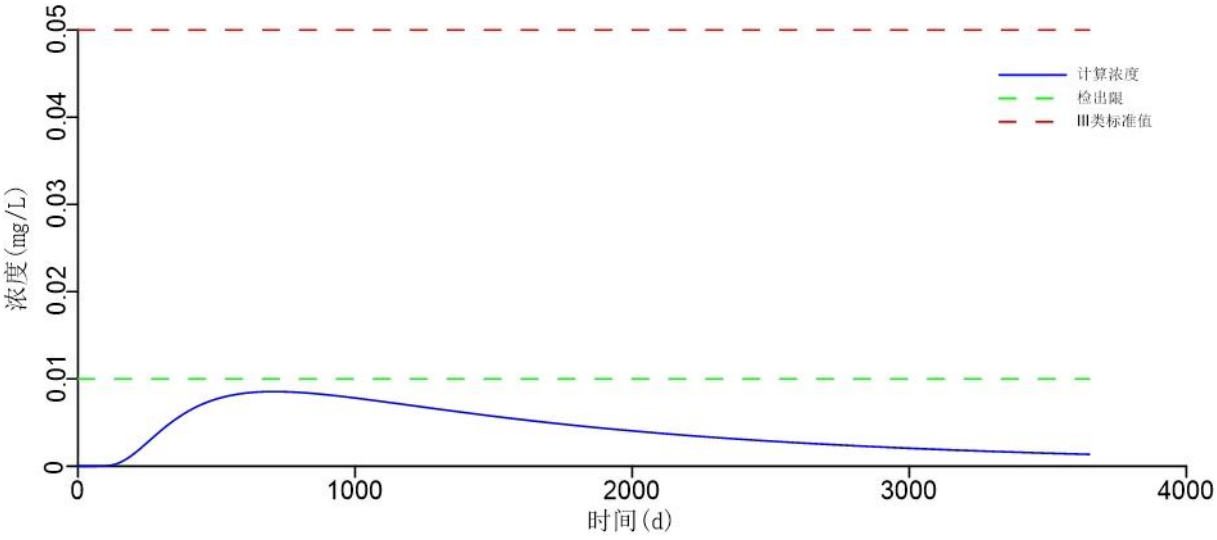
从图表中可以看出，在非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.090mg/L，此时已超标，污染晕最大迁移距离为 27.5m，最大超标距离为 15.4m，对应影响范围为 582m^2，超标范围为 145m^2；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 160d 时，石油类浓度最大为 0.053mg/L，污染晕最大迁移距离为 32.4m，对应影响范围为 732m^2，最大超标距离为 10.8m，超标范围为 29m^2；第 1000d 时，石油类最大浓度已低于检出限 0.01mg/L。根据下游 50m 处浓度历时曲线，污染物在 3650d 内均未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L。



（100d）



（160d）



（下游 50m 处历时曲线）

图 6.3-6　非正常状况下第四系风积黄土层孔隙潜水含水层石油类污染羽分布图

b.第四系松散冲积层孔隙潜水含水层环境影响分析

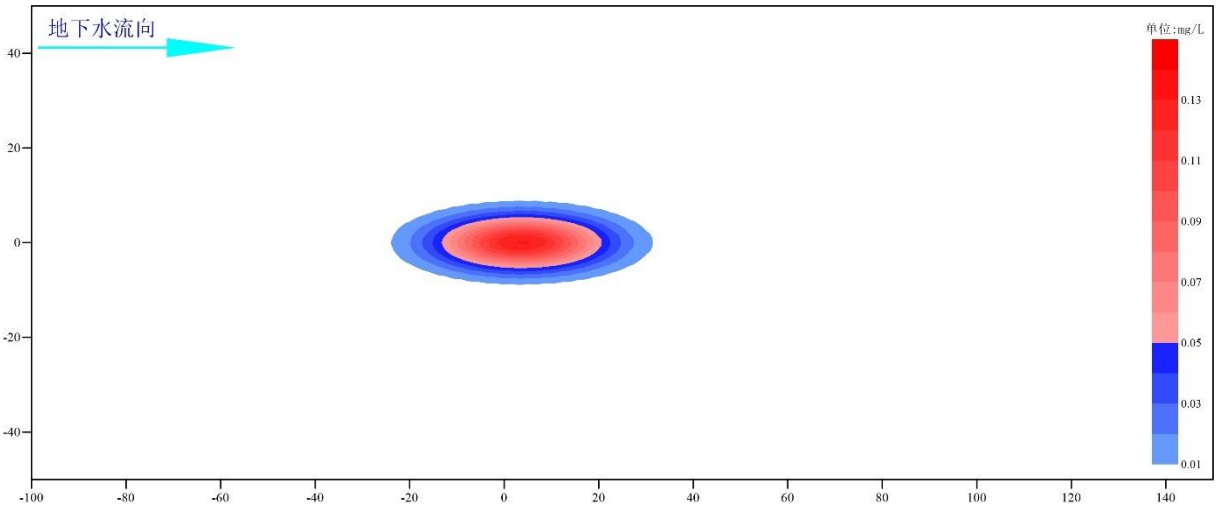
本次预测选取了 100d、250d、1000d 三个时间点，当采出水管线发生非正常状况后，随着时间推移，石油类在第四系松散冲积层孔隙潜水含水层中的运移情况见表 6.3-7、图 6.3-7。

表 6.3-7　第四系松散冲积层孔隙潜水含水层石油类运移特征一览表

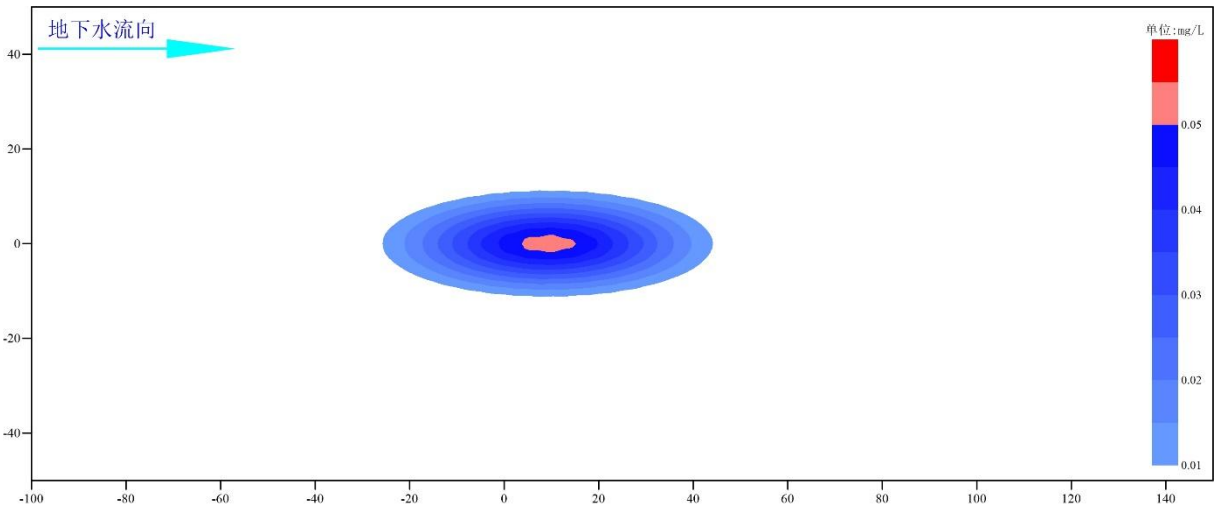
预测时间	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最远超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	766	285	31.4	20.6	0.131
250d	1226	29	44.2	15.1	0.052
1000d	800	0	65.4	0	0.014

从图表中可以看出，在非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.131mg/L，此时已超标，污染晕最大迁移距离为 31.4m，最大超标距离为 20.6m，对应影响范围为

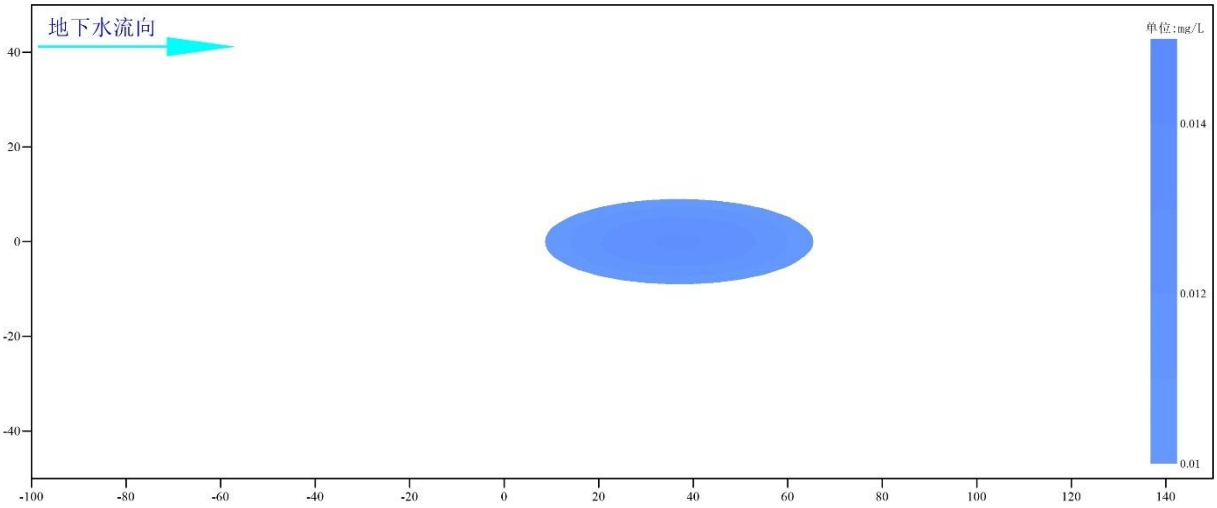
766m^2，超标范围为 285m^2；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 250d 时，石油类浓度最大为 0.052mg/L，污染晕最大迁移距离为 44.2m，对应影响范围为 1226m^2，最大超标距离为 15.1m，超标范围为 29m^2；第 1000d 时，石油类最大浓度为 0.014 mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，污染晕最大迁移距离为 65.4m，对应影响范围为 800m^2。根据下游 50m 处浓度历时曲线，污染物在 3650d 内均未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L。



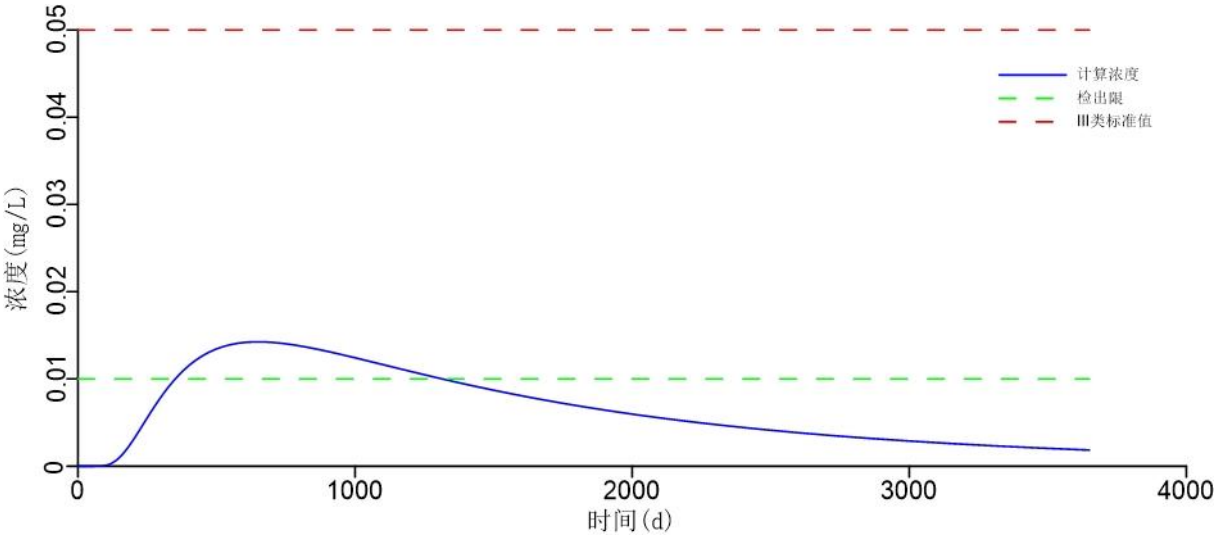
（100d）



（250d）



（1000d）



（下游 50m 处历时曲线）

图 6.3-7　非正常状况下第四系松散冲积层孔隙潜水含水层石油类污染羽分布图

c.白垩系环河组裂隙潜水含水层环境影响分析

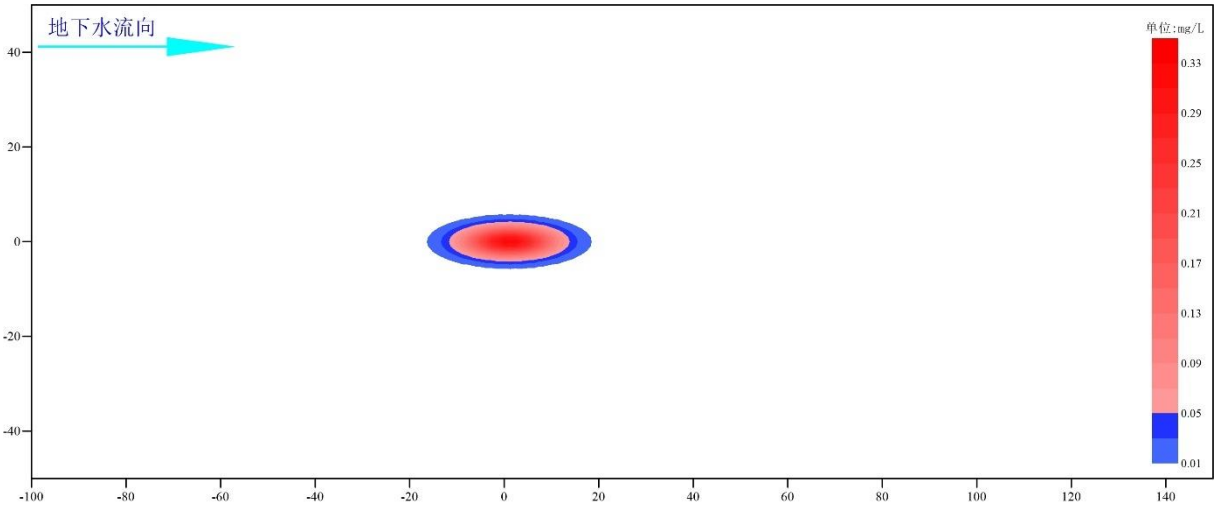
本次预测选取了 100d、160d、1000d 三个时间点，当采出水管线发生非正常状况后，随着时间推移，石油类在白垩系环河组裂隙潜水含水层中的运移情况见表 6.3-8、图 6.3-8。

表 6.3-8　白垩系环河组裂隙潜水含水层石油类运移特征一览表

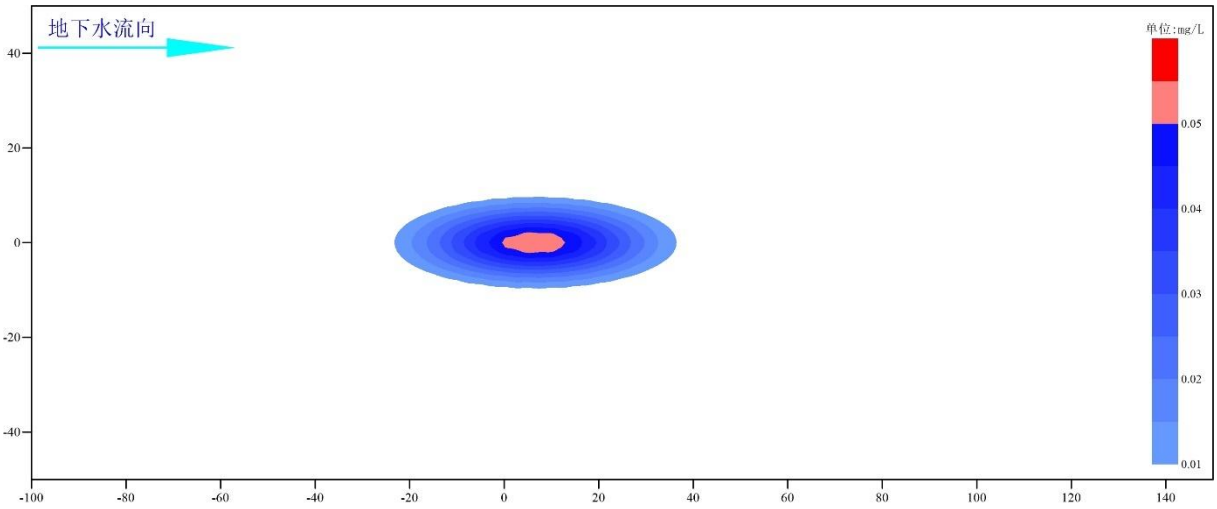
预测时间	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最远超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	314	168	18.5	13.9	0.326
600d	904	43	36.4	12.9	0.054
1000d	1050	0	43.3	0	0.033

从图表中可以看出，在非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.326mg/L，此时已超标，污染晕最大迁移距离为 18.5m，最大超标距离为 13.9m，对应影响范围为 314m^2，超标范围为 168m^2；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 600d 时，石油

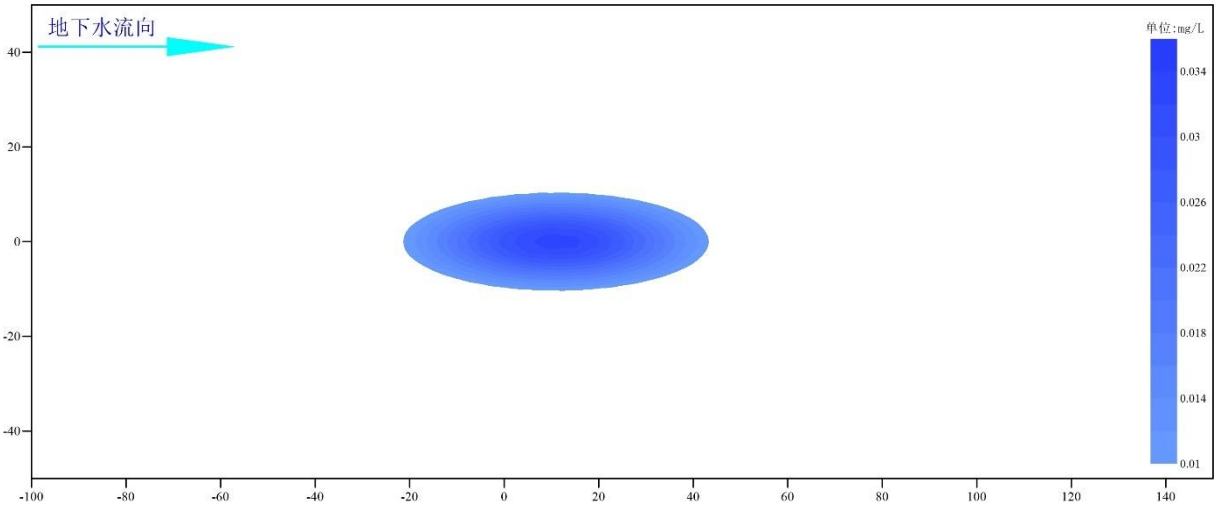
类浓度最大为 0.054mg/L，污染晕最大迁移距离为 36.4m，对应影响范围为 904m^2，最大超标距离为 12.9m，超标范围为 43m^2；第 1000d 时，石油类最大浓度为 0.033mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，污染晕最大迁移距离为 43.3m，对应影响范围为 1050m^2。根据下游 50m 处浓度历时曲线，污染物在 3650d 内均未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L。



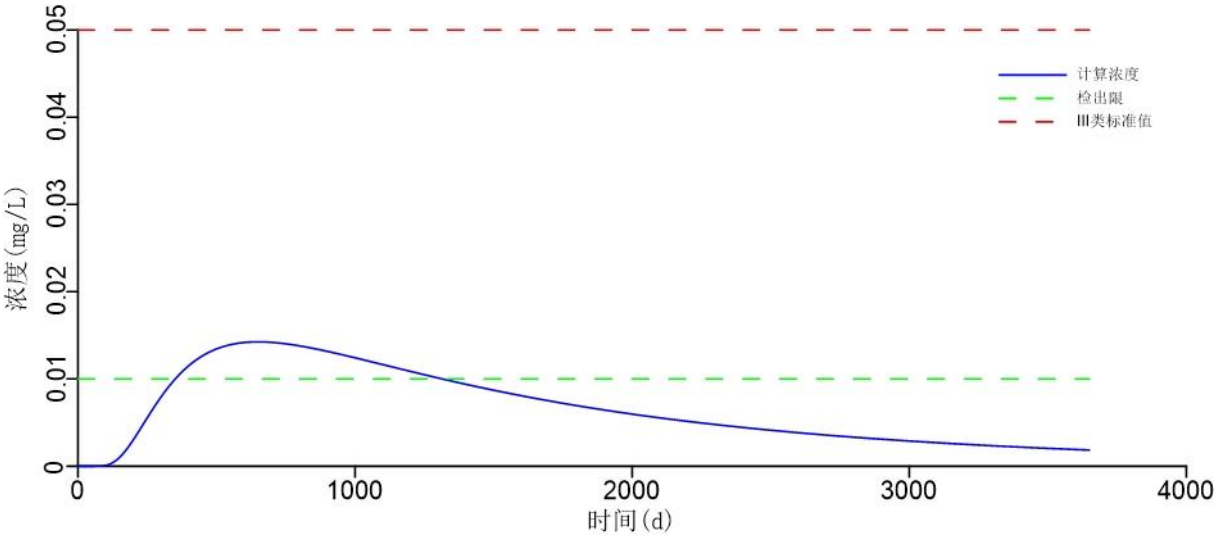
（100d）



（600d）



（1000d）



（下游 50m 处历时曲线）

图 6.3-8　非正常状况下白垩系环河组裂隙潜水含水层石油类污染羽分布图

根据上述预测结果，当采出水管线渗漏时，最大超标距离均不超过 20.6m 区域范围，其中，石油类在第四系风积黄土孔隙潜水含水层中迁移距离略小，最远超标距离亦最小。据调查，采出水管线 200m 范围内无集中式及分散式饮用水源井等敏感目标，管线渗漏对居民生活用水基本无影响。但考虑到地下水一旦受到污染，就很难恢复，运行过程务必加强管线日常运行管理，严防采出水管线渗漏对地下含水层造成污染。

6.4 运行期声环境影响预测与评价

6.4.1 集气站噪声影响分析

⑴噪声源强

本项目运行期井场和管线无噪声产生，集气站正常情况下主要噪声源为压缩机和泵类等。因各集气站均采用标准化设计，其平面布置及设备设施基本一致，且各集气站周围 300m 范围内均无声环境敏感点，根据监测可知，苏南 16 集气站、苏南 23 集气站现

状噪声超标，本次产建站场工程苏南 16 集气站新增一台压缩机，苏南 23 集气站为压缩机更换，故本次评价选择苏南 16 集气站进行场界噪声预测与评价。

苏南 16 集气站主要噪声源为压缩机、污水泵等。在采取选用低噪声设备；专门用房或水池内布置；基础减振；定期维护，保养等措施后噪声源强可降低 20-25dB(A)。项目各设备噪声治理前后噪声源强详见下表。

表 6.4-1　项目主要噪声源统计一览表　　单位：dB(A)

噪声源位置		设备名称	数量	单台声源强度（1m)	声源性质	位置	采取的措施	治理后噪声源强
苏南 16 集气站	压缩机组区	天然气压缩机	1 台	95	连续空气动力声源	压缩机房	①选用低噪声设备； ②专门用房活水池内布置； ③基础减振； ④定期维护，保养； 采取上述措施后噪声源强可降低 20-25dB(A)	70
	泵类	污水泵	1 台	75	连续机械动力声源	泵房内		55

⑵噪声预测条件与模式

①条件概化

a.考虑声源至受声点的距离衰减；

b.空气吸收、雨、雪、雾和温度等影响忽略不计；

c.考虑围墙遮挡等隔声量 4.0dB(A)。

②预测模式

a.噪声衰减

本次评价采用《环境影响评价技术导则·声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的模式，室外声源采用衰减公式为：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20\lg\frac{r}{r_0} - \Delta L$$

式中：$L_p(r)$—声源在预测点的声压级，dB(A)；

$L_p(r_0)$—参考位置的声压级，dB(A)；

ΔL—为各种因素引起的声衰减量，dB(A)；

r—声源“声源中心”距预测点间的距离，m。

b.合成声压级采用公式为：

$$L_p = 10\lg[\sum_{i=1}^{n} 10^{0.1L_{ni}}]$$

式中：L_{pn}—n 个噪声源在预测点产生的声压级，dB(A)；

L_{pni}—第 n 个噪声源在预测点产生的声压级，dB(A)。

c.噪声预测值

噪声预测值计算公式为：

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

式中：L_{eq}——预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg}——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

L_{eqb}——预测点的背景噪声值，dB。

⑶噪声影响分析

苏南 16 集气站噪声预测结果见表 6.4-2：

表6.4-2　苏南16集气站主要设备噪声预测结果一览表

噪声源		南厂界声源贡献值 dB(A)	东厂界声源贡献值 dB(A)	西厂界声源贡献值 dB(A)	北厂界声源贡献值 dB(A)
合成贡献值		43.8	37.5	35.5	20.7
背景值	昼间	57	55	55	53
	夜间	55	49	53	50
预测值	昼间	57.2	55.1	55.1	53.0
	夜间	55.3	49.3	53.1	50.0

注：背景值中选取现状监测最大值。

从预测结果看出，苏南 16 集气站噪声对厂界的贡献值很小，集气站预测值、西侧、北侧夜间超过《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，主要与现状噪声超标有关。根据调查，压缩机已采取室内布置，基础减振，经计算，集气站厂界外 10m 处可达到噪声 2 级标准限值，项目站场 300m 范围内无居民居住，评价建议集气站 10m 范围为噪声防护范围，要求企业对设备定期检修和维护，防止设备非正常噪声排放。

6.4.2 交通噪声影响分析

本项目交通噪声源主要是道路上行驶的巡检及作业车辆，其发动机、冷却系统、传动系统、鸣笛等部件均会产生噪声，对道路沿线声环境产生一定的影响。

据现场调查，井区道路标准等级较低，道路的车流量也相对较小。针对本项目的道

路的交通噪声，实施路段车辆的管制，加强对敏感路段道路两侧设置严禁鸣笛的指示牌。加强道路的维护和管理，对受损路面应及时修复，限制超速超重。在采取以上措施后，进场道路及钻前道路对沿线声环境影响较小。

6.5 运行期固体废物环境影响分析

6.5.1 固体废物处理处置方案

本工程产生的固体废物主要为清管废渣、废润滑油。

表6.5-1　各类固体废物产生量及处理处置方式一览表

产生场所	固废名称	产生工序/装置	属性	废物代码	产生量（t/a)	处置措施
集气站	清管废渣	清管作业	危险废物	HW08-251-001-08	2.5	铁皮桶装收集后直接运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，最终统一由陕西邦达环保工程有限公司进行安全处置。
	废润滑油	压缩机运行、维护、检修	危险废物	HW08-900-214-08	0.8	

根据表 6.5-1 可知，本项目的各类固体废弃物均得到合理处置，处置率达到 100%。

6.5.2 固体废物环境影响分析

①贮存过程环境影响分析

据调查，郝滩采出水处理站内设危险废物暂存库 1 座，建筑面积约 100m^2。危险废物暂存库严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023）中要求进行设置，并进行了区域划分，地面、墙裙及墙角做了防渗处理，符合防雨淋、防渗漏、防流失要求。危险废物贮存过程可有效防止各类废物泄漏环境风险，不会对环境空气、地表水、地下水等造成明显不利影响。

②危险废物运输过程的环境影响分析

危险废物运输转移过程按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）要求：

a.委托有危险废物经营许可证的单位进行收集运输，在收集运输危险废物时，应根据危险废物经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；

b.危险废物转移过程按《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）执行；

c.危险废物运输时应按腐蚀性、毒性、易燃性、反应性和感染性等危险特性对危险废物进行分类、包装并设置相应的标志及标签。

危险废物运输过程中采取上述措施后，可有效防止危险废物运输过程中散落、泄漏，减轻对环境的影响。同时危险废物运输符合须《道路危险货物运输管理规定》（交通部令[2005]第 9 号）、JT617 以及 JT618 执行，运输路线尽量避开村庄、居民小区、学校等环境敏感点，减轻对其影响。

6.6 运行期土壤环境影响分析

6.6.1 正常情况下土壤影响分析

①井场

井场运行期基本无污染物产生，在建设期做好标准化井场工作的前提下，对土壤的影响较小。

②集气站

本次产建项目仅对集气站进行改造、不进行扩建，集气站已按要求进行分区防渗，各集气站改造部分主要为新建燃气压缩机及相关设施进行更换，要求对新征占地区域采取简单防渗，一般地面硬化处理，正常情况下，集气站运行不会对土壤环境造成污染。

③采气管线

本项目采用井下节流中低压集气工艺，采气管线在输送过程中将不会产生水合物，无需敷设注醇管线。按照气田开发初步设计方案，集输天然气的管线选用封闭性能好的管线，在正常工况条件下管线的安全性能较好，不会发生集输管线破裂的情况，对土壤环境不会产生影响。

④采出水、注水管线

本项目更换采出水管线 47.6km、新建注水管线 1.6km，在正常工况条件下管线的安全性能较好，不会发生集输管线破裂的情况，对土壤环境不会产生影响。

6.6.2 非正常状况下土壤污染影响分析

非正常状况指建设项目的工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求时的运行状况或建设单位不按规定执行土壤环境保护措施，这些情况下，则可能对土壤环境产生影响。

本次选择采出液缓冲罐、采出水管线发生渗漏，采出水垂直入渗情景进行预测，选择预测因子为石油烃。

⑴预测情景

情景假设与地下水章节一致。同时，土壤中残留石油会随降雨入渗对土壤进行影响，经资料查阅，延安地区多年降雨入渗强度为 38mm（折合约 0.01cm/d)。

⑵预测模型

污染物在包气带中的运移和分布受到诸多因素控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。污染物的弥散、吸附和降解所产生的侧向迁移距离远小于垂向迁移距离，因此，忽略侧向运移，重点预测污染物在包气带中垂向向下迁移情况。

①包气带水分运移控制方程

处于非饱和状态的土壤水和饱和土壤水一样，从土水势高处向土水势低处运移。Richards 最早将达西定律引入非饱和土壤水流动，本次模拟含水率θ为因变量的垂向一维非饱和土壤水流数学模型（向下为正）为：

$$\begin{cases} \dfrac{\partial\theta}{\partial t} = \dfrac{\partial}{\partial z}\left[D(\theta)\dfrac{\partial\theta}{\partial z}\right] - \dfrac{\partial K(\theta)}{\partial z} & 0\le t\le T,\ 0\le z\le L; \\ \theta(z,\ t)=\theta_i(z) & t=0\text{时含水率在剖面上的分布}; \\ D(\theta)\dfrac{\partial\theta}{\partial z} - K(\theta)\Big|_{z=0} = R(t) & 0\le t\le T,\ \text{上边界入渗量与含水率函数}; \\ \theta(z,\ t)=\theta(L,\ t) & 0\le t\le T,\ \text{下边界埋深L处含水率}; \end{cases}$$

其中：θ表示含水率，t 表示某个时刻，z 地表下某处的埋深，T 表示模拟最终时间，L 表示地表到下边界的深度，D(θ）表示非饱和带水的扩散率，K(θ）表示非饱和带渗透系数。

②包气带溶质运移控制方程

$$\begin{cases} \dfrac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \dfrac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\dfrac{\partial c}{\partial z}\right) - \dfrac{\partial}{\partial z}(qc) & 0\le t\le T,\ 0\le z\le L; \\ c(z,\ t)=c_i(z) & t=0\text{时溶质浓度在剖面上的分布} \\ q_{mass}=q_{flow}\cdot c_{flow} & \text{上边界溶质通量边界} \\ c(z,\ t)=c_0 & \text{下边界定浓度边界} \end{cases}$$

一维非饱和溶质垂向运移控制方程如下：

式中：c—污染物介质中的浓度；

D—弥散系数；

q—渗流速率；

z—沿 z 轴的距离；

t—时间变量 d；

θ—土壤含水率。

③模型设置

a.模型范围

项目所在地包气带厚度较大，本次模拟预测采用垂向一维模型，根据现状调查，模型纵向范围为单位宽度地表至地下 40m 区域。

b.预测时间划分

本次预测事故状态下泄漏 T1=30d、T2=100d、T3=1000d 和 T4=3000d 后包气带溶质运移引起的污染物浓度分布情况。

c.包气带水分运移介质参数

根据本项目监测报告，将本项目包气带概化为壤土，本次模型土壤水力参数选取软件数据库中壤土参数。

表6.6-1　土壤水力参数

土壤类型	残余含水率 Qr	饱和含水率 Qs	经验参数 Alpha（1/cm）	曲线形状参数 n	渗透系数（cm/d）	经验参数 L
壤土	0.078	0.43	0.036	1.56	24.96	0.5

d.水力边界条件

上边界条件：概化为变压力水头/通量；

下边界条件：概化为自由排水边界。

e.溶质运移参数

模型解算采用 Hydrus-1D 软件，利用软件建立评价区溶质模型。

石油烃比水轻，且在水中的溶解度较低，参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，石油烃可溶态污染物的最高浓度值约为 18mg/L。根据张淼等在室内对保守溶质在黄土中的穿透曲线，考虑室内和室外的尺度差异，石油烃纵向弥散系数取值为 19.5，自由水中扩散系数取值为 16.7。

f.溶质运移边界条件

上边界条件：通量边界；

下边界条件：零浓度梯度边界。

⑶预测结果及分析

a.采出液缓冲罐泄漏影响

非正常状态下，采出液缓冲罐泄漏后 T1=30d、T2=100d、T3=1000d 和 T4=3000d 后包气带溶质运移引起的污染物浓度分布情况进行预测，预测结果如下：

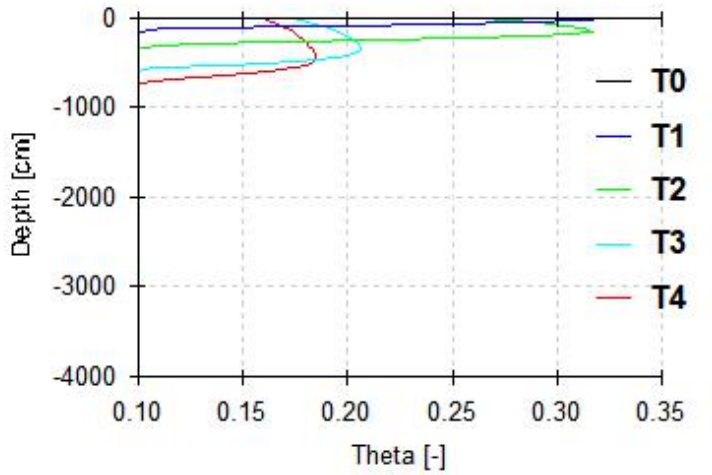


图 6.6-1　土壤中含水率预测结果

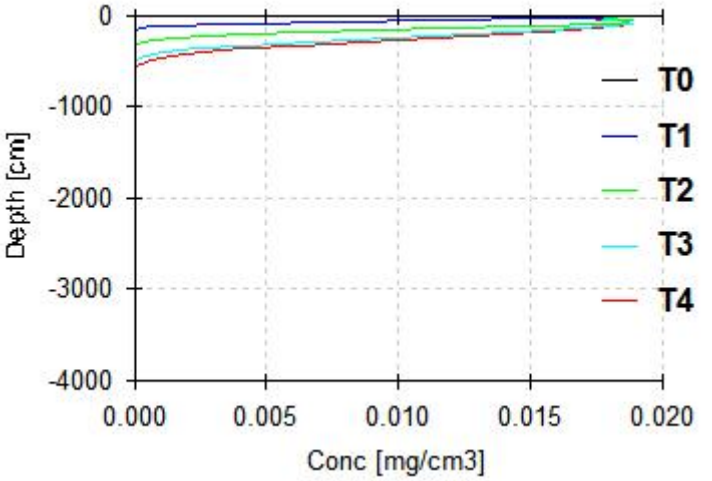


图 6.6-2　水中石油烃浓度预测结果

土壤环境质量标准单位为 mg/kg，预测结果为非饱和带土壤水中浓度（单位为 mg/cm^3），因此需要对计算结果进行转换，转换公式为：

$$X=X_0\times\theta/G_s\times1000$$

式中：X－土壤中污染物浓度，mg/kg；

X_0_土壤水中污染物浓度，mg/cm^3；

Gs-土颗容重 g/cm^3；

θ－土壤含水率。

土壤预测结果如下：

基于以上评价因子的源强及模型参数，采出液缓冲罐泄漏对土壤环境的影响预测结果如图 6.6-3 所示。

根据土壤容重进行换算后，土壤中石油烃质量浓度变化情况如下：

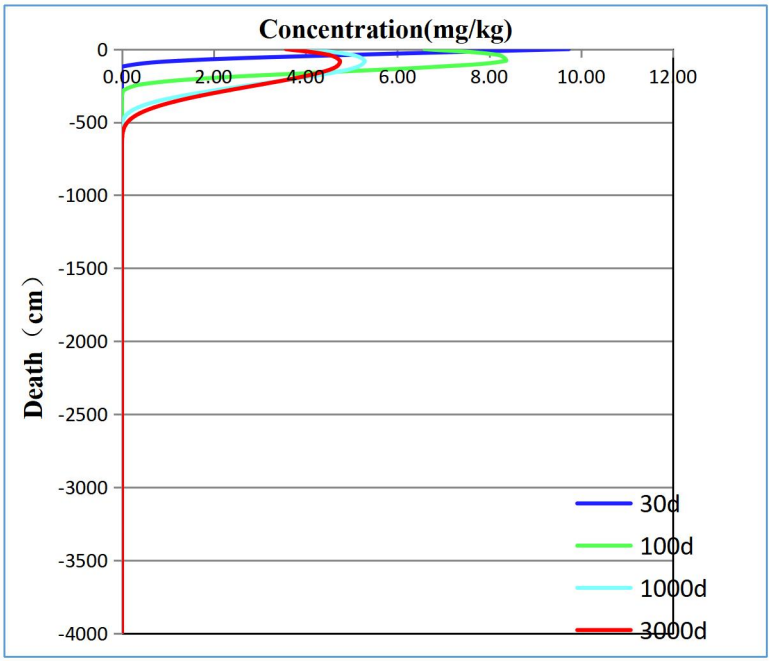


图 6.6-3　土壤中石油烃比重预测结果

表6.6-2　石油烃一维非饱和溶质运移估算结果

序号	天数（d)	最大浓度(mg/kg)	最大浓度对应深度（m)	最大运移深度（m)	最大运移深度处浓度（mg/kg)
1	30	9.73	0	0.8	1.23
2	100	8.36	0.8	2.8	0.05
3	1000	5.29	0.8	4.8	0.03
4	3000	4.75	0.8	6.0	0.01

① 运移发生第 30d 时，最大浓度为 9.73mg/kg，污染物最大运移深度 0m；最大运移深度为 0.8m，对应浓度 1.23mg/kg；

② 运移至 100d 时，最大浓度 8.36mg/kg，对应深度 0.8m 处；最大运移深度为 2.8m，对应浓度 0.05mg/kg；

③ 运移至 1000d，最大浓度为 5.29mg/kg，对应深度 0.8m 处；最大运移深度为 4.8m，对应浓度 0.03mg/kg；

④ 运移至 3000d，最大浓度为 4.75mg/kg，对应深度 0.8m 处；最大运移深度为 6.0m，对应浓度 0.01mg/kg。

由此可见，预测的非正常状况下，采出液缓冲罐泄漏后随着时间的推移，土壤中的污染物逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低。

b.采出水管线泄漏影响分析

本次对事故状态下，采出水管线泄漏后 T1=30d、T2=100d、T3=1000d 和 T4=3000d 后包气带溶质运移引起的污染物浓度分布情况进行预测，预测结果如下：

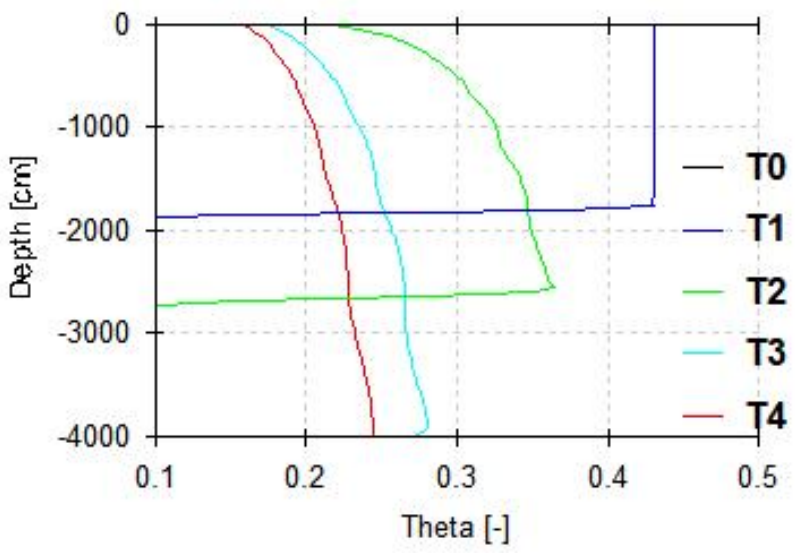


图 6.6-4　土壤中含水率预测结果

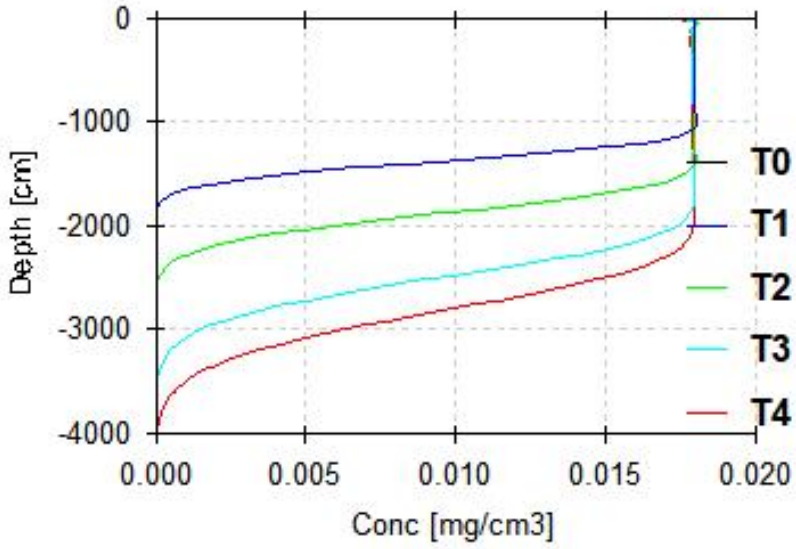


图 6.6-5　土壤中石油烃浓度预测结果

根据土壤容重进行换算后，土壤中石油烃质量浓度变化情况如下：

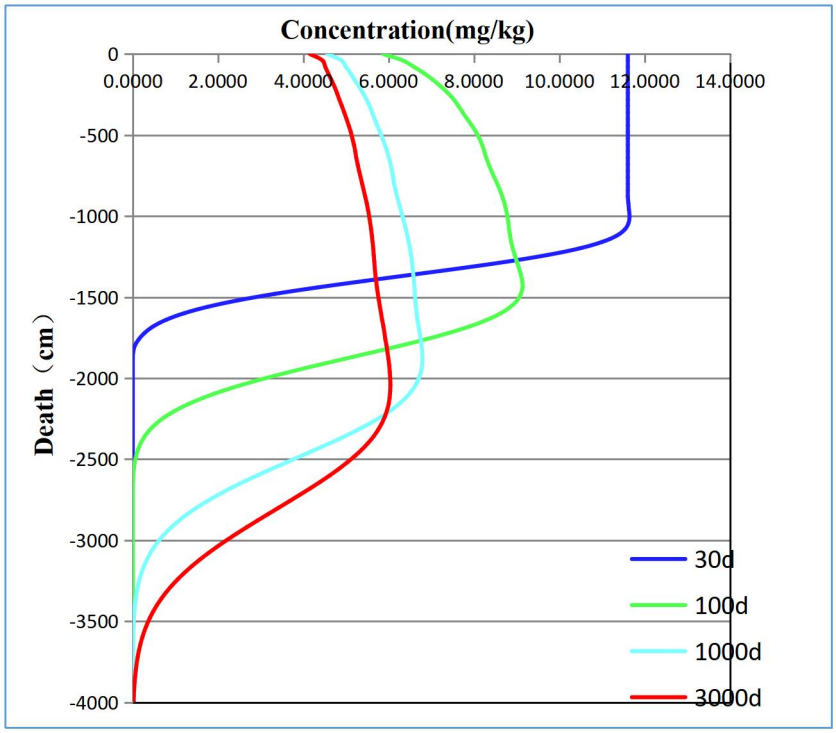


图 6.6-6　土壤中石油烃比重预测结果

表6.6-3　石油烃一维非饱和溶质运移估算结果

序号	天数（d)	最大浓度(mg/kg)	最大浓度对应深度（m)	最大运移深度（m)	最大运移深度处浓度（mg/kg)
1	30	11.64	10	18.4	0.01
2	100	9.14	14.4	26	0.01
3	1000	6.79	18.8	36.4	0.01
4	3000	6.04	20.4	39.6	0.01

① 运移发生第 30d 时，最大浓度为 11.64mg/kg，污染物最大运移深度 10m；最大运移深度为 18.4m，对应浓度 0.01mg/kg；

② 运移至 100d 时，最大浓度 9.14mg/kg，对应深度 14.4m 处；最大运移深度为 26m，对应浓度 0.01mg/kg；

③ 运移至 1000d，最大浓度为 6.79mg/kg，对应深度 18.8m 处；最大运移深度为 36.4m，对应浓度 0.01mg/kg；

④ 运移至 3000d，最大浓度为 6.04mg/kg，对应深度 20.4m 处；最大运移深度为 39.6m，对应浓度 0.01mg/kg。

由此可见，预测的非正常状况下，采出水管线泄漏后随着时间的推移，土壤中的污染物逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低。可以看出，采出水的泄漏会导致周边的土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，污染物对土壤的影响会逐渐消失。

表6.6-4　项目土壤环境影响评价自查表（污染影响型）

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有□				
	土地利用类型	建设用地☑；农用地☑；未利用地☑				土地利用类型图
	占地规模	（新增永久占地16.9949，临时占地139.29）hm^2				
	敏感目标信息	敏感目标（农田）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（）				
	全部污染物	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类□；II类☑；III类□；IV类☑				
	敏感程度	敏感☑；较敏感□；不敏感□				
评价工作等级		一级□；二级☑；三级□				
现状调查内容	资料收集	a）☐；b）☐；c）□；d）☑				
	理化特性					同附录C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	1	2	0.2m	
		柱状样点数	3	/	3m	
	现状监测因子	45 项基本因子、石油烃				
现状评价	评价因子	45 项基本因子、石油烃				
	评价标准	GB 15618☑；GB 36600☑；表D.1□；表D.2□；其他（ ）				
	现状评价结论	符合《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值；符合《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中 pH＞7.5 其他标准。				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录E☑；附录F□；其他（）				
	预测分析内容	影响范围（厂外0.2km） 影响程度（一般）				
	预测结论	达标结论：a）☑；b）□；c）□不达标结论：a）□；b）□				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障□；源头控制☑；过程防控☑；其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		3	pH、石油烃		1 次/5 年	
	信息公开指标	/				
评价结论		土壤环境影响可以接受				
注1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。注2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。						

6.7 运行期生态环境影响分析

6.7.1 对动植物影响分析

随着施工期的结束，项目运行后，临时占地植被在 2 至 3 年后得以恢复，永久占地

绿化区植被均已实施，各项植被养护措施和生态工程措施使绿化植被得以良好生长，只要加强工作人员活动范围管理和植被养护工作，项目运行期对占地及其周边植被影响极小。

运行期井场仅有巡护人员，人类活动对于野生动物的活动影响小，但仍需加强对人员活动的控制，禁止对野生动物的捕杀、猎食，减少对野生动物的干扰，夜间尽量减少活动。另外评价区域内的道路随着气田的生产建设，交通量也会有所增大，交通噪声将对道路两侧动物形成惊扰作用，但对于已经适应环境的野生动物，如鸟类，基本不存在影响。

6.7.2 对景观影响分析

在项目建成后，评价区内组成景观结构的基质不会发生变化，斑块类型和数量有一定的增加，主要表现在井场等人工干扰斑块的类型和数量增加。同时评价区道路数量和长度的增加，对景观廊道网络的连接性增强，但是景观斑块的连通性有一定程度的降低。本项目生产区属点状开发，对整体景观生态格局影响较小。从景观美学角度来看，对原始的自然景观产生了一定的破坏，但大幅提升了景观的社会服务功能和经济服务功能。

6.7.3 对土壤的影响

项目运行期对土壤环境的影响主要表现为污染影响，生态影响主要为占地影响，项目在保证各项生态工程和植被恢复措施及时实施的情况下，对土壤环境生态影响较小。

6.8 风险环境影响分析

6.8.1 风险调查

6.8.1.1 建设项目风险源调查

根据工程建设内容，本项目开采、集输主要产品为天然气。气田开发过程所涉及的主要物料是含硫天然气（其中下古CH_4平均含量93.73%，H_2S平均含量115.30mg/m^3；上古CH4平均含量95.52%，H_2S平均含量2.75mg/m^3），气田的物质危险性主要表现为H_2S的毒性、腐蚀性和甲烷的易燃易爆性。其他危险有害物质还包括生产运行中使用的柴油等。柴油为易燃或可燃物质，具有一定的火灾危险性。因此，项目涉及的危险物质主要包括硫化氢、甲烷、柴油以及火灾、爆炸事故次生污染物一氧化碳。硫化氢厂界排放浓度小于《建设项目环境风险评价导则（HJ169-2018)》中附录H中对应的毒性终点浓度-1和毒性终点浓度-2，其对外环境风险较小，本次环评不予考虑。

存在物质或能量意外释放，并可能产生环境危害的风险单元包括钻采井场、采气管线等。

⑴ 钻井井场

在钻井过程中，当钻穿高压气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。喷出的大量烃类气体会污染环境空气；钻井过程中使用的柴油储罐发生火灾爆炸事故。

⑵ 采气管线

采气管线若因管道上方违章施工等第三方破坏、管道腐蚀、管道质量缺陷、施工缺陷以及洪水、滑坡、地震等自然灾害、不法分子钻孔盗气造成管道破裂，导致天然气泄漏，会对泄漏点周边大气环境造成影响，遇到明火可能引发火灾、爆炸事故。

⑶气田采出水运输

本项目气田采出水在汽车运输过程若发生泄漏事故，或采出水输送管线因事故发生破裂，导致采出水泄漏，可能会污染周边土壤、地下水及地表水体。

本项目涉及的风险物质理化特性见表6.8-1～4。

表 6.8-1　天然气理化性质

标识	中文名：天然气		英文名：natural gas
	分子式：CH_4		分子量：16
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8
理化性质	外观与形状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49
	相对密度：(水=1)0.45（液化）		相对密度：(空气=1)0.61
	饱和蒸汽压（kPa)53.32（-168.8℃）		禁忌物：强氧化剂、卤素
	临界压力（MPa)：4.59		临界温度（℃)：-82.3
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃
	引燃温度（℃)：482～632		闪点（℃)：-188
	爆炸下限（%)：4.145		爆炸上限（%)：14.555
	最小点火能（MJ)：0.28		最大爆炸压力（kPa)：680
	燃烧热（MJ/mol)：889.5		燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳、水
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇火星、高热有燃烧爆炸危险		
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。		
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。		
健康危	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		

害	急性中毒：当空气中浓度达到 20%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。
	工作场所最高允许浓度： 未制定；前苏联 MAC300mg/m3
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，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防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天贮罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。验收时要注意品名，注意验收日期，先进仓的先发用。平时要注意检查容器是否有泄漏现象。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。运输按规定线路行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。

6.8-2 硫化氢理化性质

标识	中文名：硫化氢	英文名：hydrogen sulfide
	分子式：H_2S	分子量：34.08
	危规号：21043	CAS 号：7783-06-4
理化性质	性状：无色有恶臭气体。	溶解性：溶于水、乙醇
	熔点（℃）：-85.5	沸点（℃）：-60.4
	相对密度：(水=1)：	相对密度：(空气=1)1.19
	饱和蒸汽压（kPa)：2026.5(25.5℃)	最小点火能（mJ）：0.077
	临界压力（MPa)：9.01	临界温度（℃)：100.4
燃烧爆炸危险性	燃烧性：易燃	燃烧分解产物：氧化硫。
	闪点（℃）：	聚合危害：不聚合
	爆炸下限（%）：4.0	稳定性：稳定
	爆炸上限（%）：46.0	最大爆炸压力（MPa）：
	引燃温度（℃）：260	禁忌物：强氧化剂、碱类。
	危险特性：易燃，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、发烟硝酸或其他强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引起回燃。	
	灭火方法：消防人员须穿戴全身防火防毒服。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。	
毒性	LC50：618mg/m^3（大鼠吸入）	
健康危害	侵入途径：吸入。	
	健康危害：本品是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。急性中毒：短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热感、咳嗽、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现老水肿、肺水肿。极高浓度（1000mg/m3 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 和结膜溃疡。	
急救	眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。	
防护	工程防护：严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（全面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴氧气呼吸器或空气呼吸器。眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。	

	手防护：戴化学品手套。其它：工作现场严禁吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。及时换洗工作服。作业人员应学会自救互救。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。

表 6.8-3　CO 理化性质

标识	中文名：一氧化碳		英文名：Carbon monoxide	
	分子式：CO	分子量：28.01	危险货物编号：21005	UN 编号：1016
理化特性	外观与形状	无色无臭气体		
	熔点（℃）：-199.1		饱和蒸气压（kPa）：无资料	
	沸点（℃）：-191.4		相对密度：0.79 (水=1)；0.97 (空气=1)	
	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂。		
毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC：30mg／m^3	前苏联 MAC：20mg／m^3	
		美国 TVL-TWA：OSHA 50ppm，57mg／m^3；ACGIH 50ppm，57mg／m^3		
		美国 TLV-STEL：ACGIH 400ppm，458mg／m^3		
	侵入途径	吸入		
	毒性	LC_{50}：1807 ppm 4 小时（大鼠吸入）		
	健康危害	一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力；中度中毒者除上述症状外，还有面色潮红、口唇樱红、脉快、烦躁、步态不稳、意识模糊，可有昏迷；重度患者昏迷不醒、瞳孔缩小、肌张力增加、频繁抽搐、大小便失禁等；深度中毒可致死。慢性影响：长期反复吸入一定量的一氧化碳可致神经和心血管系统损害。		
	急救	迅速脱离现场至空气新鲜处。呼吸困难时给输氧。呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术。就医。		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃。[燃烧（分解）产物]　：一氧化碳、二氧化碳。		
	闪点（℃）	＜-50	自燃温度（℃）	610
	爆炸下限（V%）	12.5	爆炸上限（V%）	74.2
	危险特性	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	稳定性	稳定	聚合危害	不能出现
	禁忌物	强氧化剂、碱类。		
	灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。雾状水、泡沫、二氧化碳。		
储运注意事项	易燃有毒的压缩气体。储存于明凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、氧化剂等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型，开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。验收时要注意品名，注意验瓶日期，先进仓的先发用。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。运输按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。			
泄漏处置	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽，切断火源。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿一般消防防护服。切断气源，喷雾状水稀释、溶解，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。			

表 6.8-4　柴油理化性质

标识	中文名：柴油	英文名：Dieseloil；Dieselfuel
	分子式：C_XH_Y	分子量：190～220
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化性质	外观与形状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：不溶于水
	熔点（℃）：-18	沸点（℃）：282～338
	相对密度：(水=1)0.87～0.9	禁忌物：强氧化剂、卤素
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：易燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：257	闪点（℃）：65
	最小点火能（MJ）：0.2	最大爆炸压力（MPa）：0.82
	燃烧热：9700 大卡/kg	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高温、容器内压力增大，有开裂和爆炸的危险	
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处时待火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、1211 灭火剂、砂土	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收	
	健康危害：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎；能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	工作场所最高允许浓度：未制定	

6.8.1.2 环境敏感目标调查

详见§1.5《主要环境保护目标》章节中表 1.5-2 至 1.5-3。

6.8.2 环境风险潜势初判及评价等级

6.8.2.1 环境风险潜势初判

⑴危险物质及工艺系统危险性（P）分级

①危险物质数量与临界量比值（Q)

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018）附录 C，当存在多种危险物质时，按下式计算物质总量与其临界量的比值（Q)：

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

式中：q1,q2,…qn—每种危险物质的最大存在量，t；

Q1,Q2,…Qn—每种危险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1)1≤Q＜10；（2)10≤Q＜100；（3)Q≥100。

本项目危险物质数量与临界量比值（Q）计算结果见表 6.8-5。

表 6.8-5　本项目危险物质数量及分布一览

类别	所属单元	单元规模		压力（MPa）	在线量/储存量（m^3）	危险物质名称	性质	临界量 Q(t)	q/Q 值
钻井井场	柴油储罐	/		常压	20	柴油	可燃液态	2500	0.007
采气管线	G29-18 井场-现有采气管线	114.3×5.5	7.9	6.3	3.00	天然气	易燃气体	10	0.3
	G35-021C1 井场-G35-021 井场-现有采气管线	168.3×7.0	5.6	6.3	5.45	天然气	易燃气体	10	0.545
	G24-13－现有采气管线	88.9×5.0	4.7	6.3	1.14	天然气	易燃气体	10	0.114
注：①采气管线选择了不同管线规格Φ，管线长度 L 最长的一段进行计算。②天然气 6.3MPa 下密度 48.43kg/m^3、废润滑油常温常压下密度按 0.89t/m^3。									

由表 6.8-5 可知，柴油储罐、各采气管线的 Q 值均为 Q＜1，由此可直接判定柴油储罐、各采气管线的环境风险潜势为I。

6.8.2.2 风险评价等级及评价范围

⑴风险评价等级

根据环境风险潜势划分结果，本项目环境风险评价工作等级判定见表 6.8-6 和 6.8-7。

表 6.8-7　本项目环境风险评价等级判定一览表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析
本项目	柴油储罐、各采气管线的环境风险潜势等级为 I，环境风险评价等级为简单分析。			

根据表 6.8-7 可知，本项目柴油储罐、各采气管线的环境风险评价等级为简单分析。

⑵风险评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，本项目各工程内容风险评价等级为简单分析，可不设风险评价范围。

6.8.3 环境风险识别

6.8.3.1 物质危险性识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018）附录 B，项目涉及的危险物质主要包括天然气及火灾爆炸产生的次生污染物 CO 等，主要分布于井场、集气站、采气管线等。

6.8.3.2 生产设施风险识别

根据项目各设施的功能特点和危险物质的分布情况，将本项目风险单元分为井场、集气站、集输管线等几个功能单元。各个功能单元存在的危险因素见表 6.8-8。

表 6.8-8　各功能单元潜在的危害分析一览表

功能单元	主要事故类型	产生原因
井场	井喷	钻井作业中，当钻头钻入气层后，由于气层压力的突然增大，钻井泥浆开始湍动，并出现溢流，随之发生井喷，此时如能够及时关井，控制井口，将气流引入放喷管线泄压、点火，再采取补救措施，如加重泥浆强行压井，平衡井内压力可使井喷得到控制。若井喷后，未能及时关井，失去对井口控制，大量天然气将从井口喷射释放，这不但将使天然气资源受到严重浪费，有毒气体大量急剧扩散，容易造成井场职工和附近人员中毒。发生井喷还易酿成火灾，造成人员伤亡，设备毁坏，气井报废，自然环境受到严重污染。因此，井喷失控是钻井工程中性质严重、损失巨大的灾难性事故。通常井喷可能由以下因素引起发生：①钻井进入气层后，钻井液（泥浆）密度偏低，致使泥浆液柱压力达不到抑制地层压力的要求，或泥浆密度附加值不高；②起钻不灌钻井泥浆或没有灌满；③地层实际压力比预计值要的得多；④封井器没有或失灵无法关井；⑤工作人员思想麻痹，违规操作。
	井漏	钻井过程中，因井区地层原因，部分地层为易漏失层，如工程措施不到位，容易发生井漏，致使钻井泥浆、钻井废水等进入地层，进而进入含水层，造成含水层污染。
采气管线	泄漏	采气管线破裂发生天然气，遇明火发生火灾事故次生污染物 CO 排放。造成集输管线破裂事故的主要原因有： ①内、外腐蚀作用； ②系统管阀及设备附属管阀的本体、焊缝及密封件存在缺陷或焊口缺陷隐患； ③意外重大的机械损伤。

6.8.3.3 风险识别结果

通过以上物质识别、生产设施识别过程得出本项目环境风险识别结果见表 6.8-9。

表 6.8-9　环境风险识别一览表

危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	触发因素	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
井场	气井	甲烷、CO	井喷、易燃气体泄漏，发生火灾伴生/次生污染物排放	操作失误、安全设施故障等引发泄漏	大气	周边居民、行政办公人员
	柴油储罐	柴油	泄漏以及发生火灾伴生/次生污染物排放	作失误、安全设施故障等引发泄漏	大气	周边居民、行政办公人员
采气管线	采气管线	甲烷、CO	泄漏、发生火灾伴生/次生污染物排放	操作失误、设备腐蚀引发泄漏	大气	周边居民、行政办公人员

6.8.3.4 典型事故案例

⑴输气管线泄漏事故

2006 年 1 月 20 日 12 时 17 分，中国石油西南油气田分公司威青输气管线汪洋-富加-文宫段Φ720 输气管线发生天然气泄漏着火事故。造成 10 人死亡、3 人重伤、47 人轻伤，威青线及与其并行的威成线中断输气近 30 小时，沿线的四川省仁寿县、简阳市和资阳市城区用气受到影响。

输送介质为净化天然气（不含 H_2S），该管线于上世纪 70 年代建设投用。2005 年经

检测，决定更换部分管段，2006 年 1 月 19 日换管工作全部完成。1 月 20 日 12 时 07 分，管线在投运过程中发生爆管事故，大约 5 分钟后，发生第二次爆管着火，造成人员伤亡。

发生爆管事故的管线埋深为 1m 左右，此次事故系施工单位违章野蛮施工造成。在此之前重庆天然气运销部就施工单位违章施工曾进行多次制止，并送达违章通知书要求其停工，但施工单位不听劝阻，在管线上堆土达 9m 高，造成管线受力位移而断裂。

⑵西南油气田分公司输气管线泄漏爆炸事故

2006 年 1 月 20 日 12 时 17 分，西南某气田距工艺装置区约 60m 处，因输气管线螺旋焊缝存在缺陷，在一定内压作用下管道被撕裂，导致天然气大量泄漏，泄漏的天然气携带硫化亚铁粉末从裂缝中喷射出来遇空气氧化自燃，引发泄漏天然气管外爆炸（第一次爆炸），因第一次爆炸后的猛烈燃烧，使管内天然气产生相对负压，造成部分高热空气迅速回流管内与天然气混合，引发第二次爆炸。12 时 20 分左右，距工艺装置区约 63m 处发生了第三次爆炸。当第一次爆炸发生后，集输站值班宿舍内的职工和家属，在逃生过程中恰遇第三爆炸点爆炸，导致多人伤亡。输气管理处在接到事故报告后，输气处调度室立即通知两集气站紧急关断干线截断球阀并进行放空。13 时 30 分，事故现场大火扑灭。

⑶靖边天然气泄漏事故

2004 年 6 月 7 日，长庆第一采气厂陕西靖边县乔沟湾集气管道主干线被一施工铲车挖出像胳膊一样粗的缺口，导致天然气大量泄漏，307 国道交通中断达 3h。险情发生在下午 3 时许，事故地点在距靖边县城约 12km 处。随着正在靖安（靖边～安塞）高速公路施工的铲车挖掘下去，顿时现场周围的人发现，输送天然气的管道被挖破，大量天然气啸叫着喷射出来，在距事发现场 2km 外，也能清晰听到类似喷气式飞机所发出的声响。由于长庆第一采气厂、县委县政府以及公安消防救护等相关单位抢险及时，所幸没有造成人员伤亡。到当天下午 6 时许，通过紧急关闭泄漏点两侧管道阀门等手段，天然气才停止继续泄漏。截至晚 8 时许，险情基本排除。

根据长庆油田分公司第六采气厂提供资料，区块运行期间未造成环境风险事故，长庆油田分公司第六采气厂针对现有工程，采取了以下环境风险防范措施：

⑴现有工程集气管线及采气管线集输过程中，定期清管、检测管壁厚度、检查截断阀和安全阀等，设专人定期进行巡线。

⑵现有工程气井井口设置有井口高低压安全截断阀。

⑶现有工程集气站进、出站区设置有截断阀或回止阀，站内主要压力容器设置有防

止超压的安全阀和放空阀，设置有放空火炬等。

6.8.4 环境风险分析

6.8.4.1 对环境空气影响分析

⑴井场井喷事故对环境空气影响分析

发生井喷事故后，天然气在大气中的扩散可能对当地环境空气质量造成污染影响，对其范围内的人群健康造成危害，但总体影响较轻。

井喷释放的天然气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气。本项目各井场井位选择时，按照《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）的要求，井位距离居民最近点均大于 100m，一般不会造成井厂外人员伤亡。

同时井场配备灭火器材和报警器，一旦发生喷火灾事故能及时启动救援，并疏散居住人群，对其影响较小。

⑵采气管线破裂对环境空气影响分析

从井场至现有采气管线、集气站的采气管线，一旦输气管线发生破裂，天然气外溢，摩擦静电引发火灾，不完全燃烧的一氧化碳进入大气中可能对大气造成污染。

采气井口均设置压力阀，通过检测管道内部压力差判断是否发生泄漏，当发生泄漏后检测到管道内部压差升高，保护装置自动切断，故泄漏时管道内的天然气排入大气数量有限。其次，天然气属轻质气体，发生泄漏后主要向高空扩散，对人员健康的影响较小。随着管线两端监测到失压后将迅速关闭截断阀后，爆炸的概率很小，并在两端进行放空，其危害和不利影响将逐渐消失。加之所有管道均按照《输气管道工程设计防火规范》(GB50251-2015）的要求规划路径，与居民区预留安全距离。集输管线站场配备压力阀，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量天然气外泄，且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

6.8.4.2 对地表水环境影响分析

本次产建项目管线无注醇管线，管线不涉及地表水跨越，管线泄漏后对地表水无影响。

6.8.4.3 对土壤、地下水环境影响分析

本项目对地下水、土壤可能产生影响的主要包括井场钻井时发生井漏事故对地下水、

土壤造成污染；注水井套管破裂导致污染物质下渗对地下水、土壤造成污染。

⑴井场

井场钻井过程可能会对地下水、土壤环境产生影响，主要表现在钻井过程中发生井漏事故。考虑最不利情况，井漏事故的发生会导致石油类等污染物进入包气带、含水层，导致土壤、地下水污染。根据本项目井场选址，各井场地下水评价范围内无集中式及分散式饮用水源井等敏感目标，井漏事故对居民生活用水影响较小，在包气带、含水层自修复作用下，污染物对地下水的影响逐渐消失。建设单位在钻井过程中应严格控制施工质量，防止井漏事故的发生。

⑵注水井泄漏

注水井采出水在回注过程中，若因事故发生套外返水或由于回注层封闭性不好及注水压力控制不当导致的回注水泄漏，泄漏后直接渗漏可能导致对地下水的污染。一般情况下，注水井全程均设置了套管保护，且在目前的阻水压力下，穿透上部地层的时间很长，回注至气层的回注水在正常情况下不会迁移至上伏的含水层当中。因而，从注水层位及回注层地质构造分析，在正常的气田开发过程中，回注到地层的采出水不会对地下水水质产生影响。

6.8.5 风险防范措施

6.8.5.1 风险管理措施

⑴严格执行国家安全卫生标准规范及相关的法律法规，在进行地面开发建设的同时，对安全、防火、防爆、劳动保护等方面进行综合考虑；

⑵制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；

⑶对施工单位及个人定期进行环保安全教育，增强职工的环保意识和安全意识；

⑷在施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平；

⑸在作业前进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题；

⑹风险管理是一个动态、循环的过程，应对不断变化的风险进行评价，并对相应安全维护措施做出调整。风险管理过程见图 6.8-1。

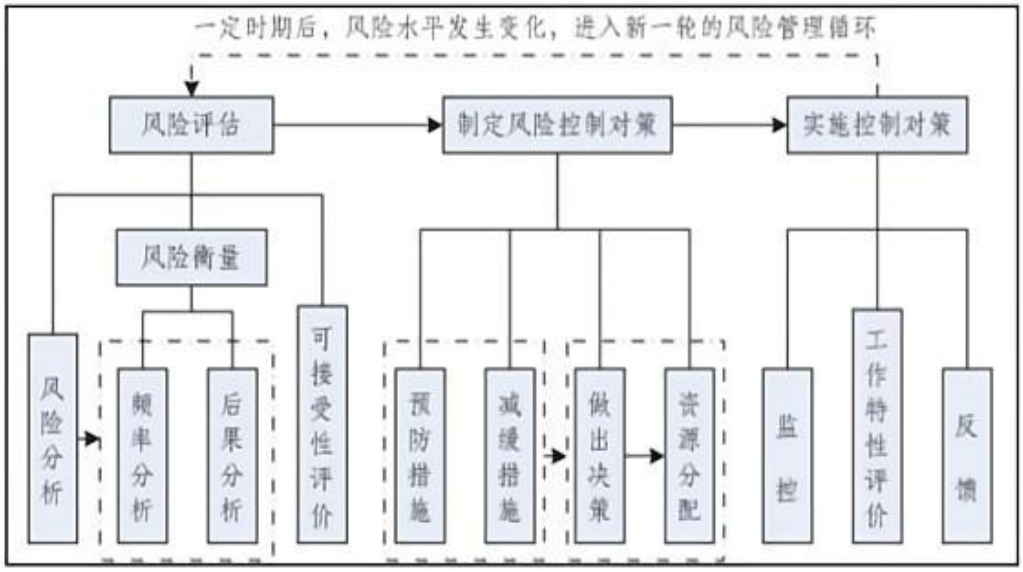


图 6.8-1 风险管理过程示意图

6.8.5.2 技术防范措施

（1）井喷的防范措施

⑴在井场选址时按照《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)，考虑与村庄等环境敏感保护目标的位置，而且在钻井期严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014）要求。

⑵钻井时，在井口安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生。

⑶在钻进或循环时，如果泥浆液面快速上升，要停泵，在一条阻流管线打井的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。

⑷起下钻时，当发现井内液体流出而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突发井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板，如果不下过钻铤，则可用万能防喷关井。

⑸在准备顶部压井用加重泥浆期间，应泵入泥浆以压缩井内天然气和降低压力。

⑹如果在关井期间压力要超过极限时，应该通过全密闭闸板防喷器下面的紧急压井管线和紧急阻流管线在采用最大许可阻流器压力下进行循环。

⑺井场各设备设施的布置应符合《钻井井场设备作业安全技术规程》(SY/T5974-2020）和《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》(SY/T5087-2017）的要求；承担钻完井作业的队伍应具有甲级资质，并且有在高含硫地区施工的经验和能力；

⑻作业现场应准备一只量程不小于 1500mg/m³(1000ppm）的硫化氢监测仪。硫化氢防护器具应存放在便于取用的地方，妥善保管，并每周检查一次。

（2）集输管线泄漏的防范措施

⑴施工期事故防范措施

①严格按照《原油和天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004）和《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015）进行选线，施工前对选线区域进行详细的地质勘查，尽量避开不良地质、特殊地质以及避让村庄等环境敏感点。

②管线尽可能沿道路布设，以便于维护和事故处理。设计敷设线路时应避开地势低洼处及洪水汇集口，管道埋设于最大冻土深度 100mm 以下。

③管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。

④管道与已建管道、光缆、电缆交叉时，从其下方穿越，并采取有效的保护措施。

⑤设计针对管线在穿越特殊地段时采用加厚管壁以提高管道强度，防止因质量缺陷造成泄漏事故发生。

⑥建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，确保施工质量。在施工过程中，加强施工管理，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

⑦贯彻《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，在管线敷设线路上设置永久性标志，以提醒人群避免在管线两侧 5m 内建设大型工程以及取土、打井和种植根深植物。

⑧采气管线的两端（井场及站场）均安装有压力检测装置，一旦发现压力的非正常波动，将及时预警并对该管线采取切断工作，同时巡线人员应立即赶赴现场处理。

⑵运行期事故防范措施

①在集输过程中，定期清管，以减轻管道内的腐蚀。

②定期用检测仪器对管线管壁的厚度进行减薄测试，壁厚低于规定要求管段应及时更换，消除暴管隐患。

③在有条件的地方安装自动控制装置，时刻检测管线的压力变化情况，对管线泄漏事故及时发现，及时处理；

④定期检查截断阀、安全阀等管道安全防护系统，使管道在超压时能够得到安全处理，将危害影响范围减小到最低程度；

⑤管道管理单位设专人定期对管道进行巡线检查，及时处理管道沿线的异常情况。

⑥采出水管线和注水管线均采用高压柔性复合管，外防腐采用环氧粉末普通级结构（穿越部分采用加强级），内防腐采用环氧玻璃纤维复合内衬普通级内防腐。

⑶特殊地段关心事故防范措施

管道建设时在人口稠密地区、铁路、公路两侧设置明显的警示标志。

⑷管线事故防范管理措施

①在管道系统投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作和维修人员进行培训，持证上岗，避免因严重操作失误而造成的事故；

②制定应急操作规程，在规程中说过发生管道事故应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与管道操作人员有关的安全问题；

③通过定期进行安全活动提高操作人员的安全意识，及时识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施；

④对管道附近的居民加强教育，进一步宣传贯彻、落实《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，减少、避免发生第三方破坏的事故；

⑤修订事故应急预案，配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

（3）罐车运输防范措施

罐车事故风险防范措施首先应完善运输线路方案，运输路线应尽量避开河道及人口密集区，并且应该严格执行安全运输规章制度。具体防范措施如下：

⑴运输车辆管理措施

①建设单位应当按照《道路货物运输及站场管理规定》中有关车辆管理的规定，维护、检测、使用和管理专用车辆，确保专用车辆技术状况良好；严厉禁止报废车、自行改装车参与运营；定期对罐体、车辆进行安全检查，及时排除隐患，确保罐车不带病上路；

②运输车辆必须配备应急处理器材、安全防护设施设备和专用车辆标志，例如配备专用灭火器、铁钎等灭火器材；必须配备具有行驶记录功能的卫星定位装置；加装避电杆，行驶过程中确保避电杆接触地面；

③运输罐车应当到具备道路危险货物运输车辆维修资质的企业进行维修；

④适时清洗罐车沉积物，清洗罐车时严格按清罐安全要求，以防发生中毒等事故。

⑵运输作业管理措施

①严格遵守交通规则，自觉维护交通秩序，文明驾驶、礼貌行车，切实做到“三先、五慢、七不超”；

②运输车辆在行驶过程时，必须严格遵守交通、消防、治安等法规，根据道路的实际状况控制车速，保持与前车的安全距离，严禁违章超车，随意停车，并尽量避免紧急制动，确保行车安全；

③禁烟火和动用明火。在运输过程中，运输人员不得吸烟和动用明火，无关人员不

得搭车，确保按规定的线路、速度行驶，停放，禁止在公共场所、人员密集的场所和易散发火花的地点停留；

④合理安排罐车运输路线，严格遵守有关部门关于危险货物运输线路、时间、速度方面的有关规定，并遵守有关部门关于剧毒、爆炸危险品道路运输车辆在重大节假日通行高速公路的相关规定，避开城镇中心、居民集中居住区等；

⑤当罐车发生故障时及时靠右停车，打开警示灯，车辆前后设立警示标志，请求救援，避免车辆失控造成风险；

⑥罐车发生风险事故后，罐车司机或车辆监控员及时向应急管理部门汇报，及时处理。在确保安全的情况下，在事故现场设立警示标志，排除周边明火，检查罐体、阀门等有无破损，采取措施尽量使物料不出罐，罐体发生破裂后，在泄漏区域设置围堰，及时调用罐车进行倒罐清理，防止物料进一步扩散；

⑦加强罐车司机技能及安全培训，避免人为因素造成的风险事故。

（4）注水井风险防范措施

①加强注水井日常运行管理。建立注水井资料台账，录取注水井回注套压、泵压、排量、累计回注量、回注水质、化学剂加注、环空保护等相关资料。

②对采出水注水井套管的腐蚀情况定期检测，持续监测井口套压值及井筒环空压力分布情况，判断注水井套管泄漏情况。定期更换防腐封隔器和环空保护液，防止腐蚀的蔓延。

（5）柴油使用过程的防范措施

（1）提高柴油危险性的认识。根据柴油燃烧的条件，杜绝现场烟火。

（2）加强对柴油的储存管理。柴油罐车选用符合安全标准的车辆运送，场内罐车下方应设置围堰，防止泄漏后漫流。

（3）柴油储存和使用场所设置在通风条件较好的地方，油罐车储存和使用场所内的通电气设备的选型、安装等必须符合现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》的规定。

（4）建设方将柴油储存和运输列入环境事故应急处置预案，应与当地政府的环境事故应急处置预案相衔接。

6.8.6 应急预案

根据中华人民共和国环境保护部关于印发《突发环境事件应急预案管理暂行办法》

的通知（环发〔2010〕113 号）、《陕西省突发事件应急预案管理暂行办法》（陕政办发〔2018〕125 号）等文件要求，编制突发环境事件应急预案，并在当地环境保护主管部门备案。

据调查，长庆油田分公司第六采气厂按照区块进行了应急预案备案，第六采气厂应结合本次产建项目实际情况根据《企事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4 号）相关要求对现有突发环境事件应急预案进行修订，明确预案的适用范围、环境事件分类与分级、组织机构与职责、监控和预警、应急响应、应急保障、善后处置、预案管理与演练等内容。用于指导其作业区域及所属气站内突发环境事件的响应、救援等应急管理工作，并结合所在单位、地方人民政府突发环境事件应急预案，与之相衔接。

6.8.7 环境风险评价结论与建议

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本项目涉及的危险物质主要包括硫化氢、甲烷、柴油及火灾爆炸产生的次生污染物 CO 等，主要分布于井场、采气管线等危险单元。本项目通过事故风险隐患排查，设置液位报警、可燃有毒气体监测，针对潜在环境风险配备相应的应急物资等措施，可将风险事故控制在可接受范围内。

长庆油田分公司第六采气厂应结合本次产建项目实际情况根据《企事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4 号）相关要求对现有突发环境事件应急预案进行修订，明确预案的适用范围、环境事件分类与分级、组织机构与职责、监控和预警、应急响应、应急保障、善后处置、预案管理与演练等内容。用于指导其作业区域及所属气站内突发环境事件的响应、救援等应急管理工作，并结合所在单位、地方人民政府突发环境事件应急预案，与之相衔接。环评分析认为，在采取工程设计、安全评价以及环评建议措施的基础上，项目环境风险可控。

本项目环境风险简单分析内容表见表 6.8-10。

表 6.8-10　项目环境风险简单分析内容一览表

建设项目名称	第六采气厂 2023—2027 年苏里格南区新建产建工程区域			
建设地点	（陕西）省	（延安、榆林）市	吴起县、定边县、靖边县	（/）园区
地理坐标	经度	/	纬度	/
主要危险物质及分布	主要危险物质为硫化氢、甲烷、柴油，危险单元分布于井场、采气管线等。			

环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	井喷：钻井作业中，当钻头钻入气层后，由于气层压力的突然增大，钻井泥浆开始湍动，并出现溢流，随之发生井喷，此时如能够及时关井，控制井口，将气流引入放喷管线泄压、点火，再采取补救措施，如加重泥浆强行压井，平衡井内压力可使井喷得到控制。井喷发生后对环境的影响主要在井口点火前，当井口被点燃后，对环境影响迅速减小。 采气管线泄漏：采气管线长期腐蚀、管道缺陷隐患、外因导致管道破坏引起天然气泄漏。本项目在发生管道泄漏时的大气环境风险影响在可接受程度。 采出水管线泄漏：采出水管线长期腐蚀、管道缺陷隐患、外因导致管道破坏引起采出水泄漏，泄漏出的石油类进入地下水、土壤，少量石油类穿过河床底部土壤后影响地表水。短期采出水泄漏事故造成的土壤影响一般仅限于直接有泄漏采出水覆盖的区域，进而对土壤及地表水的影响也在可接受程度。 注水井泄漏：注水井采出水在回注过程中，若因事故发生套外返水或由于回注层封闭性不好及注水压力控制不当导致的回注水泄漏，泄漏后直接渗漏可能导致对地下水的污染。一般情况下，注水井全程均设置了套管保护，回注到地层的采出水不会对地下水水质产生影响。
风险防范措施要求	井场选址按照《原油和天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)，钻井期严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》要求，井口安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生。 采气管线严格按照《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015）和《气田集输设计规范》(GB50349-2015）进行选线，管线施工尽量避开可能发生地质灾害的地段，避让村庄等环境敏感点；设计敷设线路时应避开洪水汇集口，管线敷设深度应在冻土层以下；管线敷设前加强对管材和焊接质量的检查；管线的内外防腐，穿越段应加厚管壁以提高管道强度，防止因质量缺陷造成泄漏事故发生；线路设置永久性标志。 罐车运输首先应完善运输线路方案，运输路线应尽量避开河道及人口密集区，并且应该严格执行安全运输规章制度。 加强注水井日常运行管理，建立注水井资料台账；对采出水注水井油套管的腐蚀情况定期检测，定期更换防腐封隔器和环空保护液，防止腐蚀的蔓延。针对可能发生的重大环境风险事故，修订环境风险应急预案，储备应急物资，定期组织演练。
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 本项目新建井场 67 座，扩建井场 13 座；改造集气站 11 座；新注水井 4 口；新建采气管线 184.1km；更换采出水管线 47.6km、新建注水管线 1.6km 以及道路其他相关工程等。经判定，各个风险单元最大危险物质数量与临界量比值均 Q<1，环境风险潜势为 I，评价等级为简单说明。	

表 6.8-11　环境风险评价自查表

工作内容		完成情况								
风险调查	危险物质	名称	柴油	天然气						
		存在总量/t	20	9.59						
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数__人				5km 范围内人口数___人			
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）						_ _人	
		地表水	地表水功能敏感性		F1□		F2□		F3	
			环境敏感目标分级		S1□		S2□		S3	
		地下水	地下水功能敏感性		G1□		G2□		G3	
			包气带防污性能		D1		D2□		D3□	
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q＜1		1≤Q＜10□		10≤Q＜100□		Q＞100□	
		M 值	M1□		M2□		M3□		M4□	
		P 值	P1□		P2□		P3□		P4□	
环境敏感程度		大气		E1□		E2□		E3		

		地表水		E1□		E2□		E3	
		地下水		E1□		E2		E3□	
环境风险潜势		IV^+□		IV□		III□		II□	I
评价等级		一级□		二级□		三级□		简单分析	
风险识别	物质危险性	有毒有害				易燃易爆			
	环境风险类型	泄漏				火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放			
	影响途径	大气		地表水□				地下水	
事故情形分析		源强设定方法		计算法□		经验估算法□		其他估算法□	
风险预测与评价	大气	预测模型		SLAB□		AFTOX□		其他□	
		预测结果		大气毒性终点浓度-1　最大影响范围___m					
				大气毒性终点浓度-2　最大影响范围___m					
	地表水	最近环境敏感目标_____，到达时间_____h							
	地下水	下游厂区边界到达时间_____d							
		最近环境敏感目标_____，到达时间_____d							
重点风险防范措施		对管道设明显标识并加强巡检；针对可能发生的重大环境风险事故，制定、修订环境风险应急预案，储备应急物资，定期组织演练。							
评价结论与建议		本项目柴油、天然气泄漏主要对环境空气产生影响以及对地下水、地表水和土壤环境产生不利影响，一般情况下发生泄漏后可及时发现并处理收集，污染物不会渗入地下污染地下水体。							
注：“□”为勾选项；“_____”为填写项									

6.9 退役期环境影响分析

退役期一般地下设施保留不动，地面部分如站场、水泥台、电线杆等将拆除。退役期若不采取有效的生态保护措施，管道中残存的废渣有可能对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此评价要求应当妥善处理管道中残存的废渣，将生态环境影响降低到最低限度。退役期气田进场道路在征求当地群众的基础上，能够农业生产利用的继续保留，不能就地利用需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。根据《石油天然气开采污染防治技术政策》环保部[2012]年第 18 号文，油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行恢复。

7 环境保护措施及其可行性论证

7.1 施工期环境保护措施及其可行性论证

7.1.1 施工期废气污染防治措施

7.1.1.1 施工扬尘污染防治措施

⑴施工场地扬尘

①临时弃土集中堆放在背风侧，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；遇4级以上大风天气应停止土方作业；

②定期清扫散落在施工场地的泥土；

③文明施工，卸放建材等轻拿轻放；

④为现场施工人员配备口罩等防护器材，降低扬尘对施工人员身体健康的影响。

⑵运输过程扬尘

①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有路网；

②运输车辆进入沙地时，应以不高于40km/h的中、低速行驶。路过村庄等人群密集区时，速度保持在20km/h以下；

③运料车辆在运输时，需要在运料顶部加盖篷布，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

⑶管线敷设过程扬尘

①天然气集输管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；

②在保证施工安全的前提下，管沟开挖宽度及作业带宽度严格控制在设计范围内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失及水土流失；

③合理规划施工进度，及时开挖及时回填，防止弃土风化失水而起尘；

④开挖过程中，弃土应放置于背风一侧，尽量平摊，由开挖管沟往地面送土时，施工人员应当低抛；

⑤施工完成后，在绿化季节到来时应立即对管线施工临时占地进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。

⑷道路施工扬尘

①加强渣土车运输监管，施工现场运送土方、渣土的车辆必须封闭或遮盖，严禁沿路遗漏或抛撒，车辆杜绝超速、超高装载、带泥上路、抛撒泄漏等现象；

②路基施工期间应进行洒水抑尘作业，围挡施工；

③道路施工中使用水泥和粉煤灰等粉状物料较多，要求粉状物料仓储，小颗粒料棚储，禁止露天堆放易产生扬尘的物料；

④遇有严重污染日时，严禁土方作业；施工现场集中堆放的土方必须覆盖，严禁裸露；

⑤施工单位必须选用符合国家卫生防护标准的施工机械和运输工具，确保其废气排放符合国家有关标准。加强对机械设备的养护，减少不必要的空转时间，以控制尾气排放。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上防治措施后，施工废气和扬尘可得到有效的控制和减缓，措施可行。

7.1.1.2 车辆尾气排放防治措施

施工期运输车辆尾气影响范围主要在道路沿线两侧50m范围。评价要求对施工过程中的非道路移动机械用柴油机废气排放必须执行并满足《重型柴油车污染物排放限值及测量方法（中国第六阶段）》（GB17691-2018）中的有关规定及排放限值要求。

通过采取以上措施，施工期对区域空气环境影响较小，措施可行。

7.1.1.3 钻井期大气污染防治措施

⑴柴油机、发电机烟气

①采用节能环保型柴油动力设备，并适当提高排气筒高度，减少污染物排放对环境空气的影响；

②钻井用发电机和柴油机采用符合《普通柴油》(GB252-2015）标准的柴油。

③建设单位按照要求选用符合《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）及其修改单、《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）要求的挖掘机、装载机、推土机等。钻井过程采用低硫柴油和燃烧效率高的柴油机，减少柴油机燃料燃烧废气产生量，降低污染。采取以上措施后，柴油机废气对评价区内村庄环境空气质量影响较小。随着钻井工程的结束，大气中污染物浓度将逐步降低。

⑵井场测试放喷大气污染防治措施

钻井试压排放的天然气，通过井场放喷管将烃类污染物燃烧转化成危害较小的水蒸气与CO_2，污染防治措施可行。

7.1.2 施工期废水污染防治措施

⑴钻井废水

根据榆林市生态环境局关于印发《榆林市关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》（榆政环发〔2018〕123号）的要求，本项目各井场应配备废弃泥浆岩屑、废水等移动式收集设施，做到不落地收集措施。本项目钻井过程中钻井废水和洗井废水均排入井场泥浆处理系统处理后清液用于配制泥浆，循环使用不外排。钻井完毕后，钻井废水经沉淀后上清液委托陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司进行拉运、处理及回注服务。

⑵压裂返排液

本项目采用可回收压裂液体系，压裂返排液井场处理后重复利用，对于钻井施工产生最终的压裂返排液委托陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司进行拉运、处理。

压裂液优先选用可回收环保型体系，返排液回收后沉降除砂，直接用于冲砂洗井、喷砂射孔、补液、顶替等作业环节；重复配液：井口返排出的压裂液经油嘴管汇降压后进入气液固三相分离装置，分离出的液体进入废液缓冲罐，采用絮凝沉降、过滤杀菌、离子控制工艺处理后，补充适当比例的化学添加剂，实现重复配液。可同井段间回用，同井场井间回用，亦可同区域井场间回用。压裂返排液在重复利用的基础上，钻井结束后，压裂返排液再统一委托陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司拉运、处理后回注。这样不仅可节约压裂液用量、节约水资源，同时又可减少压裂返排液排放对环境产生的污染。

⑶施工废水

各场站施工期生产废水设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水抑尘。施工过程中，尽量选择先进的设备、机械，以有效减少跑、冒、滴、漏的数量及机械维修次数，从而减少含油废水的产生量；加强施工机械维护，防止施工机械漏油；在具体施工中合理布置施工场地，禁止在河道内清洗含油施工机具，抛弃施工垃圾、生活垃圾、排放污废水。

⑷生活污水治理措施

管道和道路均分段施工，且主要依靠当地农民进行管沟开挖及抬管，施工技术人员集中在施工沿线食宿，不设施工营地，生活污水依托当地居民生活污水设施。

井场在施工营地设置移动式环保厕所，委托当地农民定期清理后，用于农田施肥，不外排。

集气站为改造，依托现有站内生活设施，不设施工营地。

⑸管道试压废水

本项目集输管线采用充水试压，试压介质为清水，充水试压将产生少量的清净下水，主要污染物为SS。管道试压分段进行，废水排放量较小，采用罐车拉运至苏南18采出水处理站采出水处理系统处理后回注地层，不外排，不会对区域地表水产生污染影响。

⑹其他要求

①钻井施工要严格实行取水许可证制度；施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境；

②清洁设备采用擦洗，避免直接冲洗，以防止废水大量产生和减轻废水储存容量负担，并减轻废水后续处理难度；设备冲洗废水应设临时沉砂池，经沉淀后回用于生产，冲洗废水不外排；

③水泥等建筑材料不得堆放在水体附近，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入水体；

通过采取以上措施，施工期对地表水环境影响较小，措施可行。

7.1.3 施工期地下水控制措施

7.1.3.1 源头控制措施

1、钻井施工地下水污染防治措施

⑴钻井工程污染防治措施及要求

①开采井与回注井的建设要严格依照《油气井诱喷作业规程》(SY/T5789-93）的要求进行固井作业，按照国家和地方环境保护要求，严格回收处理废弃钻井液及各类废弃物。

②开采井和回注井在第四系黄土层与洛河组含水层浅埋区域建设时，要严格依据设计进行钻井液配置，预防地下水水质受到污染。

③钻井一开，下表套外用水泥封固后，要对封井质量进行检查，防止后期下部层段建设钻井液对地下水造成污染。

④钻场施工时应做好分区防渗，规范现场施工工序，保证泥浆不落地；同时，泥浆应选用无毒无害泥浆进行钻进。

⑤管线施工过程中应先进行探伤，探伤结果未发现问题后，再进行管线铺设。

⑥钻井必须使用清洁工艺，废水全部收集入罐。

⑦钻井结束后，钻井废水与废弃泥浆混合物及时运送至废液集中处理站处理后回注开采层，不外排。

⑧严格操作程序，减少钻井液的跑冒滴漏，减少废钻井液产生量。

2、井场、管线及道路施工地下水污染防治措施

为防止站场、管线及道路施工对地下水环境产生影响，工程施工需采取以下措施：

①施工废水沉淀池、施工营地环卫卫生厕所等采取严格的防渗、防腐处理，严禁施工废水、生活污水随意排放。

②施工人员产生的生活垃圾，焊接、防腐作业中产生的施工废料及时收集后送环保部门指定地点处置。

③加强设备的管理，同时定点维修设备，维修时地面铺设塑料布，对漏油进行收集，防止机械设备漏油进入地表从而影响地下水水质。

④施工期间设备用油须远离居民饮用水井存放，并对地面铺设塑料布，防止泄漏后污染地下水。

⑤施工期管道焊接检测要求：a、管道焊接、修补或返修完成后应及时进行外观检查。焊缝外观应达到《油气田集输管道施工规范》GB50819 中 9.5.1 要求的规定验收标准。外观检查不合格的焊缝不得进行无损检测。b、根据《油气田集输管道施工规范》GB50819 要求，各类管线焊缝（包括弯管处焊缝、试压后连头的焊缝）应进行 100%超声波探伤，合格级别为II级；并进行 100%X 射线探伤，合格级别为II级。对穿越等级公路的管道焊口，穿越地下管道、电缆、光缆的管道焊口，特殊地带管道焊口除采用 100%超声波探伤检测外，还应进行 100%X 射线照相复验。

采取以上措施后，地面集输工程施工对地下水环境影响在可接受范围内，处置措施可行。

7.1.3.2 污染防治及分区防渗措施

⑴钻井施工地下水污染防治措施

①一开采用清水泥浆钻井，钻至≥400m 以下，表层套管下深大于第四系底层以下 30m 并采用水泥封固，防止后续钻井过程中地下水被钻井泥浆污染。各类型井表层套管采用全段封固，水泥返至井口，井口回填牢固；生产/技术套管主体采用一次上返，纯水

泥返至气层顶界以上 300m，低密度水泥返至表套内 200m 以上，用以保护地下水。

②施工过程中，井场产生的钻井废水、废压裂返排液以及废泥浆、岩屑等钻井废弃物实施不落地收集，并在收集设施与地面之间铺设防渗布，阻隔污染物与土壤直接接触。禁止在井场开挖泥浆池。在井下作业完成后，由陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司配备防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移、处置。

③严格按照操作规程施工，提高固井质量，并定期检查，做到固井合格率 100%。避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。

a.固井前，进行声幅测井、变密度测井。声幅值≤15%为优，纯水泥声幅值在 15%~30%之间为合格，低密度声幅值在 15%~40%之间为合格。声幅曲线测至人工井底以上 2～5m。

b.对套管采用阴极保护、有机涂层套管内涂层等技术进行防腐处理，延长套管的使用寿命。

④采用可回收压裂液体系，避免对地下水产生污染。

⑤由于各井场布置比较分散，产生的生活污水量小且污染负荷轻，施工人员生活污水排入移动式环保厕所，严禁乱排。

⑵集气站、管线及道路施工地下水污染防治措施

为防止各站场、管线及道路施工对地下水环境产生影响，工程应重点做好以下工作：

①各站场、集输管线建设过程中，沉淀池、施工营地环卫卫生厕所等均将采取严格的防渗、防腐措施，禁止施工污水随意排放。

②施工营地将配套密闭垃圾桶，产生的生活垃圾桶装收集后按当地环卫部门规定外运处置，不会对区域水域环境产生明显不利影响。

③加强设备的管理，同时定点维修设备，维修时地面铺设塑料布，对漏油进行收集，防止机械设备漏油进入地表从而影响地下水水质。维修保养作业时，必须对地面铺设塑料布，漏油进入土壤从而影响地下水。

④施工期间设备用油必须远离居民饮用水井存放，并对地面铺设塑料布，防止泄漏后污染地下水。

⑶注水井施工地下水污染防治措施

①气田采出水注水井的施工要严格照《油气井诱喷作业规程》(SYT5789-93）的要求进行固井作业，按照国家和地方环境保护法规，严格回收处理废弃钻井液及各类废弃物。

②注水井第四系井段施工时，要严格依据设计进行钻井液配置，预防地下水水质受到污染。

③优化井身结构，增加表层套下深，采用三开结构，形成三层套管保护，一开封固白垩系，防止污水回注时串层，二开技术套管封固延长组，三开套管钻至回注层。

④强化固井质量，采用《固井质量评价方法》(SYT6592-2004）对固井质量进行检测，确保注水井固井质量合格率达 100%。

⑤加强注水井防腐措施：采用机械卡封隔离防腐+油套环空保护液防腐+油管内外壁防腐处理的综合防腐工艺。

采取以上措施后，注水井施工对地下水环境影响较小，措施可行。

7.1.4 施工期噪声控制措施

7.1.4.1 钻井过程噪声治理措施

⑴根据《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013)，气井井口距民宅不小于100m。

⑵优选使用网电钻井，既节能减排又降低噪声水平。使用网电技术能明显减小井场内噪声值，与柴油机动力相比，噪声值减少20~30dB。

⑶钻井施工时，对柴油机、发电机设置机房，排气筒安装消声罩；泥浆泵及振动筛加衬弹性垫料，选用低噪声压裂设备，在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声。在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的居民采取发放噪声个人防护器材、解释、经济补偿等措施；

⑷井下作业时，要求根据井内管柱负荷的变化，调整合适的设备档位，以达到同等负荷下，噪声最小的目的。对设备进行减振，一是加大设备的维护保养力度，避免“脏松漏缺”现象；二是在设备下铺设土坝子，将设备放置于土坝子之上。提高设备新度系数，选用低噪声设备。

⑸对井场内部设备进行合理布局，高噪声设备应布置在施工场地主导风向的下风向，办公用房或工作人员临时休息用房布置在主导风向的上风侧，有效利用距离衰减来降低噪声的影响。

⑹根据产建布局，本项目气井井口距离居民较远，后期若位置调整，距离居民点较近，则要在场界四周安装隔声屏或吸隔声墙，对于有较大噪声水平的工作岗位，应为工作人员配备耳塞、耳罩等隔声防护用品。

7.1.4.2 压裂、试气作业噪声防治措施

压裂、试压设备 33m（距井场边界 33m）处能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011）昼间排放标准 70dB(A)；在 185m（距井场边界 185m）处能够满足其夜间排放标准 55dB(A)，一般压裂作业、试气周期更短，仅为几天，施工结束后，噪声影响随即消失，不会扰民。

7.1.4.3 基础设施建设噪声防治措施

⑴基础施工场地距居民点较近时，禁止夜间高噪声施工；

⑵尽量选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；同时做好施工机械的维护和保养，有效降低机械设备运转的噪声源强。

⑶各种管材轻拿轻放，减少撞击性噪声。做好劳动保护工作，为强噪声源周围的施工机械操作人员配备耳塞或耳罩等必要的劳动防护用品。

7.1.4.4 其他管理措施

⑴合理安排强噪声施工机械的工作频次，合理调配车辆来往行车密度，尽量避开附近村民休息时间；

⑵加强施工组织和施工管理，合理安排施工进度和时间，环保施工、文明施工，快速施工。

⑶合理规划施工便道，使其尽量远离村庄，不可避免必须经过居民集中区的，车辆运输应尽量避开居民休息时间，降低车速，减少鸣笛；

⑷做好劳动保护工作，为强噪声源周围的施工机械操作人员配备耳塞或耳罩等劳动防护用品。

⑸根据《非道路移动机械污染防治技术政策》要求，优先采用低噪声设备，采取吸声、隔声技术、提高发动机刚度和整机匹配等技术措施，降低非移动道路机械的噪声污染。

在采取上述噪声控制措施后，施工作业对声环境质量影响有限，随施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

7.1.5 施工固体废物污染防治措施

7.1.5.1 废弃钻井泥浆、岩屑污染处置措施

根据《榆林市关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》（榆政环发〔2018〕123 号）规定，油气开发业主单位要建立健全污染环境防治责任制度，采取油气开采废弃物

防扬散、防流失、防渗漏或者其他防止污染环境的收集措施，分类贮存。在钻井作业过程中建立油气开采废弃物管理台帐，专人负责，如实记录油气开采废弃物产生、贮存、处理处置等情况，2018年起油气开采过程中产生的废弃泥浆岩屑、压裂返排液等各类废弃物必须实施集中收集、处理处置，严禁“一井一池”“就地处置”，鼓励油气开发企业开展先进工艺技术研究开发和推广应用，减少油气开采废弃物产生量，提高回收率和综合利用率；油气开发业主单位应对油气开采废弃物加以利用，对不能综合利用的，必须委托有处理处置能力单位进行规范化集中处置，转移过程中实施联单转移制度，严禁就地固化掩埋、严禁随意堆放抛洒。根据以上环保要求，施工单位在钻井作业时，采用泥浆不落地工艺，具体流程见图7.1-1。

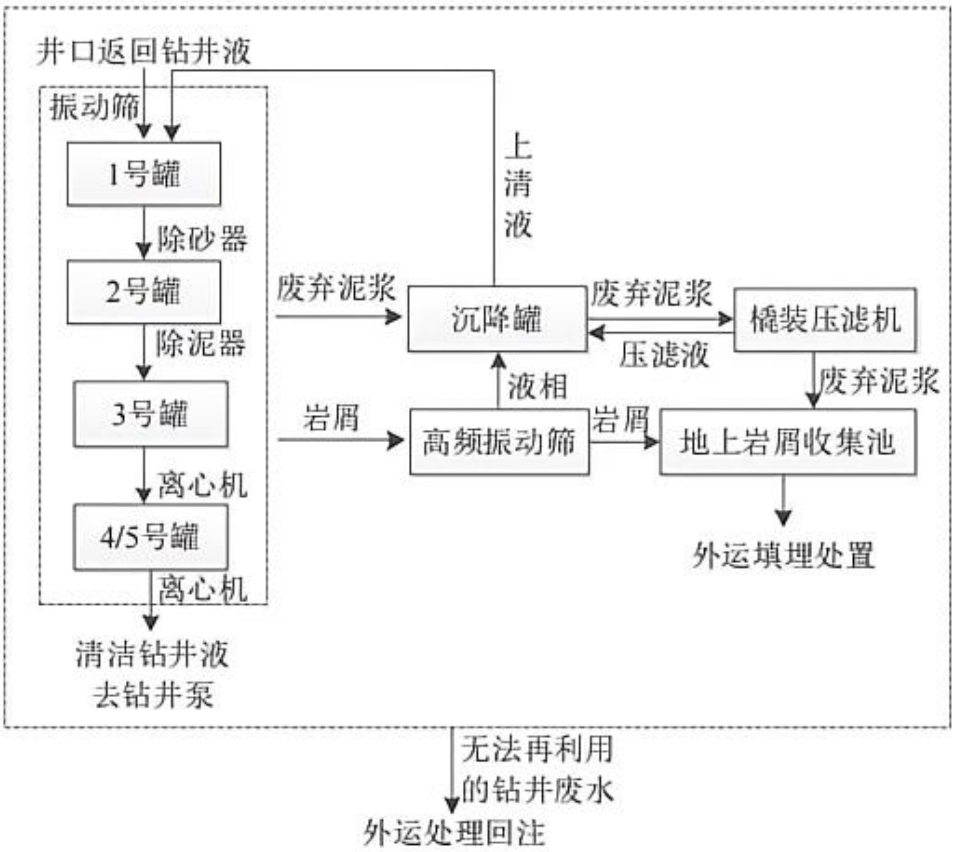


图 7.1-1　泥浆不落地工艺流程示意图

泥浆不落地工艺集“泥浆循环系统”+“废弃物不落地收集”为一体，即在原泥浆循环系统的基础上，用地上移动式收集设施（岩屑收集池，废水、废液收集罐）代替井场开挖泥浆池，最大限度地降低钻井过程中对井场土壤及浅层地下水的污染，且做到钻井废弃物（包括钻井废水、废弃钻井泥浆、钻井岩屑等）分类收集、分类处置。

其中钻井液循环系统设施主要包括振动筛、除砂器、除泥器和离心机等固控设备，另包括若干个泥浆储罐和储存净化泥浆的吸入罐、中间罐、混浆罐和储备罐等泥浆循环储存处理设施。泥浆不落地收集系统主要指可拆卸的移动式地上岩屑收集池。井场井架周围铺设防渗布，钻井架底座表面有收集管道，保证钻井废水和泥浆首先进入循环系统进行固液分离，分离出的岩屑和废弃泥浆贮存在收集系统中。具体工艺流程为：

⑴钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，其中50%混入泥浆中，故返排出的钻井液（又称泥浆）含有岩屑，带岩屑泥浆通过泥浆管首先输入振动筛进行固液分离，将泥浆中粒径大于0.1mm的固相物质留于筛上，振动筛筛下的液相进入泥浆罐；

⑵钻井泥浆在泥浆罐中进行分级沉淀，上清液再依次通过除砂器、除泥器分离出粒径大于0.01mm的固相物质，剩余液相部分用于钻井作业和后续的配浆作业，保证钻井泥浆循环使用；

⑶当循环泥浆中含砂率过高时，在除泥器后续启动离心机，进一步对循环泥浆进行固液分离，以降低循环泥浆中岩屑含量，确保钻井作业的稳定运行；

⑷振动筛、除砂器、除泥器、离心机分离出的固相物质即岩屑，经高频振动筛后进入地上岩屑收集池；

⑸由于钻头切削造成的岩屑在不能被及时携带到地面后造成二次或多次破碎，有些岩屑颗粒极小，使用泥浆循环系统也不能及时清除时，即废弃泥浆，沉淀在泥浆罐底部，废弃泥浆进入沉降罐，上清液返回泥浆循环系统，经沉降后的废弃钻井泥浆经橇装压滤机进一步脱水，使含水率满足固废填埋入场要求后进入地上岩屑收集池；

⑹置于井场地上岩屑收集池的废钻井泥浆、废岩屑，在钻井结束后，委托第三方拉运、处理及处置填埋。

使用泥浆循环系统及废弃物不落地收集装置，保证钻井过程泥浆循环使用和钻井废弃物（包括钻井废水、废弃钻井泥浆、钻井岩屑等）不落地收集。系统分离的上清液应在井与井之间开展循环利用，这样不仅可节约泥浆用量、节约水资源，同时又可减少废弃泥浆排放对环境产生的污染。

目前，陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司为榆林区域天然气开采废弃物不落地集中处置单位，对项目施工期钻井废泥浆、钻井岩屑的集中处置。评价要求建设单位加强对第三方机构的管理，使其在钻前申报、钻时现场收集、钻后运输、台账建立、转移登记及自行监测等方面能满足地方生态环境主管部门的管理要求。具体包括：

①按照《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》(SY/T7298-2016)，分类、规范处置油气开发废弃物。

②固相、液相废弃物要严格执行转移联单制度，运至废弃物集中处置设施，运输过程必须采取防渗漏、防流失、防扬散等措施。

③应当按照固体废物污染环境防治法有关要求，全面落实固体废物申报登记制度和管理计划制度。建立气田开发废弃物管理台账，如实记录钻井泥浆、压裂液及各类化学品的使用量，并参照全省工业固体废物申报登记有关要求，定期向生态环境主管部门申报废弃钻井泥浆、岩屑及其他废弃物的产生、贮存、处置及利用情况。

评价建议建设单位自身或进一步寻求合作，对废弃泥浆、岩屑等工业固体废物在填埋处置的基础上，进一步综合利用。

7.1.5.2 施工期固体废弃物处置要求

⑴钻井施工作业中，加强对泥浆循环系统设备的维护和保养，减少泥浆跑、冒、滴、漏，保证设备润滑部件密封点和阀件无破损和泄漏；

⑵井场井架周围滴漏的废机油等应及时清理，确保其不对土壤、地表水等造成影响；

⑶配制钻井液时，严格使用设计钻井液体系，禁止使用有毒、有害钻井液，减少化学添加剂的用量；

⑷井场配置的移动岩屑池池内污染物量不能超过有效容积的80%，留足防雨水外溢容量；岩屑池周围要构筑深50～60cm防渗污水收集渠，阻止暴雨时池水满溢外排。

⑸管线开挖产生的土石方等，必须用于回填，做到土石方平衡；

⑹产建工程建设过程中剥离的表土，应当单独收集和存放，符合条件的应当优先用于土地复垦、土壤改良、造地和绿化等。

⑺施工期弃土弃渣与生活垃圾应分类堆放、分别处置，严禁乱堆乱倒；

⑻机械、设备及运输车辆的冲洗、维修、保养应尽量集中于固定的几个维修点，并在地面铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地。

7.1.5.3 生活垃圾

集气站改造施工过程产生的生活垃圾依托集气站现有垃圾收运设施；井场生活垃圾集中收集，运送至附近村民生活垃圾收集点，交由环卫部门处理，处置措施可行。

7.1.5.4 其他固体废物处置措施

⑴钻井井场所用化学材料及添加剂等在运输、储存、使用过程中必须严格按规范操作，避免不必要的泄漏；

⑵对井场产生的废弃化学添加剂、废机油及其包装物、沾染物等，应配备专用收集设施，严禁与其他废物混合收集，钻井井场危险废物收集、贮存设施应当满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)，并规范设置标志标识。危险废物，必须交由有资质的单位进行处置或利用。

⑶钻台、机房及发电机房擦拭设备时禁止使用柴油。

⑷管道清管、试压时产生的试压废水经沉淀后循环使用，临时沉淀池内剩有少量铁锈、焊渣、泥沙废水等废渣，集中收集后送至垃圾填埋场填埋处理；

⑸拆除产生的设备及管线属于一般工业固废，暂存于作业区废料库，综合利用。

综上，建设项目施工期固体废物处置措施可行。

7.1.6 施工期生态保护与恢复措施

7.1.6.1 生态修复目标与指标

本产建项目生态修复目标与指标见表 7.1-1。

表 7.1-1　生态恢复目标和指标一览表

防治目标	序号	指标名称	单位	目标
水土保持	1	扰动土地整治率	%	≥95
	2	水土流失总治理度	%	≥90
	3	林草植被恢复率	%	≥97
	4	林草覆盖率	%	≥25
生态恢复	5	办公生活区绿化率	%	≥25
	6	井场周围绿化率	%	≥15
	7	临时占地土地恢复率	%	100
	8	道路两侧、围墙内外宜绿化区域林草覆盖	%	≥98
	9	植被存活率	%	≥95
	10	清洁文明井场占有率	%	100

7.1.6.2 施工期生态保护与恢复措施

（1）避让措施

⑴设计针对井场、站场及相关管线、施工便道等在选址、选线时已尽可能避开耕地、基本农田、地表水体、村民聚集区、植被茂盛区、地质灾害易发区及水土流失敏感区域，尽量选择荒草地等土壤贫瘠的地段。

⑵在具体工程布设中，管线、道路公路时要严格按照规定办理相关手续，并采取保

护措施。

⑶严格控制并尽可能缩小施工作业范围。管道施工作业带只临时性使用土地，施工完毕后立即恢复地貌，农田还耕复种；采气管线敷设过程中的作业带宽度为 6m，集气站作业范围控制在征地范围内；道路施工范围控制在道路两侧 2m 的范围内。

⑷为了减少农业生产损失，施工期尽量避开农作物生长季节，且应尽量少占农田。

⑸地面工程设施建设应尽量减少临时占地和永久占地。

（2）井场生态保护恢复措施

⑴井场地面工程施工前，采用密目网进行覆盖，地面工程施工完毕后统一进行绿化恢复；控制井场作业面范围，钻井、井下作业与地面工程设施建设应尽量减少临时占地。

⑵临时占地在施工结束后，要及时将土方回填、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。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

⑶井场在无植被安全防护距离以外扰动区域，必须进行植被重建；安全防护距离属于无植被区域，应采取工程措施防止地表土壤的风蚀。

⑷做好钻井废弃物不落地分类收集，集中处置工作，防止污染土壤环境。

⑸试气作业必须采取防井喷等有效措施。

⑹结合当地政府部门所制定的生态环境建设规划和水土保持规划，协助当地政府搞好气田的生态环境建设工作。

（3）站场（改造的集气站）生态保护恢复措施

⑴施工过程中，加强施工管理，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。对于植被生长较好的地段，尽量不要设置工棚、料场等；

⑵根据地表植被特征，因地制宜地选择施工季节，尽可能避开植物生长期，以对生态环境的影响较少到最小。

⑶建设临时营地时，在施工前应注意表土与底层土分开堆放，表层 0.3m 的土壤单独堆放，在风大的季节采取适当覆盖等措施，保护土壤成分及有利结构；在施工结束恢复地貌时，分层回填，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。回填后及时补种草类植物，以免植被覆盖度下降。

⑷临时营地场地平整时，不得采用碱性强、影响植被恢复的材料垫底，应在保证承

压的前提下，选用适合进植被恢复的材料。已经采用石灰材料的，施工结束后全部清除运走。

⑸临时营地施工结束后应对场地平整及植被恢复。

⑹对集气站改造部分围墙内进行硬化，在站场内及道路两侧设置排水设施；站场围墙外渣坡脚处设永久性柳桩填石挡墙；上游挖方坡面顶部布设挡水埝截水设施，疏导原有自然径流，防止上游来水冲刷场地。

（4）管线生态保护恢复措施

⑴对管道施工过程中无法避让必须占用的植被，挖掘时应将表层土、底层土分开堆放，在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；

⑵在管线建设过程中，应兼顾线路走向与生态环境保护，尽量避开果园、苗圃等，以减轻对生态环境的破坏。

⑶选择最佳时间施工，既便于管线敷设，又利于水土保持；既保证工程质量，又节约经费开支。

⑷在山区、丘陵和冲沟地带铺设管道，会在地表植被破坏的基础上，进而引起水土流失。

⑸在纵坡上铺设管道，施工应尽量减少施工作业带的宽度，以降低对植被的损害，在施工作业带范围内由于施工机具（多为履带设备）通过和开挖管沟，使地表植被遭到破坏，而使表土裸露，到了雨季，雨水顺山坡而下，带走泥土，形成水土流失，严重的可引起山体滑坡，造成自然灾害。针对上述情况，可以在施工作业带两边修筑临时排水通道使水流从通道内流走。在比较陡的地段设置挡水墙。施工结束管道回填后，及时修筑挡水墙。作为永久性设施保留下来，并在施工作业带撒种种草或其他它适宜的植物种子，使地表植被得到恢复。

在横坡上铺设管道，一般是将山坡削掉部分，使管道在断面上敷设。这个断面的植被完全被破坏，雨水会顺山坡，漫延流下，这会将断面冲毁，严重的可导致山体滑坡。为了避免事故，及时设置挡水墙。施工结束后，这些挡水墙作为永久性设施保留下来。还要在施工作业带内撒种草籽或其他适宜的植物种子，使地表植被得到恢复。

⑹管道穿越冲沟时，可采用砌护坡的形式进行水工保护。穿越点两侧的黄土斜坡，由于角度在 25~40°之间，在具体施工中应从斜坡坡底处沿着管沟，最上部用草袋装素土并埋草种堆筑，其下用草袋装 3：7 灰土堆筑，草袋和管道之间的空隙填素土并进行人工捣实；草袋堆筑过程上必须错茬压实，中部略高逐渐坡向两侧，每隔 10m 堆筑出坡向

管沟两侧的排水沟；草袋宽出管沟两侧 300～500mm 且镶嵌到原土当中，草袋和原土间的缝隙用 3：7 灰土填塞捣实；坡顶管沟冲刷范围内的自然地坪应用管沟回填后的多余土抬高，防止坡顶地面径流汇集并沿管沟冲刷。

⑺集输管线建设待管道敷设填埋后，应立即恢复植被，管道埋设处可以采用浅根的草本或小半灌木植物，两侧以灌木为宜。

⑻对于位于水土流失敏感区的管线要按照《陕西水土保持规划（2016～2030 年）》相关要求，采用工程、植物、耕作措施相结合做好水土保持措施。

管线典型生态保护措施平面布置见图 7.1-2。

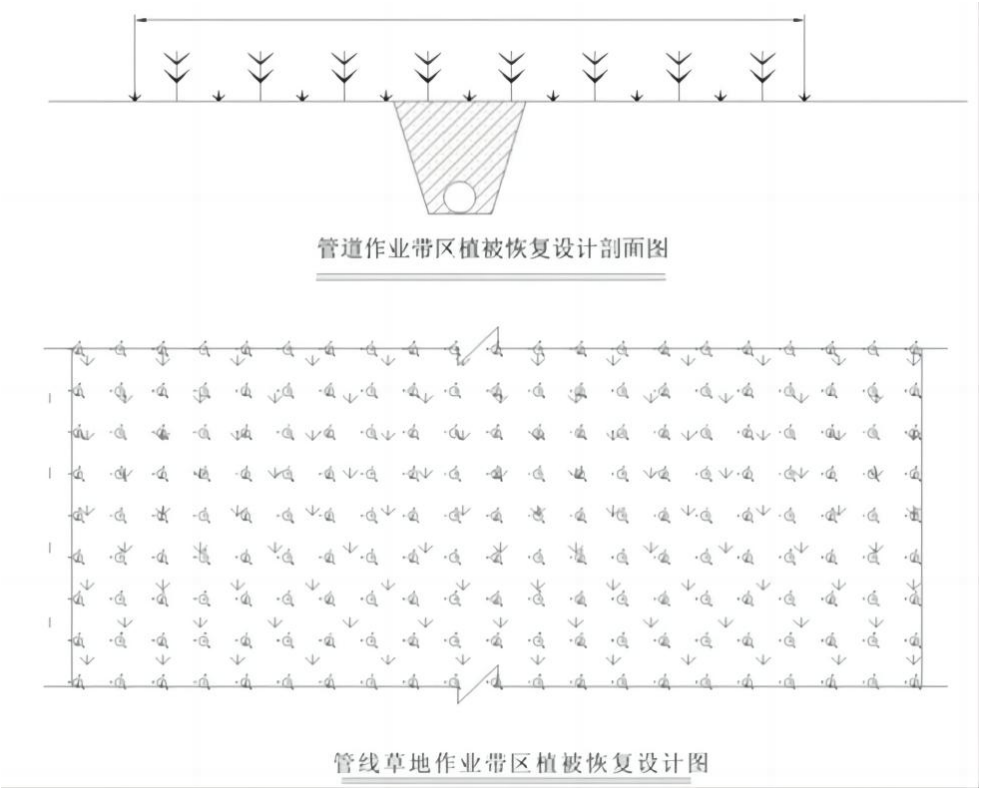


图 7.1-2　管线的典型植被恢复措施平面图

（5）道路生态保护恢复措施

⑴优化道路布局，尽可能利用现有道路，鼓励建成硬质路面。

⑵严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。

⑶对新建施工便道，要求因道路等级及地势因地制宜修建道路排水设施，减少道路路面的水土流失。

⑷对修建道路占地范围内的乔灌木进行移栽。

⑸其他道路临时占地在施工结束后，属草地和荒地的撒播草种或种植当地适生的品

种，尽快复垦并与周围生态景观协调一致。

⑹加强道路边坡防护，边坡植物宜选择种植生长快、郁闭早、根系发达、耐干旱、耐贫瘠、防护作用持久的优良灌木，形成边坡防护体系，防止暴雨冲刷。

⑺道路建设中必须将沿线绿化同时考虑，建立合理的立体护路带。

（6）农业用地的保护恢复措施

⑴在耕地内禁止设置施工营地、材料和物料堆放场。

⑵加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压耕地。施工单位应做好施工机械的保养工作，防止落地油污污染耕地。

⑶为了减少临时占用农耕地的农业损失，尽快恢复耕地的耕种条件，施工应遵循分层开挖、分层回填的原则，保护好表土层。表层的熟土与下部生土分开堆放，并按原序回填。施工中还应尽量避开农作物生长季节，减少作物损失。

⑷管线敷设经过农业用地，回填时须夯实，防止后期灌溉引起农田下陷，影响农作物种植。

⑸建设单位应当严格按照国家政策的规定做好征地后的土地调整与土地补偿工作，对工程占地造成的农业损失应根据有关规定给予赔偿。

（7）公益林生态保护措施

根据三线一单查询结果，本次产能中部分管段穿越段为国家二级公益林，林地以灌木林地为主。针对二级公益林区，按采伐管理权限由相应林业主管部门依法核发林木采伐许可证，开展抚育和更新性质的采伐。为不影响整体森林生态系统功能，本次评价要求：

⑴针对采气管线穿越国家二级公益林段，要求穿越段管线向左侧微调，避开二级公益林段。

⑵施工应尽量减少施工作业带的宽度，以降低对公益林的损害；

⑶做好施工人员教育工作，严格控制施工作业带，禁止乱砍滥伐；

⑷做好施工期林地防火工作。

（8）生态环境补偿恢复措施

为有效地防止整体区域土壤侵蚀进一步加剧，从该地区的生态功能和地区环境特点来看，推荐井区植被恢复以灌草为主，林木为辅，植物种类应选择当地易生长的物种。植被补偿恢复措施如下：

⑴施工结束后，临时占地撒播草种或种植紫花苜蓿等生长快、耐干旱的品种；

⑵在其他受破坏和干扰的区域，要及时修整，恢复原貌，植被(自然的、人工的）破坏应在施工结束后的半年或来年予以恢复；

⑶本项目主要位于黄土沟壑区，推荐采取以下恢复措施：

①树（草）种的选择

以防治水土流失为前提，结合工程建设各区域的功能进行树（草）种的选择，树（草）种的选择应遵循以下原则：

a.选择耐寒、耐旱能力较强的树（草）种；

b.选择保水固土能力强、根系发达的树（草）种；

c.选择容易种植和管理、抵抗病虫能力强的树（草）种；

d.优先考虑灌木树种，其次为草本植物，个别区域选择乔木树种。

结合上述原则，通过对邻近区域人工植被栽植效果实地调查，本区域种植较成功的乔木树种有柏树、白皮松、油松、侧柏等；灌木树种有丁香、紫穗槐、沙地柏等；草种有披碱草、柠条、紫花苜蓿、白三叶等。

②植物措施设计

a.井场

井场区弃土弃渣边坡土地整治结束后，在外边坡采取植物防护措施，种植草灌混交林，在围墙外平台上采取人工种草。

施工结束后覆土造林种草，可采取披碱草撒播或草灌混交林。可选择披碱草、柠条、紫花苜蓿、白三叶等，披碱草、紫花苜蓿、白三叶撒播量 45kg/hm^2。灌木株行距为 2×2m，行间种植白三叶。

b.管线

管线敷埋结束后，结合弃土、渣面土地整治工程，覆土后撒播草种，可采取披碱草撒播，撒播量 45kg/hm^2。

c.道路

在道路两侧布设道路防护林带，种植乔木林。乔木林选用 3 年生壮苗，春、秋季植苗造林。

表 7.1-2　植被恢复措施一览表

名称	植被恢复措施	具体做法
井场	披碱草撒播或草灌混交林	撒播量 45kg/hm^2，灌木株行距为 2×2m
道路	种植灌木	进站前 300m 长道路两侧各 5m 宽，灌木 2m×3m/株
管线	播撒草种	按管线施工作业带范围，撒播量 45kg/hm^2

（9）其他生态保护措施

⑴加强对施工人员生态环境保护意识的教育，严禁对野生动物滥捕滥杀，同时严禁对周围林、灌木进行滥砍滥伐、破坏野生动物的栖息环境。

⑵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，评价提出要对评价区林地、草地等非农业用地进行植被恢复，生态恢复措施要在紧邻施工完成的生长季节进行。

⑶为减少工程建设扰动原地表面积，建议施工单位施工时，在满足工程建设设计指标的前提下，要严格控制作业范围，具体如下：

①井场、集气站改造部分作业范围控制在征地范围内；

②严格控制管线作业范围：采气管线施工作业范围控制在管线两侧 6m 范围内；

③道路作业范围控制在道路两侧 2m 范围内。

⑷从本项目工程运行和施工安全角度考虑，对本工程项目按不同分区来进行一些具有生态环境保护功能的防治措施设计，该防治措施由工程措施、植物措施和临时措施 3 大部分组成，具体情况见下表 7.1-3。

表 7.1-3　工程生态环境影响防治措施布局一览表

分区措施	井场区	站场区	集输管线区	道路	附属配套工程区
工程措施	土地平整	场地硬化	管沟回填、压实	路面沥青硬化或铺设砂石	场地硬化
植物措施	平整场地，在不影响生产安全的前提下种植灌草	站内空地绿化，临时占地施工结束后种植灌草	回填后种植灌草	道路两侧绿化	临时占地结束后种植灌草
临时措施	土工布覆盖临时弃土	土工布覆盖临时弃土	土工布覆盖管沟开挖的临时弃土	临时洒水	土工布覆盖，临时弃土

7.1.7 施工期土壤污染防治措施

7.1.7.1 源头控制措施

本项目土壤污染防治的重点主要是针对废水、固体废物的源头防控。

⑴井场

①井场设泥浆循环系统、钻井废弃物不落地收集。钻井废水同钻井泥浆在泥浆循环系统循环使用。钻井完毕后，不能再重复利用的钻井废水以及不能再利用的废钻井泥浆、钻井岩屑一并由陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司拉运、处置。

②钻井压裂带罐作业，井场配备压裂返排液收集罐，对压裂过程中产生的返排液进行收集，待钻井结束后 3 天内，委托陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司统一委托拉运、处理后回注。

③及时回收钻井过程中柴油机产生的落地油，将落地油的污染限制在井场范围内；

④加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、漏，减少设备破损和泄漏发生；

⑤施工前在场地内设置生活垃圾集中存放点，生活垃圾统一收集后送指定地点集中处置。

⑵站场及管线

①场地平整时，不得使用碱性强的材料垫底，以免造成土壤碱化；

②各场站施工期生产废水设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水抑尘。井场施工营地，设置环保卫生厕所，施工结束后委托当地农民定期清理后，用于农田施肥，不外排。

③施工前在场地内设置生活垃圾集中存放点，生活垃圾统一收集后送指定地点集中处置。

7.1.7.2 过程防控措施

⑴井场

①井场钻井废弃物（钻井废水、压裂返排液、废钻井泥浆、钻井岩屑等）均采用地上设施收集，并在收集设施与地面之间铺设防渗布，阻隔污染物与土壤直接接触。禁止在井场开挖泥浆池。

②开钻前在井架、柴油机、振动筛、井杆堆放区下铺设防渗布，防渗布周围设置 10cm 高的围堰，防止钻井过程中施工机械携带的钻井废液和污油散落地表污染土壤；

③试气废水、压裂液等措施液全部采用储罐存放收集，定期对储罐进行检查，防止储罐泄漏污染土壤；

④井场施工结束后，及时对井场钻井废弃物进行拉运清理，对井场内的其他废弃物（废机油、废化学药剂桶）及生活垃圾等进行清理；

⑤井场竣工投运前，对永久和临时占地以及施工营地范围进行检查，对遗留固体废物进行二次清理；

⑥对已发生污染的施工场地，应及时清理污染物并对污染土壤进行替换，并对置换出的污染土壤进行合理处置。

⑵站场及管线

①各集气站均依据按相关要求已采取分区防渗措施，针对改造部分新征占地区要求采取简单防渗，一般地面硬化处理。

②各类管线均采用无缝钢管，冷弯弯管、热煨弯管一律选用无缝钢管进行制作。穿

越处的管线壁厚、防腐层及混凝土套管、盖板、稳管措施等均按设计要求进行，充分减少管线腐蚀、穿孔、断裂的概率，减少泄漏事件的发生。

7.1.8 施工期风险防范措施

详见第6章《运行期环境影响预测与评价》章节中6.8.5《风险防范措施》章节。

7.2 运行期环境保护措施及可行性论证

7.2.1 运行期废气污染控制措施及其可行性论证

7.2.1.1 减少放空量的具体措施

⑴项目采用井间串接技术，在某种程度上增加了单条进站采气管线的气量，从而避免整条采气管线的放空，减少放空次数和放空量。

⑵集气站在单井进站和外输流程上都设置了截断阀，分离器等主要设备的进出口都设有阀门，可以满足检修放空和紧急放空时对放空气量的控制。检修放空时可以做到按设备、进站管线进行单独放空，避免全站放空，减少放空量；紧急放空时，进站和出站截断，井口远程关闭，可以实现按需对采气管线、站内和集气管线分别放空的要求。

⑶井场设发球阀，各集气站设收发球筒，可实现对采气管线、集气管线的不停气密闭清管，避免了清管过程中天然气的大量放空。

7.2.1.2 减少无组织逸散烃类气体的措施

⑴本项目运行期采气及集输等均采用全密闭工艺，一般情况下不会泄漏，生产调压、设备检修及事故状态下排放的天然气均进入火炬放空系统燃烧排放，禁止就地直接放空天然气排入大气中。

⑵集气站采用旋风分离火炬，通过放空气的压力或者流量实现自动点火。为了防止点火系统失效和极端气象条件下点火失败，集气站监控系统能看到放空火炬，值班人员可远程监视放空系统的压力和火炬燃烧情况，及时处理点火不成功情况。可有效控制天然气不经焚烧直接排放，减低了尾气对环境的污染。

⑶集气站内采用技术质量可靠的仪表、阀门、控制设备等，保证生产正常进行和操作平衡，减少放空和安全阀启跳，减少气体泄漏。

⑷定期对井场进行巡检，对井口采气树的管道阀门进行天然气泄漏检测，及时消除事故隐患，减少烃类气体的泄漏。

⑸集气站清管区、分离计量区、分离计量橇等区域均设有可燃气体检测报警。

7.2.1.3 其他污染防治措施

集气站内压缩机组采用自产天然气作为气源，燃气压缩机排气筒高度为 8m，天然气为清洁能源，燃烧后可满足国家相应标准的要求。

综上，项目从开采、集输、处理等均采用密闭流程，从各环节减少甲烷气体的排放，

采取以上大气污染防治措施后，运行期废气可得到有效地控制和减缓。

综上，项目采取的大气污染防治措施可行。

7.2.2 运行期废水污染防治措施及可行性分析

本项目不新增劳动定员，因此不新增生活污水。

集气站分离气田采出水暂存于站内各自的采出水罐，含醇采出水定期拉运至郝滩采出水处理站处理达标后回注地层，不含醇采出水定期拉运至苏南 18 采出水处理站处理后达标后回注地层。

采出水在经过采出水处理系统处理后，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）要求后回注地层，不排入地表水体，对周围地表水环境基本无影响。

7.2.3 运行期地下水污染防治措施

7.2.3.1 源头控制措施

⑴站场

①严禁以渗坑储存等形式储存处置含石油类污水。

②站场采取分区防渗，防止污水等的渗漏。

③定期对站场内的设备进行检查，杜绝跑冒滴漏的发生。

⑵管线

①建立巡检制度，定期对输气管道壁厚进行测量，一旦发现异常，及时更换管道，杜绝管道天然气泄漏事件的发生，防止对土壤及浅层地下水的造成污染。

②为避免冬季管线冻裂等自然因素造成的管线破裂，设计铺设线路时管线埋设时应在冻土层以下，同时还采用管线防腐保温措施。

③为防止偷气破坏管线及修路施工等人为因素误伤输气管线，加强巡线，随时做好抢修和工作联系准备，并做好平时抢修队伍训练和工作演练。

⑶注水井

①加强气田采出水处理系统的运行管理，确保回注水水质合格。

②加强注水井日常运行管理。建立注水井资料台账，录取注水井回注油套压、泵压、排量、累计回注量、回注水质、化学剂加注、环控保护等相关资料。

③对采出水注水井油套管的腐蚀情况定期检测，持续监测井口套压值及井筒环空压

力分布情况，判断注水井套管泄漏情况。定期更换防腐封隔器和环空保护液，防止腐蚀的蔓延。

⑷管理措施

①在人员素质和管理水平提高上下功夫，严格定期检查各种设备的制度，积极培养工作人员的责任意识，提高工作人员的技术水平。

②加大环境执法力度，实施建设项目“三同时”制度，杜绝将污废水直接外排，以防止入渗污染地下水。

7.2.3.2 地下水污染防治及分区防渗措施

⑴集气站分区防渗措施

据调查，各集气站均依据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）及《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求已采取分区防渗措施，本次各集气站改造部分主要为新建采出液缓冲罐、抗硫管壳式换热器、燃驱压缩机组等，拆除旧采出水储罐、总机关、计量器、加热炉等设备。集气站应加强设备的管理，对可能产生跑、冒、滴、漏的场地进行防渗处理。根据项目各功能单元是否可能对地下水造成污染及其风险程度，将站区划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。重点防渗区是可能会对地下水造成污染，风险程度较高，需要重点防治或者需要重点保护的区域。一般防渗区是可能会对地下水造成污染，但危害性或风险程度相对较低的区域。简单防渗区为不会对地下水造成污染的区域。

结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）及《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求，各分区防渗设计应符合下列要求：

①重点防渗区和一般防渗区应设置防渗层，一般防渗区的防渗性能应与 1.5m 黏土土层（渗透系数 1.0×10—^{7}cm/s）等效，或参照 GB18598 执行；重点防渗区的防渗性能应与 6.0m 黏土土层（渗透系数 1.0×10—^{7}cm/s）等效，或参照 GB18598 执行。

②防渗措施：一般防渗区采用双层复合防渗结构，基础防渗层为至少 1.5m 黏土土层（渗透系数≤10—^{7}cm/s），重点防渗区可采用至少 2mm 的其他它人工材料渗透系数≤10—^{10}cm/s）；或面层可采用防渗涂料面层或防渗钢筋钢纤维混凝土面层（渗透系数≤10—^{12}cm/s）。简单防渗区可采用一般地面硬化进行防渗。

本次环评要求对集气站内新建采出液缓冲罐区域进行重点防渗，对新建抗硫管壳式

换热器、燃驱压缩机组等区域采取一般防渗，对其他区域采取简单防渗即可。

⑵井场分区防渗措施

本项目各井场采用标准化设计及建设模式，采气设施橇装化、模块化，井口周围设铁栅栏围墙，井场无人值守。本次环评要求对井场进行简单防渗，即采取一般地面硬化即可。

根据地下水污染源识别结果，本项目防治分区见表 7.2-1、图 7.2-1。

表 7.2-1　集气站、井场分区防渗等级一览表

防渗分区	地面设置或设备	建设类型	包气带防污性能	污染控制难易程度
重点防渗区	集气站采出液缓冲罐	地上	弱	难
一般防渗区	抗硫管壳式换热器、燃驱压缩机组、井场井口与采气撬周边	地上	弱	易
简单防渗区	除以上设施外的其他区域	/	弱	易

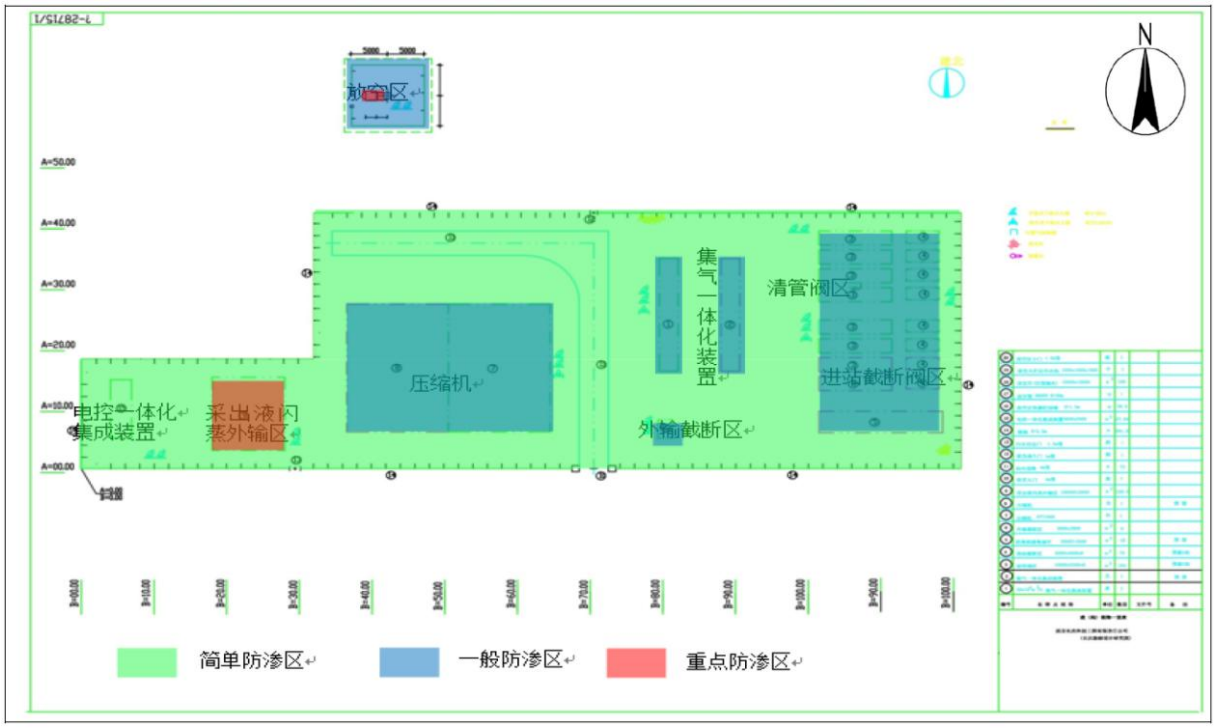


图 7.2-1　典型集气站分区防渗图

7.2.3.3 地下水环境管理及跟踪监控方案

⑴地下水环境管理计划

为了缓解项目施工期、运行期及服务期满后可能会对地下水环境构成的影响，建设单位应制订较为全面的、长期的环境管理规划。

①第六采气厂环境保护管理部门指派专人负责防止地下水污染管理工作。

②第六采气厂环境监测部门指派专人负责技术管理工作，负责地下水监测原始资料、

监测报告的收集、核查和整理工作。

③建立地下水监测数据信息管理系统，与第六采气厂环境管理系统相联系。

④根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围、严重后果分等的地制订相应的预案。在制定预案时要根据区块环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，适当的时候组织有关部门、人员进行演练，不断补充完善。

⑤按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）要求，规范填报、上报监测数据表格。

⑥在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性。并将核查过的监测数据通告项目部安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况，为防止地下水污染采取措施提供正确的依据。应采取的措施如下：

a.了解开发区块生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。

b.加大监测密度，如监测频率由每月（季）一次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

c.与附近地表水体的水质监测数据进行相关分析。

d.与当地的环保局建立正常的信息交流渠道，了解区域地下水的水质情况。

⑦周期性地编写地下水动态情况报告。

⑧定期对污染区的生产装置、储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

⑵制定地下水跟踪监测计划

为了及时准确掌握项目运行过程中地下水环境质量问题和地下水体中污染物的动态变化，保障地下水环境不受影响，并为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料，结合本项目特征和环境保护目标分布，在项目施工、运行和退役后一段时间内，建立地下水长期监控系统，尽量利用已有的机井和民井，建立完善的监测制度，做到定期监测、定期整理研究、定期预报以便及时发现问题并及时控制。本项目地下水环境监测主要参考《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）。

根据调查，各集气站厂内均设置了 1 口地下水跟踪监测井，监测结果建立有档案，定期上报。本次产建项目采用井下节流低压集气工艺，无需敷设注醇管线，管线在运行期对地下水环境影响较小。本次重点在郝滩采出水处理站、苏南 18 采出水处理站新建

注水井下游新建地下水跟踪监测井，同时充分利用项目周边现有水源井进行跟踪监测。地下水跟踪监测井布置见表 7.2-2、图 7.2-2。

表 7.2-2　地下水水质跟踪监测计划一览表

编号	监测井名称	经度	纬度	井深（m）	监测井结构	监测层位	监测井类型	监测项目
GZJC01	王家伙场水源井	108°29′43.40"	37°35′46.92"	150	现有民井	第四系冲积层孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层	污染监控井	①监测水位 ②监测水质：石油类、砷、六价铬、TDS、氟化物、氯化物、硫酸盐 ③每季度监测 1 次
GZJC02	白土岗子村村民水源井	108°14′45.05"	37°32′43.53"	200		第四系冲积层孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层		
GZJC03	张伙场水源井	108°4′17.93"	37°20′56.28"	200		白垩系环河组裂隙含水层		
GZJC04	新庄湾村民水源井	108°14′21.35"	37°29′47.21"	100		第四系风积黄土孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层		
GZJC05	伙场洼村民水源井	108°15′13.77"	37°23′42.85"	13		第四系冲积层孔隙含水层		
GZJC06	冯家园则水源井	108°25′42.13"	37°33′8.01"	200		第四系冲积层孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层		
GZJC07	胶泥湾村民水源井	108°16′43.09"	37°24′50.07"	15		第四系冲积层孔隙含水层		
GZJC08	朱庄村水源井	108°12′20.11"	37°23′42.30"	370		白垩系洛河组裂隙含水层		
GZJC09	赵圈塘村民水源井	108°13′38.15"	37°31′19.06"	50		第四系冲积层孔隙含水层		
GZJC10	乔庄水源井	108°19′30.54"	37°26′32.13"	120		第四系冲积层孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层		
GZJC11	郝滩采出水处理站新建注水井下游	108°11′16.19″	37°27′49.53″	80	新建单管单层监测井	第四系冲积层孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层		
GZJC12	苏南 18 采出水处理站新建注水井下游	108°8′40.00″	37°26′4.28″	120		第四系冲积层孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层		

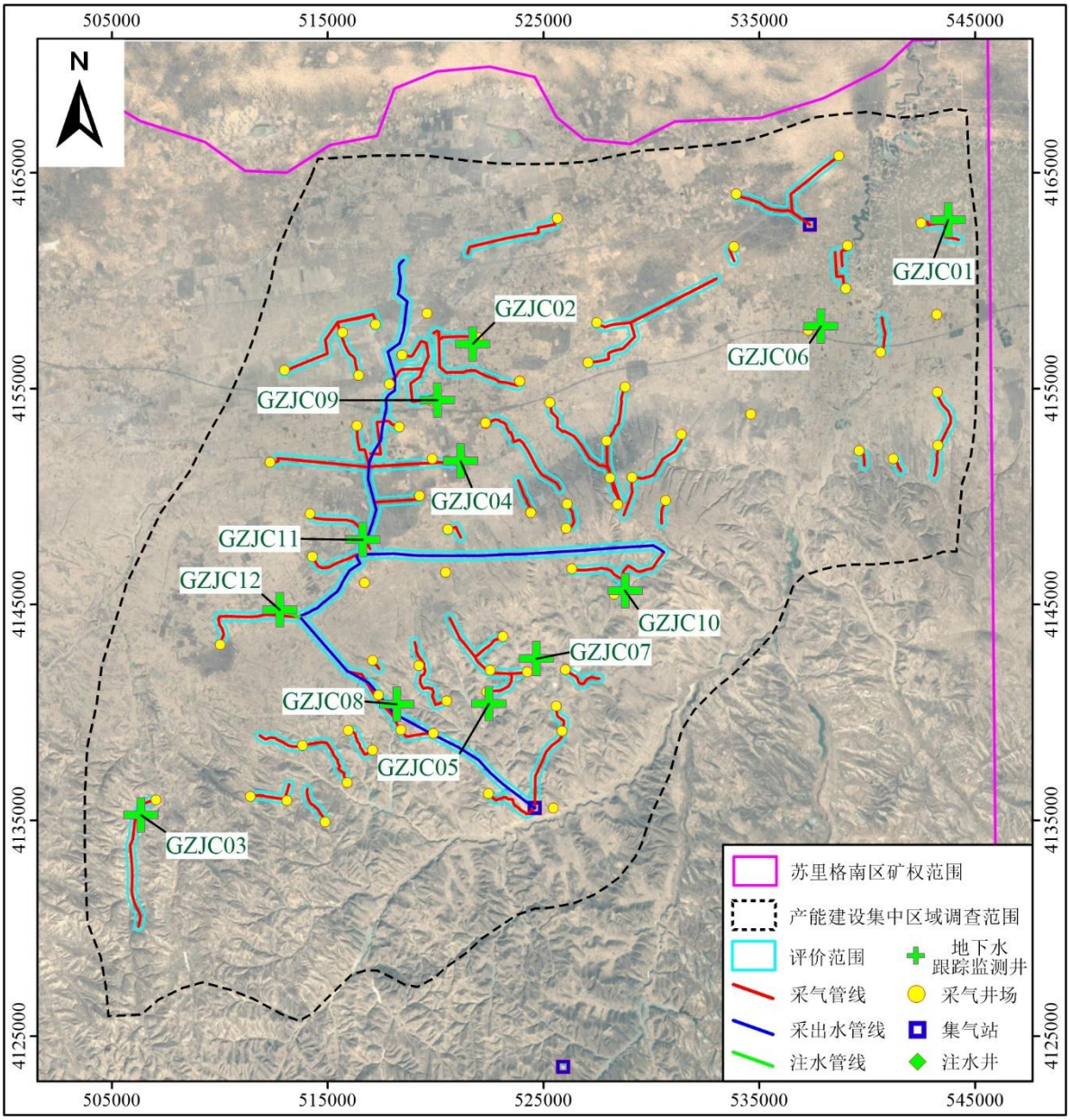


图 7.2-2　地下水跟踪监测布点图

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，加密到每月甚至每周一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。这里异常具体包括三种情况：一是检出组分或常规组分浓度明显升高或超标，二是未检出组分连续检出，三是污染组分出现超标情况。

7.2.3.4 应急响应

⑴一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；

⑵查明并切断污染源；

⑶探明地下水污染深度、范围和污染程度；

⑷依据探明的地下水污染情况，合理布置截渗井，并进行试抽工作；

⑸依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整；

⑹将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析；

⑺当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

7.2.4 运行期噪声控制措施论证

7.2.4.1 集气站噪声控制措施

在天然气生产阶段，采气井场噪声源很少，声环境与气田建设前基本一致。项目噪声源主要分布在集气站，主要为压缩机和泵类噪声，针对新增或更换的设备，评价要求：

⑴尽量选用低噪声设备，泵类设备统一设减振基础，必要时设置隔声罩。

⑵站场工艺管道设计尽量减少弯头、三通等管件，并考虑控制气流速度，降低站场气流噪声。

⑶集气站内污水排放泵均是间歇作业，尽量安排在白天作业，减少或禁止夜间作业。

⑷压缩机噪声控制措施：

①优选压缩机组供应厂家，从源头选择在设备设计、制造过程中已经采用了本体降噪措施，选择本体噪声源低的设备。其中压缩机本体降噪措施有：a、安装宽频发动机消声器；b、发动机排气管走地沟；c、安装降噪型空滤器；d、安装空冷器进气、排气消声器；e、排气管消声隔罩。

②集气站设计建设半封闭式压缩机隔声棚：围绕压缩机棚四周安装金属吸隔声屏障，考虑通风散热等因素，将隔声屏障采用半封闭式，隔声屏障高 5.5m，面密度 38kg/m^3，屏障本体隔声量≥25dB(A)。安装方式采用简易钢柱结构，隔声屏障墙板采用成型产品现场拼装即可。隔声屏障预留相应隔声门窗，方便人员出入巡检及设备检修，另外，为使隔声屏障安装后不影响空冷器进风，特在空冷器进风口对应的隔声屏障上安装进风消声装置，消声装置消声量≥25dB(A)。为进一步降低压缩机棚的混响噪声，减少厂房内向外辐射声能，在压缩机棚的顶部安装吸声材料，降噪系数 NRC=0.83，顶部因安装吸声结构而增加的面密度不大于 5kg/m^3。在排烟消声器排气口外围安装消声围护结构，其消声量不小于 14dB(A)。

经计算，集气站厂界外 10m 处可达到噪声 2 级标准限值，项目站场 300m 范围内无

居民居住，评价建议集气站 10m 范围为噪声防护范围，各集气站周边 300m 范围内均无居民，不会对声环境敏感点造成影响。

7.2.4.2 交通噪声控制措施

本项目的道路的交通噪声，实施路段车辆的管制，加强对敏感路段道路两侧设置严禁鸣笛的指示牌。加强道路的维护和管理，对受损路面应及时修复，限制超速超重。在采取以上措施后，进场道路及钻前道路对沿线声环境影响较小。

7.2.5 运行期固体废物污染防治措施可行性分析

⑴处理处置措施

①清管废渣处置措施

各集气站内均设有清管装置，清管废渣产生量为 2.5t/a，属于编号为 HW08-251-001-08 的危险废物，铁皮桶装收集后直接运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，最终统一由陕西邦达环保工程有限公司进行安全处置。

②废润滑油

集气站压缩机废润滑油产生量约为 0.8t/a，属于编号 HW0-900-214-08 的危险废物，铁皮桶装收集后直接运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，最终统一由陕西邦达环保工程有限公司进行安全处置。

⑵处置措施可行性分析

①现有危险废物暂存间依托可行性分析

据调查，郝滩采出水处理站内设危险废物暂存库 1 座，建筑面积约 100m^2。危险废物暂存库严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023）中要求进行设置，并进行了区域划分，地面、墙裙及墙角做了防渗处理，符合防雨淋、防渗漏、防流失要求。危废暂存库建立有危险废物管理制度，建立有危险废物管理台账制度及危险废物转移联单制度；转运过程严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）中各项要求执行。保证危险废物得到安全合理处置。现有危险废物暂存库依托可行。

本项目固体废物处理措施为国内同行企业的普遍做法，符合国家和当地实际情况，合理可行；各固体废物均得到了妥善处置。建设单位应进一步做好各类固废的贮存保管和防护，并设专人严格管理，防止二次污染。因此，本项目采取的固废防治措施是可行的。

7.2.6 运行期土壤污染防治措施

7.2.6.1 源头控制措施

⑴井场

在工艺、管道等采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

⑵站场及管线

①对于集气站分离气田采出水暂存于站内各自的采出液缓冲罐，含醇采出水定期拉运至郝滩采出水处理站处理后回注地层，不含醇采出水定期拉运至苏南 18 采出水处理站处理后回注地层。集气站改建区严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）及《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求，采取分区防渗措施。

②为防止物料泄漏到地面上，对于储存和输送有毒有害介质的设备和管线排液阀门应设为双阀，设备及管道排放出的各种含有毒有害介质液体，应加以收集，不得任意排放。

③检修、拆卸时必须采取措施，集中收集，不得任意排放，少量残液或冲洗水必须集中回收，分质处理。

⑶退役期

进入退役期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对土壤环境进行恢复与重建。

7.2.6.2 过程防控措施

⑴选用优质设备和管件，加强设备、设施、管件、阀门等的维护和管理，减少日常运行过程中废水等的跑、冒、滴、漏。

⑵集气站改造部分区防渗，对各防渗区，要定期检查罐体、池体防渗措施的完整性。

⑶在集气、采气管线上方设置标志，并专门设置巡线工，定期对管线进行巡查、检测、防护，防止断裂、穿孔，造成泄漏。定期对管线进行壁厚检测，对存在安全隐患的管段要及时更换。

7.2.6.3 土壤跟踪监测计划

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，评价等级为二级的建设项目，一般每 5 年开展一次监测工作。据调查，区域未设置土壤跟踪监测点。本

次评价拟在部分井场、集气站内及 200m 范围内的耕地设置土壤跟踪监测点。项目跟踪监测方案如表 7.2-3。

表 7.2-3　土壤跟踪监测方案一览表

监测点位			监测因子	监测频次	取样类型	标准
井场	1#	莲 111 扩井场内（108°25′36.85″,37°33′4.79″）	pH、石油烃	1 次/5 年	柱状样	《土壤环境质量建设用地土壤污染管控标准（试行）》(GB36600-2018)
	2#	G23-017 井场南侧农用地（108°19′27.80″,37°26′28.57″）			表层样	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)
集气站	3#	苏南 21 集气站采出水缓冲罐附近（108°16′57.12″,37°21′7.39″）			柱状样	《土壤环境质量建设用地土壤污染管控标准（试行）》(GB36600-2018)

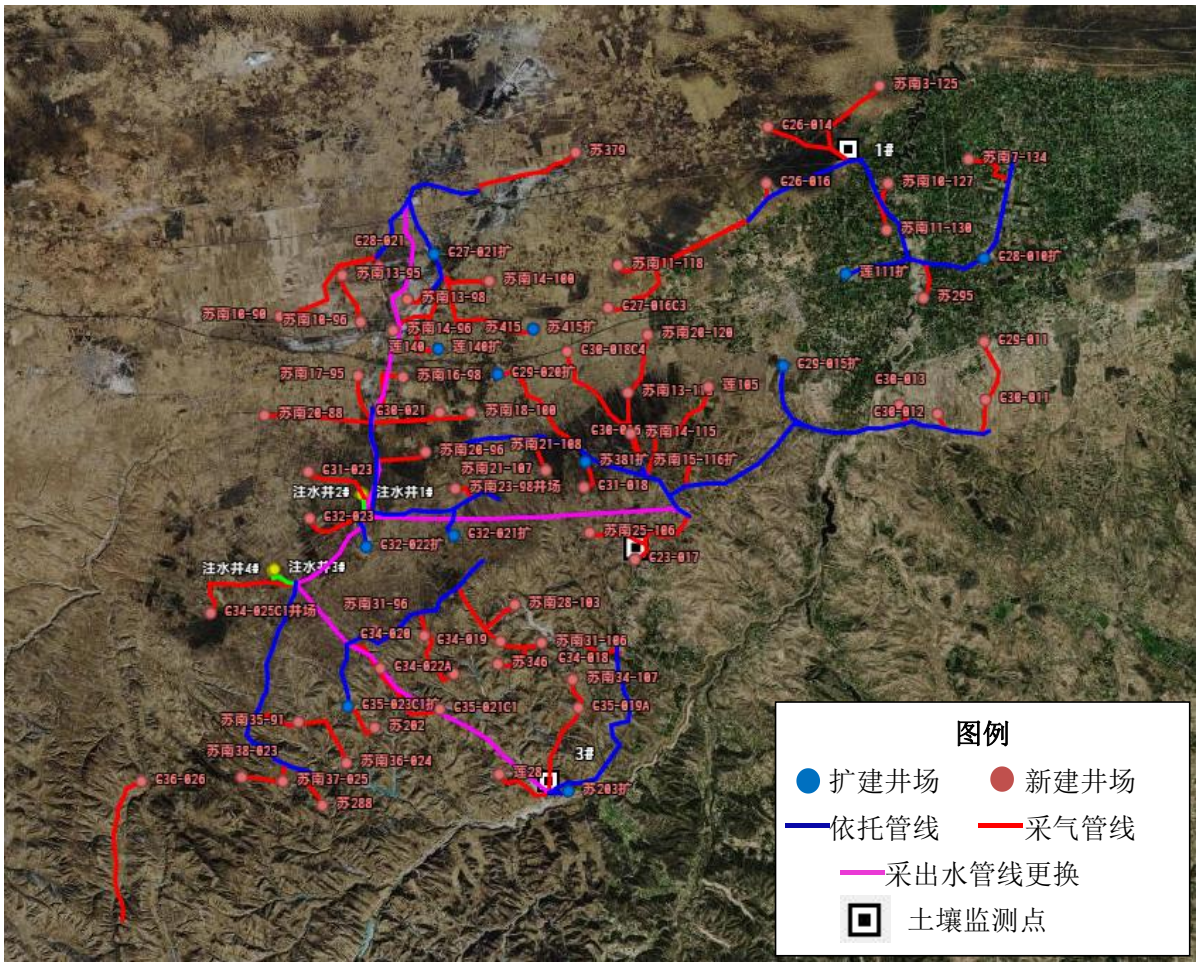


图7.2-3　土壤跟踪监测布点图

7.2.7 运行期生态保护与恢复措施

7.2.7.1 井场生态保护措施

⑴对井场的临时用地在施工结束后，表层覆熟土并进行植树（草）绿化。

⑵加强井场植被的绿化和抚育工作，确保植被成活率≥95%，并定期采取补种等措施。

7.2.7.2 站场生态保护措施

⑴本工程集气站在事故条件下将对生态环境造成较大的影响，因此须对事故风险严加防范和控制。加强站场日常生产监督管理和安全运行检查工作制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。

⑵采取先进的自动报警系统，加强事故防范及应急处理措施，避免集输管道发生破裂和集气站发生漏气、火灾爆炸事故，对周围环境和人群健康带来的危害。

⑶加强污染源及环境保护设施管理，保证达标排放。

⑷加强对绿化植物的管理和维护，减少运营初期造成的水土流失。

⑸采用灌木、草木结合的绿化方式，灌木可采用紫穗槐、狼牙刺等；草本植物选用白羊草、三叶草、紫花苜蓿等适生物种。灌木采用穴状整地，绿篱采用条状开挖沟槽，撒播草籽时采用全面整地。穴地植草绿化，必须施足底肥，整平，耕翻。栽植时间以春季为宜，苗木载后踏实，浇透水。

7.2.7.3 管线道路生态保护措施

⑴在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；

⑵加强对管线回填区的绿化和管理抚育工作。及时在管道两边及其所涉及区域进行植被恢复，提高植被覆盖率；管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物。

⑶为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可种植浅根系植被。管道维修二次开外回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填，以使植被得到有效恢复或减轻对植被的影响。

⑷加强宣传教育，提高输气管线沿线居民的环境保护意识，加强对绿化工程的管理与抚育，造林后应立即封禁，禁止采伐气区道路沿线两侧栽植的乔、灌木，禁止在输气管线沿线附近取土，以避免造成输气管线破坏、导致污染事件。

⑸对于位于水土流失敏感区的管线临时占地要严格按照《陕西水土保持规划（2016～2030 年）》相关要求进行恢复保护，建设单位应加强各种防护工程的维护、保养与管理，保证防护工程的防护功能；加强对道路和输气管线沿线生态环境的监测与评估，及时对发现滑坡、坍塌、泥石流等隐患工点提前采取防治措施；

⑹采取先进的自动报警系统，加强事故防范及应急处理措施，避免集输管道发生破裂漏气、火灾爆炸事故，对周围环境带来的危害。

⑺定期对路基边坡进行管理维护，并根据情况不断进行改进，加以巩固和完善，提高其防护能力，防止土壤受到侵蚀。

7.2.8 运行期风险防范措施

详见第6章《运行期环境影响预测与评价》章节中6.8.5《风险防范措施》章节。

7.3 退役期环境保护措施及其可行性论证

7.3.1 废弃井封井要求

⑴钻井出现下列情况之一时，宜予以废弃：对天然气开发不起作用、无综合利用价值的气井；经过多种措施处理仍不能消除隐患，对资源开发或生态环境保护造成不良影响的钻井；无法修复或修复投入大于修复后产出的气井。

⑵要求在气井报废6个月内进行封井作业，具体封井作业参考《废弃井封井回填技术指南》（实行）。首先对废弃井开展环境风险评估，通过识别污染源、污染通道和敏感受体等，评估废弃井环境风险等级。根据废弃井环境风险等级，对废弃井进行封井回填并做好井口处置。废弃井封井回填工作完成后，应进行验收。

⑶气井退役后全部进行封井，阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目的，可有效阻隔气层与上部其他含水层之间的水力联系。

⑷并拆除井场采气设备及围墙，挖松夯实和固化的地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

7.3.2 废弃管线环保处置要求

废弃管线运行时间较长，开挖处理成本较高且易损伤同管沟其余管线，根据《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T7413-2018）规范中 5.2、5.3 要求，对露出地面以及敏感区的管线全部拆除，其余地埋旧管线不进行开挖，就地弃置。

⑴残留物清理

对于天然气管线，一般通过氮气吹扫或者用泡沫清管器清理的方式，即可将管线内的天然气、积液清理干净。

⑵管道注浆

根据《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T7413-2018）中 8.8.2 规范要求，外

径小于 300mm 的管道可不做防塌陷注浆处理，本项目管线外径小于 300mm，故管道可不做防塌陷注浆处理，如后期出现坍塌等现象应及时修复。

⑶隔离封堵

所有就地弃置的管线两端应进行隔离，分段隔离可采用焊接封头、盲板或者管塞等方式进行，分段隔离材料应满足环保、防水、防渗透、耐老化、不可压缩、防腐蚀等性能要求。

7.3.3 其他地面工程拆除的环保要求

⑴集气站应当在退役后12个月内予以拆除，同时挖松固化地面，并对站场土地进行平整、覆土、植被恢复，18个月内达到土地使用功能。

⑵拆除过程中产生的其它垃圾及时外运，送至指定的垃圾处置场处理。

⑶退役期作业车辆应固定线路，禁止随意开路，践踏和破坏植被，应尽量减少占用和破坏植被，把破坏和影响严格控制在征地范围内。

7.4 环保投资估算

根据《建设项目环境保护设计规定》的有关要求，环保投资必须纳入工程投资概算，为环保设施实现“三同时”提供了资金保障。根据项目开发利用方案和本评价提出应采取的环保措施，对该建设项目的环保投资进行估算（见表7.4-1)。根据估算，工程环保投资3429.53万元，占建设总投资的6.86%，运行维护费用约105万/年。这些资金的投入会使项目建设带来的环境问题得到有效的控制。

表 7.4-1　环保投资估算一览表

时段	项目	措施	单位费用（万元）	数量	总费用（万元）	备注
施工期	钻井废水、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、压裂返排液	钻进作业井场地面防渗	2/井	245 口	490	
		钻井井场废弃物外委处理	10/井	245 口	2450	
	施工废水	沉淀池	0.2/座	预估 67 个沉淀池	13.4	
	生活污水	环保卫生厕所	0.3/座	预估设置 150 个	45	
	生活垃圾	施工营地生活垃圾处置	0.05/座		7.5	
	大气	施工扬尘防治（洒水、遮盖）	/	/	10	
	噪声	井场噪声防治	0.5/井	245 口	122.5	
	生态	临时占地农业及补偿费用	/	1663.8 亩	98.66	
		永久占地农业及补偿费用	/	232 亩	52.97	

			施工期生态防护、临时占地恢复	/	/	80	
	小计					3370.03	
运行期	生态		井场外适宜绿化区域进行绿化	0.5/井场	67 座	33.5	
			站场外适宜绿化区域绿化，进站道路栽种行道树等	/	/	5	
	废气	集气站燃气压缩机	8m 高排气筒	1	4 套（苏南 21 站利旧）	3	苏南 21 站利旧
	废水	气田采出水	站内采出液缓冲罐	/	6 套	/	依托现有
	噪声	机械设备	隔声、基础减振、消声	/	6 套	18	/
	固体废物	集气站	郝滩采出水处理站危废暂存间	/	1 座	/	依托现有
			集气站站内铁皮桶	/	6 具	/	依托现有
	地下水及土壤	集气站新增占地区	一般地面硬化			/	列入工程投资
	风险	井场	采气井设置井口压力控制设施				
			回注井采用机械卡封隔离防腐+油套环空保护液防腐+油管内外壁防腐处理的综合防腐工艺，井口压力控制设施				
		集气站	紧急截断阀				
		管线	专人定期巡线，压力在线监测，管线穿越道路壁厚加厚，采用钢套管				
	其他		清洁井场建设	0.5/井场	67 座	/	列入工程投资
小计						59.5	
合计						3429.53	
运行维护费用	环境监测		竣工验收监测	1 次		30	
			环境质量、污染源监测	每年		15	
	固废处置		各类危险废物清运处置费用	每年		40	
	污水		拉运费	每年		20	
小计						105	

8 环境影响经济损益分析

8.1 经济效益分析

第六采气厂2023—2027年苏里格南区新建产建工程区域总投资50000万元，形成新增15×$10^8$$m^3$/a的天然气生产能力，以当前市场天然气价格1.23元/m^3计，年产值可达18.45亿元，表明该工程具有较好的经济效益。

8.2 社会效益分析

本项目的社会效益主要体现在以下几个方面。

⑴清洁燃料的使用越来越受到重视。石油和煤炭消费领域里有70%以上都可以用天然气取代，随着天然气输送管网的建设，天然气在二十一世纪初期将经历更快的发展。据国际权威机构预测，天然气的快速发展态势和重要地位，预计可保持相当长的时期。本项目的实施有利于改变城市的燃料结构，即由煤变成天然气。该项目是实现国家战略的两个重要步骤：提高中国主要城市的环境空气质量；控制污染，加速工业振兴。

⑵天然气具有洁净、高效、资源丰富、方便储运等优点，目前全球天然气消费量已高达每年2.32×$10^{12}$$m^3$，占世界一次能源需求总量的24.3%。随着环保要求的日益严格和人们环保意识的增强，天然气资源的市场份额将不断扩大，前景十分广阔。延安北部及榆林南部气田产出的天然气将为工业生产、交通运输和生活提供清洁能源，同时也可以改善生活条件。

⑶天然气在发电、工业、民用燃料和化工原料等领域的使用已占相当高的比重，对促进社会进步、经济发展和人们生活质量提高发挥着越来越重要的作用。本项目的开发建设可以促进该地其他产业的发展，对加快农村经济结构调整，改善当地居民的交通条件，增加地方税收和财政收入也具有重要意义。

⑷本项目的实施有利于改变城市的燃料结构，推进实现“气化陕西”。该项目是实现国家战略的两个重要步骤：提高中国主要城市的环境空气质量；控制污染，加速工业振兴。本项目的实施，对进一步深化城市气化、工业窑炉改造、化工、建材工业的能源结构和产业结构的调整完善起到积极的推动作用，对提高人民生活质量以及改善大气环境，具有十分重要的作用，具有显著的社会效益。

8.3 环境经济损益分析

8.3.1 环境经济损失分析

工程建设过程中，由于管线、道路施工以及井场、站场建设需要临时和永久占用大面积的土地，扰动土壤，破坏地表植被，并因此带来一定程度的环境损失。一般分析，环境损失包括直接损失和间接损失。直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生态环境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由于土地资源损失而引起的其他生态问题，如生物多样性及生产力下降等生态灾害所造成的环境经济损失。间接损失的确定目前尚无一套完整的计算方法和参考依据，因此，仅通过计算直接损失－生物损失来确定环境损失。

本项目实施工程地面设施永久占地损坏原地貌植被面积：农用地123.7亩，草地103.1亩，林地5.2亩。地面设施临时占地损坏原地貌植被面积：农用地828.0亩，草地809.9亩，林地25.9亩。

根据第5.6节分析，项目实施工程永久占地农业损失为12.8905万元/年，临时占地农业损失为115.68万元。本项目永久征地的农业及生态补偿费用为52.97万元，临时占地的补偿费用为98.66元，总补偿费用为151.63万元。

8.3.2 生态补偿措施投资

本项目的生态环保投资主要用于永久占地、临时占地的农业及生态补偿，恢复地貌、恢复植被、场站绿化、水土流失防护工程等，总计补偿投资231.63万元，各费用统计参见表8.3-1。

表 8.3-1　生态补偿投资一览表

序号	项目	投资（万元）
1	永久征地农业及生态补偿费用	52.97
2	临时占地农业及生态补偿费用	98.66
3	水土保持及生态恢复工程措施	80
4	合计	231.63

8.3.3 天然气替代煤的环境效益

本项目天然气开采，将改变能源结构，减少燃煤造成空气污染，可以认为工程本身就是一项重大的环保措施。因此，相比以排放污染物造成经济损失的其他工程项目，该项目的环境经济损益分析有一些截然不同的特点，主要应考虑以天然气代替煤所得到的环境效益。天然气代替煤的环境效益可从以下方面考虑：

⑴天然气与煤的污染物排放量比较

表8.3-2为煤和天然气燃烧的排污系数。

表 8.3-2　煤和天然气燃烧的排污系数一览表

污染物	煤（kg/t)	天然气（kg/万 m^3)
NO_2	9	6.3
SO_2	16×S	0
烟尘	8A(1-E)	2.4

注：S-含硫量；A－灰分；E－燃烧效率。

以项目天然气产量替代等热值的标准煤量。天然气发热量取31.4MJ/m^3，标准煤发热量取29.271MJ/kg，含硫量取1%，煤灰分取25%，燃烧效率按75%计算，本项目产能折合标准煤1.61×10^6t。本项目天然气燃烧每年可减少排放$SO_2$257.45t、NOx13536.46t、烟尘444.53t，如表8.3-3所示。

表 8.3-3　开发方案与等量煤使用污染物排放比较一览表

污染物	煤（t/a)	天然气（t/a)	污染物减排量（t/a)
NOx	14481.43	944.97	-13536.46
SO2	257.45	0.00	-257.45
烟尘	804.52	359.99	-444.53

注：“－”表示减少。

从煤与天然气的排污总量比较看出，应用天然气比煤对大气污染要轻得多，可以大大削减NOx、SO_2和烟尘的排放量，有利于大气环境质量改善，环境效应明显。

⑵燃煤污染的损失费用估算

根据《中国2000年大气环境预测与对策研究》报告，以综合估算法估出的燃煤污染损失费为5元/t。本项目天然气设计产能15×$10^8$$m^3$/a，折合1.61×$10^6$t煤，燃煤污染损失费约805万元。因此从燃煤污染的损失角度分析，可以认为该工程的环境经济效益是明显的。

⑶天然气代替燃煤可减少的固体废物排放量和运输量估算

①天然气替代燃煤后固体废物的削减量

由于天然气替代了部分煤，从而使灰渣排放量减少，其减少量由下式计算：

H=a×M

式中：H－灰渣量，（t/a)；

a-灰渣排放系数（取0.23)；

M－替代燃煤量，（t/a)。

经计算，工程实施后，可减少灰渣排放量37.6×10^4t/a。

②天然气替代燃煤后，煤和灰渣运输量的削减量

工程运行后，天然气采用管道输送，与用煤相比，减少了公路运输量，减少量可按下式计算：

Z=K1×M+K2×H

式中：Z－运输量，（10^4t•km/a)；

K1-燃煤运距（km，取10km)；

K2-灰渣运距（km，取1km)；

M－替代燃煤量，（10^4t/a)；

H－灰渣量，（10^4t/a)。

经计算，本工程实施后，燃用天然气比燃用煤，可减少公路运输量1646.1×10^4t•km/a。

⑷其他环境效益

本工程除了上述环境效益外还有其他环境效益，分述如下：

①可以节省SO_2和烟尘的处理费用

通常情况下，如果采用燃煤提供能源，则必须进行除尘脱硫。该部分费用较高，特别是脱硫方面，因价格昂贵，一般的小企业很少使用脱硫设备。即使有处理设施，达到排放标准，其排放量仍比采用天然气大得多。所以采用天然气是理想的能源。

②可以降低由空气污染引起的疾病

根据国内外统计资料介绍，环境空气污染可导致的疾病主要有慢性气管炎、哮喘等。污染区（SO_2超过国家二级标准计）比清洁区慢性气管炎发病率高0.94%，肺病发病率高1.1%。所以利用天然气为燃料，可改善空气质量，减少发病率。

③可以减少由于运输带来的环境污染

工程的实施还会间接在一定程度上缓解城市道路拥挤状况，节约燃油和运输费用。若按0.5元/t•km计，本项目每年可节约运费823.05万元，减少汽车尾气排放及车辆噪声污染，这些将对当地环境质量的改善起到积极的作用。

④可以减少灰渣占地面积

天然气替代部分燃煤，削减了灰渣排放量，从而可减少灰渣占地面积。一般情况下，1×10^4t灰渣需占土地1亩。因此，项目实施可减少相应灰渣占地面积37.6亩。

8.3.4 环境影响经济损益分析结论

根据以上分析，该工程具有较好的经济效益、社会效益和环境效益，尤其体现在环境效益方面。项目在达到设计规模时，理论上可减少因燃煤排放的SO_2：257.45t、NOx：13536.46t、烟尘：444.53t，灰渣：37.6×10^4t/a，减少公路运输量1646.1×10^4t•km/a，每年可节约运费823.05万元，减少灰渣占地37.6亩。

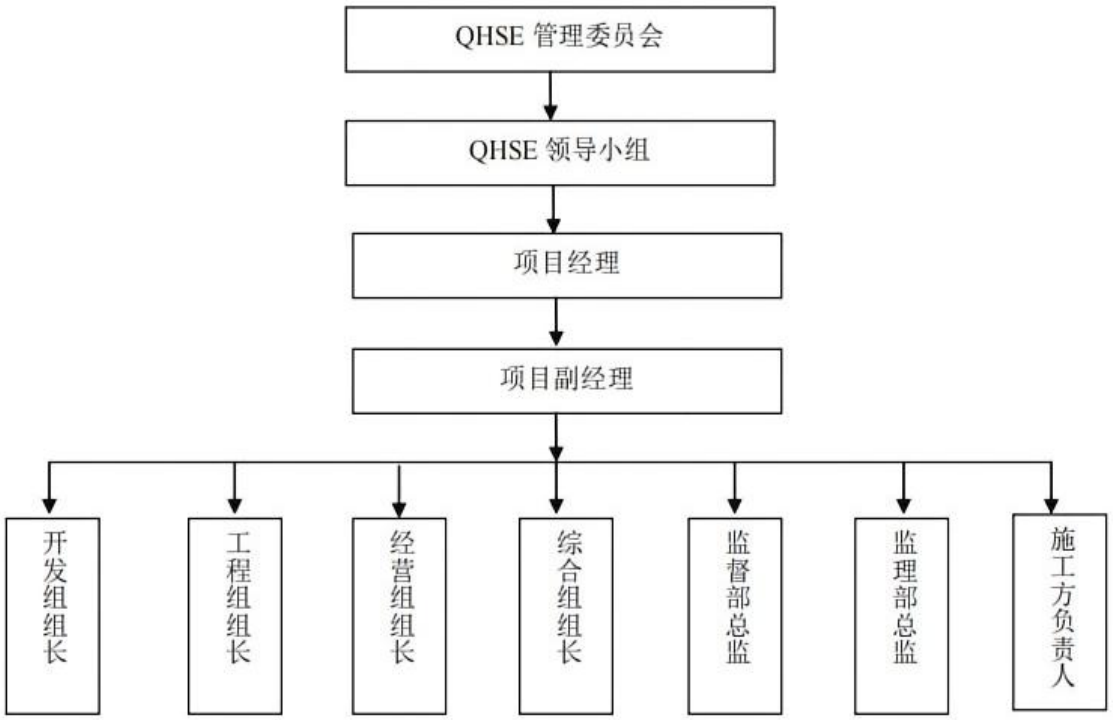
工程的实施，有利于降低SO_2、NOx、烟尘、固体废物的处理费用，减少因燃煤造成的环境污染，改善大气环境质量，减少土地占用，降低因空气污染引起疾病的概率，减少运输带来的环境污染，因此工程环境效益是显著的。在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效益、社会效益和环境效益能够得到协调发展。因此，从环境经济的综合角度分析，本项目合理可行。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理体系

9.1.1 环境管理体系机构设置

中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂依据《石油天然气健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276）标准，建立了 QHSE 管理体系和安全环境管理机构（见图 9.1-1)，并通过了国家认证；同时按照中石油公司《质量健康安全环境管理体系要求》(Q/SY2.2)，在整合职业安全健康、环境、质量三大体系基础上，进一步完成了 QHSE 管理手册和程序文件；此外，长庆油田分公司第六采气厂还建立健全了各项环境



管理制度，明确了管理时效。

图 9.1-1　长庆油田分公司第六采气厂 QHSE 领导组织机构图

9.1.2 各级 QHSE 组织的职责

目前，长庆油田分公司第六采气厂结合 QHSE 管理体系，各项管理导入了“自我监控、自我完善、自我改进”的三级监控机制，企业环境管理实行一级机构二级管理制度。其中：

⑴QHSE 委员会

QHSE 委员会为厂级安全生产管理工作的最高组织领导机构，由项目经理和有关部

门主要负责人组成，主要职责是全面负责厂安全生产与环境管理，研究制订安全生产措施和环境保护计划，实施检查、监督和处理事故等项工作。

⑵清洁生产审核小组

由主管生产厂长任正组长，主要成员来自下属各生产管理部门和站场等，具体负责作业区的清洁生产审计。

⑶环境保护领导小组

由作业区经理、副经理担任正、副组长，主要职责是加强组织领导，保证石油开发污染防治工作顺利开展，并将环保目标和一票否决制纳入各基层队业绩管理指标中。

⑷基层 QHSE 小组

现有专职环境管理人员 5 人，以站场、井组为单元设兼职环境管理人员 18 人；专职负责企业日常环境管理与监督，制定和落实环保岗位职责、环境管理制度和环境监控计划等各项工作，接受企业环保第一责任人厂长或主管环保副厂长的直接领导。

9.1.3 环保专职管理人员职能

⑴贯彻执行国家有关法律法规和政策，制定本项目的环境管理办法；

⑵建立健全企业的环境管理制度，并实施检查和监督工作；

⑶拟定企业环保工作计划并实施，配合企业领导完成环境保护责任目标；

⑷执行建设项目的“三同时”制度；

⑸监督环保设计工程措施及运行管理；

⑹配合有关环保部门搞好环境监测与年度统计工作，领导并组织企业环境监测工作，建立监控档案；

⑺协调企业所在区域的环境管理；

⑻开展环保教育和专业培训，提高企业员工的环保素质；

⑼组织开展环保研究和学术交流，推广并应用先进环保技术；

⑽负责厂区绿化和日常环境保护管理工作；

⑾搞好环保知识普及教育、宣传工作及相关人员的专业技能培训。

9.1.4 环境管理体系建议

据调查，长庆油田分公司第六采气厂目前建立有如下程序及管理制度，见表 9.1-1。

表 9.1-1　已经建立的环境管理体系及管理制度一览表

实施部门	主要编制内容

管理体系	1、环保法律法规、环境指标与方案管理程序
	2、环境管理体系培训管理程序
	3、原辅材料、能源及给排水管理程序
	4、集输送前预处理、站场及其辅助设施管线大气污染物控制、气田采出水处理、环境噪声治理及清管渣回收、处置管理程序
	5、井场、集气站、采出水处理站、管线环境风险应急管理、控制及事故状态下应急响应程序
	6、环保设施监督管理及违章、纠正与预防污染措施程序
	7、节能降耗、污染预防、减污增效、资源化利用监督、检查管理程序
	8、环境监控、文件记录控制管理程序与环境管理内部审核程序
	9、强化风险事故应急管理，定期开展 QHSE 审核程序
管理制度	1、内部环境保护审核、例会制度
	2、环境质量管理目标与指标统计考核制度
	3、节能降耗、减污增效、清洁生产管理、审计和岗位职责奖惩制度
	4、内部环境管理监督与检查制度
	5、环保设施与设备定期检查、保养和维护管理考核制度
	6、污染源监控与监测计划制度
	7、危险化学品、危险废物贮运、使用转移联单管理制度
	8、环境保护档案管理与环境污染风险事故应急预案及报告管理制度
	9、环保设施与设备使用、维护规程
	10、环保设备安全操作规程及安全管理规章
	11、重点环保设施污染控制点巡回检查制度

为完善和优化企业环境管理体系角度出发，评价提出以下建议。

表 9.1-2　进一步完善的环境管理体系及管理制度一览表

实施部门	**主要编制内容**
管理体系	建立合同方环境行为影响程序与供应商管理程序
管理制度	井场及临时占地区生态恢复管理技术规程
	企业生态环境保护、水土保持与环境绿化规划
	环境保护定期、不定期监测制度

⑶强化质量健康安全环保部管理职能

在强化安全与环境管理并重同时，要结合开发建设特点，重点加强气田开发建设作业区生态保护与水土保持工作，应设 2—3 人专职负责区内环境绿化与管理，建议成立由 10～20 人组成绿化队，对受扰动土地进行植被恢复，种树种草，减缓水土流失。

9.2 环境管理内容

结合本项目工程分析的施工期和运行期污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，各阶段侧重在以下方面开展工作：

9.2.1 施工期环境管理

⑴管理体系

工程施工管理组成应包括建设单位、施工单位在内的三级体系，同时要求工程设计单位做好服务与配合。

①施工单位应加强自身的环境管理，须配备必须经过相关培训确定能力和资质的专、兼职环保管理人员，并赋予相应的职责和权力。

②应根据环境影响报告书、环保工程施工设计中及施工合同中规定执行的各项环保措施作为监管工作重要内容，对建设项目环保工程建设质量把关，监督施工单位落实施工中采取的各项环保措施。

③在工程施工承发包工作中，应将环保工程摆在主体工程同等的地位，环保工程质量、工期及与之相关的施工单位资质、能力都将作为重要的发包条件；其次是及时掌握工程施工环保动态；定期检查和总结工程环保措施实施情况，资金使用情况，确保环保工程的进度要求；第三是协调各施工单位关系，消除可能存在环保项目遗漏和缺口；出现重大环保问题或环境纠纷时，积极组织力量解决，并协助施工单位处理好地方环境保护部门、公众三方利益关系。

⑵监督体系

从工程施工的全过程而言，地方环保、水利、交通、环卫等部门是工程施工期环境监督的主体，而在某一具体或敏感环节，银行、审计、司法部门及新闻媒体也是监督体系的重要组成部分。

⑶施工期环境管理

①建设单位与施工单位签订工程承包合同中，应包括施工期间环境保护条款，工程施工中生态环境保护、施工期间环境污染控制、污染物排放管理、施工人员环保教育及相关奖惩条款。

②施工单位应增强环保意识，加强驻地和施工现场的环境管理，合理安排施工计划，做到组织计划严谨，文明施工；环保工程与主体工程同时施工、同时运行，环保工程费用专款专用，不偷工减料、延误工期。

③施工单位应特别注意工程施工中的水土保持，尽可能保护好沿线土壤、植被，弃土弃渣须运至设计中指定地点弃置，严禁随意堆置，防止对地表水环境产生影响。

④施工现场、驻地及临时设施，应加强环境管理，妥善处置施工“三废"。

⑤认真落实各项补偿措施，做好工程各项环保设施的施工监管与验收，保证环保工程质量，真正做到环保工程“三同时计划”。

施工期环境管理计划建议清单见表 9.2-1，施工期重点环境监管内容见表 9.2-2。

表 9.2-1　施工期环境管理建议清单一览表

项目	管理项目	要求
噪声	1、选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和日常维护。 2、运输车辆限速、经过敏感点时禁鸣喇叭。 3、禁止夜间高噪声施工作业。	满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011）限值要求
废水	1、施工营地设置可移动式环保卫生厕所，对生活污水进行收集；施工场地设置施工废水临时沉淀池，沉淀后循环使用，禁止外排。	生活污水不外排
生态环境保护与水土保持	1、尽量控制施工占地面积和动土的宽度、深度等，平衡土方量，建设工程中应循序渐进，对可以不扰动的地方尽量不要破坏地表植被。 2、修建道路尽量利用现有乡村道路，对必须新开辟的道路严格控制道路的宽度。 3、施工完成后，对临时占地破坏的植被进行恢复；协助当地有关部门搞好道路、管线两侧的植被恢复和绿化补偿。 4、加快建设步伐，严禁在大风、大雨天气下施工，减少水土流失。	施工场地周围土壤、植被不被破坏；及时恢复，按要求完成绿化、硬化
扬尘和废气	1、站场、道路、管线等地面工程施工时应尽量避免扬尘产生，遇 4 级以上风力天气，禁止土方施工。 2、砂、渣土、水泥、石灰等易产生扬尘的物料，需遮盖堆放。 3、运输车辆慢行，严禁抛洒；水泥、石灰等要求袋装或罐装运输，无篷布车辆不得运输沙土、粉料。	满足《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）限值要求
固体废物	1、生活垃圾，及时清运，分别进行集中无害化处理。 2、钻井废弃物不落地收集，井下作业完成后，由陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司配备防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移、处置	1、生活垃圾定期清理，不得乱堆乱放 2、钻井废弃物不落地收集、及时清运、处置
其他	1、严格执行“三同时”制度。 2、按照环评报告中提出的要求，制定出建设项目施工措施实施计划表，并与当地环保部门签订落实计划内的目标责任书。 3、认真监督主体工程与环保设施的同步建设：建立环保设施工进度档案，确保环保工作的正常实施运行。 4、施工中造成的地表破坏土地、植物毁坏应在竣工后及时恢复。 5、设立施工期环境管理制度，监督环保工程的实施情况，施工阶段的环保工程进展情况和环保投资落实情况，定期（每季度）向环保主管部门汇报一次。	委托专业单位，监督设计和环评提出的各项环保措施（工程和管理）的落实

表 9.2-2　施工期重点环境管理内容一览表

重点地段	重点监管内容	目的
井位钻井	1.弃渣是否按规定堆放在指定弃渣场； 2.地下水位及泉水流量的变化；	减少地下水流失和污染

	3.对地下水采取的保护措施是否合理。	
管线道路 沿线耕地	1.是否严格执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”； 2.施工作业场地设置是否合理，施工、运输车辆是否按指定路线行驶； 3.施工人员是否超越施工作业带施工； 4.施工人员是否超越施工活动范围； 5.垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； 6.施工结束后临时用地是否彻底恢复	减少土壤和农作物的破坏
管线道路 沿线植被	1.减少管道穿越对植被造成的损坏； 2.是否超越施工作业带施工； 3.施工是否利用现有便道。	保护沙地植被，减少损失
村庄敏感点	1.施工噪声对居民的影响； 2.施工路段、灰土拌和场地是否定时洒水； 3.粉状材料堆放时是否覆盖。	防止施工噪声影响居民的正常生活；减少施工扬尘对居民的影响
城市规划区	项目井场应避免进入城市规划用地界内；道路和管线在穿越城市规划区时应须得到城市规划部门的同意	减少对城市规划用地规划的影响

9.2.2 运行期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻运行期对环境的影响，本项目在运行期管理的主要内容是：

⑴与当地生态环境部门及其授权监测部门保持密切联系，监管项目污染物的排放情况，落实污染物总量控制指标；对污染事故、纠纷进行处理；

⑵完善环保设施运行与维护管理制度，并落实实施；

⑶建立企业内部环境审核制度；

⑷定期和不定期开展全员清洁生产教育和培训；

⑸跟踪国家和地方环境保护相关法律法规、部门规章、相关规划要求，及时调整企业环境目标，制定达到新环境目标的工作方案并实施；

⑹开展环境回顾工作，查找工程运行过程中环境不足，提出整改方案并实施。

⑺按照最新要求，修订突发环境事件应急预案，并定期演练。

9.2.3 闭井期环境管理

⑴天然气气井废弃管理，包括废弃标准，废弃井申报、批准及封井回填管理；

⑵地面集输工程（管线、站场）废弃管理；

⑶地面井场、站场植被恢复或复耕管理。

9.2.4 污染物排放管理

⑴废气污染物排放清单

各大气污染物的年排放量汇总结果见表 9.2-3。

表 9.2-3　大气污染物排放清单一览表

类别	排污口/污染源	排放污染物种类	排放浓度 mg/m³		排放量 t/a	执行标准	采取的环保措施及主要运行参数
各集气站	苏南 16（A/B 区）集气站燃气压缩机	颗粒物	9.28		0.098	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996）表 2 二级标准	采用天然气燃料，设 8m 高排气筒
		SO_2	2.17		0.022		
		NOx	147.27		1.58		
	苏南 32 集气站燃气压缩机	颗粒物	9.28		0.049		
		SO_2	2.17		0.011		
		NOx	147.27		0.79		
	苏南 21 集气站燃气压缩机	颗粒物	9.28		0.037		
		SO_2	2.17		0.008		
		NOx	147.27		0.59		
	站场无组织排放	非甲烷总烃	4.0	场界	1.20	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	密闭集输流程，加强设备维护，减少无组织逸散产生
			10	厂区内厂房外 1h 平均浓度值		《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)	
		硫化氢	0.06	厂界	0.00715	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 中的二级排放限值	

表 9.2-4　大气污染物年排放量汇总表

序号	污染物	年排放量（t/a)
1	颗粒物	0.184
2	NOx	2.96
3	SO_2	0.04
4	非甲烷总烃	1.20
5	硫化氢	0.00715

⑵水污染物排放清单

项目水污染物排放清单见表 9.2-5。

表 9.2-5　项目水污染物排放清单一览表

排污口/污染源	产生量 m³/a	排放 m³/a	执行处理标准	拟采取的环保措施及主要运行参数	主要污染物控制指标
集气站气田采出水	48000	0	《气田水注入技术要求》	集气站分离气田采出水暂存于站内各自的采出水罐，含醇	悬浮物固体含量≤200mg/L

			(SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》(Q/SY01004-2016)	采出水定期拉运至郝滩采出水处理站处理后回注地层，不含醇采出水定期拉运至苏南 18 采出水处理站处理后回注地层。	石油类＜100mg/L
					pH 值：6~9

⑶固体废物污染物排放清单

项目噪声和固体废物污染物排放清单见表 9.2-6。

表 9.2-6　项目噪声和固体废物污染物排放清单一览表

排污口/污染源		产生量 t/a	排放量 t/a	执行处理标准	拟采取的环保措施及主要运行参数
各集气站	清管废渣	2.5	0	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)	铁皮桶装收集后直接运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，最终统一交由陕西邦达环保工程有限公司进行安全处置。
	废润滑油	0.8	0		
集气站设备噪声		/	/	《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准要求	①选用低噪声设备； ②专门用房活水池内布置； ③基础减振； ④定期维护，保养。

⑷排污口规范化管理

排污口是企业排放污染物进入环境的通道，强化排污口的管理是实施污染物总量控制的基础工作之一，也是环境管理逐步实现污染物排放科学化、定量化的重要手段。

向环境排放污染物的排污口必须规范化；排污口应便于采样与计量监测，便于日常现场监督检查。排污口采样点设置应按污染源监测技术规范要求，设置在污染物处理设施进、出口等处；设置规范的、便于测量流量、流速的测流段。污染物排放口应按《环境保护图形标志》的规定设置环境保护图形标志牌；污染物排放口的环保图形标志牌应设置在靠近采样点的醒目处，标志牌设置高度为其上缘距地面 2m。应使用国家环保局统一印刷的《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容；根据排污口档案管理内容要求，将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、立标情况及设施运行情况记录于档案。

9.2.5 污染物排放总量控制

项目气田采出水处理达标后回注地层，不外排；运行期主要大气污染物为集气站压缩机燃烧天然气排放的烟尘、SO_2、NOx，无组织逸散的非甲烷总烃、硫化氢等。结合本项目实际情况，本次评价建议总量控制指标见表 9.2-7。总量控制指标应以陕西省生态环境厅下达的指标为准。

表 9.2-7　总量控制指标（建议）一览表

类别	污染物种类	排放量（t/a)
大气污染物	NOx	2.96
	SO_2	0.04
	非甲烷总烃	1.20

9.2.6 企业环境信息公开

⑴企业环境信息公开的内容

本次评价对长庆油田分公司第六采气厂提出以下环境信息公开要求：

（1）按照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第 24 号）要求，当地环保部门每年 3 月底前确定本行政区域内的环境信息依法披露企业名单，第六采气厂应及时关注，明确本单位是否列入名录。

（2）如本单位列入环境信息依法披露企业名单内，则应当公开下列信息：

①企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；

②企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；

③污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；

④碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；

⑤生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；

⑥生态环境违法信息；

⑦本年度临时环境信息依法披露情况；

⑧法律法规规定的其他环境信息。

9.3 环境监测计划

9.3.1 监测计划

⑴污染源监测计划

运行期的环境监测，建设单位可自行监测或委托有资质的监测机构监测。监测工作应按照国家和地方环保的要求，采用国家规定的标准监测分析方法，监测时段与方法按《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术

指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《排污许可证申请与核发技术规范水处理（试行）》（HJ978-2018）、《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ820-2017）进行。

项目运行期污染源监测计划见表 9.3-1，运行期环境质量监测计划见表 9.3-2。

表 9.3-1　污染源监测计划一览表

类别		监测项目	监测点位置	监测点	监测频率	控制指标	备注
废气	各集气站燃气压缩机燃烧烟气	氮氧化物	各集气站排气筒出口	监测采样孔	1 年 1 次	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996）二级标准	新增
		二氧化硫					
		颗粒物					
	各集气站无组织	非甲烷总烃	各集气站周界	上风向设 1 个点，下风向设 4 个点	每季度 1 次	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	纳入各集气站原有监测计划
		非甲烷总烃（1h 平均浓度、任意一次浓度	厂区内	工艺装置区	每季度 1 次	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）	
		硫化氢	各集气站周界	上风向设 1 个点，下风向设 4 个点	每季度 1 次	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 中的二级排放限值	
废水	气田采出水	pH、石油类、SS	站场	采出水处理系统出口	每季度 1 次	《气田水回注技术规范》(Q/SY01004-2016)	纳入依托采出水处理站原有监测计划
噪声	各集气站	Leq(A)	各厂界四周	4 个	每季度 1 次	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类	纳入各集气站原有监测计划

⑵环境质量监测

建设单位可以委托资质监测单位定期监测厂区周围环境质量状况，以掌握环境质量变化趋势，监测计划见表 9.3-2。

表 9.3-2　运行期环境质量监测计划一览表

类别	监测项目	监测点位置	监测点	监测频率	控制指标
环境空气	非甲烷总烃	王沟畔（苏南 16 集气站东侧）	1 个	1 年一次	《大气污染物综合排放标准》详解中的参考限值
	硫化氢				《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D
地下水	①监测水位 ②监测水质：石油	王家伙场水源井等	12 个，具体详	季度一次	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III 类

	类、砷、六价铬、TDS、氟化物、氯化物、硫酸盐		见表 7.2-2		
土壤环境	pH、石油烃	莲 111 扩井场内、苏南 21 集气站采出水缓冲罐附近	3 个，具体详见表 7.2-3	5 年 1 次	《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
	pH、石油烃	G23-017 井场南侧农用地			《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）
生态	土地平整、覆土、植被恢复等	典型井场、站场、管线、道路周边	若干	不低于 1 次	恢复植被或原用地性质，临时占地土地恢复率≥100%；扰动土地治理率≥ 95%，水土流失治理率≥95%，林草植被恢复率≥ 97%，清洁文明井场占有率≥100%；道路两侧、围墙内外宜绿化区域林草覆盖≥98%

9.3.2 信息记录和报告

要建立监控档案，对于污染源的监测数据、污染控制治理设施运行管理状况、自动监测运维记录、危废的转移单、进出货等均应建立文件档案，为更好地进行环境管理提供有效的基础资料。

⑴信息记录

①手工监测的记录

包括采样日期、采样时间、采样点位、混合取样的样品数量、采样器名称、质控结果报告单。

②自动监测运维记录

包括自动检测系统运行状况、系统辅助设备运行状况、系统校准、校验工作等；

仪器说明书及相关标准规范中规定的其他检查项目；校准、维护保养、维修记录等。

③生产和污染治理设施运行状况

记录监测期间企业及各主要生产设施（至少涵盖废气主要污染源相关生产设施）运行状况（包括停机、启动情况）、产品产量、主要原辅料使用量、取水量、主要燃料消耗量、燃料主要成分、污染治理设施主要运行状态参数、污染治理主要药剂消耗情况等。日常生产中上述信息也需整理成台账保存备查。

④固体废物（危险废物）产生与处理状况

记录监测期间各类固体废物和危险废物的产生量、综合利用量、处置量、贮存量、危险废物还应详细记录其具体去向。

⑵信息报告

排污单位应编写自行监测年度报告，年度报告至少应包含以下内容：

①监测方案的调整变化情况及变更原因；

②企业及各主要生产设施（至少涵盖废气主要污染源相关生产设施）全年运行天数，各监测点、各监测指标全年监测次数、超标情况、浓度分布情况；

③按要求开展的周边环境质量影响状况监测结果；

④自行监测开展的其他情况说明；

⑤排污单位实现达标排放所采取的主要措施。

⑶应急报告

监测结果出现超标的，排污单位应加密监测，并检查超标原因。短期内无法实现稳定达标排放的，应向环境保护主管部门提交事故分析报告，说明事故发生的原因，采取减轻或防止污染的措施，以及今后的预防及改进措施等；若因发生事故或者其他突发事件，排放的污水可能危及城镇排水与污水处理设施安全运行的，应当立即采取措施消除危害，并及时向城镇排水主管部门和环境保护主管部门等有关部门报告。

9.4 项目竣工环保验收管理

本次环评建议的环保竣工验收清单见表 9.4-1。

表 9.4-1　环保竣工验收建议清单一览表

验收清单						验收标准
类别		污染源或污染物		污染防治设施	数量/要求	
施工期	废气	施工扬尘		苫布遮盖、运输车辆遮盖篷布、洒水车	/	《施工场界扬尘排放限值》(DB61/1078-2017)
	钻井废弃物	钻井废水、废泥浆、废岩屑、压裂返排液		泥浆循环系统，设地上移动式收集设施（岩屑收集池，废水、废液收集罐，压裂液返排罐），井场内废弃物不落地分类收集，统一外委处理、处置	80 座井场	泥浆不落地，集中收集处置
	固废	生活垃圾		临时生活垃圾收集设施	/	生活垃圾集中收运处理
	生态	临时占地		施工过程中分层取土、保存表土、分层回填；施工结束后临时占地植被恢复等	139.29hm^2	临时占地土地恢复率 100%
运行期	大气污染控制	集气站	压缩机燃烧烟气	8m 高排气筒	4 套（1 套利旧）	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996）中二级标准
			无组织非甲烷总烃、硫化氢	密闭集输工艺	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）、《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 中的二级排放限值
	水污染控制	集气站	气田采出水	采出水罐	依托	集气站分离气田采出水暂存于站内各自的采出水罐，含醇采出水定期拉运至郝滩采出水处理站处理后回注地层，不含醇采出水定期拉运至苏南 18 采出水处理站处理后回注地层。
	噪声污染控制	集气站	压缩机组区、污水泵	低噪声设备、基础减振等	/	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准
	固废污染	清管废渣	HW08-251-001-08	依托郝滩采出水处理站内设	1 间，100m^2	铁皮桶装收集后直接运至郝滩采出水处理站危废暂存

	控制	废润滑油	HW08-900-214-08	危险废物暂存库		间暂存，最终统一交由陕西邦达环保工程有限公司进行安全处置。
	地下水及土壤	集气站新增占地区	一般地面硬化			落实情况
	生态保护措施	井场、道路等	井场外适宜绿化区域进行绿化、进站道路栽种行道树			植被恢复率达到 97%
	环境风险	提交经生态环境主管部门备案的应急预案				
		井场	采气井设置井口压力控制设施			现场井口压力控制设施
			回注井采用机械卡封隔离防腐+油套环空保护液防腐+油管内外壁防腐处理的综合防腐工艺，井口压力控制设施			
		管线	专人定期巡线，压力在线监测，管线穿越道路壁厚加厚，采用钢套管			巡线记录

10 结论

10.1 工程概况

长庆油田分公司第六采气厂拟在苏里格气田南区内加密布井，计划 5 年建成（2023—2027 年），累计新增天然气设计产能约 $15\times10^8m^3/a$，本次建设涉及地面工程内容包括：①新建井场 67 座，扩建井场 13 座；②改造集气站 11 座；③新注水井 4 口；④新建采气管线 184.1km；⑤更换采出水管线 47.6km、新建注水管线 1.6km 以及道路其他相关工程等。

项目总投资 50000 万元，其中环保投资约 3429.53 万元，占总投资的 6.86%。

10.2 环境质量现状

10.2.1 环境空气质量现状评价结论

项目所涉定边县、靖边县、吴起县 2022 年所有基本污染物均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012）中二级标准限值，为达标区。同时于评价区布设 4 个环境空气监测点，监测结果表明，各监测点非甲烷总烃小时浓度均符合《大气污染物综合排放标准详解》中小时限值 2.0mg/m³ 的参考值；总烃 1 小时平均浓度满足以色列标准中 5.0mg/m³ 限值要求；甲醇、硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中相关标准限值。

10.2.2 地表水环境质量现状评价结论

监测结果表明，各监测断面 pH、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚等监测因子均达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值。

10.2.3 地下水环境质量现状评价结论

根据监测结果可知，本次实测的 5 个地下水监测点中，除部分点位氨氮、总硬度、氟化物超标之外，其余各监测因子均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准。

10.2.4 声环境质量现状评价结论

根据监测结果可知，苏南 16、23 集气站，厂界噪声超标，主要原因是站内压缩机靠近厂界，导致厂界噪声无法达标，其余集气站、井场满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求；敏感点等监测点位噪声测点昼夜间均达

到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

10.2.5 土壤环境质量现状评价结论

监测结果表明，1#苏南 16 集气站占地范围内、2#莲 111 扩井场占地范围内、3#苏南 31-106 井场占地范围内中、底层各监测因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）的中的第二类用地土壤风险筛选值限值；5#苏 202 井场外农用地、6#G23-017 井场外农用地等 2 个监测点位各监测因子均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中 pH＞7.5 其他标准，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

10.2.6 包气带现状评价结论

通过对苏南-16集气站、莲111扩井场内包气带浸溶液水质进行分析，各项因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类水质标准，且场地内与场地外监测数据相差不大，说明已建工程对包气带产生的影响较小。

10.3 环境影响评价结论

10.3.1 环境空气影响评价结论

⑴施工期环境空气影响评价结论

①环境影响：施工期大气污染主要为施工期平整场地、地面及管沟开挖、车辆行驶产生的无组织排放扬尘、施工机械和运输车辆排放的尾气、柴油机/发电机废气、测试放喷废气、焊接废气、防腐废气。但影响范围仅局限于施工场地周围较小范围内，随施工期的结束而结束，其影响时间短、范围小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，当采取废气防治措施后，施工期对大气环境所造成的影响较轻。

②防治措施：采用节能环保的柴油动力设备，适当提高排气筒高度；临时弃土集中堆放，并加盖篷布；定期对施工场地的泥土进行清扫；运输车辆加盖篷布，限速限载；合理规划施工进度，及时开挖和回填；施工完成后及时进行覆土和植被恢复。

⑵运行期环境空气影响评价结论

①环境影响：运行期废气主要为集气站燃气压缩机，主要污染因子为烟尘、SO_2 及 NO_X；地面站场天然气集输挥发损失的烃类气体，主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢。

本次产建项目涉及的改造集气站以苏南 16 集气站配套的压缩机规模最大，排放的

污染物亦最大。根据预测结果，苏南 16 集气站燃气压缩机燃烧废气 PM_{10}、NO_X、SO_2 最大落地浓度分别为 0.3001μg/m^3、4.9873μg/m^3、0.7000μg/m^3，占标率分别为 0.0667%、1.9949%、0.1400%，出现在下风向 80m 处，占标率较小，对环境空气影响较小。

②防治措施：采用井间串接技术，集气站在单井进站和外输流程上设置截断阀，主要生产设备的进出口设阀门，可实现按设备、进站管线进行单独放空，从技术及管理角度，减少放空次数和放空量，减少放空气体燃烧烟气及污染物排放。井场设发球阀，集气站设收球筒，可实现对采气管线、集气管线的不停气密闭清管。

天然气开采、集输采用全密闭流程，禁止就地直接放空天然气排入大气，集气站放空火炬需实现自动点火，定期对井场、管线进行巡检，消除事故隐患，减少烃类气体的泄漏，压缩机燃烧后的烟气集中至 8m 高的烟囱排放。采取以上大气污染防治措施后，运行期废气可得到有效地控制和减缓，满足《石油天然气开发业污染防治技术政策》，天然气集输损耗率不高于 0.5%的要求。使各场站非甲烷总烃无组织排放周界外浓度最高点满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)。场站内非甲烷总烃无组织排放限值满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019）要求；压缩机燃烧后的污染物排放浓度均符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中的排放限值要求。综上，项目采取的大气污染防治措施可行。

10.3.2 地表水环境影响评价结论

⑴施工期地表水环境影响评价结论

钻井期间，钻井废水及钻井泥浆置于井场泥浆罐，上清液通过泥浆循环系统的固控设备，经固液分离后，液体重复用于钻井和配浆作业，钻井结束后，钻井废水同泥浆压滤脱出水以及最终的返排液均统一委托陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司处理满足要求后回注。施工期生产废水设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水抑尘。管道试压分段进行，废水排放量较小，采用罐车拉运至苏南18采出水处理站采出水处理系统处理后回注地层，不外排。井场等场站施工营地，设置环保卫生厕所，施工结束后委托当地农民定期清理后，用于农田施肥，不外排。

⑵运行期地表水影响评价结论

集气站分离气田采出水暂存于站内各自的采出水罐，含醇采出水定期拉运至郝滩采出水处理站处理达标后回注地层，不含醇采出水定期拉运至苏南 18 采出水处理站处理后达标后回注地层。

采出水在经过采出水处理系统处理后，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）要求后回注地层，不排入地表水体，对周围地表水环境基本无影响。

10.3.3 噪声环境影响评价结论

⑴施工期噪声环境影响评价结论

①施工期噪声环境影响结论

钻井井场主要噪声源为柴油机、柴油发电机、钻井设备、泥浆泵及振动筛等连续性噪声，噪声源强为 88~105dB(A)，钻井井场昼间除南场界（靠近泥浆不落地设备一侧场界）噪声超标外，其余场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)，南场界昼间噪声超标值较小，为 0.47dB(A)；夜间除西场界噪声达标外，其余场界超标，超标范围在 8.9~15.47dB(A)，最远达标距离南场界 94m。

压裂及试气噪声为 100dB(A)，压裂作业时在距压裂设备 33m（距井场边界 33m）处能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011）昼间排放标准 70dB(A)；在距压裂设备 185m（距井场边界 185m）处能够满足其夜间排放标准 55dB(A)。在放喷测试时，在距放喷管 33m（距井场边界 33m）处能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011）昼间排放标准 70dB(A)；在距放喷管 185m（距井场边界 185m）处能够满足其夜间排放标准 55dB(A)。一般压裂作业、试气周期短，仅为几天，施工结束后，噪声影响消失。

其他基础施工活动噪声源强为 87~105dB(A)。昼间单台施工机械的辐射噪声在距施工场地 60m 外可达到标准限值，夜间 300m 外可基本达到标准限值。但在施工现场，往往是多种施工机械共同作业，因此，施工现场的噪声是各种不同施工机械辐射噪声以及进出施工现场的各种车辆辐射噪声共同作用的结果，其噪声达标距离要超过昼间 60m、夜间 300m 的范围。

根据产建布局，本次改造集气站周边 300m 范围内无居民；管线及道路两侧有居民点分布的管段很短，施工时间很短，故施工期噪声对周围居民影响较小。

②施工期噪声防治措施

合理安排施工作业时间，严禁在夜间进行高噪声施工作业；合理安排强噪声施工机械的工作频次，合理调配车辆来往行车密度；选用低噪声机械设备；做好施工机械的维护和保养；井场各种管材轻拿轻放，减少撞击性噪声。做好劳动保护工作等措施。

⑵运行期噪声影响评价结论

①运行期噪声环境影响结论

本项目运行期井场和管线无噪声产生，噪声主要来自各集气站压缩机和泵类的噪声。从预测结果看出，苏南 16 集气站噪声对厂界的贡献值很小，集气站预测值、西侧、北侧夜间超过《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，主要与现状噪声超标有关。根据调查，压缩机已采取室内布置，基础减振，经计算，集气站厂界外 10m 处可达到噪声 2 级标准限值，项目站场 300m 范围内无居民居住，评价建议集气站 10m 范围为噪声防护范围，要求企业对设备定期检修和维护，防止设备非正常噪声排放。

②运行期噪声防治措施

尽量选用低噪声设备；污水泵等泵类及其他高噪声设备尽量置于密闭隔声间内，采取基础减振、安装隔声罩等降噪措施；压缩机采取本体降噪的同时，集气站建半封闭式隔声棚安装消声器、消声隔罩等降噪措施、并采取基础减振措施。

10.3.4 固体废物环境影响评价结论

⑴施工期固体废物环境影响评价结论

钻井过程中的固体废物主要有废泥浆、钻井岩屑等，管道工程清管试压时产生清管废渣，其他工程施工会产生施工人员生活垃圾等。废钻井泥浆和废岩屑委托陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司定期拉运处置；清管废渣集中收集后送至垃圾填埋场填埋处理；施工营地设生活垃圾收集箱，收集后清运至附近环卫部门指定地点，对周围环境的影响较小。

⑵运行期固体废物影响评价结论

项目运行期产生的清管废渣、废润滑油由集气站站内铁皮桶装收集后直接运至郝滩采出水处理站危废暂存间暂存，最终统一由陕西邦达环保工程有限公司进行安全处置。

10.3.5 地下水影响分析评价结论

⑴施工期地下水环境影响结论

①施工期地下水环境影响

正常状况下，在井场设置钻井泥浆循环系统，地上岩屑收集池，井场固控设备，压裂返排液收集罐，对钻井过程中产生的其他固废进行分类收集，在各地上储罐、岩屑池、

各作业单元下均铺设防渗土工布，确保钻井期间，各类钻井废物不落地集中收集，对地下水环境无影响。钻井结束后，钻井废水、压裂返排液委托第三方拉运处理回注，废弃泥浆、钻井岩屑委托第三方处理、填埋处置。钻井过程参考提前实施钻井工程地下水防护措施，采用全井段固井，封固各地下含水层，避免各含水层之间的地下水串层及套外返水事故发生；全井段钻井采用常规水基钻井体系，保护地下水。

非正常工况下，钻井过程套管破裂，钻井废水、泥浆、压裂返排液穿透套管破裂处，进入含水层，可能会对下水环境造成污染。

根据预测各含水层最大影响距离超过 100.3m 区域范围，超标距离均不超过 37.3m。据调查，各井场 200m 范围内无集中式及分散式饮用水源井等敏感目标，钻井废水渗漏对居民生活用水基本无影响。但考虑到地下水一旦受到污染，就很难恢复，施工过程务必加强钻井工程污染防治，严防钻井废水渗漏对地下含水层造成污染。

②施工期地下水污染防治措施

钻井一开，下表套外用水泥封固后，要对封井质量进行检查，防止后期下部层段建设钻井液对地下水造成污染；钻场施工时应做好分区防渗，规范现场施工工序，保证泥浆不落地；同时，泥浆应选用无毒无害泥浆进行钻进；钻井废泥浆、钻井废水和部分钻井岩屑均由专业单位处置，不外排，对地下水环境影响小。

⑵运行期地下水环境影响结论

①运行期地下水环境影响

正常情况下，建设项目运行期所采用的管线均进行了防腐处理，正常状况下不会对地下水环境产生影响；站场内各构筑物均进行分区防渗，防渗效果良好，不会对地下水产生影响。

在非正常状态下，当注水井渗漏、集气站采出液缓冲罐渗漏、采出水管线渗漏根据预测对地下水的影响范围较小。据调查，注水井、集气站、采出水管线 200m 范围内无集中式及分散式饮用水源井等敏感目标，地下水渗漏对居民生活用水基本无影响。

②运行期地下水污染防治措施

集气站采取分区防渗，防止污水等的渗漏，设置地下水水质监测点位，以确保防渗系统的有效性。定期对站场内的设备进行检查，杜绝跑冒滴漏的发生，防止对土壤及浅层地下水的造成污染。

10.3.6 土壤影响分析评价结论

本产建项目施工期本项目各井场配备移动式收集设施，对钻井废水、废压裂返排液、钻井泥浆和岩屑等钻井废弃物做到不落地收集，基本不会对土壤环境产生影响。

运行期井场做好标准化井场工作的前提下，对土壤的影响较小。集气站采取严格的分区防渗措施，正常情况下，运行对土壤环境污染影响较小。运行期非正常情况下，采出液缓冲罐泄漏后随着时间的推移，土壤中的污染物逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低。采出水管线泄漏后随着时间的推移，土壤中的污染物逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低。可以看出，采出水的泄漏会导致周边的土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，污染物对土壤的影响会逐渐消失。

10.3.9 生态影响分析评价结论

本项目产建工程主要由井场、站场、管线、巡井道路等组成。工程不同阶段对生态环境的影响略有不同，施工期主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、农业生产等方面，其中对土壤、农业生产及植被的影响相对较大；运行期对生态环境的影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本项目的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓，对生态环境的影响较小，在可接受范围内。

10.3.10 环境风险分析评价结论

本项目涉及的危险物质主要包括硫化氢、甲烷、柴油及火灾爆炸产生的次生污染物 CO 等，主要分布于井场、集气站、采气管线等危险单元。本项目通过事故风险隐患排查，设置液位报警、可燃有毒气体监测，采取分区防渗等措施以及针对潜在环境风险配备相应的应急物资等措施，可将风险事故控制在可接受范围内。

采气六厂根据《企事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4 号）相关要求对现有突发环境事件应急预案进行修订。环评分析认为，在采取工程设计、安全评价以及环评建议措施的基础上，项目环境风险可控。

10.4 公众意见采纳情况

长庆油田分公司第六采气厂于 2023 年 3 月 13 日在在榆林网、延安信息港网站进行第一次公示，公示期间，无反对意见，亦无其他意见；在本项目环境影响报告书征求意见稿编制完成后，长庆油田分公司第六采气厂分别在在榆林网、延安信息港网站、三秦

都市报、项目拟建地附近公众易于知悉的场所及环境敏感目标处张贴进行了第二次公示，公示期间未收到公众意见。建设单位将进一步完善项目各项环保设计和治理设施，加强环境管理，把项目建设带来的环境影响降到最小限度。

10.5 环境经济损益分析

工程的实施，有利于降低SO_2、NOx、烟尘、固体废物的处理费用，减少因燃煤造成的环境污染，改善大气环境质量，减少土地占用，降低因空气污染引起疾病的概率，减少运输带来的环境污染，因此工程环境效益是显著的。在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效益、社会效益和环境效益能够得到协调发展。因此，从环境经济的综合角度分析，本项目合理可行。

10.6 环境管理与监测计划

为确保各项环保措施的落实，最大限度减轻施工作业对环境的影响，本项目在施工期要实施 QHSE 管理，长庆油田分公司第六采气厂对基层组织权力和责任作出了明确规定，长庆油田分公司第六采气厂已建立了基本的环境管理规章制度。本评价提出在运行期对废气、废水、噪声以及地下水和土壤、生态等进行定期监测。

10.7 评价总结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2021 年修订本）》中鼓励类项目，符合相关规划要求。在按照“三同时”制度认真落实工程设计、环评报告提出的改进措施并强化环境管理后，各项污染防治、生态保护及环境风险防范与应急措施基本可行，各类污染源可达标排放，固体废物得到合理贮存、处置或利用，对环境的污染较小；生态环境影响得到有效控制、恢复、补偿，并减至最低程度，可以实现生态系统结构功能不降低的生态环境保护目标；环境风险可降低到当地环境能够容许的程度。从满足环境质量目标和生态环境保护要求的角度，工程建设可行。

10.8 要求与建议

10.8.1 要求

⑴项目建设、运行过程中严格落实《石油天然气开采业污染防治技术政策》《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》《进一步加强油气开发废弃物管理工作方案》《榆林市油气开采清洁文明井场建设标准》等相关环保要求。

⑵钻井采用水基钻井泥浆，不得使用油性钻井泥浆。

⑶对产建工程穿越国家二级公益林，要求进行避让。

⑷编制矿山生态环境恢复治理方案；定期修订突发环境事件应急预案，并定期组织演练。

10.8.2 建议

⑴强化风险管理。

⑵加强监管、定期巡护、定期检查设备，降低天然气、采出水泄漏。

⑶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。

环评任务委托书

中圣环境科技发展有限公司：

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》等有关规定，现委托贵公司对我单位第六采气厂 2023-2027 年苏里格南区新建产建工程区域进行环境影响评价工作，并编制建设项目环境影响报告书。

我单位负责提供项目基础资料，并对资料的真实性负责。

特此委托！

委托单位：_____（盖章）

委托日期：2023 年 3 月 10 日

陕西省环境保护厅

陕环批复〔2013〕537号

陕西省环境保护厅
关于长庆油田分公司长南气田开发项目部苏里格气田南区（自营区）18亿立方米/年产能建设工程环境影响报告书的批复

长庆油田分公司长南气田开发项目部定吴气田开发产能建设项目组：

你单位《关于〈长庆油田分公司长南气田开发项目部苏里格气田南区（自营区）18×10^8立方米/年产能建设工程环境影响报告书〉批复申请》（定吴〔2013〕39号）收悉。经我厅环境影响评价审查委员会2013年第8次会议研究，现批复如下：

一、该项目地处陕西省榆林市和延安市，主要位于吴起县、定边县和靖边县，开发面积约5299平方公里。项目主要建设内容包括采气井672口、集气站15座、污水处理站1座（辖气田水回注井2口）、清管站1座；配套敷设集气管线、修筑道路；敷设污水管线15公里、建设生活污水处理设施12套及相应的给排水、消防等配套工程。项目程建成后，形成18亿立方米/年天然气开采集输能力。本项目不建天然气净化厂，工程中所产气的处理、外输均依托苏里格第五天然气净化厂和靖边第一净化厂，上述依托工程环评文件已批复。工程总投资188369.38亿元，其中环保投资18330.1万元，占总投资的9.73%。

该项目在全面落实《环境影响报告书》和本批复提出的各项污染防治和生态保护措施后，环境不利影响能够得到一定程度的缓解和控制。因此，我厅同意你单位按照《环境影响报告书》中所列建设项目的地点、性质、规模、环境保护措施及下述要求进行建设。

二、项目建设和运营管理中应重点做好以下工作

（一）拟建站场和井场的具体选址应避让饮用水源地和文物保护单位等环境敏感点，并尽量远离居民，减少占地。

（二）严格落实各项废水处理措施，按照环评和设计要求对各站场区地面进行硬化并做好防渗。钻井废水排入井场防渗泥浆池中循环利用，泥浆池增设围堰，严禁外排。集气站产生的清洗废水、分离出的气田采出水等生产废水均由相应的污水处理站进行处理，达到回注水质标准后，按要求回注地下，不得外排。应急执勤点和集气站生活污水采用二级生化设施处理达标后用于站场绿化等，不外排。

（三）落实噪声污染防治措施。尽量选用低噪声设备，对高噪声设备采取减振、隔声等降噪措施，确保厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348－2008）2类标准。

（四）钻井结束后，对废弃泥浆池进行无害化固化处理，及时清理井场的水泥袋、废弃的钻井设备和生活垃圾等。钻井服务期满后应拆除所有地面设备，采取完善的封井工程措施，进行土地恢复，并在县级环保行政主管部门备案。废机油和废润滑油等危险废物贮存设施应按照《危险废物贮存控制标准》进行设计和建设，并及时交有资质的单位进行安全处置。生活垃圾统一收集后交由当地环卫部门规范处置。

（五）场站、道路和管线施工时要合理安排施工时间，尽量避开雨季和汛期，严格控制作业带范围，管线施工应分层开挖，分层回填，施工结束及时恢复植被。开展环境监理工作，在动工

前30日内与环境监理单位签订环境监理工作书面合同，并报省建设项目环境监督管理站备案；定期向环境保护行政主管部门提交环境监理报告；环境监理情况作为批准本项目试运营的依据，纳入竣工环境保护验收内容。

（六）落实各项环境风险防范措施，制定完善的管理制度和环境风险应急预案，经评估后报省环境应急与事故调查中心备案。

（七）根据《陕西省煤炭石油天然气开发环境保护条例》和我厅陕环函〔2012〕313号文件规定，在项目环保验收之前编制生态环境治理方案，落实专项经费，做好各项生态恢复工作。

（八）在项目建设和运营过程中必须采取有效措施治理污染，在确保达标排放的前提下，努力降低污染物排放总量，主要排放指标即二氧化硫和氮氧化物排放总量必须分别控制在1.413吨/年和20.230吨/年内。

（九）该项目所有的井场、站场、道路、管线工程在建设前应到当地环保部门登记备案。

（十）应在下一步设计中进一步细化和落实防止生态破坏和环境污染的各项措施及投资。在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任。

三、项目建设必须严格执行配套建设的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。项目竣工后，你公司必须向我厅书面提交试生产申请，经现场检查同意后方可进行试生产。在试生产期间，必须按规定程序向我厅申请竣工环境保护验收。经验收合格后，项目方可正式投入生产。

四、该项目的“三同时”监督检查和日常监督管理工作由省环境保护执法局、陕北环境保护督查中心、延安市环保局、榆林市环保局、吴起县环保局、定边县环保局和靖边县环保局分别组

织实施。

五、你公司应在接到本批复后20个工作日内，将批准后的《环境影响报告书》分别送省环境保护执法局、陕北环境保护督查中心、延安市环保局、榆林市环保局、吴起县环保局、定边县环保局和靖边县环保局备案，并按规定接受各级环境保护行政主管部门的监督检查。

陕西省环境保护厅

2013年10月24日

抄送：省发展和改革委员会，省国土资源厅，省住房和城乡建设厅，省统计局，省环境保护执法局，陕北环境保护督查中心，延安市环保局，延安市环境监察支队，榆林市环保局，榆林市环境监察支队，吴起县环保局，吴起县环境监察大队，定边县环保局，定边县环境监察大队，靖边县环保局，靖边县环境监察大队，省环境工程评估中心，西安地质矿产研究所。

陕西省生态环境厅

陕环批复〔2020〕198号

陕西省生态环境厅
关于苏里格气田南区（自营区）18亿立方/年产能建设工程固体废物污染防治设施环境保护验收的批复

中国石油长庆油田分公司第六采气厂：

你单位关于长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区（自营区）18亿立方/年产能建设工程（固废部分）竣工环境保护验收的请示（采气六厂字〔2020〕52号）及附送的长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区（自营区）18亿立方/年产能建设工程竣工环境保护验收调查报告（固废部分）等材料收悉。结合2020年4月24日我厅组织对该项目进行环境保护验收现场检查，提出以下验收意见：

一、工程建设的基本情况

该项目开发区域位于榆林市定边县东北部、靖边县西部以及延安市吴起县北部地区，开发区域南北长89.31公里，东西宽86.84公里呈“倒L”型，总面积约5299平方公里。项目主要建设内容包括实际建设采气井场340座，采气井694口（其中，干

井19口，废弃井3口，生产井647口），集气站15座（其中苏南13、15、16集气站分为A、B区），清管站2座，污水处理站1座（辖气田水回注井2口），生活保障点1座；采气管线2079.39公里，集气支线341.59公里，集气干线19.8公里，注醇管线1254.8公里，污水管线13.78公里；配套建设土路842.03公里，砂石路62.71公里，沥青及水泥路20.74公里。项目实际总投资193382.45万元，其中环保投资15168.7万元，占总投资的7.84%。

二、工程变更情况

经过调查对比，在工程建设和运行过程中，部分建设内容及措施根据实际情况进行了调整，主要变动内容：

（一）场站设置调整。建设过程中，根据实际开采需要作了以下调整：采气井增加22口（增加3.4%），井场减少311座（减少47.8%）；对部分集气站也进行了调整，但数量保持一致。

（二）管线及道路工程调整。采气管线增加3.1%（63.4公里），注醇管线长度减少17%（257公里）。集气支线增加2条，长度增加17.9%（51.9公里）；集气干线长度增加4.2%（0.8公里）；污水管线增加1条，长度减少8.1%（1.22公里）；土路增加19.6%（138公里）；砂石路增加19.7%（10.31公里）；沥青、水泥道路增加3.7%（0.74公里）。

（三）依托天然气处理场站调整。原设计8座集气站约6.67亿立方/年的上古天然气，依托苏里格气田第五天然气处理厂进行处理；11座集气站约11.35亿立方/年的下古天然气依托靖边气田第一天然气净化厂进行处理。实际建设过程中，根据实际气

井气量及各集气站运行情况，对各集气站天然气去向进行调整，7座集气站约4.25亿立方/年的上古天然气依托苏里格气田第五天然气处理厂进行处理；8座集气站约8.68亿立方/年的下古天然气依托靖边气田第一天然气净化厂进行处理；5座集气站约5亿立方/年的下古天然气依托第四净化厂进行天然气净化。

（四）污水处理与回注系统调整。为满足作业区内下古集气站所产含醇废水的处理需求，建设单位另行建设郝滩采出水处理站1座，并配套建设苏南4座集气站至该采出水处理站的输水管线，苏南部分集气站采出水及含醇采出水经密闭罐车拉运至郝滩污水处理站进行处理和回注，部分采出水管输至郝滩污水处理站进行处理和回注，管输率较环评阶段提高，保证废水达标回注不外排；值守集气站生活污水产生量较少，无法正常运行生活污水处理设施，故经地埋式生活污水罐收集后通过密闭罐车运至生活保障点进行处理，处理工艺较原环评更为先进，处理达标后用于保障点绿化及洒水，保证生活污水不外排。

（五）增设脱水撬尾气焚烧炉。原环评阶段未要求对脱水撬尾气进行处理，尾气直接通过8米高排气筒排放。实际建设过程中对苏南9个集气站增设尾气焚烧炉，排气筒高度均达到8米，更有效地保证了污染物的达标排放。

本次验收项目线路及伴行道路增加长度未达到原线路总长度的30%及以上、输气管道设计输量或设计管径未增大、管道未穿越新的环境敏感区、环境敏感区内未新增永久占地、现有环境敏感区内路由未发生变动、管道敷设方式或穿跨越环境敏感目标

施工方案未发生变化、集气站的建设地点或数量未发生变化（新建集气站均单独进行环评及验收）、输送物料的物理化学性质未发生变化、主要环境保护措施或环境风险防范措施未弱化或降低、未导致不利环境影响加重。根据生态环境部《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）等相关文件精神，确定该项目建设变化情况不属于重大变动。

三、固体废物污染防治设施落实情况

该项目建设期建筑垃圾集中堆放，全部用于道路与场地回填；管线施工时产生的多余弃土就近填埋于附近低洼处；施工单位对管线防腐废物进行集中收集，运至公司总部进行集中处置；生活垃圾收集后由环卫部门清运处置。按延安市和榆林市2016年之前的要求，井场的岩屑和废弃钻井泥浆在防渗泥浆池中全部无害化固化处理。榆林市2016年之后井场的岩屑和废弃钻井泥浆由移动式泥浆罐收集后由防渗漏、防溢流的泥浆罐车统一运至有资质的单位进行处置。根据《长庆油田分公司长南气田开发项目部苏里格气田南区（自营区）18亿立方/年产能建设项目环境监理报告》及走访生态环境部门，在施工期间没有发生环保投诉事件。

运行期含油污泥、废包装物、废矿物油、废三甘醇和清管废渣运至郝滩污水处理站危废暂存点集中暂存后，交由有资质单位进行处置；生活垃圾收集后定期由环卫部门清运处置。

综上所述，第六采气厂对建设期、运行期产生的各类固体废

弃物进行了妥善处置，减小了项目产生固体废物对环境的不利影响。

四、验收结论

该项目在实施过程中基本按照环境影响评价文件及其批复要求配套建设了相应的固体废物污染防治设施且运行情况良好。我厅同意该项目固体废物污染防治环境保护设施通过验收。

五、有关要求

（一）落实各项环保制度，加强日常管理，确保环保设施的稳定运行和污染物达标排放

（二）严格按照要求规范处置生产生活产生的固体废物，特别是及时做好危险废物的收集、贮存和处置工作。

（三）按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的相关要求，完成项目自主验收相关工作。

（四）按照《建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）》的要求，榆林市生态环境局及定边、靖边县环境保护局和延安市生态环境局及吴起分局负责该项目的事中事后监管。你单位应在20日内将审批的验收监测报告送以上单位备案。

陕西省生态环境厅

2020年8月12日

长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区（自营区）$18\times10^8m^3/a$产能建设工程（自主验收部分）竣工环境保护验收意见

2020 年 4 月 24 日，长庆油田分公司第六采气厂在靖边县组织召开了《长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区（自营区）$18\times10^8m^3/a$ 产能建设工程（自主验收部分）》竣工环境保护现场验收会。参加会议的有长庆油田分公司第六采气厂（建设单位）、陕西众晟建设投资管理有限公司（监理单位）、陕西中测检测科技股份有限公司（监测单位）、中圣环境科技发展有限公司（验收调查单位）的代表及相关专家，会议成立了验收组（名单附后）。

会前，与会代表现场检查了项目水、大气、噪声污染防治设施等建设、运行管理情况及生态恢复情况等，查阅了环评文件及批复相关要求、相关环保设施的运行记录及台账等资料；会议听取了建设单位关于项目环境保护工作执行情况和调查单位关于项目竣工环境保护验收调查报告主要内容的汇报，对照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》及相关法律法规、技术规范、指南，形成竣工环境保护自主验收意见如下：

一、工程基本情况

长庆油田分公司长南气田开发项目部成立于 2010 年 3 月，后更名为长庆油田分公司第六采气厂，是长庆天然气业务发展的主力军。长庆油田分公司第六采气厂苏里格南区（自营区）18×10^8 m^3/a 产能建设工程属于新建开发项目，以下统称为“项目”。项目开发区域位于榆林市定边县东北部、靖边县西部以及延安市吴起县北部地区，开发区域南北长 89.31km，东西宽 86.84km 呈“倒 L”型，总面积约 5299km^2。项目主要建设内容包括实际建设采气井场 340 座，采气井 694 口（其中，干井 19 口，废弃井 3 口，生产井 647 口），集气站 15 座（其中苏南 13、15、16 集气站分为 A、B 区），清管站 2 座，污水处理站 1 座（辖气田水回注井 2 口），生活保障点 1 座；采气管线 2079.39km，集气支线 341.59km，集气干线 19.8km，注醇管线 1254.8km，污水管线 13.78km；配套建设土路 842.03km，砂石路 62.71m，沥青及水泥路 20.74km。

项目实际总投资 193382.45 万元，其中环保投资 15168.7 万元，占总投资的 7.84%。

二、项目手续履行情况

（1）环保审批情况

2013 年建设单位委托西安地质矿产研究所编制完成《长庆油田分公司长南气田开发项目部苏里格气田南区（自营区）$18\times10^8m^3/a$ 产能建设项目环境影响报告书》，2013 年

陕西省环境保护厅以陕环批复〔2013〕537 号对该报告书进行了批复。

苏南 11、苏南 12、苏南 13（AB）、苏南 15（AB）、苏南 16（AB）、苏南 18、苏南 21、苏南 22、苏南 27、苏南 32、苏南 14、苏南 19 等 15 座集气站、苏南 18 污水处理站、苏南 17 和庙畔共 2 座清管站、苏南 15 生活保障点场站及管线工程等均已履行单项环评手续，除苏南 16 尚未进行单站验收外，其他场站均进行了单站环保验收并已取得验收批复文件。

苏南 23、苏南 28、苏南 33 和苏南 38 等四个集气站均未建设，上述 4 座集气站建成运行时另行验收。

（2）施工期环境监理情况

2013 年 11 月建设单位委托陕西众晟建设投资管理有限公司同步开展施工期环境监理工作。2019 年 11 月，陕西众晟建设投资管理有限公司编制完成了《长庆油田分公司长南气田开发项目部苏里格气田南区（自营区）$18\times10^8m^3/a$ 产能建设项目环境监理报告》；2019 年 12 月，陕西省环境调查评估中心以“陕环评估函[2019]69 号”出具了监理报告技术咨询意见。

三、工程变动情况

经过调查对比，在工程建设和运行过程中，部分建设内容及措施根据实际情况进行了调整，与原环评不一致，主要变动内容如下：

（1）场站设置调整

建设过程中，根据实际开采效果对采气井及部分集气站进行调整，采气井增加 22 口（+3.4%），采气井场减少 311 座（-47.8%），集气站数量保持一致，但未建设苏南 23、28、33、38 集气站，新建苏南 13B、15B、16B、14、19 集气站（其中苏南 13B 集气站部分工程已验收，苏南 16B 集气站未验收，其余各站均已验收）；苏南 17 站建设为清管站（已单独环评并验收）；未建设苏南 27 集气站井区部，在苏南 15 集气站附近分别新建生活保障点 1 座（已单独环评并验收）。

根据采气井实际开采效果对上、下古集气站数量进行调整，建设上古集气站 3 座（苏南 11、12、22），下古集气站 8 座（苏南 13B、15B、16B、21、27、32、14、19），上下古合采集气站 4 座（苏南 13A、15A、16A、18），集气站总数保持不变。

（2）管线及道路工程调整

根据实际采气井、集气站分布情况，采气管线增加 63.39km（+3.1%）；注醇管线与下古采气管线同沟敷设，长度减少 257.2km（-17%）；集气支线增加 2 条，长度增加 51.89km

（+17.9%）；集气干线长度增加 0.8km（+4.2%）；污水管线增加 1 条，长度减少 1.22km（-8.1%）；土路增加了 138.03km（+19.6%）；砂石路增加了 10.31km（+19.7%）；沥青、水泥道路增加了 0.74km（+3.7%）。

（3）依托天然气处理场站调整

原环评阶段，苏南 1、苏南 2、苏南 3、苏南 5、苏南 6、苏南 17、苏南 18、苏南 22 等 8 座集气站约 6.67×108m3/a 的上古天然气依托苏里格气田第五天然气处理厂进行处理；苏南 3、苏南 5、苏南 6、苏南 18、苏南 21、苏南 23、苏南 27、苏南 28、苏南 32、苏南 33、苏南 38 等 11 座集气站总计 11.35×108m3/a 的下古天然气依托靖边气田第一天然气净化厂进行处理。实际建设过程中，根据实际气井气量及各集气站运行情况，对各集气站天然气去向进行调整，苏南 11、苏南 12、苏南 13A、苏南 15A、苏南 16A、苏南 18、苏南 22 等 7 座集气站约 4.25×108m3/a 的上古天然气依托苏里格气田第五天然气处理厂进行处理；苏南 13A、苏南 13B、苏南 15A、苏南 15B、苏南 16A、苏南 16B、苏南 21、苏南 14 等 8 座集气站约 8.68×108m3/a 的下古天然气依托靖边气田第一天然气净化厂进行处理；苏南 18、21、27、32、19 等 5 座集气站约 5.07×108m3/a 的下古天然气依托第四净化厂进行天然气净化。

（4）污水处理与回注系统调整

原环评阶段，苏南 18、21 集气站夏秋季节（180 天）分离的不含醇气田水由苏南 18 污水处理站专门处理，处理规模 500m3/d；夏秋季节（180 天）其它集气站分离的气田水全部由罐车拉至第五天然气处理厂进行集中处置；冬春季（150 天）所有集气站分离的气田水全部由罐车拉至第五处理厂；各集气站和井区部产生的盥洗废水经生活污水处理设施处理达标后用于站内植被绿化和洒水，不外排。实际建设过程中对各场站污水输送方式及去向进行微调，苏南 11、12 集气站采出水通过密闭罐车拉运至苏南 18 或郝滩污水处理站进行处理、回注，苏南 18、21、19 集气站不含醇采出水管输至苏南 18 污水处理站进行处理、回注，苏南 18 污水处理站处理及回注规模较环评扩大 700m3/d，已单独进行环评及验收；为满足作业区内下古集气站所产含醇废水的处理需求，建设单位另行建设郝滩采出水处理站 1 座，并配套建设苏南 13、14、15、16 集气站至该采出水处理站的输水管线（已单独环评及验收），苏南 16A 上古、27、32 集气站采出水及苏南 18、21、19 集气站含醇采出水经密闭罐车拉运至郝滩污水处理站进行处理、回注，苏南 13A、13B、15A、15B、16A 下古、16B、14 采出水管输至郝滩污水处理站进行处理、回注，管输率较环评阶段提高，保证废水达标回注不外排；由于各有人值守集气站

生活污水产生量较少，无法正常运行生活污水处理设施，故实际运行过程中各有人值守集气站生活污水经地埋式生活污水罐收集后通过密闭罐车运至苏南15或苏南18生活保障点进行处理，保证生活污水不外排；苏南 15 和苏南 18 生活保障点设“沉降+厌氧+好氧+过滤+消毒”生活污水处理设施，处理工艺较原环评更为先进，生活污水处理达标后用于保障点绿化及洒水，保证生活污水不外排。

（5）增设脱水撬尾气焚烧炉

原环评阶段未对脱水撬尾气进行处理，尾气直接通过不低于8m高排气筒排放。实际建设过程中，对苏南 13A、15A、16A、16B、18、21、27、14、19 集气站脱水撬尾气增设尾气焚烧炉，保证污染物达标排放，尾气焚烧炉排气筒高度均达到8m。

根据环境保护部于2015年6月4日发布的《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办〔2015〕52号）以及后续2018年1月30日印发的《关于印发纸浆造纸等十四个行业建设项目重大变动清单的通知》（环办环评〔2018〕6号），文件中未明确说明天然气开采业重大变动清单，参照其中油气管道建设项目重大变更清单相关要求以及上述文件“建设项目的建设性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施五个因素中的一项或一项以上发生重大变动，且可能导致环境影响显著变化（特别是不利环境影响加重）的，界定为重大变动”的相关规定，本次验收项目线路及伴行道路增加长度未达到原线路总长度的30%及以上、输气管道设计输量或设计管径未增大、管道未穿越新的环境敏感区、环境敏感区内未新增永久占地、现有环境敏感区内路由未发生变动、管道敷设方式或穿跨越环境敏感目标施工方案未发生变化、集气站的建设地点或数量未发生变化（新建集气站均单独进行环评及验收）、输送物料的物理化学性质未发生变化、主要环境保护措施或环境风险防范措施未弱化或降低、未导致不利环境影响加重，故项目建设变化情况不属于重大变动。

四、验收调查结果

（一）生态环境影响

项目施工期对生态环境的影响表现在对土地的占用、地表植被的破坏等。但未影响到该区域的土地利用结构，建设单位现已采取了适当的工程措施和生物措施，从现场看，生态恢复效果较好，未对周边生态造成明显不利影响。

项目运行期实际永久占地、临时占地均比环评阶段减少，实际影响比环评阶段较小。各站场建成后因地制宜进行了绿化，补偿部分地表植被被破坏的生态损失，临时占地恢复较好。项目已按生态治理方案对井场采取了高陡边坡整治、排水沟等，对站场采取了

部分陡坡地段修筑挡土墙、场外设排洪渠等，进站（场）道路采取了坡脚防护和靠山坡内侧建设的排水沟等，对管线穿越山坡、沟壑时多采用草袋护坡等水保保护措施。项目对大部分敏感目标都进行了保护和避让措施。工程在建设及运行过程中对生态环境影响不大。

（二）水环境影响

（1）环境质量现状情况

1）地下水环境质量

根据现状监测结果，部分监测点位氟化物、溶解性总固体、总硬度出现超标，主要与当地地质环境有关。其余各监测点位监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类水质标准要求，油气田开采的特征污染物-石油类均未检出。对比项目建设前后地下水监测结果，可知地下水各水质指标变化不大，未对地下水水质造成影响。

2）地表水环境质量

根据现状监测结果，各监测断面监测因子均符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2006）II 类、Ⅲ类标准，对比项目建设前后地表水监测结果可知，建设后未对地表水环境质量造成影响。

（2）水环境影响情况

1）施工期间废水采取的措施为：①施工中的冲洗废水、施工机械清洗废水经沉淀处理后用于泼洒地面及道路，抑制扬尘，不外排；②钻井、固井过程中产生的泥浆水储存于防渗泥浆池（采用土工布防渗或移动式泥浆罐）中，循环利用，不排放。在钻井完成后，泥浆池上清液利用罐车运至周围净化厂进行处理后回注，污泥进行自然蒸干，蒸干后加药搅拌固化，覆土回填，场地平整，植被恢复；③钻井、固井泥浆池（或移动式泥浆罐）废水循环使用，不排放；在钻井的井场设置泥浆事故排放池（或移动式泥浆罐），防止雨季泥浆水的外溢；2016 年之后新建井场废弃钻井泥浆岩屑经移动式泥浆罐不落地收集后委托榆林大兴油气服务有限公司进行处置；④施工场地设置旱厕，洗菜、洗碗水泼洒地面，用于场地洒水，抑制扬尘；食堂泔水送于附近农家饲养牲畜。

施工期间采取的污染控制措施均得到落实，未发生环境污染事故和环保投诉事件。

2）运行期间各集气站均设地埋式采出水罐（苏南 15A 区与 B 区共用一套），清洗废水、采出水均通过密闭罐车拉运或管输至苏南 18/郝滩污水处理站进行处理、回注，不外排；集气站内分离出的地层水暂存在各集气站内的采出水罐内，定时通过罐车全部

拉运至本项目新建的苏南-18 污水处理站或依托工程郝滩污水处理站进行处理后回注地层，不外排；各有人值守集气站均设地埋式生活污水处理设施，实际运行过程中生活污水经地埋式生活污水罐收集后通过密闭罐车拉运至苏南 15 或苏南 18 生活保障点进行处理，不外排；生活保障点设生活污水处理设施，生活污水处理达标后用于场站绿化及洒水，不外排。

（三）大气环境影响

（1）环境质量现状情况

验收监测期间，环境空气质量各监测点位中 SO_2、NO_2、 TSP 及硫化氢小时监测数据和 SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 日均值监测数据均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单的要求；总烃、非甲烷总烃小时值均符合《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求；硫化氢小时值满足《环境影响评价技术导则-大气环境 HJ2.2-2018》附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限制的要求。

（2）大气环境影响情况

运行期间各集气站加热炉、空压机、焚烧炉及脱水撬排放的烟气中烟尘、SO_2、NO_X 监测浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）表 4 标准的要求；集气站及井场周界外非甲烷总烃、总烃及硫化氢无组织满足 GB16297-1996《大气污染物综合排放标准》二级标准限值要求。

本项目无组织排放、集气站火炬放空等产尘点采用必要的除尘、降尘措施后，大气环境能够满足《环境空气质量标准》（GB3095－2012）二级标准，项目对当地环境空气影响较小，与环评预测结论基本一致。

根据现场调查，该工程运行期均落实了环评及环评批复的大气环境保护措施。

（四）声环境影响

施工期间各单位均能按照环保要求施工，施工期噪声未对环境造成较大影响。通过现场调查，针对运行期噪声源，对集气站及井场等主要产噪设备进行了噪声污染治理。通过对集气站及井场厂界噪声监测结果可知，各监测点位噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）相关要求，对外界声环境影响较小。

（五）环境风险措施调查

根据现场调查及资料收集，项目自运行以来未发生风险事故，在应对与防治环境风险方面，企业采取了必要的防治措施，编制了《长庆油田分公司第六采气厂突发环境事件应急预案》（延安区域、定边县区域、靖边县区域），分别对上述应急预案进行了备案，

备案编号：ya610602-2017-88、610825-2017-038-M、610824-2017-052-L。

（六）社会环境影响

本项目评价范围内存在国家级及省级文物保护单位和生活饮用水水源地。根据公众参与调查结果及现场调查表明：该工程实施未对文物、水源地及人群的健康产生影响，工程的实施解决了部分居民的劳动就业问题。

（七）环境管理

长庆油田分公司第六采气厂根据 HSE 管理体系标准和中国石油天然气集团公司（CNPC）建立 HSE 管理体系的规定和要求，建立了 HSE 管理组织机构，且在建设过程中基本能按照已建立的制度及环评、批复的要求同步进行配套环保设施的建设，能够落实环评文件及设计文件中的环境保护设施运行管理要求。

（八）公众参与

59%的被调查者认为工程运营期采取的环保措施可行，82%的被调查者对长庆油田分公司第六采气厂苏里格气田南区（自营区）$18\times10^8m^3/a$ 产能建设工程持支持态度。

五、验收结论

该项目环境保护手续及相关资料相对齐全，基本落实了环评及批复提出的废气、废水、噪声及生态环境等污染防治措施，满足《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评[2017]4 号）要求，验收组同意该项目水、大气、噪声污染防治设施及生态恢复治理措施通过竣工环境保护验收。

六、后续要求

（1）持续做好各项污染防治设施的运行维护，确保其长期稳定运行。

（2）项目后期参照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）要求进行提标改造。

验收参会人员名单附后。

专家签字：

长庆油田分公司第六采气厂

2020 年 4 月 23 日

陕西省生态环境厅

陕环评批复〔2020〕17号

陕西省生态环境厅
关于长庆油田分公司第六采气厂苏格里气田南区新增18亿立方/年（2020-2022年）产能建设项目环境影响报告表的批复

长庆油田分公司第六采气厂:

你单位《关于申请审批〈长庆油田分公司第六采气厂苏格里气田南区新增18亿立方/年（2020-2022年）产能建设项目环境影响报告表〉的函》（采气六厂函字〔2020〕8号）收悉。经研究，现批复如下:

一、项目概况

苏里格气田南区（自营区）开发区域范围涉及榆林市定边县东北部、靖边县西部以及延安市吴起县北部地区。该区18亿立方米/年产能建设工程环境影响报告书于2013年10月取得了我厅的批复（陕环批复〔2013〕537号），2020年7月15日通过了环保设施竣工自主验收，8月12日取得了我厅《关于固体废物污染防治设施环境保护验收的批复》（陕环批复〔2020〕198号）。

项目区域现有天然气净化厂1座，依托区块外天然气净化厂2座，集气站13座，清管站3座，采出水处理站2座；集气干

线3条，总长160.64km；集气支线16条，总长287.15km；同时配套建设采气管线、注醇管线、采出水输送管线、站场道路等配套工程及设施。

由于气井开采过程中产能的递减，截止2019年底，苏里格气田南区（自营区）天然气产能已递减至9.43亿立方/年。为了弥补产能，你单位拟在苏里格气田南区（自营区）现有区块内加密布井建设本项目，计划新增气井270口，同时配套建设采气管线、注醇管线、进场道路等工程，计划3年建成（2020-2022年），累计新增天然气产能约18亿立方/年。待本项目全部建成后，苏里格气田南区（自营区）总产能规模预计将达到22.9亿立方/年（减去了预计继续递减掉的产能）。本次产能建设项目不新建集气站、集输管网、采出水处理站和天然气净化厂，依托现有生活保障点，不新增劳动定员。项目总投资约25亿元，其中环保投资共计11684.8万元，占总投资的4.67%。

经审查，在全面落实环境影响报告书提出的各项环境保护要求后，项目建设对环境的不利影响能够得到减缓和控制。该项目环境影响报告书中所列建设项目的性质、规模、地点、生产工艺和拟采取的环境保护措施可作为项目实施的依据。

二、项目建设和运营管理中应重点做好以下工作

（一）积极落实生态环境部《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的各项要求，做好该项目的建设工作。

（二）加强施工期的环境管理。严格控制施工范围，切实采取有效措施控制施工扬尘、废水、噪声和固体废物对环境的影响，切实做好生态保护工作。

（三）加强工程建设沿线的生态保护和风险管控，禁止采气井等工程项目布局建设在饮用水源保护区、自然保护区、风景名胜区、人口密集区等各类生态敏感区域；施工期间确需临时占用少量敏感区域的，开工前须取得当地相关部门核准手续，施工结束后恢复原状。

（四）落实文明井场相关环境保护要求。废弃钻井泥浆和岩屑等按照国家及地方的相关规定妥善处置，气田采出水经废水处理站处理达标后回注地层。依据相关法律法规对项目施工及建成运行过程中产生的危险废物进行规范管理和处置。按照监测计划对开发区地下水进行跟踪监测，确保地下水质安全。运行期间要严格落实各项环保措施，确保环保设施设备稳定正常运行和污染物达标排放。井场退役后要进行及时封堵清理，并进行生态恢复。井场建设和运行过程中要杜绝对土壤造成污染。

（五）做好以新带老工作。落实以新带老措施，完善所依托的设施设备，使其达到新的环保标准。

（六）制定环境风险防范应急预案，并报当地生态环境部门备案。

三、项目建设必须严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。项目建成后，应在启动生产设施或者在实际排污前取得排污许可证。必须按规定程序进行竣工环境保护验收。

四、建设单位是建设项目选址、建设、运营全过程落实环境保护措施、公开环境信息的主体，应按照《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》等要求依法依规公开建设项目环评信息，畅通公众参与和社会监督渠道，保障可能受建设项目环境影响的

公众的环境权益。

五、环境影响报告书经批准后，项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，你公司应当重新报批该项目的环境影响报告书。环境影响报告书自批准之日起超过5年，方决定该项目开工建设的，环境影响报告书应当报我厅重新审核。

六、按照《建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）》要求，榆林市生态环境局和定边县环境保护局、靖边县环境保护局和延安市生态环境局及吴起分局负责该项目的事中事后监督管理。你单位在接到本批复后20个工作日内，将批准后的环境影响报告书分别送上述生态环境部门，并按规定接受各级生态环境主管部门的监督检查。

陕西省生态环境厅

2020年10月15日

抄送：省发展和改革委员会、省自然资源厅、省住房和城乡建设厅、省统计局，省生态环境执法总队、省环境调查评估中心，榆林市生态环境局、定边县环境保护局、靖边县环境保护局，延安市生态环境局、延安市生态环境局吴起分局，山西清源环境咨询有限公司。

企业事业单位突发环境事件应急预案备案表

单位名称	中国石油天然气股份有限公司 长庆油田分公司第六采气厂	机构代码	91610000074514143U
法定代表人	王虎	联系电话	029-86503997
联系人	杨鹏举	联系电话	18193305188
传真	029-86505589	电子邮箱	190178969@qq.com
地址	中心经度 108°47′56"，纬度 37°35′43"		
预案名称	长庆油田分公司第六采气厂（榆林区域）突发环境事件应急预案		
风险级别	☑一般（L）	□ 较大（M）	□ 重大（H）	□跨区域（T）
本单位于　年　月　日签署发布了突发环境事件应急预案，备案条件具备，备案文件齐全，现报送备案。 本单位承诺，本单位在办理备案中所提供的相关文件及其信息均经本单位确认真实，无虚假，且未隐瞒事实。 单位（公章）			
预案签署人	王虎	报送时间	
突发环境事件应急预案备案文件目录	1、突发环境事件应急预案备案表； 2、环境应急预案及编制说明，环境应急预案包括：环境应急预案的签署发布文件、环境应急预案文本；编制说明包括：编制过程概述、重点内容说明、征求意见及采纳情况说明、评审情况说明； 3、环境风险评估报告； 4、环境应急资源调查报告； 5、环境应急预案评审意见。		
备案意见	该单位的突发环境事件应急预案备案文件已于2020年12月21日收讫，文件齐全，予以备案。 备案受理部门（公章） 2020年12月21日		
备案编号	610800-2020-04-L		
报送单位	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂		
受理部门负责人	文磊	经办人	李军设

注：备案编号由企业所在地县级行政区划代码、年份、流水号、企业环境风险级别（一般 L，较大 M，重大 H）及跨区域（T）表征字母组成。

附件二　应急预案备案表

企业事业单位突发环境事件应急预案备案表

单位名称	中国石油天然气股份有限公司 长庆油田分公司第六采气厂	机构代码	91610000074514143U
法定代表人	王虎	联系电话	029-86503997
联系人	杨鹏举	联系电话	18193305188
传真	029-86505589	电子邮箱	190178969@qq.com
地址	中心经度 108°47′56″，纬度 37°35′43″		
预案名称	长庆油田分公司第六采气厂（延安区域）突发环境事件应急预案		
风险级别	☑一般（L）	☐较大（M）	☐重大（H）	☐跨区域（T）

本单位于2020年12月2日签署发布了突发环境事件应急预案，备案条件具备，备案文件齐全，现报送备案。

本单位承诺，本单位在办理备案中所提供的相关文件及其信息均经本单位确认真实，无虚假，且未隐瞒事实。

单位（公章）

预案签署人	王虎	报送时间	2020.12.14
突发环境事件应急预案备案文件目录	1、突发环境事件应急预案备案表； 2、环境应急预案及编制说明，环境应急预案包括：环境应急预案的签署发布文件、环境应急预案文本；编制说明包括：编制过程概述、重点内容说明、征求意见及采纳情况说明、评审情况说明； 3、环境风险评估报告； 4、环境应急资源调查报告； 5、环境应急预案评审意见。		
备案意见	该单位的突发环境事件应急预案备案文件已于2020年12月4日收讫，文件齐全，予以备案。 备案受理部门（公章） 2020年12月15日		
备案编号	yq610601-2020-242-L		
报送单位	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂		
受理部门负责人		经办人	

注：备案编号由企业所在地县级行政区划代码、年份、流水号、企业环境风险级别（一般 L，较大 M，重大 H）及跨区域（T）表征字母组成。

2023年钻采废弃物处置框架协议

甲方：长庆油田分公司第六采气厂气田产能建设项目组（以下简称“甲方”）

乙方：陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司（以下简称“乙方”）

根据《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等有关法律法规，本着自愿、平等、诚实信用的原则，甲乙双方就2023年钻采废弃物委外处置项目事宜，协商一致，签订本协议。

1.钻采废弃物处置内容、标准和方式：

1.1 处置内容：钻采废弃泥浆、岩屑；

1.1.1 废弃物数量：以吨为单位，以具体送交量为准；

1.2 处置标准：按照国家和石油天然气行业以及地方相关部门关于钻采废弃物处置的相关技术标准；

1.3 处置方式：符合国家和石油天然气行业以及地方相关部门关于钻采废弃物处置的相关要求。

2.钻采废弃物的处置期限、地点：

2.1 处置期限：12个月，自2023年01月01日起至2023年12月31日止；

2.2 处置地点：陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司定边县武峁子或姬塬废弃物集中处理站。

3.钻采废弃物处置要求：

3.1 甲方于2023年01月01日至2023年12月31日期间由甲方指定的运输公司将钻采废弃物统一运输至乙方处置地点将交于乙方进行无害化处置；

3.2 钻采废弃物交付后，乙方应按国家有关技术规范、标准和合同约定的处置方案或者措施进行妥善处置。

3.3 甲方对钻采废弃物须分类收集、分类运输。甲方送交乙方的岩屑（污泥）应为一类固体废弃物，不得将生活垃圾、建筑垃圾危险废物送交乙方。

4.合同价格、预付款及结算：

4.1 钻井岩屑处置费用和运输费用按照油田公司2023年造价标准执行，根据实际工作量据实结算。

5.1 甲方权利和义务

5.1.1 审查乙方钻采废弃物处置的相关资质；

5.1.2 告知乙方钻采废弃物危害特性及安全注意事项；

5.2 乙方权利和义务

5.2.1 乙方从事钻采废弃物的收集、贮存、处置、利用的，须持有相应钻采废弃物处置的相关资质；

6. 争议的解决：

6.1 因本合同引起或与本合同有关的一切争议，双方协商解决；协商不成的，双方均有权向合同签订地榆林市榆阳区人民法院提起诉讼。

6.2 本合同的理解、适用及解释等，均适用中华人民共和国现行有效的法律、法规规定。

7. 合同效力及其它约定：

7.1 本合同经甲乙双方法定代表人（负责人）或委托代理人签字并加盖单位合同印章之日起生效；

7.2 本合同未尽事宜，由甲乙双方另行签订书面补充协议。补充协议与本合同的组成部分，与本合同内容不一致的，以补充协议为准；

7.3 本合同一式 2 份，甲方执 1 份，乙方执 1 份，各份具有同等法律效力。

----------以下无正文----------

甲方：长庆油田分公司第六采气厂气田产能建设项目组（合同专用章）

法定代表人（签字）：

或委托代理人（签字）：

联系电话/传真：

乙方：陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司（合同专用章）

法定代表人（签字）：

或委托代理人（签字）：

联系电话/传真：

签订地点：延安市，宝塔区

签订时间：_____年___月___日

合同签约审查审批表

报审序号：2023-7502

合同名称	长庆油田第六采气厂 2023 年气田产能建设项目组钻井、试气现场危险废弃物处置承揽合同				
合同编号	CQYT-CQCQ6C-2023-CL-978				
合同类别	承揽合同	**二级类别**	其它	**三级类别**	工业污染安全环保治理处置
框架协议	否		**框架协议下的合同**	否	
资金流向	支出	**资金渠道**	投资 /气田开发	**选商方式**	竞争性谈判
不招标原因					
标的金额	135930.00	**币种**	人民币元	**是否含税**	是
内部合同	否	**关联交易**	否	**涉外合同**	
签约依据	**名称**		**编号**		
	危险、废弃物处置项目				
履行期限	2023-05-10 至 2024-06-30				

合同相对人名称	**注册资本**	**住所**	**法定代表人（负责人）**
陕西邦达环保工程有限公司	130000000	陕西省榆林市定边县盐场堡镇水滩子村	谢寿斌

承办部门（单位）	长庆第六采气厂气田产能建设项目组	**承办人**	虎珍妮
承办人意见			
我方签约单位	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂	**我方签约人**	杨鹏举

审查审批部门/人	**审查审批意见**	**审查审批时间**
长庆第六采气厂气田产能建设项目组/杨鹏举	同意	2023/4/18 10:42:41
长庆第六采气厂气田产能建设项目组/卫星	同意	2023/4/18 15:45:00

长庆第六采气厂质量安全环保部/吴晓鹏	同意	2023/4/19 8:00:25
长庆第六采气厂财务资产部（工程造价部）/白建华	同意	2023/4/19 8:51:17
长庆第六采气厂财务资产部（工程造价部）/陈君芳	同意	2023/4/20 9:24:07
长庆第六采气厂规划计划部/同胜利	同意	2023/4/20 10:24:11
长庆采气六厂企管法规部（内控管理部）/骆冉柏	同意	2023/4/24 15:31:58
中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂/范启明	同意	2023/4/27 16:17:13

报审序号：2023-7502

废弃物处置合同

合同名称 ：长庆油田分公司第六采气厂 2023 年产能建设项目组钻井、试气现场危险废弃物处置项目

委托人（甲方）：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂（ 气田产能建设项目组）

受托人（乙方 ）：陕西邦达环保工程有限公司

签订地点 ：陕西省西安市未央区

签订时间 ：2023.4.27

废弃物处置合同

委托人：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂（气田产能建设项目组）

(以下简称甲方)

受托人：陕西邦达环保工程有限公司(以下简称乙方)

根据《中华人民共和国民法典》、《中华人民共和国固体废弃物污染环境防治法》《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国土壤污染防治法》等有关法律法规，本着自愿、平等、诚实信用的原则，双方就长庆油田分公司第六采气厂2023年产能建设项目组钻井、试气现场危险废弃物处置项目废弃物处置事宜，协商一致，签订本合同。

1. 废弃物处置内容、标准和方式

1.1 废弃物名称：废弃包装物（危险废物代码：071-001-08、900-041-49）

1.1 废弃物数量：危险废弃物处置项目（危险废物代码：071-001-08）20吨，危险废弃物处置项目（粘油棉纱、手套、土工膜等，危险废物代码：900-041-49）30吨，最终数量以双方确认的实际工作量为准。

1.2 处置标准：符合《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国固体废弃物污染环境防治法》等国家及地方相关法律、法规、标准要求。

1.3 处置方式：委托处置。

1.4 处置地点：第六采气厂产能建设区。

3. 废弃物处置要求

3.1 甲方于2023年12月31日前（时间）在污油泥、废弃包装物产生现场或临时储存现场（地点）将废弃物交付乙方；

3.2 废弃物交付后，乙方应按国家有关技术规范、标准和合同约定的处置方案或者措施进行妥善处置，发生安全、环境污染事故或受到政府监管部门处罚的，由乙方承担全部责任；

3.3 乙方收集、贮存、运输、利用及处置废弃物过程中，应根据废弃物的成份和特性，选择符合环境保护标准和要求的方式和设施，防止扬散、流失、渗漏和其他污染，不得擅自

倾倒、堆放、丢弃、遗撒废弃物；

3.4 乙方不得将未经处理的废弃物及其附属物直接转卖；

3.5 乙方在废弃物处置后 2 个工作日内 （时间）在 延安 （地点）提供已妥善处理废弃物相关手续；

3.6 运输危险废弃物应当根据废弃物特性，采用符合相应标准的包装物、容器和运输工具；

3.7 落实分类收集、分类贮存、分类处置要求，禁止不同类别的危险废物、一般工业固废、生活垃圾混放。严禁擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒废弃物。

3.8 收集、贮存、运输、处置固体废弃物的过程中，必须采取防扬散、防流失、防渗漏或者其他防止污染环境的措施，减少固体废弃物对环境的污染。

3.9 转移危险废物等国家和属地政府部门要求办理转移手续的，必须申报审批后方可转运。

3.10 补充废弃物处置过程转运量、处理量核实的有关要求。

3.11 危险废物运输须持有效的危险货物或危险废物道路运输经营许可证件，车辆状况良好，盛装容器安全可靠，危险废物标识清晰，应急设施齐全。司驾人员、押运人员等相应证件齐全。

3.12 危险废物运输须专人押运，办理或携带危险废物转移联单（纸质或电子），按照规定的路线行驶。路线避开水源保护区、自然保护区，尽量远离人口密集区，拉运到指定地点处理。运输途中保持车体干净整洁，落实防扬散、防漏失（渗漏）和其它防污染措施，确保油泥不外溢、不扬洒。

3.13 根据废弃物特性制定处置方案、事故应急预案及防范措施，并落实到位。

3.14 废弃物收集、转移、贮存、处置相关设施、运具应按照法律法规有关要求在醒目位置粘贴警示、识别标志。

3.15 其他约定：_____/_____。

4. 废弃物处置期限

4.1 除非根据本合同条款延期或提前终止，本处置计划 415 天，自2023年5月 10日开工，至 2024 年 6 月30日完工。

4.2 在废弃物处置服务中，如遇下列情况，双方应及时协商，并视情况以书面形式调整工程期限：

4.2.1 因不可抗力而被迫停止的；

4.2.2 甲方变更工作内容的；

4.2.3 其他_____/_____。

4.3 合同履行期限

4.3.1 合同履行期限自2023-05-10至2024-06-30。

4.3.2在合同履行过程中，因4.2条款调整工期变更合同服务期限的、甲乙双方原因需改变主合同相关内容的经双方协议一致，应及时在合同期限内以书面形式签订变更合同。

5. 费用及支付

5.1 合同价款暂定为人民币135930元，税款8159 元（ 6%增值税）。价税合计金额共暂定135930.00 元人民币（大写：壹拾叁万伍仟玖佰叁拾元整人民币）（含 HSE 费用），最终结算金额以双方实际签认的工作量为准。乙方应按国家税务总局及各地区相关税收规定，履行纳税义务并开具增值税发票。

本合同费用按照甲方发布的《长庆油田分公司 2022 年油气田地面建设工程造价指标》执行。

5.2 支付方式按照下列第5.2.1种方式执行：

5.2.1 一次性支付：乙方已妥善处理废弃物并提供相关手续后 180日内支付。

5.2.2 分期支付：

5.2.2.1 本合同生效后 / 日内，支付合同总费用 /%；

5.2.2.2 按照进度支付：_____/_____；

5.2.2.3 乙方已妥善处理废弃物并提供相关手续后_____/____日内，支付合同总费用 /____%。

5.3 乙方应对其指定的下列账户信息真实性、安全性、准确性负责。

开户行：中国银行股份有限公司定边县支行

账　号：102463921307

5.4其他要求：

5.4.1在合同履行过程中如税率发生变化，按最新国家标准执行。

5.4.2结算方式：乙方开具正式发票，提供合规结算资料；甲方完成记账后，以现金或票据的方式在6个月内进行付款。

5.4.3 结算要求：服务完成验收后乙方必须于 15 个工作日内完成工作量签认的办理，自甲方发出结算通知后，乙方必须于 30 日内完成全部结算资料的办理并交至财务管理部门，若乙方自通知发出 30 日后以各种理由进行推脱、拒不办理结算且影响甲方资金计划实施的，将在结算款中以 500 元/日扣除结算滞后违约金。

5.4.4 其他结算约定： /

6. 权利和义务

6.1 甲方权利和义务

6.1.1 核查乙方废弃物经营资质，乙方负责危险废弃物运输的，还需审查其危险废弃物运输资质；

6.1.2 告知乙方废弃物危害特性及安全注意事项；

6.1.3 为乙方提供与履行合同有关的工作便利；

6.1.4 向乙方支付处置费用；

6.1.5 在废弃物处理过程中，若发生环境污染事件的，甲方有权停止相关处置业务。

6.1.5 乙方与甲方发生纠纷，乙方败诉的，甲方的诉讼成本和维权费用（包括律师代理费、住宿费、车船机票、鉴定费、诉讼费等支出费用）由乙方承担，乙方拒不承担的，甲方有权从乙方结算价款或预留的质保金中扣除上述费用。对甲方商誉造成不良影响或经济损失的，乙方应承担赔偿责任。

乙方因自身原因与第三方发生纠纷，致使甲方被列为被告或被人民法院、仲裁机构追加为当事人的，甲方的诉讼成本和维权费用（包括律师代理费、住宿费、车船机票、鉴定费、诉讼费等支出费用）由乙方承担，乙方拒不承担的，甲方有权从乙方结算价款或预留的质保金中扣除上述费用。对甲方商誉造成不良影响或经济损失的，乙方应承担赔偿责任。

6.1.6 其他：_____/_____。

6.2 乙方权利和义务

6.2.1 乙方从事危险废弃物的收集、贮存、处置、利用的，须持有相应危险废弃物经营许可证；乙方负责危险废弃物运输的，应具有危险废弃物运输资质，并不得超越其经营许可范围；

6.2.2 根据废弃物特性制定处置方案、事故应急预案及防范措施，并落实到位；

6.2.3 将废弃物危害特性及安全注意事项告知其相关人员，并提供必要的安全防护措施；

6.2.4 合同履行过程中应及时处理、协调与其他相关方之间的工作关系，并按规定办理相关手续；

6.2.5 进入甲方工作区域时应遵守甲方相关管理规定；

6.2.6 如乙方在处置和运输废弃物过程中，造成环境污染，导致任何第三方提出指控或诉讼的，乙方应负责交涉、应诉，并承担由此发生的律师费、赔偿费等一切费用；

6.2.7 乙方从事危险废弃物的收集、贮存、处置、利用时未按国家有关技术规范、标准和合同约定执行，发生安全、环境污染事故或受到政府监管部门处罚的，责任由乙方承担；

6.2.8 在乙方承包范围内各服务队伍之间的工作关系，由乙方负责处理。

6.2.9 严禁固废与危废、不同类别危废混存混放、打包处置、长期存放和超量储存。

6.2.10 承担项目的废弃物处置单位应告知处置后废水、尾渣等去向，并提供有关检测报告，以便甲方核验。

6.2.11 其他：组织作业人员进行岗前、岗中、离岗后职业健康体检。不得安排未经上岗前职业健康体检的作业人员作业。乙方必须提供作业人员符合岗位的一年有效期健康体检报告，体检内容要包含视力、听力、血压、心脏、头部、乙肝等相关检查项目，患有职业禁忌、

心脏病、传染病、癫痫、精神类疾病及老龄化人员严禁进行作业。

乙方要按照《职业病防治法》管理要求，认真履行职业健康管理责任，建立健全职业健康管理组织机构、管理制度和职业卫生操作规程，对岗位人员开展职业健康管理知识培训，配备符合国家标准和行业标准的劳动防护用品，开展职业健康体检，建立健全职业卫生管理档案，落实职业病防治各项管控措施，开展职业卫生应急预案演练，提升职业健康管理水平。

乙方从业人员应满足以下条件：年龄18-55周岁，身体健康（无高血压、心脏病等危险病症和精神、癫痫等家族病史，提供符合岗位要求的健康体检证明），无职业禁忌症（提供与接害因素相对应的职业健康体检证明），有相关业务培训或能力评估合格证明。

6.2.12 乙方现场作业期间项目主要负责人在岗时间不得低于70%，主要技术服务人员等关键岗位人员原则上禁止变更，确需变更的，替换人员专业素质不得低于原有人员专业素质，并报甲方审批同意后方可变更。

乙方未按甲方要求严格履行舆情防范责任，因乙方原因造成舆情事件，未及时配合甲方有效化解处置，给甲方造成负面影响的，视情节严重程度，对未严格履行防范责任的扣除10000-30000元元，对造成负面影响的，每起事件扣除30000-50000元。

7. 健康、安全生产及环境保护

双方应严格遵守有关健康、安全及环境保护相关规定。

8. 保密

8.1 在合同履行期间，乙方所获得的一切原始资料及在施工过程中所取得的与履行合同有关的工作成果及相关资料属甲方所有，乙方负有保密义务。未经甲方书面同意，乙方不得在合同期内或合同履行完毕后以任何方式泄露。保密内容包括但不限于下列项目：图纸、图表、数据等。

8.2 未经甲方书面同意，乙方不得将与合同有关的资料给出版社和新闻机构发表或作学术引用，或者使用本合同任何部分进行促销和做广告宣传。

8.3 未经甲方书面同意，乙方不得应用服务中获得的成果资料。

8.4 对于乙方使用的新技术和新方法，甲方负有保密义务，未经乙方书面同意，不得以任何方式泄露。

8.5 本合同的保密条款在双方的权利义务终止后，仍具有约束力。

9. 不可抗力

9.1 不可抗力事件指合同当事人不能预见、不能避免、不能克服的客观情况，包括但不限于地震、水灾、雷击、雪灾等自然事件以及战争、罢工等社会事件；

9.2 由于不可抗力原因，使双方或任何一方不能履行合同义务时，应采取有效措施，尽量避免或减少损失，将损失降低到最低程度。并在不可抗力发生后 2 小时内以书面形式通知对方，并在其后 2 日内向对方提供有效证明文件；

9.3 因不可抗力致使合同无法按期履行或不能履行所造成的损失由双方各自承担。一方未尽通知义务或未采取措施避免、减少损失的，应就扩大的损失承担相应的赔偿责任。

10. 违约责任

10.1 甲方迟延支付处置废弃物费用的，每逾期一日，应当承担迟延支付部分 1% 的违约金；

10.2 乙方未按合同约定的期限接收、处置废弃物的，每逾期一日，应当承担合同总费用 1 %的违约金；

10.3 未经甲方书面同意，乙方擅自转委托的，应当承担合同总价 20%的违约金；

10.4 违约方根据本条支付违约金后，守约方还有权要求其继续履行、采取补救措施；

10.5 其他约定：/。

11. 合同的效力

11.1 本合同经双方法定代表人（负责人）或授权代表签字并加盖公章或合同专用章后（内部单位或关联交易单位双方电子盖章）生效。

11.2 本合同经甲乙双方协商一致，可以变更或解除，变更或解除协议应采用书面形式。

11.3 有下列情形之一的，本合同的权利义务终止：

11.3.1 甲乙双方已经按照合同约定履行完毕；

11.3.2 出现《中华人民共和国民法典》第五百六十三条之规定及下列情形之一的，一方可以解除合同，但应向对方发出书面合同解除通知，合同自通知到达对方时解除，合同的解除不影响各方解除合同前依法享有的权利和承担的义务：

11.3.2.1 因不可抗力致使不能实现合同目的；

11.3.2.2 乙方被吊销废弃物经营资质；

11.3.2.3 乙方给甲方造成损失拒不赔偿的；

11.3.2.5 乙方擅自转委托的；

11.3.2.5 其他：/。

11.4 合同变更或解除，不能免除违约方应承担的违约责任，给对方造成损失的，还应承担赔偿责任。

12. 争议的解决

本合同履行过程中发生的纠纷双方应协商解决。协商不成的，按照以下第 12.1 方式解决：

12.1 向 合同签署地 人民法院提起诉讼；

12.2 因关联交易合同发生争议，由双方上级单位协商解决。

13. 健康

13.1 甲方应设定乙方用工健康准入审查程序，乙方应对用工人员进行上岗前、在岗期间体检。对乙方用工健康与岗位匹配度进行前置审查和过程检查，结合作业性质严格筛查职业禁忌证（依据集团公司《关于印发特殊作业岗位健康负面清单的通知》对职业禁忌证人员，严禁从事所禁忌的作业），进行定期监督考核。依据《劳动者个人职业健康监护档案》和《健康体检报告》，通过医疗卫生专业机构，对用工人员的健康状况进行评价，确保乙方用工人员健康从业、能岗匹配。

13.2 乙方应当对其用工宣贯“每个人是自己健康第一责任人”的理念，增强个人维护健康的自觉性、自律性和依从性。应当具有或制订《用工体检标准》，每年对其用工至少开展一次体检，建立健全作业人员职业健康监护档案，做好用工人员的健康管理，做到用工人员健康状况与从业岗位匹配，不发生因健康问题造成的事故事件。

13.3 乙方应组织接害岗位员工进行岗前、岗中、离岗后职业健康体检，不得安排未经上岗前职业健康体检的员工作业，不得安排有职业禁忌证的员工从事其所禁忌的作业。

13.4 作业场所职业病危害因素的强度或者浓度应符合国家职业卫生标准；不符合的，应采取相应治理措施，仍然达不到标准的，必须停止作业；待职业病危害因素治理后，经检测符合国家职业卫生标准，方可重新作业。

13.5 作业场所及作业过程中，乙方需配备符合要求的职业病危害防护设施，同时为员工配备个人使用的符合要求的职业病防护用品。

14. 其它约定

14.1 乙方不得在长庆油田矿权范围内与损害长庆油田矿权的利害关系的第三方提供相关的工程及技术服务。

14.2 乙方应遵守诚实守信原则，按照合同约定全面、及时履行义务。如有失信行为，将被甲方列入失信“黑名单”，按照甲方《长庆油田分公司承包商管理办法》等相关规定和合同约定执行。

14.3 遵守国家、当地政府和甲方关于维护稳定的各项政策法规和管理要求，负责维护乙方队伍人员稳定，并独自承担因乙方原因产生稳定问题所造成的社会影响和经济损失。

甲方有权对乙方服务过程中的涉及队伍稳定工作提出监督要求。

对出现影响稳定的矛盾和问题应全力处置化解，避免形成规模性集体上访或产生较大社会影响事件。

因乙方发生影响稳定问题，甲方有权根据问题事实、影响程度和受损情况，向乙方采取索赔、扣减相应费用或解除合同、清退出长庆油田市场等措施。

14.4 承包商应严格遵守甲方社会治安综合治理有关规章制度，加强管理教育，对油气产品及物资、器材、设施等治安管理独立承担监管责任，对监守自盗、内勾外联行为向甲方承担违约及赔偿责任，构成犯罪的，依法移交当地司法机关处理。

14.5 不得以各种名义赠送现金、有价证券、信用卡和实物；不准为甲方人员及其配偶、子女及其他亲属提供各种无偿服务，报销应由其个人承担的费用。

不得为甲方人员装修住房、购买装饰材料、家具、通讯工具等物品。

不得以各种名义邀请甲方人员参加与业务活动有关的吃请，不得进入营业性歌厅、舞厅、夜总会等场地消费。

乙方人员违反本合同违约条款约定，根据甲方有关承包商、服务商、供应商管理规定，视其情节轻重分别给予通报、暂停或取消在甲方市场从事交易的资格；造成不良后果的，清除出甲方交易市场；造成经济损失的，按合同约定赔偿，直至追究法律责任。

14.6 本合同履行过程中，如乙方使用农民工，依据《保障农民工工资支付条例》应及时将农民工工资以货币形式，通过银行转账或现金支付给农民工本人。合同结算时，乙方应向甲方提交已依法支付农民工工资的书面材料或承诺，作为甲方支付合同款项的条件之一。

甲方有权对本合同下乙方的人员实名制制度、农民工工资保证金制度、专款专用账户使用情况、农民工工资发放情况等进行监督，发现不符合要求的，有权责令乙方限期整改。

因乙方拖欠农民工资给甲方造成损失或不利影响的，乙方应自行承担责任为甲方消除影响并赔偿由此给甲方造成的损失，甲方有权将乙方列入违约失信名单，清退出长庆油田市场。

14.3 本合同未尽事宜，由甲乙双方在合同履行期限内另行签订书面补充协议。补充协议与本合同内容不一致的，以补充协议为准。

14.4 本合同一式陆份，甲方执 叁 份，乙方执 叁 份，具有同等法律效力。

14.5 其它约定：_____/_____。

【此页为《废弃物处置合同》签署页】

委托人(甲方)：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂（ 气田产能建设项目组）（合同专用章）

住所： 陕西省延安市宝塔区河庄坪镇长庆小区

法定代表（负责）人或授权代表（签字）：

承办人：

受托人(乙方) ：陕西邦达环保工程有限公司（合同专用章）

住所： 陕西省榆林市定边县盐场堡镇水滩子村

法定代表（负责）人或授权代表（签字）：

开户行： 中国银行股份有限公司定边县支行

帐号：102463921307

陕西省环境调查评估中心

关于第六采气厂2023-2027年苏里格南区新建产建工程区域（第二次）“三线一单”生态环境分区管控成果对照分析报告的函

中圣环境科技发展有限公司：

你单位申请的第六采气厂2023-2027年苏里格南区新建产建工程区域（第二次）数据显示：工程新增井场67座、采气管线总长233.33km。

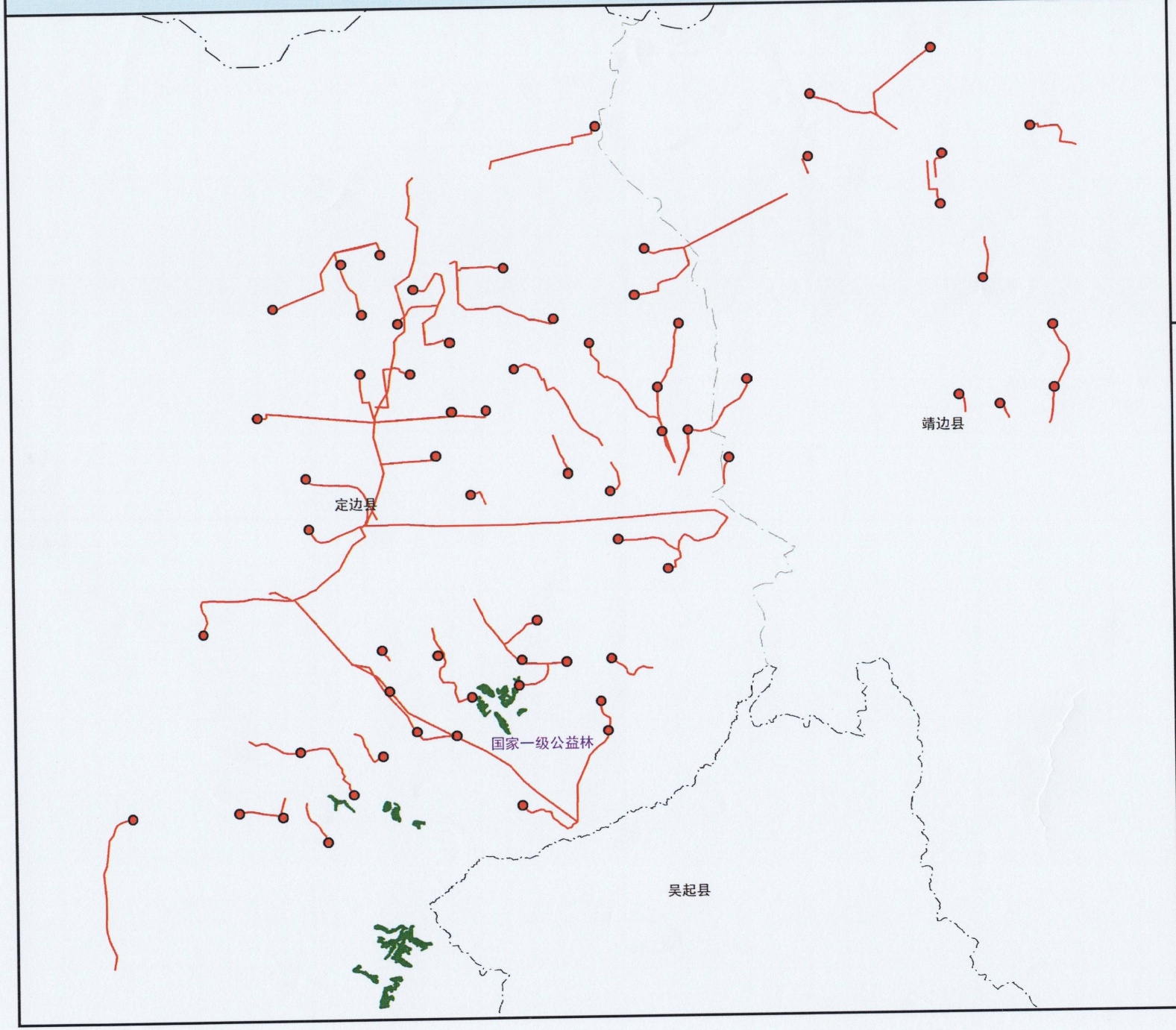
根据生态环境部及我省“三线一单”成果应用要求，你单位提供数据与“三线一单”生态环境分区管控成果对照结果显示：新增井场和采气管线不涉及各类保护地。此对照分析报告只用于项目选址选线参考，不作为其他工作的依据。

（说明：本报告结论以“三线一单”生态环境分区管控成果2022年版为依据，此版本引用的各类数据以其主管部门生成的最新数据为准。）

陕西省环境调查评估中心

2023年7月3日

第六采气厂2023-2027年苏里格南区新建产建工程（第二次）与各类保护地对照分析示意图



N

0 1.5 3 6 km

1:150,000

图 例

- 省府
- 地市
- 区县
- 市界
- 新增井场
- 国家一级公益林
- 河流
- 水域
- 省界
- 县界
- 项目管线

制图单位：

2023 年 06 月

CMA
222712050051
有效期至2028年04月24日

正本

ZBJC-04-JJB11

检 测 报 告

陕众邦（综）字 2023（04）第 045 号

项目名称：第六采气厂 2023-2027 年苏里格南区新建产建工程区域环境质量现状检测

委托单位：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂

报告日期：2023 年 05 月 18 日

陕西众邦环保检测技术有限公司

Shaanxi Zhong Bang Environmental Protection Testing Technology Co., Ltd.

陕西众邦环保检测技术有限公司

检　测　报　告

陕众邦（综）字2023（04）第045号　　第 1 页　共 39 页

委托单位	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂		
项目地址	延安市吴起县、榆林市定边县、靖边县		
检测目的	委托检测	检测类别	环境空气、无组织废气、地下水、地表水、包气带、土壤、噪声
联系人	何工	联系电话	136 5921 9909
采样日期	2023.04.24~2023.05.03	分析日期	2023.04.24~2023.05.10
检测内容	环境空气：检测点位4个，检测项目为非甲烷总烃、总烃、甲醇、硫化氢共4项，检测7天，4次/天； 无组织废气：检测点位4个，检测项目为甲醇1项，检测7天，4次/天； 地　下　水：检测点位5个，检测项目为硝酸盐氮、氨氮等共29项，检测1天，1次/天。 地　表　水：检测点位2个，检测项目为总氮、总磷、石油类等共9项，检测3天，1次/天。 包　气　带：检测点位4个，检测项目为氯化物、六价铬、石油类等共6项，检测1天，1次/天。 土　　壤：检测点位6个，检测项目见表6备注，检测1天，1次/天。 噪　　声：检测点位49个，检测2天，昼夜各检测1次。		
样品描述	环境空气：吸收瓶、采气袋完好无损； 无组织废气：采气袋完好无损； 地　下　水：无色、清澈、无杂质、无异味； 地　表　水：无色、清澈、无杂质、无异味； 包　气　带：棕色、砂壤土、潮、无根系、无异物； 土　　壤：见表6备注。		
样品包装	环境空气：吸收瓶、采气袋； 无组织废气：采气袋； 地　下　水：玻璃瓶、聚乙烯瓶、无菌采水袋； 地　表　水：玻璃瓶、聚乙烯瓶； 包　气　带：棕色玻璃瓶； 土　　壤：棕色玻璃瓶。		
评价依据	/		
检测结果	环境空气检测结果见表1；无组织废气检测结果见表2； 地下水检测结果见表3；地表水检测结果见表4； 包气带检测结果见表5；土壤检测结果见表6；噪声检测结果见表7。		
备注	1. 本次检测方案由委托方提供； 2. 本次检测结果仅对当时检测环境负责； 3. 报告中的“ND”表示未检出，“ND”后面的数据表示方法检出限。		

分析项目、方法依据、检出限及仪器设备				
分析项目		分析依据及方法	检出限	仪器设备名称/型号/编号/有效期
环境空气	非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法 HJ 604-2017	0.07mg/m^3	气相色谱仪 GC-4000A/ZBJC-YQA-97 2025/03/20
	总烃		0.06mg/m^3	
	甲醇	环境空气 气相色谱法 《空气和废气监测分析方法》（第四版） 国家环境保护总局（2003 年）	0.1mg/m^3	岛津气相色谱仪 GC-2014C/ZBJC-YQA-86 2024/03/17
	硫化氢	环境空气 亚甲蓝分光光度法 《空气和废气监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2003 年）	1μg/m^3	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-06 2023/12/07
无组织废气	甲醇	固定污染源排气中甲醇的测定 气相色谱法 HJ/T 33-1999	0.5mg/m^3	岛津气相色谱仪 GC-2014C/ZBJC-YQA-86 2024/03/17
地下水	钾	生活饮用水标准检验方法 金属指标 （22.1 火焰原子吸收分光光度法） GB/T 5750.6-2006	0.0125mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990AFG /ZBJC-YQA-01 2023/12/16
	钠	生活饮用水标准检验方法 金属指标 （22.1 火焰原子吸收分光光度法） GB/T 5750.6-2006	0.0025mg/L	
	钙	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB/T 11905-1989	0.005mg/L	
	镁	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB/T 11905-1989	0.0005mg/L	
	CO_3^{2-}	地下水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法 DZ/T 0064.49-2021	5mg/L	25mL 酸式滴定管
	HCO_3^-	地下水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法 DZ/T 0064.49-2021	5mg/L	25mL 酸式滴定管
	Cl^-	水质 无机阴离子 （F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}） 的测定离子色谱法 HJ 84-2016	0.007mg/L	离子色谱仪 DIONEX ICS-600 ZBJC-YQA-96/2023/04/26
	SO_4^{2-}		0.018mg/L	

分析项目、方法依据、检出限及仪器设备				
分析项目		分析依据及方法	检出限	仪器设备名称/型号/编号/有效期
地下水	pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	0.01	笔式 pH 检测计 PH818/ZBJC-YQA-83 2023/12/07
	氨氮	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 （9.1 纳氏试剂分光光度法） GB/T 5750.5-2006	0.005mg/L	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-05 2023/12/07
	硝酸盐氮	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 （5.2 紫外分光光度法） GB/T 5750.5-2006	0.05mg/L	紫外分光光度计 UV-6000/ZBJC-YQA-04 2023/12/07
	亚硝酸盐氮	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 （10.1 重氮耦合分光光度法） GB/T 5750.5-2006	0.00025mg/L	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-05 2023/12/07
	挥发酚类	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	0.0003mg/L （萃取法）	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-06 2023/12/07
	氰化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标（4.1 异烟酸-吡唑酮分光光度法） GB/T 5750.5-2006	0.0005mg/L	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-06 2023/12/07
	砷	生活饮用水标准检验方法 金属指标 （6.1 氢化物原子荧光法） GB/T 5750.6-2006	0.25μg/L	双道原子荧光光度计 AFS-9700/ZBJC-YQA-02 2023/12/07
	汞	生活饮用水标准检验方法 金属指标（8.1 原子荧光法） GB/T 5750.6-2006	0.025μg/L	双道原子荧光光度计 AFS-9700/ZBJC-YQA-02 2023/12/07
	六价铬	生活饮用水标准检验方法 金属指标 （10.1 二苯碳酰二肼分光光度法） GB/T 5750.6-2006	0.001mg/L	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-06 2023/12/07
	总硬度	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标（7.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法） GB/T 5750.4-2006	0.25mg/L	25mL 酸式滴定管

分析项目、方法依据、检出限及仪器设备				
分析项目		分析依据及方法	检出限	仪器设备名称/型号/编号/有效期
地下水	铅	生活饮用水标准检验方法 金属指标（11.1 无火焰原子吸收分光光度法） GB/T 5750.6-2006	0.625μg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990AFG/ ZBJC-YQA-01 2023/12/16
	氟化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标（3.1 离子选择电极法） GB/T 5750.5-2006	0.05mg/L	离子计 PXSJ-226/ ZBJC-YQA-23 2023/12/07
	镉	生活饮用水标准检验方法 金属指标（9.1 无火焰原子吸收分光光度法） GB/T 5750.6-2006	1.25×10^{-4} mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990AFG/ ZBJC-YQA-01 2023/12/16
	铁	生活饮用水标准检验方法 金属指标（2.1 原子吸收分光光度法） GB/T 5750.6-2006	0.075mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990AFG/ ZBJC-YQA-01 2023/12/16
	锰	生活饮用水标准检验方法 金属指标（3.1 火焰原子吸收分光光度法） GB/T 5750.6-2006	0.025mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990AFG/ ZBJC-YQA-01 2023/12/16
	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标（8.1 称量法） GB/T 5750.4-2006	4mg/L	电子天平（万分之一） BSA224S/ ZBJC-YQA-11 2023/12/07
	高锰酸盐指数	水质 高锰酸盐指数的测定 GB/T 11892-1989	0.125mg/L	25mL 酸式滴定管
	总大肠菌群	生活饮用水标准检验方法 微生物指标（2.1 多管发酵法） GB/T 5750.12-2006	2MPN/100mL	电热恒温培养箱 DHP-9052A /ZBJC-YQA-18 2023/10/20
	细菌总数	生活饮用水标准检验方法 微生物指标（1.1 平皿计数法） GB/T 5750.12-2006	1CFU/mL	电热恒温培养箱 DHP-9052A /ZBJC-YQA-94 2023/10/20
	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行） HJ 970-2018	0.01mg/L	紫外分光光度计 UV-6000/ ZBJC-YQA-04 2023/12/07
	甲醇	水质 甲醇和丙酮的测定 顶空/气相色谱法 HJ 895-2017	0.2mg/L	气相色谱仪 7820A/ZBJC-YQA-07 2023/08/22

分析项目、方法依据、检出限及仪器设备				
分析项目		分析依据及方法	检出限	仪器设备名称/型号/编号/有效期
地表水	pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	0.01	笔式 pH 检测计 PH818/ZBJC-YQA-83 2023/12/07
	化学需氧量	水质 化学需氧量的测定 重铬酸盐法 HJ 828-2017	4mg/L	25mL 酸式滴定管
	五日生化需氧量（BOD_5）	水质五日生化需氧量（BOD_5）的测定 稀释与接种法 HJ 505-2009	0.5mg/L	生化培养箱 SPX-150Y /ZBJC-YQA-17 2023/10/20 25mL 酸式滴定管
	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	0.025mg/L	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-05 2023/12/07
	总磷	水质 总磷的测定 钼酸铵分光光度法 GB/T 11893-1989	0.0025mg/L	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-05 2023/12/07
	总氮	水质 总氮的测定 碱性过硫酸钾消解紫外分光光度法 HJ 636-2012	0.05mg/L	紫外分光光度计 UV-6000/ZBJC-YQA-04 2023/12/07
	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行） HJ 970-2018	0.01mg/L	紫外分光光度计 UV-6000/ZBJC-YQA-04 2023/12/07
	挥发酚	水质 挥发酚的测定 5-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	0.0003mg/L（萃取法）	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-06 2023/12/07
	甲醇	水质 甲醇和丙酮的测定 顶空/气相色谱法 HJ 895-2017	0.2mg/L	气相色谱仪 7820A/ZBJC-YQA-07 2023/08/22
包气带	pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	0.01	离子计 PXSJ-226/ ZBJC-YQA-23 2023/12/07
	氯化物	水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法 GB/T 11896-1989	2.5mg/L	25mL 棕色滴定管
	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行） HJ 970-2018	0.01mg/L	紫外分光光度计 UV-6000/ZBJC-YQA-04 2023/12/07
	六价铬	生活饮用水标准检验方法 金属指标 （10.1 二苯碳酰二肼分光光度法） GB/T 5750.6-2006	0.001mg/L	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-06 2023/12/07

分析项目、方法依据、检出限及仪器设备				
分析项目		分析依据及方法	检出限	仪器设备名称/型号/编号/有效期
包气带	挥发酚	水质 挥发酚的测定 6-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	0.0003mg/L（萃取法）	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-06 2023/12/07
	甲醇	水质 甲醇和丙酮的测定 顶空/气相色谱法 HJ 895-2017	0.2mg/L	气相色谱仪 7820A/ZBJC-YQA-07 2023/08/22
土壤	砷	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 GB/T 22105.2-2008	0.01mg/kg	双道原子荧光光度计 AFS-9700/ZBJC-YQA-02 2023/12/07
	镉	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	0.01mg/kg	原子吸收分光光度计 TAS-990AFG /ZBJC-YQA-01 2023/12/16
	六价铬	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法 HJ 1082-2019	0.5mg/kg	
	铜	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	1mg/kg	原子吸收分光光度计 TAS-990AFG /ZBJC-YQA-01 2023/12/16
	镍		3mg/kg	
	铅		10mg/kg	
	铬		4mg/kg	
	锌		1mg/kg	
	汞	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法 第 1 部分 土壤中总汞的测定 GB/T 22105.1-2008	0.002mg/kg	双道原子荧光光度计 AFS-9700/ZBJC-YQA-02 2023/12/07
	石油烃（C_{10}-C_{40}）	土壤和沉积物 石油烃（C_{10}-C_{40}）的测定 气相色谱法 HJ 1021-2019	6mg/kg	岛津气相色谱仪 GC-2014C/ZBJC-YQA-86 2024/03/17
	pH 值	土壤 pH 的测定 电位法 HJ 962-2018	0.01	pH 计 PHS-3C/ZBJC-YQA-22 2023/12/07
	阳离子交换量	土壤 阳离子交换量的测定 三氯化六氨合钴浸提-分光光度法 HJ 889-2017	0.8cmol$^+$/kg	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-05 2023/12/07
	氧化还原电位	土壤 氧化还原电位的测定 电位法 HJ 746-2015	/	土壤 ORP 测试仪 TR-901/ZBJC-YQA-88

分析项目、方法依据、检出限及仪器设备				
分析项目		分析依据及方法	检出限	仪器设备名称/型号/编号/有效期
土壤	四氯化碳	土壤和沉积物挥发性有机物的测定 吹扫捕集 气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	1.3μg/kg	气相色谱-质谱联用仪 Trace1300ISQ7000 ZBJC-YQA-98/2025/04/23
	氯仿		1.1μg/kg	
	氯甲烷		1.0μg/kg	
	1,1-二氯乙烷		1.2μg/kg	
	1,2-二氯乙烷		1.3μg/kg	
	1,1-二氯乙烯		1.0μg/kg	
	顺-1,2-二氯乙烯		1.3μg/kg	
	反-1,2-二氯乙烯		1.4μg/kg	
	二氯甲烷		1.5μg/kg	
	1,2-二氯丙烷		1.1μg/kg	
	1,1,1,2-四氯乙烷		1.2μg/kg	
	1,1,2,2-四氯乙烷		1.2μg/kg	
	四氯乙烯		1.4μg/kg	
	1,1,1-三氯乙烷		1.3μg/kg	
	1,1,2-三氯乙烷		1.2μg/kg	
	三氯乙烯		1.2μg/kg	
	1,2,3-三氯丙烷		1.2μg/kg	
	氯乙烯		1.0μg/kg	
	苯		1.9μg/kg	
	氯苯		1.2μg/kg	
	1,2-二氯苯		1.5μg/kg	
	1,4-二氯苯		1.5μg/kg	
	乙苯		1.2μg/kg	
	苯乙烯		1.1μg/kg	
	甲苯		1.3μg/kg	
	间二甲苯+对二甲苯		1.2μg/kg	
	邻二甲苯		1.2μg/kg	

分析项目、方法依据、检出限及仪器设备				
分析项目		分析依据及方法	检出限	仪器设备名称/型号/编号/有效期
土壤	硝基苯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	0.09mg/kg	气相色谱-质谱联用仪 Trace1300ISQ7000 ZBJC-YQA-102 /2023/08/02
	苯胺		0.01mg/kg	
	2-氯苯酚		0.06mg/kg	
	苯并[a]蒽		0.1mg/kg	
	苯并[a]芘		0.1mg/kg	
	苯并[b]荧蒽		0.2mg/kg	
	苯并[k]荧蒽		0.1mg/kg	
	䓛		0.1mg/kg	
	二苯并[a,h]蒽		0.1mg/kg	
	茚并[1,2,3-cd]芘		0.1mg/kg	
	萘		0.09mg/kg	
	渗滤率（饱和导水率）	森林土壤渗滤率的测定（3 环刀法） LY/T 1218-1999	/	环刀/100m³
	容重	土壤检测 第 4 部分：土壤容重的测定 NY/T 1121.4-2016	/	电子天平（百分之一） YP5002/ZBJC-YQA-14 2023/10/20
	孔隙度	森林土壤 水分-物理性质的测定 LY/T 1215-1999	/	电子天平（百分之一） YP5002/ZBJC-YQA-14 2023/10/20
噪声		声环境质量标准 GB 3096-2008	30dB（A）	多功能声级计（II） AW5688/ZBJC-YQA-85 2023/12/19

表 1 环境空气检测结果

王沟畔 检测结果（单位：μg/m³）					
分析项目	采样日期	第一次	第二次	第三次	第四次
硫化氢	04 月 24 日	2.18	2.32	3.38	2.48
	04 月 25 日	2.21	2.09	3.02	1.95
	04 月 26 日	1.24	2.24	3.23	2.25
	04 月 27 日	2.19	2.34	3.13	2.22
	04 月 28 日	2.17	2.33	2.95	1.93
	04 月 29 日	1.64	2.08	3.32	1.53
	04 月 30 日	2.22	3.37	3.22	1.98

续表 1 环境空气检测结果

王沟畔 检测结果（单位：mg/m³）					
分析项目	采样日期	第一次	第二次	第三次	第四次
非甲烷总烃	04 月 24 日	0.49	0.56	0.58	0.47
	04 月 25 日	0.54	0.47	0.48	0.53
	04 月 26 日	0.44	0.53	0.49	0.47
	04 月 27 日	0.44	0.61	0.54	0.42
	04 月 28 日	0.44	0.48	0.45	0.53
	04 月 29 日	0.44	0.60	0.54	0.51
	04 月 30 日	0.42	0.57	0.54	0.48
甲醇	04 月 24 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 25 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 26 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 27 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 28 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 29 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 30 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
总烃	04 月 24 日	0.80	0.83	0.88	0.79
	04 月 25 日	0.92	0.86	0.83	0.92
	04 月 26 日	0.80	0.90	0.87	0.82
	04 月 27 日	0.96	0.99	0.93	0.85
	04 月 28 日	0.82	0.80	0.86	0.78
	04 月 29 日	0.80	0.95	0.85	0.81
	04 月 30 日	0.74	0.80	0.74	0.72
宋家峁 检测结果（单位：μg/m³）					
分析项目	采样日期	第一次	第二次	第三次	第四次
硫化氢	04 月 24 日	2.73	2.33	3.12	2.21
	04 月 25 日	2.20	2.23	3.16	2.10
	04 月 26 日	1.94	2.51	3.52	2.10
	04 月 27 日	2.75	2.49	3.42	2.08
	04 月 28 日	2.18	2.47	3.39	2.07
	04 月 29 日	1.77	2.21	3.33	2.49
	04 月 30 日	2.63	2.38	3.23	2.11

续表 1 环境空气检测结果

宋家峁 检测结果（单位：mg/m³）					
分析项目	采样日期	第一次	第二次	第三次	第四次
非甲烷总烃	04 月 24 日	0.50	0.47	0.57	0.54
	04 月 25 日	0.48	0.54	0.43	0.48
	04 月 26 日	0.49	0.51	0.41	0.54
	04 月 27 日	0.52	0.46	0.43	0.51
	04 月 28 日	0.51	0.58	0.55	0.49
	04 月 29 日	0.51	0.57	0.43	0.48
	04 月 30 日	0.56	0.42	0.47	0.53
甲醇	04 月 24 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 25 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 26 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 27 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 28 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 29 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 30 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
总烃	04 月 24 日	0.81	0.80	0.86	0.89
	04 月 25 日	0.81	0.89	0.76	0.83
	04 月 26 日	0.84	0.77	0.87	0.92
	04 月 27 日	0.90	0.93	0.85	0.83
	04 月 28 日	0.79	0.88	0.86	0.92
	04 月 29 日	0.81	0.87	0.76	0.82
	04 月 30 日	0.83	0.73	0.79	0.77
西大桥畔 检测结果（单位：μg/m³）					
分析项目	采样日期	第一次	第二次	第三次	第四次
硫化氢	04 月 24 日	2.73	2.48	3.10	2.22
	04 月 25 日	1.92	2.37	3.58	1.82
	04 月 26 日	1.94	2.78	2.63	2.09
	04 月 27 日	1.91	2.48	3.43	2.07
	04 月 28 日	2.04	2.74	3.39	2.20
	04 月 29 日	2.58	2.20	3.64	2.91
	04 月 30 日	2.06	2.81	3.66	2.12

续表 1 环境空气检测结果

西大桥畔 检测结果（单位：mg/m³）					
分析项目	采样日期	第一次	第二次	第三次	第四次
非甲烷总烃	04 月 24 日	0.52	0.49	0.42	0.51
	04 月 25 日	0.47	0.49	0.41	0.52
	04 月 26 日	0.45	0.49	0.54	0.59
	04 月 27 日	0.46	0.58	0.48	0.42
	04 月 28 日	0.42	0.56	0.52	0.48
	04 月 29 日	0.53	0.41	0.51	0.57
	04 月 30 日	0.47	0.50	0.48	0.62
甲醇	04 月 24 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 25 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 26 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 27 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 28 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 29 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 30 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
总烃	04 月 24 日	0.83	0.80	0.73	0.81
	04 月 25 日	0.82	0.85	0.77	0.92
	04 月 26 日	0.82	0.85	0.92	0.86
	04 月 27 日	0.81	0.88	0.75	0.85
	04 月 28 日	0.85	0.91	0.77	0.73
	04 月 29 日	0.89	0.74	0.76	0.90
	04 月 30 日	0.70	0.74	0.77	0.90
胶泥湾 检测结果（单位：μg/m³）					
分析项目	采样日期	第一次	第二次	第三次	第四次
硫化氢	04 月 24 日	2.20	2.49	3.12	2.64
	04 月 25 日	2.21	1.95	2.72	1.96
	04 月 26 日	2.22	2.24	2.62	1.83
	04 月 27 日	2.60	2.90	3.31	2.37
	04 月 28 日	2.46	2.20	3.24	1.80
	04 月 29 日	2.58	2.35	2.18	1.25
	04 月 30 日	1.79	2.23	3.36	2.66

续表 1 环境空气检测结果

胶泥湾 检测结果（单位：mg/m³）					
分析项目	采样日期	第一次	第二次	第三次	第四次
非甲烷总烃	04 月 24 日	0.56	0.53	0.48	0.45
	04 月 25 日	0.59	0.56	0.50	0.46
	04 月 26 日	0.42	0.48	0.53	0.59
	04 月 27 日	0.53	0.50	0.50	0.43
	04 月 28 日	0.58	0.43	0.45	0.49
	04 月 29 日	0.55	0.45	0.47	0.50
	04 月 30 日	0.45	0.47	0.58	0.51
甲醇	04 月 24 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 25 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 26 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 27 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 28 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 29 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	04 月 30 日	ND0.1	ND0.1	ND0.1	ND0.1
总烃	04 月 24 日	0.85	0.83	0.78	0.87
	04 月 25 日	0.93	0.87	0.85	0.84
	04 月 26 日	0.76	0.84	0.90	0.93
	04 月 27 日	0.81	0.89	0.83	0.88
	04 月 28 日	0.87	0.77	0.80	0.82
	04 月 29 日	0.83	0.81	0.82	0.73
	04 月 30 日	0.72	0.79	0.93	0.83
气象条件					
采样位置	采样日期	风向	风速（m/s）	气温（℃）	气压（kPa）
王沟畔	04 月 24 日	北	1.87~2.35	3.2~11.6	87.34~87.75
	04 月 25 日	西北	2.03~2.42	6.3~17.2	87.15~87.60
	04 月 26 日	西南	1.91~2.23	6.8~22.1	87.03~87.54
	04 月 27 日	西北	1.83~2.01	4.5~13.8	87.27~87.72
	04 月 28 日	西	1.97~2.29	2.7~10.6	87.38~87.90
	04 月 29 日	西	1.90~2.31	4.3~17.9	87.12~87.76
	04 月 30 日	北	1.86~2.23	7.1~21.6	87.07~87.51

续表 1 环境空气检测结果

气象条件					
采样位置	采样日期	风向	风速（m/s）	气温（℃）	气压（kPa）
宋家峁	04 月 24 日	北	1.95~2.22	4.1~12.4	87.18~87.76
	04 月 25 日	西北	1.96~2.39	5.9~16.5	87.06~87.62
	04 月 26 日	西南	1.89~2.32	7.4~21.3	86.78~87.51
	04 月 27 日	西北	1.75~2.20	5.2~14.3	87.11~87.68
	04 月 28 日	西	1.91~2.33	3.0~11.4	87.22~87.81
	04 月 29 日	西北	1.83~2.27	3.9~18.2	86.92~87.77
	04 月 30 日	北	1.92~2.17	6.8~21.2	86.76~87.54
西大桥畔	04 月 24 日	北	1.85~2.37	4.8~11.7	87.32~87.89
	04 月 25 日	西北	1.78~2.25	5.2~15.4	87.13~87.86
	04 月 26 日	西南	1.82~2.29	7.1~20.6	86.82~87.65
	04 月 27 日	西北	1.81~2.15	4.4~15.0	87.17~87.95
	04 月 28 日	西	1.88~2.30	3.2~11.9	87.30~87.97
	04 月 29 日	西	1.92~2.35	3.5~19.3	86.90~87.94
	04 月 30 日	北	1.97~2.28	6.2~20.5	86.83~87.78
胶泥湾	04 月 24 日	北	2.02~2.38	5.3~13.0	87.12~87.68
	04 月 25 日	西北	1.84~2.26	6.1~14.7	87.05~87.54
	04 月 26 日	西南	1.87~2.24	7.6~19.8	86.98~87.72
	04 月 27 日	西北	1.77~2.16	4.9~16.8	86.98~87.72
	04 月 28 日	西	1.89~2.21	4.0~11.1	87.21~87.79
	04 月 29 日	西	1.80~2.22	2.8~18.9	86.91~87.87
	04 月 30 日	北	1.76~2.20	5.7~20.2	86.77~87.64

表 2 无组织废气检测结果

苏南-16 集气站厂界上风向 检测结果（单位：mg/m³）					
分析项目	采样日期	第一次	第二次	第三次	第四次
甲醇	04 月 29 日	0.91	0.98	0.95	1.00
	04 月 30 日	0.93	0.89	0.97	0.94
苏南-16 集气站厂界下风向 1# 检测结果（单位：mg/m³）					
分析项目	采样日期	第一次	第二次	第三次	第四次
甲醇	04 月 29 日	1.67	1.74	1.82	1.79
	04 月 30 日	1.77	1.66	1.74	1.84
苏南-16 集气站厂界下风向 2# 检测结果（单位：mg/m³）					
分析项目	采样日期	第一次	第二次	第三次	第四次
甲醇	04 月 29 日	1.68	1.78	1.73	1.79
	04 月 30 日	1.69	1.76	1.73	1.81
苏南-16 集气站厂界下风向 3# 检测结果（单位：mg/m³）					
分析项目	采样日期	第一次	第二次	第三次	第四次
甲醇	04 月 29 日	1.80	1.73	1.69	1.75
	04 月 30 日	1.73	1.69	1.76	1.81

气象条件					
采样位置	采样日期	风向	风速（m/s）	气温（℃）	气压（kPa）
苏南-16 集气站厂界上风向	04 月 29 日	西	1.85~2.26	3.5~19.8	86.93~87.82
	04 月 30 日	北	1.79~2.25	5.2~21.7	86.71~87.68
苏南-16 集气站厂界下风向 1#	04 月 29 日	西	1.82~2.24	3.9~20.2	86.89~87.77
	04 月 30 日	北	1.73~2.21	5.5~21.2	86.76~87.66
苏南-16 集气站厂界下风向 2#	04 月 29 日	西	1.80~2.21	3.7~20.1	86.91~87.80
	04 月 30 日	北	1.75~2.24	5.8~21.1	86.77~87.65
苏南-16 集气站厂界下风向 3#	04 月 29 日	西	1.84~2.23	3.6~20.3	86.88~87.81
	04 月 30 日	北	1.76~2.23	5.6~21.4	86.75~87.67

表 3 地下水检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果
王家伙场水源井	钾	04 月 27 日	mg/L	3.46
	钠	04 月 27 日	mg/L	126
	钙	04 月 27 日	mg/L	66.8
	镁	04 月 27 日	mg/L	103
	CO_3^{2-}	04 月 27 日	mg/L	ND5
	HCO_3^-	04 月 27 日	mg/L	454
	Cl^-	04 月 27 日	mg/L	156
	SO_4^{2-}	04 月 27 日	mg/L	242
	pH 值	04 月 27 日	无量纲	8.36
	氨氮	04 月 27 日	mg/L	0.259
	硝酸盐氮	04 月 27 日	mg/L	3.62
	亚硝酸盐氮	04 月 27 日	mg/L	0.006
	挥发酚类	04 月 27 日	mg/L	ND0.0003
	氰化物	04 月 27 日	mg/L	ND0.0005
	砷	04 月 27 日	μg/L	3.7
	汞	04 月 27 日	μg/L	ND0.025
	六价铬	04 月 27 日	mg/L	0.046
	总硬度	04 月 27 日	mg/L	612
	铅	04 月 27 日	μg/L	ND0.625
	氟化物	04 月 27 日	mg/L	1.47
	镉	04 月 27 日	mg/L	$ND1.25\times10^{-4}$
	铁	04 月 27 日	mg/L	ND0.075
	锰	04 月 27 日	mg/L	0.077
	溶解性总固体	04 月 27 日	mg/L	918
	高锰酸盐指数	04 月 27 日	mg/L	2.9
	总大肠菌群	04 月 27 日	MPN/100mL	<2
	细菌总数	04 月 27 日	CFU/mL	24
	石油类	04 月 27 日	mg/L	ND0.01
	甲醇	04 月 27 日	mg/L	ND0.2

续表 3 地下水检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果
白土岗子村村民水源井	钾	04 月 27 日	mg/L	2.54
	钠	04 月 27 日	mg/L	103
	钙	04 月 27 日	mg/L	48.3
	镁	04 月 27 日	mg/L	51.6
	CO_3^{2-}	04 月 27 日	mg/L	ND5
	HCO_3^-	04 月 27 日	mg/L	328
	Cl^-	04 月 27 日	mg/L	49.7
	SO_4^{2-}	04 月 27 日	mg/L	196
	pH 值	04 月 27 日	无量纲	8.29
	氨氮	04 月 27 日	mg/L	0.163
	硝酸盐氮	04 月 27 日	mg/L	3.05
	亚硝酸盐氮	04 月 27 日	mg/L	0.007
	挥发酚类	04 月 27 日	mg/L	ND0.0003
	氰化物	04 月 27 日	mg/L	ND0.0005
	砷	04 月 27 日	μg/L	4.1
	汞	04 月 27 日	μg/L	ND0.025
	六价铬	04 月 27 日	mg/L	0.015
	总硬度	04 月 27 日	mg/L	344
	铅	04 月 27 日	μg/L	ND0.625
	氟化物	04 月 27 日	mg/L	0.978
	镉	04 月 27 日	mg/L	$ND1.25\times10^{-4}$
	铁	04 月 27 日	mg/L	ND0.075
	锰	04 月 27 日	mg/L	ND0.025
	溶解性总固体	04 月 27 日	mg/L	657
	高锰酸盐指数	04 月 27 日	mg/L	2.3
	总大肠菌群	04 月 27 日	MPN/100mL	<2
	细菌总数	04 月 27 日	CFU/mL	31
	石油类	04 月 27 日	mg/L	ND0.01
	甲醇	04 月 27 日	mg/L	ND0.2

续表 3 地下水检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果
张伙场水源井	钾	04 月 27 日	mg/L	2.56
	钠	04 月 27 日	mg/L	89.7
	钙	04 月 27 日	mg/L	48.5
	镁	04 月 27 日	mg/L	58.9
	CO_3^{2-}	04 月 27 日	mg/L	ND5
	HCO_3^-	04 月 27 日	mg/L	335
	Cl^-	04 月 27 日	mg/L	41.1
	SO_4^{2-}	04 月 27 日	mg/L	224
	pH 值	04 月 27 日	无量纲	8.42
	氨氮	04 月 27 日	mg/L	0.170
	硝酸盐氮	04 月 27 日	mg/L	4.07
	亚硝酸盐氮	04 月 27 日	mg/L	0.003
	挥发酚类	04 月 27 日	mg/L	ND0.0003
	氰化物	04 月 27 日	mg/L	ND0.0005
	砷	04 月 27 日	μg/L	2.9
	汞	04 月 27 日	μg/L	ND0.025
	六价铬	04 月 27 日	mg/L	0.022
	总硬度	04 月 27 日	mg/L	376
	铅	04 月 27 日	μg/L	ND0.625
	氟化物	04 月 27 日	mg/L	0.970
	镉	04 月 27 日	mg/L	$ND1.25\times10^{-4}$
	铁	04 月 27 日	mg/L	ND0.075
	锰	04 月 27 日	mg/L	ND0.025
	溶解性总固体	04 月 27 日	mg/L	594
	高锰酸盐指数	04 月 27 日	mg/L	2.6
	总大肠菌群	04 月 27 日	MPN/100mL	<2
	细菌总数	04 月 27 日	CFU/mL	26
	石油类	04 月 27 日	mg/L	ND0.01
	甲醇	04 月 27 日	mg/L	ND0.2

续表 3 地下水检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果
新庄湾村民水源井	钾	04 月 27 日	mg/L	1.81
	钠	04 月 27 日	mg/L	77.6
	钙	04 月 27 日	mg/L	41.7
	镁	04 月 27 日	mg/L	39.9
	CO_3^{2-}	04 月 27 日	mg/L	ND5
	HCO_3^-	04 月 27 日	mg/L	397
	Cl^-	04 月 27 日	mg/L	47.2
	SO_4^{2-}	04 月 27 日	mg/L	85.0
	pH 值	04 月 27 日	无量纲	8.25
	氨氮	04 月 27 日	mg/L	0.133
	硝酸盐氮	04 月 27 日	mg/L	4.42
	亚硝酸盐氮	04 月 27 日	mg/L	0.004
	挥发酚类	04 月 27 日	mg/L	ND0.0003
	氰化物	04 月 27 日	mg/L	ND0.0005
	砷	04 月 27 日	μg/L	1.6
	汞	04 月 27 日	μg/L	ND0.025
	六价铬	04 月 27 日	mg/L	0.025
	总硬度	04 月 27 日	mg/L	278
	铅	04 月 27 日	μg/L	ND0.625
	氟化物	04 月 27 日	mg/L	0.997
	镉	04 月 27 日	mg/L	$ND1.25\times10^{-4}$
	铁	04 月 27 日	mg/L	ND0.075
	锰	04 月 27 日	mg/L	ND0.025
	溶解性总固体	04 月 27 日	mg/L	512
	高锰酸盐指数	04 月 27 日	mg/L	2.4
	总大肠菌群	04 月 27 日	MPN/100mL	<2
	细菌总数	04 月 27 日	CFU/mL	29
	石油类	04 月 27 日	mg/L	ND0.01
	甲醇	04 月 27 日	mg/L	ND0.2

续表 3 地下水检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果
伙场洼村民水源井	钾	04 月 27 日	mg/L	3.49
	钠	04 月 27 日	mg/L	123
	钙	04 月 27 日	mg/L	65.6
	镁	04 月 27 日	mg/L	88.4
	CO_3^{2-}	04 月 27 日	mg/L	ND5
	HCO_3^-	04 月 27 日	mg/L	443
	Cl^-	04 月 27 日	mg/L	104
	SO_4^{2-}	04 月 27 日	mg/L	234
	pH 值	04 月 27 日	无量纲	8.34
	氨氮	04 月 27 日	mg/L	0.533
	硝酸盐氮	04 月 27 日	mg/L	5.69
	亚硝酸盐氮	04 月 27 日	mg/L	0.008
	挥发酚类	04 月 27 日	mg/L	ND0.0003
	氰化物	04 月 27 日	mg/L	ND0.0005
	砷	04 月 27 日	μg/L	3.3
	汞	04 月 27 日	μg/L	ND0.025
	六价铬	04 月 27 日	mg/L	0.047
	总硬度	04 月 27 日	mg/L	512
	铅	04 月 27 日	μg/L	ND0.625
	氟化物	04 月 27 日	mg/L	1.43
	镉	04 月 27 日	mg/L	$ND1.25\times10^{-4}$
	铁	04 月 27 日	mg/L	ND0.075
	锰	04 月 27 日	mg/L	0.081
	溶解性总固体	04 月 27 日	mg/L	863
	高锰酸盐指数	04 月 27 日	mg/L	2.6
	总大肠菌群	04 月 27 日	MPN/100mL	<2
	细菌总数	04 月 27 日	CFU/mL	27
	石油类	04 月 27 日	mg/L	ND0.01
	甲醇	04 月 27 日	mg/L	ND0.2

表 4 地表水检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果
红柳河	pH 值	04 月 24 日	无量纲	8.02
		04 月 25 日	无量纲	8.06
		04 月 26 日	无量纲	7.99
	化学需氧量	04 月 24 日	mg/L	19
		04 月 25 日	mg/L	14
		04 月 26 日	mg/L	17
	五日生化需氧量（BOD_5）	04 月 24 日	mg/L	3.8
		04 月 25 日	mg/L	3.1
		04 月 26 日	mg/L	3.5
	氨氮	04 月 24 日	mg/L	0.362
		04 月 25 日	mg/L	0.369
		04 月 26 日	mg/L	0.355
	总磷	04 月 24 日	mg/L	0.075
		04 月 25 日	mg/L	0.072
		04 月 26 日	mg/L	0.079
	总氮	04 月 24 日	mg/L	0.557
		04 月 25 日	mg/L	0.574
		04 月 26 日	mg/L	0.570
	石油类	04 月 24 日	mg/L	ND0.01
		04 月 25 日	mg/L	ND0.01
		04 月 26 日	mg/L	ND0.01
	挥发酚	04 月 24 日	mg/L	0.0017
		04 月 25 日	mg/L	0.0018
		04 月 26 日	mg/L	0.0014
	甲醇	04 月 24 日	mg/L	ND0.2
		04 月 25 日	mg/L	ND0.2
		04 月 26 日	mg/L	ND0.2

续表 4 地表水检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果
八里河	pH 值	04 月 24 日	无量纲	7.95
		04 月 25 日	无量纲	7.92
		04 月 26 日	无量纲	7.87
	化学需氧量	04 月 24 日	mg/L	16
		04 月 25 日	mg/L	18
		04 月 26 日	mg/L	15
	五日生化需氧量（BOD_5）	04 月 24 日	mg/L	3.4
		04 月 25 日	mg/L	3.7
		04 月 26 日	mg/L	3.3
	氨氮	04 月 24 日	mg/L	0.431
		04 月 25 日	mg/L	0.448
		04 月 26 日	mg/L	0.423
	总磷	04 月 24 日	mg/L	0.088
		04 月 25 日	mg/L	0.081
		04 月 26 日	mg/L	0.092
	总氮	04 月 24 日	mg/L	0.535
		04 月 25 日	mg/L	0.561
		04 月 26 日	mg/L	0.544
	石油类	04 月 24 日	mg/L	ND0.01
		04 月 25 日	mg/L	ND0.01
		04 月 26 日	mg/L	ND0.01
	挥发酚	04 月 24 日	mg/L	0.0013
		04 月 25 日	mg/L	0.0015
		04 月 26 日	mg/L	0.0012
	甲醇	04 月 24 日	mg/L	ND0.2
		04 月 25 日	mg/L	ND0.2
		04 月 26 日	mg/L	ND0.2

表 5 包气带检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果
苏南-16 集气站甲醇储罐附近（0~0.2m）	pH 值	04 月 28 日	无量纲	8.14
	氯化物	04 月 28 日	mg/L	7.5
	石油类	04 月 28 日	mg/L	ND0.01
	六价铬	04 月 28 日	mg/L	ND0.001
	挥发酚	04 月 28 日	mg/L	ND0.0003
	甲醇	04 月 28 日	mg/L	ND0.2
苏南-16 集气站甲醇储罐附近（0.4~0.6m）	pH 值	04 月 28 日	无量纲	8.21
	氯化物	04 月 28 日	mg/L	6.9
	石油类	04 月 28 日	mg/L	ND0.01
	六价铬	04 月 28 日	mg/L	ND0.001
	挥发酚	04 月 28 日	mg/L	ND0.0003
	甲醇	04 月 28 日	mg/L	ND0.2
苏南-16 集气站外空地（0~0.2m）	pH 值	04 月 28 日	无量纲	8.58
	氯化物	04 月 28 日	mg/L	6.8
	石油类	04 月 28 日	mg/L	ND0.01
	六价铬	04 月 28 日	mg/L	ND0.001
	挥发酚	04 月 28 日	mg/L	ND0.0003
	甲醇	04 月 28 日	mg/L	ND0.2
苏南-16 集气站外空地（0.4~0.6m）	pH 值	04 月 28 日	无量纲	8.46
	氯化物	04 月 28 日	mg/L	6.5
	石油类	04 月 28 日	mg/L	ND0.01
	六价铬	04 月 28 日	mg/L	ND0.001
	挥发酚	04 月 28 日	mg/L	ND0.0003
	甲醇	04 月 28 日	mg/L	ND0.2

续表 5 包气带检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果
莲 111 扩井场生产装置附近（0~0.2m）	pH 值	04 月 30 日	无量纲	8.26
	氯化物	04 月 30 日	mg/L	8.7
	石油类	04 月 30 日	mg/L	ND0.01
	六价铬	04 月 30 日	mg/L	ND0.001
	挥发酚	04 月 30 日	mg/L	ND0.0003
	甲醇	04 月 30 日	mg/L	ND0.2
莲 111 扩井场生产装置附近（0.4~0.6m）	pH 值	04 月 30 日	无量纲	8.49
	氯化物	04 月 30 日	mg/L	8.1
	石油类	04 月 30 日	mg/L	ND0.01
	六价铬	04 月 30 日	mg/L	ND0.001
	挥发酚	04 月 30 日	mg/L	ND0.0003
	甲醇	04 月 30 日	mg/L	ND0.2
莲 111 扩井场外空地（0~0.2m）	pH 值	04 月 30 日	无量纲	8.31
	氯化物	04 月 30 日	mg/L	6.6
	石油类	04 月 30 日	mg/L	ND0.01
	六价铬	04 月 30 日	mg/L	ND0.001
	挥发酚	04 月 30 日	mg/L	ND0.0003
	甲醇	04 月 30 日	mg/L	ND0.2
莲 111 扩井场外空地（0.4~0.6m）	pH 值	04 月 30 日	无量纲	8.37
	氯化物	04 月 30 日	mg/L	6.2
	石油类	04 月 30 日	mg/L	ND0.01
	六价铬	04 月 30 日	mg/L	ND0.001
	挥发酚	04 月 30 日	mg/L	ND0.0003
	甲醇	04 月 30 日	mg/L	ND0.2

表 6 土壤检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果		
				0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m
苏南 16 集气站占地范围内	四氯化碳	04 月 28 日	μg/kg	ND1.3	/	/
	氯仿	04 月 28 日	μg/kg	ND1.1	/	/
	氯甲烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.0	/	/
	1,1-二氯乙烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	1,2-二氯乙烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.3	/	/
	1,1-二氯乙烯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.0	/	/
	顺-1,2-二氯乙烯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.3	/	/
	反-1,2-二氯乙烯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.4	/	/
	二氯甲烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.5	/	/
	1,2-二氯丙烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.1	/	/
	1,1,1,2-四氯乙烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	1,1,2,2-四氯乙烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	四氯乙烯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.4	/	/
	1,1,1-三氯乙烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.3	/	/
	1,1,2-三氯乙烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	三氯乙烯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	1,2,3-三氯丙烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	氯乙烯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.0	/	/
	苯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.9	/	/
	氯苯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	1,2-二氯苯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.5	/	/
	1,4-二氯苯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.5	/	/
	乙苯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	苯乙烯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.1	/	/
	甲苯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.3	/	/
	间二甲苯+对二甲苯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	邻二甲苯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2	/	/

续表 6 土壤检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果		
				0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m
苏南 16 集气站占地范围内	硝基苯	04 月 28 日	mg/kg	ND0.09	/	/
	苯胺	04 月 28 日	mg/kg	ND0.01	/	/
	2-氯苯酚	04 月 28 日	mg/kg	ND0.06	/	/
	苯并[a]蒽	04 月 28 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	苯并[a]芘	04 月 28 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	苯并[b]荧蒽	04 月 28 日	mg/kg	ND0.2	/	/
	苯并[k]荧蒽	04 月 28 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	䓛	04 月 28 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	二苯并[a,h]蒽	04 月 28 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	茚并[1,2,3-cd]芘	04 月 28 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	萘	04 月 28 日	mg/kg	ND0.09	/	/
	砷	04 月 28 日	mg/kg	12.9	13.7	11.2
	镉	04 月 28 日	mg/kg	0.248	0.237	0.255
	六价铬	04 月 28 日	mg/kg	ND0.5	ND0.5	ND0.5
	铜	04 月 28 日	mg/kg	31	35	28
	镍	04 月 28 日	mg/kg	39	43	36
	铅	04 月 28 日	mg/kg	29	36	30
	总汞	04 月 28 日	mg/kg	0.051	0.043	0.037
	石油烃	04 月 28 日	mg/kg	20	16	13
	pH 值	04 月 28 日	无量纲	8.18	8.21	8.27
	氧化还原电位	04 月 28 日	mV	408	419	423
	阳离子交换量	04 月 28 日	$cmol^{+}/kg$	6.4	6.3	6.2
	渗滤率（饱和导水率）	04 月 28 日	cm/s	1.50×10^{-4}	1.41×10^{-4}	1.32×10^{-4}
	容重	04 月 28 日	g/cm^3	1.39	1.33	1.29
	孔隙度	04 月 28 日	%	47.6	48.8	49.9

续表 6 土壤检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果		
				0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m
莲 111 扩井场占地范围内	四氯化碳	04 月 30 日	μg/kg	ND1.3	/	/
	氯仿	04 月 30 日	μg/kg	ND1.1	/	/
	氯甲烷	04 月 30 日	μg/kg	ND1.0	/	/
	1,1-二氯乙烷	04 月 30 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	1,2-二氯乙烷	04 月 30 日	μg/kg	ND1.3	/	/
	1,1-二氯乙烯	04 月 30 日	μg/kg	ND1.0	/	/
	顺-1,2-二氯乙烯	04 月 30 日	μg/kg	ND1.3	/	/
	反-1,2-二氯乙烯	04 月 30 日	μg/kg	ND1.4	/	/
	二氯甲烷	04 月 30 日	μg/kg	ND1.5	/	/
	1,2-二氯丙烷	04 月 30 日	μg/kg	ND1.1	/	/
	1,1,1,2-四氯乙烷	04 月 30 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	1,1,2,2-四氯乙烷	04 月 30 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	四氯乙烯	04 月 30 日	μg/kg	ND1.4	/	/
	1,1,1-三氯乙烷	04 月 30 日	μg/kg	ND1.3	/	/
	1,1,2-三氯乙烷	04 月 30 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	三氯乙烯	04 月 30 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	1,2,3-三氯丙烷	04 月 30 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	氯乙烯	04 月 30 日	μg/kg	ND1.0	/	/
	苯	04 月 30 日	μg/kg	ND1.9	/	/
	氯苯	04 月 30 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	1,2-二氯苯	04 月 30 日	μg/kg	ND1.5	/	/
	1,4-二氯苯	04 月 30 日	μg/kg	ND1.5	/	/
	乙苯	04 月 30 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	苯乙烯	04 月 30 日	μg/kg	ND1.1	/	/
	甲苯	04 月 30 日	μg/kg	ND1.3	/	/
	间二甲苯+对二甲苯	04 月 30 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	邻二甲苯	04 月 30 日	μg/kg	ND1.2	/	/

续表 6 土壤检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果		
				0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m
莲 111 扩井场占地范围内	硝基苯	04 月 30 日	mg/kg	ND0.09	/	/
	苯胺	04 月 30 日	mg/kg	ND0.01	/	/
	2-氯苯酚	04 月 30 日	mg/kg	ND0.06	/	/
	苯并[a]蒽	04 月 30 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	苯并[a]芘	04 月 30 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	苯并[b]荧蒽	04 月 30 日	mg/kg	ND0.2	/	/
	苯并[k]荧蒽	04 月 30 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	䓛	04 月 30 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	二苯并[a,h]蒽	04 月 30 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	茚并[1,2,3-cd]芘	04 月 30 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	萘	04 月 30 日	mg/kg	ND0.09	/	/
	砷	04 月 30 日	mg/kg	13.4	12.6	10.8
	镉	04 月 30 日	mg/kg	0.266	0.249	0.251
	六价铬	04 月 30 日	mg/kg	ND0.5	ND0.5	ND0.5
	铜	04 月 30 日	mg/kg	27	34	30
	镍	04 月 30 日	mg/kg	42	36	33
	铅	04 月 30 日	mg/kg	29	35	32
	总汞	04 月 30 日	mg/kg	0.057	0.068	0.049
	石油烃	04 月 30 日	mg/kg	18	15	13
	pH 值	04 月 30 日	无量纲	8.24	8.33	8.37
	氧化还原电位	04 月 30 日	mV	413	424	427
	阳离子交换量	04 月 30 日	$cmol^{+}/kg$	7.1	6.9	6.8
	渗滤率（饱和导水率）	04 月 30 日	cm/s	1.61×10^{-4}	1.42×10^{-4}	1.33×10^{-4}
	容重	04 月 30 日	g/cm^3	1.33	1.30	1.26
	孔隙度	04 月 30 日	%	49.9	49.1	49.4

续表 6 土壤检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果		
				0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m
苏南 31-106 井场占地范围内	四氯化碳	05 月 03 日	μg/kg	ND1.3	/	/
	氯仿	05 月 03 日	μg/kg	ND1.1	/	/
	氯甲烷	05 月 03 日	μg/kg	ND1.0	/	/
	1,1-二氯乙烷	05 月 03 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	1,2-二氯乙烷	05 月 03 日	μg/kg	ND1.3	/	/
	1,1-二氯乙烯	05 月 03 日	μg/kg	ND1.0	/	/
	顺-1,2-二氯乙烯	05 月 03 日	μg/kg	ND1.3	/	/
	反-1,2-二氯乙烯	05 月 03 日	μg/kg	ND1.4	/	/
	二氯甲烷	05 月 03 日	μg/kg	ND1.5	/	/
	1,2-二氯丙烷	05 月 03 日	μg/kg	ND1.1	/	/
	1,1,1,2-四氯乙烷	05 月 03 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	1,1,2,2-四氯乙烷	05 月 03 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	四氯乙烯	05 月 03 日	μg/kg	ND1.4	/	/
	1,1,1-三氯乙烷	05 月 03 日	μg/kg	ND1.3	/	/
	1,1,2-三氯乙烷	05 月 03 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	三氯乙烯	05 月 03 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	1,2,3-三氯丙烷	05 月 03 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	氯乙烯	05 月 03 日	μg/kg	ND1.0	/	/
	苯	05 月 03 日	μg/kg	ND1.9	/	/
	氯苯	05 月 03 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	1,2-二氯苯	05 月 03 日	μg/kg	ND1.5	/	/
	1,4-二氯苯	05 月 03 日	μg/kg	ND1.5	/	/
	乙苯	05 月 03 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	苯乙烯	05 月 03 日	μg/kg	ND1.1	/	/
	甲苯	05 月 03 日	μg/kg	ND1.3	/	/
	间二甲苯+对二甲苯	05 月 03 日	μg/kg	ND1.2	/	/
	邻二甲苯	05 月 03 日	μg/kg	ND1.2	/	/

续表 6 土壤检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果		
				0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m
苏南31-106井场占地范围内	硝基苯	05 月 03 日	mg/kg	ND0.09	/	/
	苯胺	05 月 03 日	mg/kg	ND0.01	/	/
	2-氯苯酚	05 月 03 日	mg/kg	ND0.06	/	/
	苯并[a]蒽	05 月 03 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	苯并[a]芘	05 月 03 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	苯并[b]荧蒽	05 月 03 日	mg/kg	ND0.2	/	/
	苯并[k]荧蒽	05 月 03 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	䓛	05 月 03 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	二苯并[a,h]蒽	05 月 03 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	茚并[1,2,3-cd]芘	05 月 03 日	mg/kg	ND0.1	/	/
	萘	05 月 03 日	mg/kg	ND0.09	/	/
	砷	05 月 03 日	mg/kg	11.4	12.7	10.2
	镉	05 月 03 日	mg/kg	0.197	0.218	0.228
	六价铬	05 月 03 日	mg/kg	ND0.5	ND0.5	ND0.5
	铜	05 月 03 日	mg/kg	24	28	30
	镍	05 月 03 日	mg/kg	34	39	42
	铅	05 月 03 日	mg/kg	25	32	35
	总汞	05 月 03 日	mg/kg	0.043	0.058	0.063
	石油烃	05 月 03 日	mg/kg	20	18	14
	pH 值	05 月 03 日	无量纲	8.33	8.36	8.41
	氧化还原电位	05 月 03 日	mV	410	422	429
	阳离子交换量	05 月 03 日	$cmol^{+}/kg$	7.0	6.8	6.5
	渗滤率（饱和导水率）	05 月 03 日	cm/s	1.45×10^{-4}	1.35×10^{-4}	1.34×10^{-4}
	容重	05 月 03 日	g/cm^3	1.36	1.32	1.26
	孔隙度	05 月 03 日	%	48.0	48.1	49.2

续表 6 土壤检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果
苏南 21 集气站占地范围内（0~0.2m）	四氯化碳	04 月 28 日	μg/kg	ND1.3
	氯仿	04 月 28 日	μg/kg	ND1.1
	氯甲烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.0
	1,1-二氯乙烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2
	1,2-二氯乙烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.3
	1,1-二氯乙烯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.0
	顺-1,2-二氯乙烯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.3
	反-1,2-二氯乙烯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.4
	二氯甲烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.5
	1,2-二氯丙烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.1
	1,1,1,2-四氯乙烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2
	1,1,2,2-四氯乙烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2
	四氯乙烯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.4
	1,1,1-三氯乙烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.3
	1,1,2-三氯乙烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2
	三氯乙烯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2
	1,2,3-三氯丙烷	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2
	氯乙烯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.0
	苯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.9
	氯苯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2
	1,2-二氯苯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.5
	1,4-二氯苯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.5
	乙苯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2
	苯乙烯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.1
	甲苯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.3
	间二甲苯+对二甲苯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2
	邻二甲苯	04 月 28 日	μg/kg	ND1.2
	硝基苯	04 月 28 日	mg/kg	ND0.09
	苯胺	04 月 28 日	mg/kg	ND0.01
	2-氯苯酚	04 月 28 日	mg/kg	ND0.06
	苯并[a]蒽	04 月 28 日	mg/kg	ND0.1
	苯并[a]芘	04 月 28 日	mg/kg	ND0.1
	苯并[b]荧蒽	04 月 28 日	mg/kg	ND0.2
	苯并[k]荧蒽	04 月 28 日	mg/kg	ND0.1
	䓛	04 月 28 日	mg/kg	ND0.1
	二苯并[a,h]蒽	04 月 28 日	mg/kg	ND0.1
	茚并[1,2,3-cd]芘	04 月 28 日	mg/kg	ND0.1

续表 6 土壤检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果
苏南 21 集气站占地范围内（0~0.2m）	萘	04 月 28 日	mg/kg	ND0.09
	砷	04 月 28 日	mg/kg	9.84
	镉	04 月 28 日	mg/kg	0.176
	六价铬	04 月 28 日	mg/kg	ND0.5
	铜	04 月 28 日	mg/kg	30
	镍	04 月 28 日	mg/kg	28
	铅	04 月 28 日	mg/kg	31
	总汞	04 月 28 日	mg/kg	0.037
	石油烃	04 月 28 日	mg/kg	22
	pH 值	04 月 28 日	无量纲	8.25
	氧化还原电位	04 月 28 日	mV	402
	阳离子交换量	04 月 28 日	$cmol^{+}/kg$	6.9
	渗滤率（饱和导水率）	04 月 28 日	cm/s	1.53×10^{-4}
	容重	04 月 28 日	g/cm^3	1.41
	孔隙度	04 月 28 日	%	46.4
苏 202 井场外（0~0.2m）	pH 值	05 月 03 日	无量纲	8.34
	镉	05 月 03 日	mg/kg	0.231
	总汞	05 月 03 日	mg/kg	0.047
	砷	05 月 03 日	mg/kg	10.7
	铅	05 月 03 日	mg/kg	31
	铬	05 月 03 日	mg/kg	61
	铜	05 月 03 日	mg/kg	29
	镍	05 月 03 日	mg/kg	34
	锌	05 月 03 日	mg/kg	48
	石油烃	05 月 03 日	mg/kg	19
	氧化还原电位	05 月 03 日	mV	407
	阳离子交换量	05 月 03 日	$cmol^{+}/kg$	6.5
	渗滤率（饱和导水率）	05 月 03 日	cm/s	1.35×10^{-4}
	容重	05 月 03 日	g/cm^3	1.35
	孔隙度	05 月 03 日	%	49.2

续表 6 土壤检测结果

采样位置	分析项目	采样日期	单位	检测结果
G23-017 井场外（0~0.2m）	pH 值	05 月 03 日	无量纲	7.66
	镉	05 月 03 日	mg/kg	0.288
	总汞	05 月 03 日	mg/kg	0.072
	砷	05 月 03 日	mg/kg	13.1
	铅	05 月 03 日	mg/kg	39
	铬	05 月 03 日	mg/kg	72
	铜	05 月 03 日	mg/kg	33
	镍	05 月 03 日	mg/kg	45
	锌	05 月 03 日	mg/kg	56
	石油烃	05 月 03 日	mg/kg	17
	氧化还原电位	05 月 03 日	mV	421
	阳离子交换量	05 月 03 日	$cmol^{+}/kg$	7.3
	渗滤率（饱和导水率）	05 月 03 日	cm/s	1.51×10^{-4}
	容重	05 月 03 日	g/cm^3	1.38
	孔隙度	05 月 03 日	%	46.4

备注	采样位置	样品描述	砂砾含量	检测项目
	苏南 16 集气站占地范围内（0~0.5m）	棕色、砂壤土、潮、无根系、无异物	12.7%	砷、苯等共 52 项
	苏南 16 集气站占地范围内（0.5~1.5m）		10.8%	镉、石油烃等共 8 项
	苏南 16 集气站占地范围内（1.5~3.0m）		8.92%	
	莲 111 扩井场占地范围内（0~0.5m）		15.4%	砷、苯等共 52 项
	莲 111 扩井场占地范围内（0.5~1.5m）		12.6%	镉、石油烃等共 8 项
	莲 111 扩井场占地范围内（1.5~3.0m）		10.4%	
	苏南 31-106 井场占地范围内（0~0.5m）		11.8%	砷、苯等共 52 项
	苏南 31-106 井场占地范围内（0.5~1.5m）		10.4%	镉、石油烃等共 8 项
	苏南 31-106 井场占地范围内（1.5~3.0m）		9.4%	
	苏南 21 集气站占地范围内（0~0.2m）		10.8%	镉、石油烃等共 52
	苏 202 井场外（0~0.2m）	棕色、砂壤土、潮、少量根系、无异物	8.4%	铬、砷等共 15 项
	G23-017 井场外（0~0.2m）		7.7%	

表 7 噪声检测结果

测点编号	测点位置	检测日期	检测结果 （单位：dB（A））		气象条件
1#	伙草涧村	04 月 24 日	昼间	49	晴，北风，1.87m/s
			夜间	42	晴，北风，2.21m/s
		04 月 25 日	昼间	50	晴，西北风，2.01m/s
			夜间	42	晴，西北风，2.29m/s
2#	杨滩	04 月 24 日	昼间	48	晴，北风，1.96m/s
			夜间	40	晴，北风，2.09m/s
		04 月 25 日	昼间	47	晴，西北风，1.88m/s
			夜间	41	晴，西北风，2.16m/s
3#	新庄湾	04 月 24 日	昼间	47	晴，北风，2.03m/s
			夜间	41	晴，北风，2..34m/s
		04 月 25 日	昼间	47	晴，西北风，2.14m/s
			夜间	40	晴，西北风，2.08m/s
4#	后湾	04 月 24 日	昼间	48	晴，北风，1.77m/s
			夜间	41	晴，北风，2.06m/s
		04 月 25 日	昼间	49	晴，西北风，1.97m/s
			夜间	42	晴，西北风，2.14m/s
5#	泰庄	04 月 24 日	昼间	50	晴，北风，1.81m/s
			夜间	42	晴，北风，2.15m/s
		04 月 25 日	昼间	49	晴，西北风，1.93m/s
			夜间	42	晴，西北风，2.31m/s
6#	房滩	04 月 24 日	昼间	47	晴，北风，1.92m/s
			夜间	40	晴，北风，2.27m/s
		04 月 25 日	昼间	48	晴，西北风，2.04m/s
			夜间	41	晴，西北风，2.28m/s
7#	张伙场	04 月 26 日	昼间	51	晴，西南风，1.97m/s
			夜间	42	晴，西南风，1.81m/s
		04 月 27 日	昼间	50	晴，西北风，2.16m/s
			夜间	42	晴，西北风，1.87m/s

续表 7 噪声检测结果

测点编号	测点位置	检测日期	检测结果 （单位：dB（A））		气象条件
8#	包家圈	04 月 26 日	昼间	48	晴，西南风，1.79m/s
			夜间	41	晴，西南风，2.12m/s
		04 月 27 日	昼间	48	晴，西北风，1.93m/s
			夜间	40	晴，西北风，2.03m/s
9#	白土岗子村	04 月 26 日	昼间	50	晴，西南风，2.04m/s
			夜间	41	晴，西南风，1.85m/s
		04 月 27 日	昼间	49	晴，西北风，1.84m/s
			夜间	41	晴，西北风，2.19m/s
10#	赵圈塘	04 月 26 日	昼间	48	晴，西南风，1.82m/s
			夜间	40	晴，西南风，1.99m/s
		04 月 27 日	昼间	47	晴，西北风，2.19m/s
			夜间	39	晴，西北风，1.82m/s
11#	蒋峁村	04 月 26 日	昼间	50	晴，西南风，1.99m/s
			夜间	43	晴，西南风，2.23m/s
		04 月 27 日	昼间	51	晴，西北风，2.07m/s
			夜间	42	晴，西北风，1.96m/s
12#	王家伙场	04 月 26 日	昼间	49	晴，西南风，2.17m/s
			夜间	41	晴，西南风，1.94m/s
		04 月 27 日	昼间	48	晴，西北风，1.76m/s
			夜间	40	晴，西北风，2.18m/s
13#	东大桥畔	04 月 26 日	昼间	49	晴，西南风，1.90m/s
			夜间	39	晴，西南风，2.17m/s
		04 月 27 日	昼间	47	晴，西北风，2.02m/s
			夜间	38	晴，西北风，1.85m/s
14#	苏南 11 集气站厂界东侧	04 月 28 日	昼间	52	晴，西风，1.97m/s
			夜间	48	晴，西风，2.19m/s
		04 月 29 日	昼间	51	晴，西风，2.21m/s
			夜间	47	晴，西风，1.89m/s

续表 7 噪声检测结果

测点编号	测点位置	检测日期	检测结果 （单位：dB（A））		气象条件
15#	苏南 11 集气站厂界南侧	04 月 28 日	昼间	54	晴，西风，1.94m/s
			夜间	49	晴，西风，2.16m/s
		04 月 29 日	昼间	53	晴，西风，2.18m/s
			夜间	49	晴，西风，1.85m/s
16#	苏南 11 集气站厂界西侧	04 月 28 日	昼间	53	晴，西风，1.92m/s
			夜间	48	晴，西风，2.15m/s
		04 月 29 日	昼间	52	晴，西风，2.20m/s
			夜间	48	晴，西风，1.82m/s
17#	苏南 11 集气站厂界北侧	04 月 28 日	昼间	52	晴，西风，1.95m/s
			夜间	47	晴，西风，2.17m/s
		04 月 29 日	昼间	52	晴，西风，2.23m/s
			夜间	48	晴，西风，1.84m/s
18#	苏南 12 集气站厂界东侧	04 月 28 日	昼间	50	晴，西风，2.03m/s
			夜间	46	晴，西风，2.27m/s
		04 月 29 日	昼间	51	晴，西风，1.90m/s
			夜间	46	晴，西风，2.07m/s
19#	苏南 12 集气站厂界南侧	04 月 28 日	昼间	51	晴，西风，1.99m/s
			夜间	45	晴，西风，2.26m/s
		04 月 29 日	昼间	52	晴，西风，1.88m/s
			夜间	47	晴，西风，2.09m/s
20#	苏南 12 集气站厂界西侧	04 月 28 日	昼间	49	晴，西风，2.02m/s
			夜间	45	晴，西风，2.21m/s
		04 月 29 日	昼间	50	晴，西风，1.86m/s
			夜间	46	晴，西风，2.04m/s
21#	苏南 12 集气站厂界北侧	04 月 28 日	昼间	50	晴，西风，2.05m/s
			夜间	47	晴，西风，2.24m/s
		04 月 29 日	昼间	50	晴，西风，1.91m/s
			夜间	46	晴，西风，2.06m/s

续表7 噪声检测结果

测点编号	测点位置	检测日期	检测结果 （单位：dB（A））		气象条件
22#	苏南16集气站厂界东侧	04月28日	昼间	54	晴，西风，1.87m/s
			夜间	49	晴，西风，2.11m/s
		04月29日	昼间	55	晴，西风，1.99m/s
			夜间	49	晴，西风，1.85m/s
23#	苏南16集气站厂界南侧	04月28日	昼间	57	晴，西风，1.88m/s
			夜间	44	晴，西风，2.15m/s
		04月29日	昼间	57	晴，西风，1.97m/s
			夜间	55	晴，西风，1.82m/s
24#	苏南16集气站厂界西侧	04月28日	昼间	55	晴，西风，1.84m/s
			夜间	53	晴，西风，2.12m/s
		04月29日	昼间	54	晴，西风，2.02m/s
			夜间	52	晴，西风，1.79m/s
25#	苏南16集气站厂界北侧	04月28日	昼间	52	晴，西风，1.81m/s
			夜间	50	晴，西风，2.13m/s
		04月29日	昼间	53	晴，西风，2.01m/s
			夜间	50	晴，西风，1.81m/s
26#	苏南21集气站厂界东北侧	04月30日	昼间	50	晴，北风，1.88m/s
			夜间	46	晴，北风，2.19m/s
		05月01日	昼间	51	晴，东北风，1.94m/s
			夜间	46	晴，东北风，1.72m/s
27#	苏南21集气站厂界东南侧	04月30日	昼间	52	晴，北风，1.83m/s
			夜间	47	晴，北风，2.21m/s
		05月01日	昼间	52	晴，东北风，1.92m/s
			夜间	46	晴，东北风，1.71m/s
28#	苏南21集气站厂界西南侧	04月30日	昼间	52	晴，北风，1.86m/s
			夜间	46	晴，北风，2.18m/s
		05月01日	昼间	53	晴，东北风，1.97m/s
			夜间	47	晴，东北风，1.74m/s

续表 7 噪声检测结果

测点编号	测点位置	检测日期	检测结果 （单位：dB（A））		气象条件
29#	苏南 21 集气站厂界西北侧	04 月 30 日	昼间	51	晴，北风，1.84m/s
			夜间	45	晴，北风，2.17m/s
		05 月 01 日	昼间	50	晴，东北风，1.95m/s
			夜间	45	晴，东北风，1.77m/s
30#	苏南 23 集气站厂界东北侧	04 月 30 日	昼间	59	晴，北风，2.05m/s
			夜间	57	晴，北风，1.92m/s
		05 月 01 日	昼间	58	晴，东北风，1.76m/s
			夜间	57	晴，东北风，2.08m/s
31#	苏南 23 集气站厂界东南侧	04 月 30 日	昼间	64	晴，北风，2.02m/s
			夜间	63	晴，北风，1.97m/s
		05 月 01 日	昼间	65	晴，东北风，1.79m/s
			夜间	63	晴，东北风，2.06m/s
32#	苏南 23 集气站厂界西南侧	04 月 30 日	昼间	62	晴，北风，2.08m/s
			夜间	61	晴，北风，1.93m/s
		05 月 01 日	昼间	62	晴，东北风，1.74m/s
			夜间	60	晴，东北风，2.09m/s
33#	苏南 23 集气站厂界西北侧	04 月 30 日	昼间	56	晴，北风，2.04m/s
			夜间	53	晴，北风，1.95m/s
		05 月 01 日	昼间	56	晴，东北风，1.73m/s
			夜间	54	晴，东北风，2.04m/s
34#	苏南 32 集气站厂界东北侧	04 月 30 日	昼间	51	晴，北风，1.97m/s
			夜间	45	晴，北风，2.25m/s
		05 月 01 日	昼间	50	晴，东北风，2.05m/s
			夜间	46	晴，东北风，1.86m/s
35#	苏南 32 集气站厂界东南侧	04 月 30 日	昼间	50	晴，北风，2.03m/s
			夜间	47	晴，北风，2.28m/s
		05 月 01 日	昼间	50	晴，东北风，2.02m/s
			夜间	46	晴，东北风，1.85m/s

续表 7 噪声检测结果

测点编号	测点位置	检测日期	检测结果 （单位：dB（A））		气象条件
36#	苏南 32 集气站厂界西南侧	04 月 30 日	昼间	53	晴，北风，1.99m/s
			夜间	47	晴，北风，2.27m/s
		05 月 01 日	昼间	52	晴，东北风，2.07m/s
			夜间	47	晴，东北风，1.82m/s
37#	苏南 32 集气站厂界西北侧	04 月 30 日	昼间	51	晴，北风，2.02m/s
			夜间	46	晴，北风，2.26m/s
		05 月 01 日	昼间	51	晴，东北风，2.04m/s
			夜间	45	晴，东北风，1.87m/s
38#	莲 111 扩井场厂界东侧	05 月 02 日	昼间	49	晴，东南风，1.87m/s
			夜间	44	晴，东南风，2.06m/s
		05 月 03 日	昼间	48	晴，东风，1.95m/s
			夜间	45	晴，东风，2.23m/s
39#	莲 111 扩井场厂界南侧	05 月 02 日	昼间	48	晴，东南风，1.84m/s
			夜间	45	晴，东南风，2.09m/s
		05 月 03 日	昼间	48	晴，东风，1.99m/s
			夜间	44	晴，东风，2.25m/s
40#	莲 111 扩井场厂界西侧	05 月 02 日	昼间	49	晴，东南风，1.85m/s
			夜间	45	晴，东南风，2.07m/s
		05 月 03 日	昼间	50	晴，东风，1.96m/s
			夜间	46	晴，东风，2.21m/s
41#	莲 111 扩井场厂界北侧	05 月 02 日	昼间	50	晴，东南风，1.82m/s
			夜间	46	晴，东南风，2.08m/s
		05 月 03 日	昼间	50	晴，东风，1.97m/s
			夜间	45	晴，东风，2.24m/s
42#	苏南31-106井场厂界东侧	05 月 02 日	昼间	48	晴，东南风，2.15m/s
			夜间	43	晴，东南风，1.83m/s
		05 月 03 日	昼间	49	晴，东风，1.73m/s
			夜间	44	晴，东风，2.02m/s

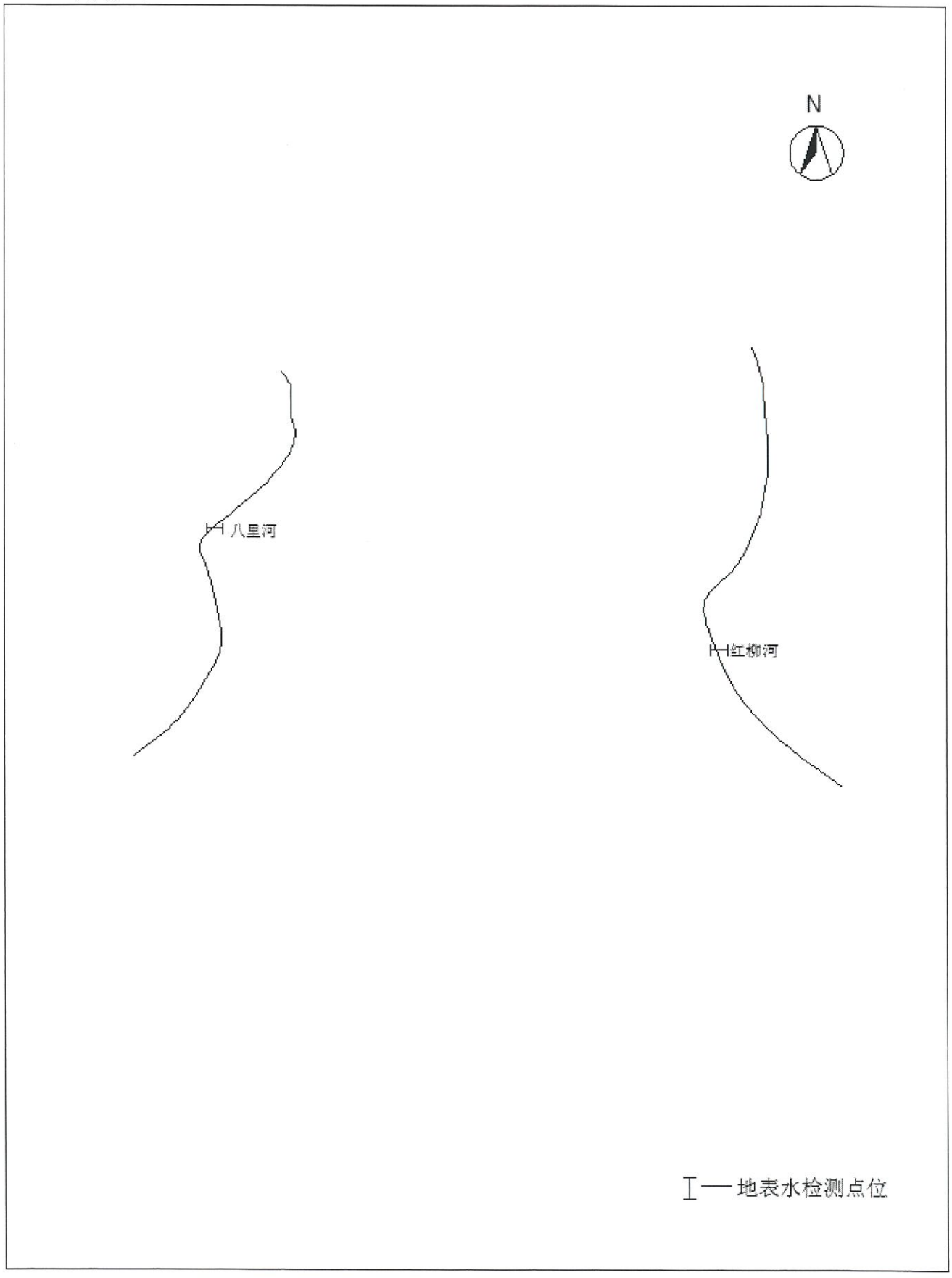
续表 7 噪声检测结果

测点编号	测点位置	检测日期	检测结果 （单位：dB（A））		气象条件
43#	苏南31-106井场厂界南侧	05 月 02 日	昼间	47	晴，东南风，2.11m/s
			夜间	44	晴，东南风，1.87m/s
		05 月 03 日	昼间	47	晴，东风，1.77m/s
			夜间	45	晴，东风，2.06m/s
44#	苏南31-106井场厂界西侧	05 月 02 日	昼间	48	晴，东南风，2.13m/s
			夜间	44	晴，东南风，1.85m/s
		05 月 03 日	昼间	47	晴，东风，1.78m/s
			夜间	43	晴，东风，2.05m/s
45#	苏南31-106井场厂界北侧	05 月 02 日	昼间	49	晴，东南风，2.10m/s
			夜间	45	晴，东南风，1.81m/s
		05 月 03 日	昼间	48	晴，东风，1.75m/s
			夜间	44	晴，东风，2.04m/s
46#	莲 140 井场厂界东侧	05 月 02 日	昼间	47	晴，东南风，1.89m/s
			夜间	43	晴，东南风，2.27m/s
		05 月 03 日	昼间	46	晴，东风，2.03m/s
			夜间	44	晴，东风，1.86m/s
47#	莲 140 井场厂界南侧	05 月 02 日	昼间	47	晴，东南风，1.87m/s
			夜间	44	晴，东南风，2.24m/s
		05 月 03 日	昼间	47	晴，东风，2.07m/s
			夜间	45	晴，东风，1.84m/s
48#	莲 140 井场厂界西侧	05 月 02 日	昼间	48	晴，东南风，1.92m/s
			夜间	44	晴，东南风，2.28m/s
		05 月 03 日	昼间	47	晴，东风，2.06m/s
			夜间	44	晴，东风，1.83m/s
49#	莲 140 井场厂界北侧	05 月 02 日	昼间	46	晴，东南风，1.91m/s
			夜间	43	晴，东南风，2.26m/s
		05 月 03 日	昼间	46	晴，东风，2.09m/s
			夜间	44	晴，东风，1.88m/s

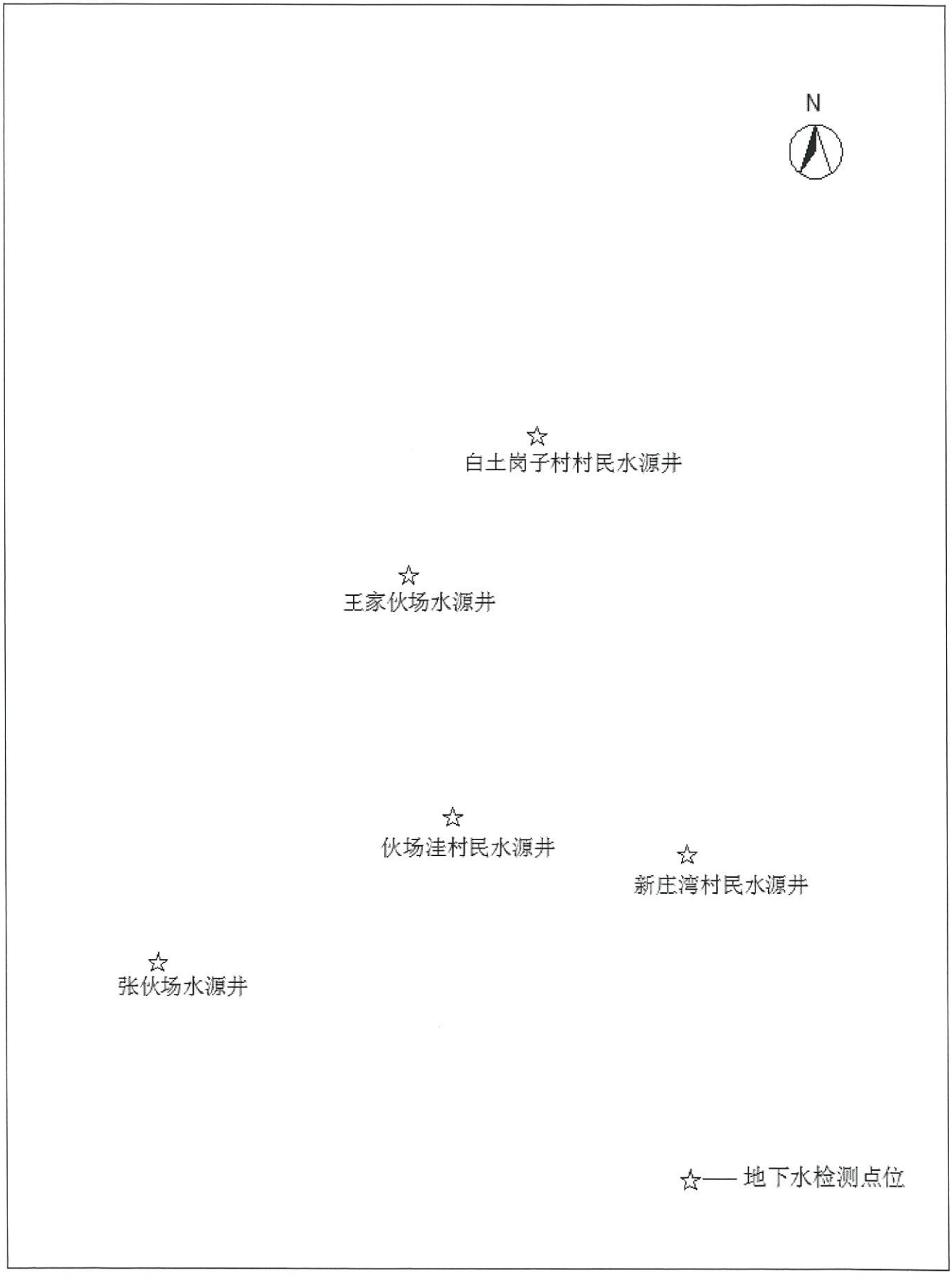
编制人：　复核人：　审核人：　签发人：

2023 年 5 月 18 日　2023 年 5 月 18 日　2023 年 5 月 18 日　2023 年 05 月 18 日

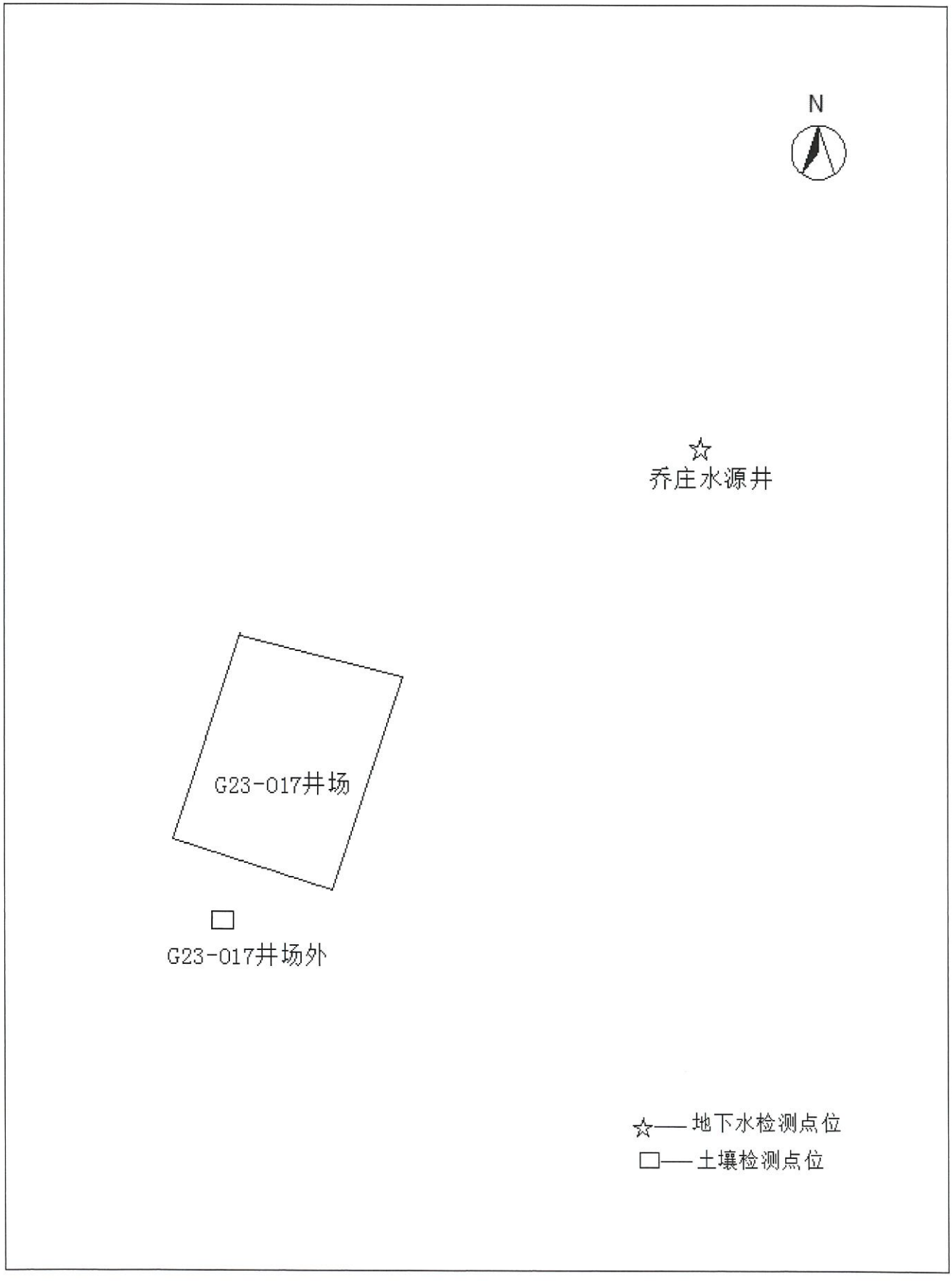
附件 1：



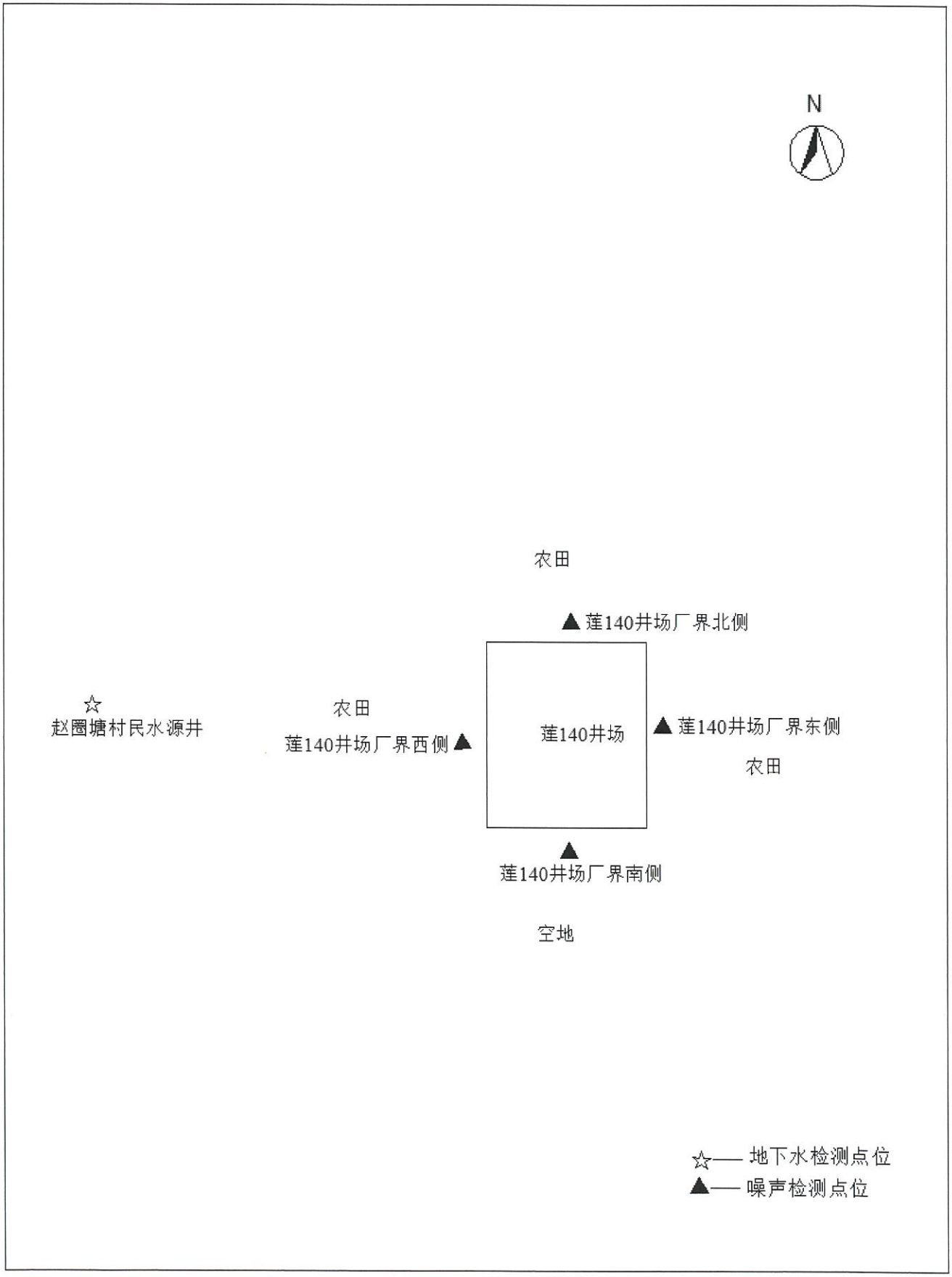
附件 1：



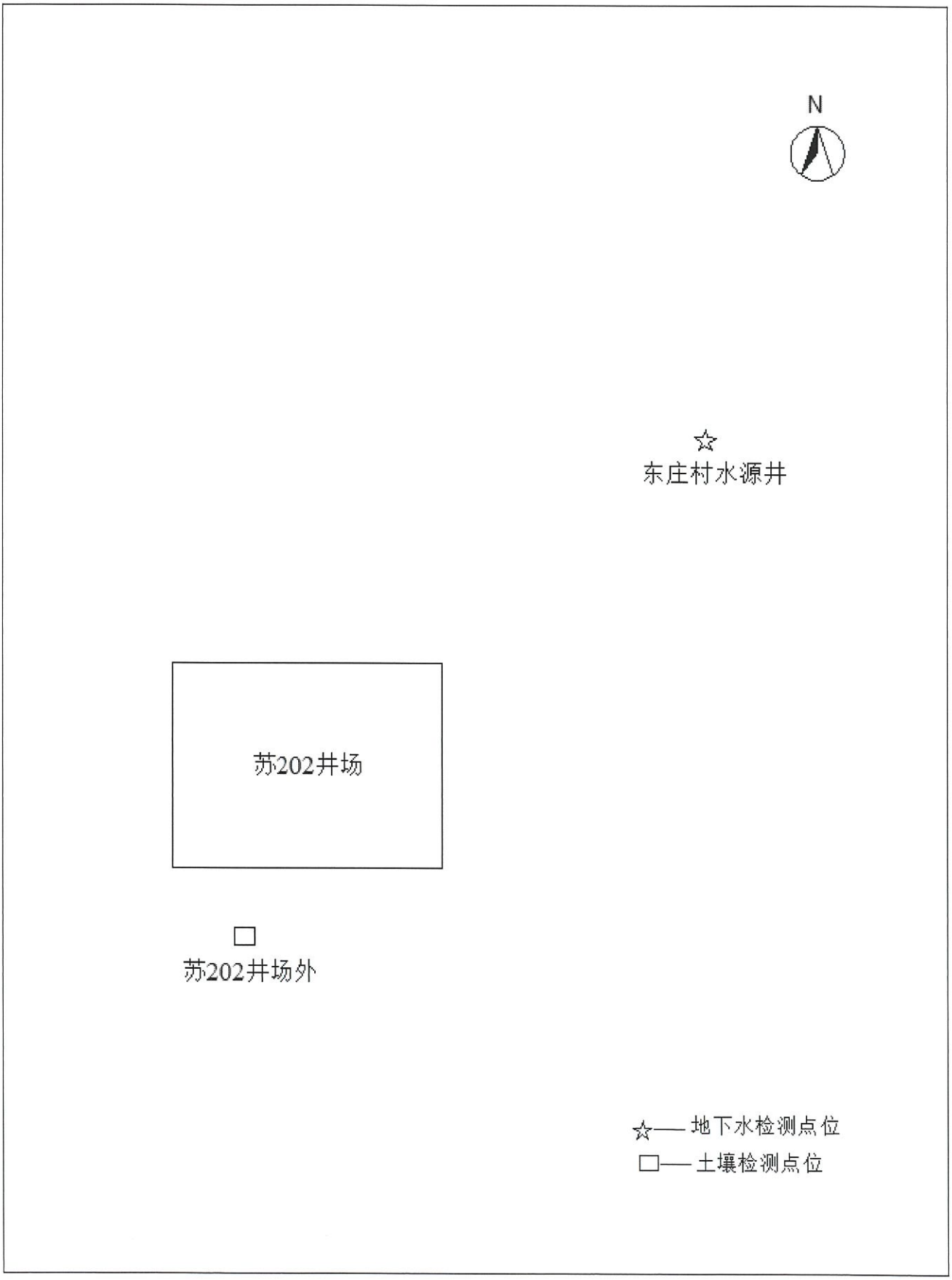
附件 1：



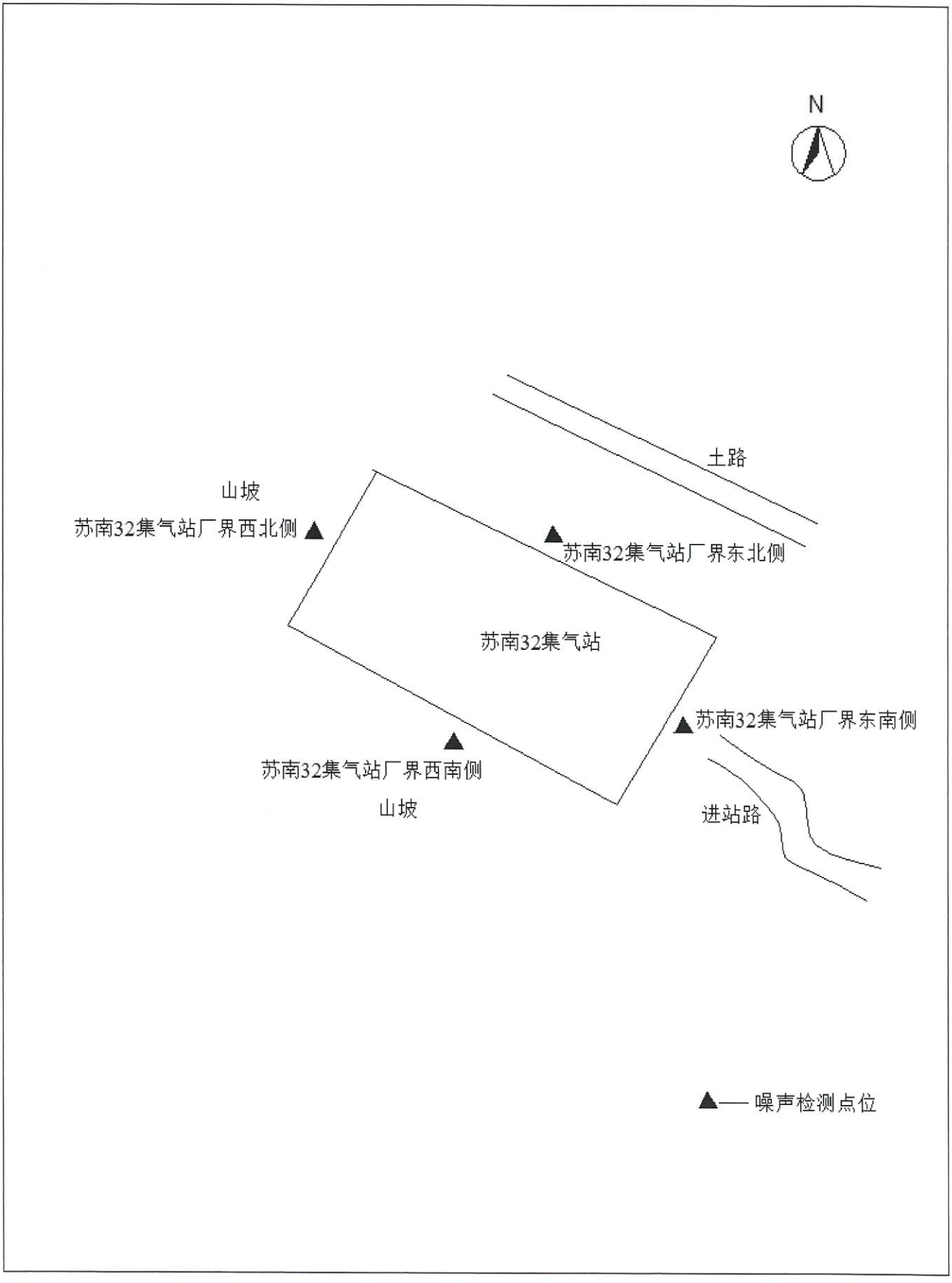
附件 1：


N
农田
▲莲140井场厂界北侧
☆
赵圈塘村民水源井
农田
莲140井场厂界西侧▲
莲140井场
▲莲140井场厂界东侧
农田
▲
莲140井场厂界南侧
空地
☆—— 地下水检测点位
▲—— 噪声检测点位

附件 1：



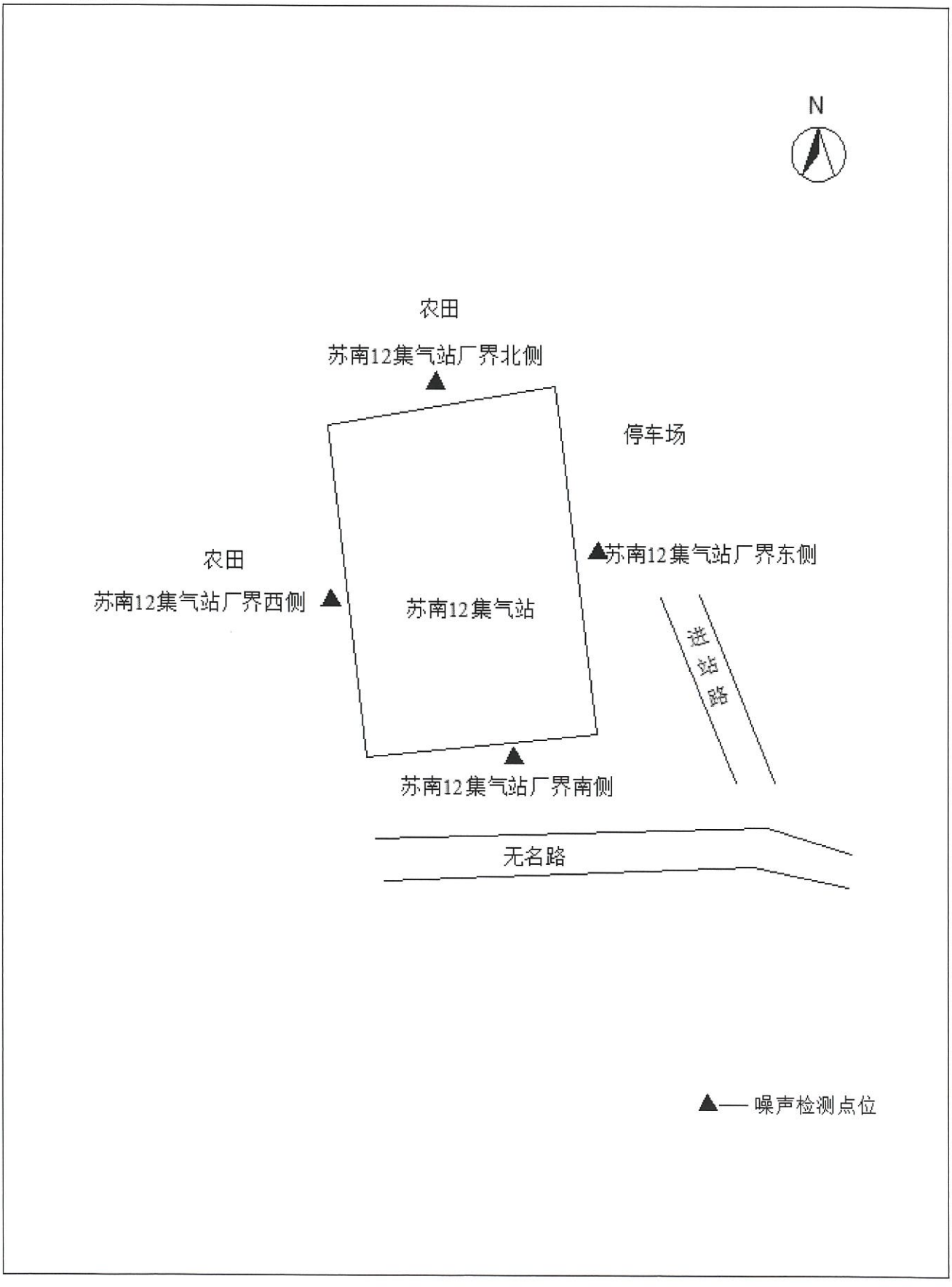
附件 1：


N
土路
山坡
苏南32集气站厂界西北侧
苏南32集气站厂界东北侧
苏南32集气站
苏南32集气站厂界东南侧
苏南32集气站厂界西南侧
山坡
进站路
▲—— 噪声检测点位

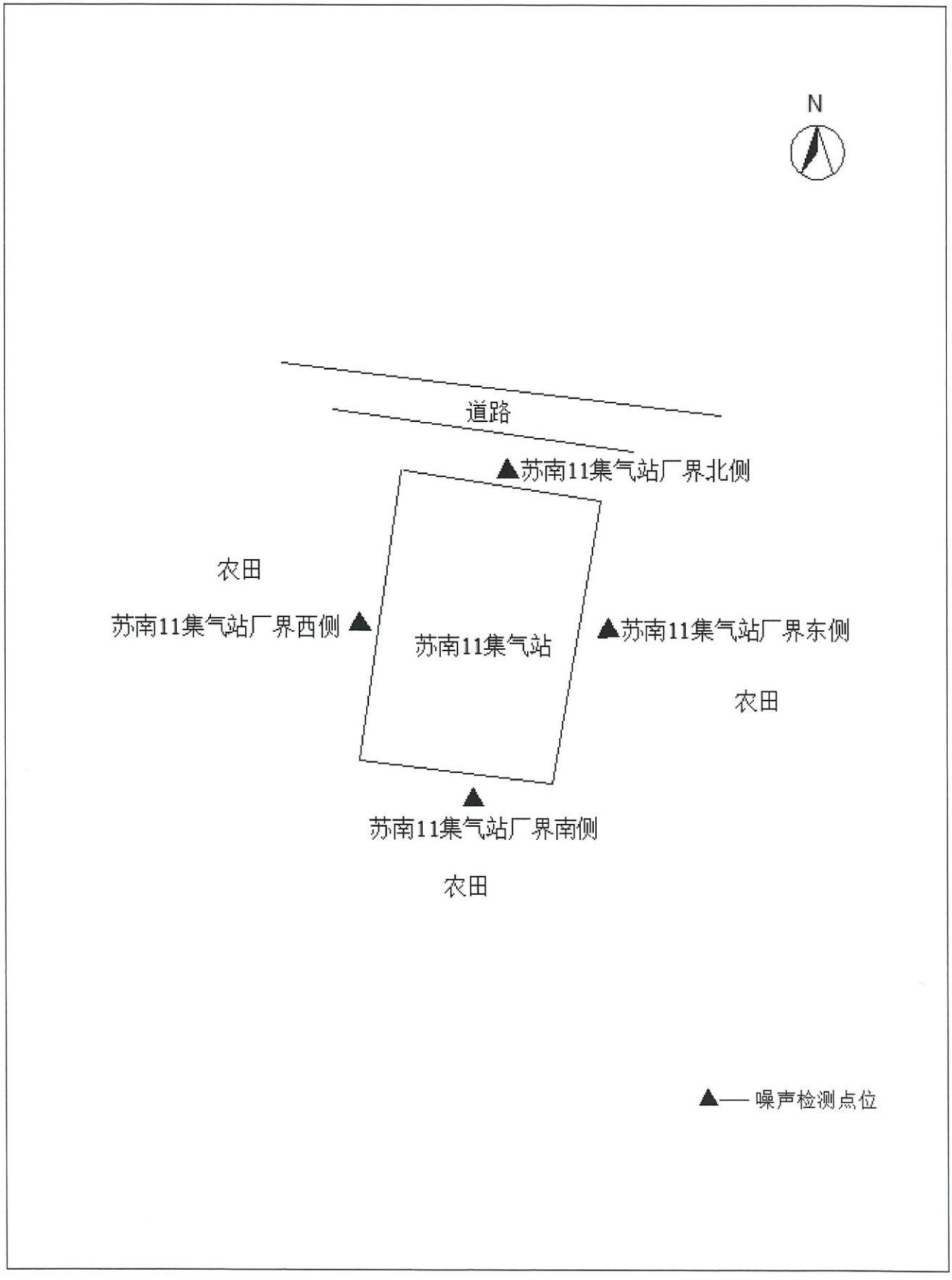
附件 1：


N
山坡
苏南23集气站厂界西北侧
进站路
苏南23集气站厂界东北侧
苏南23集气站
苏南23集气站厂界西南侧
山坡
苏南23集气站厂界东南侧
山坡
▲—— 噪声检测点位

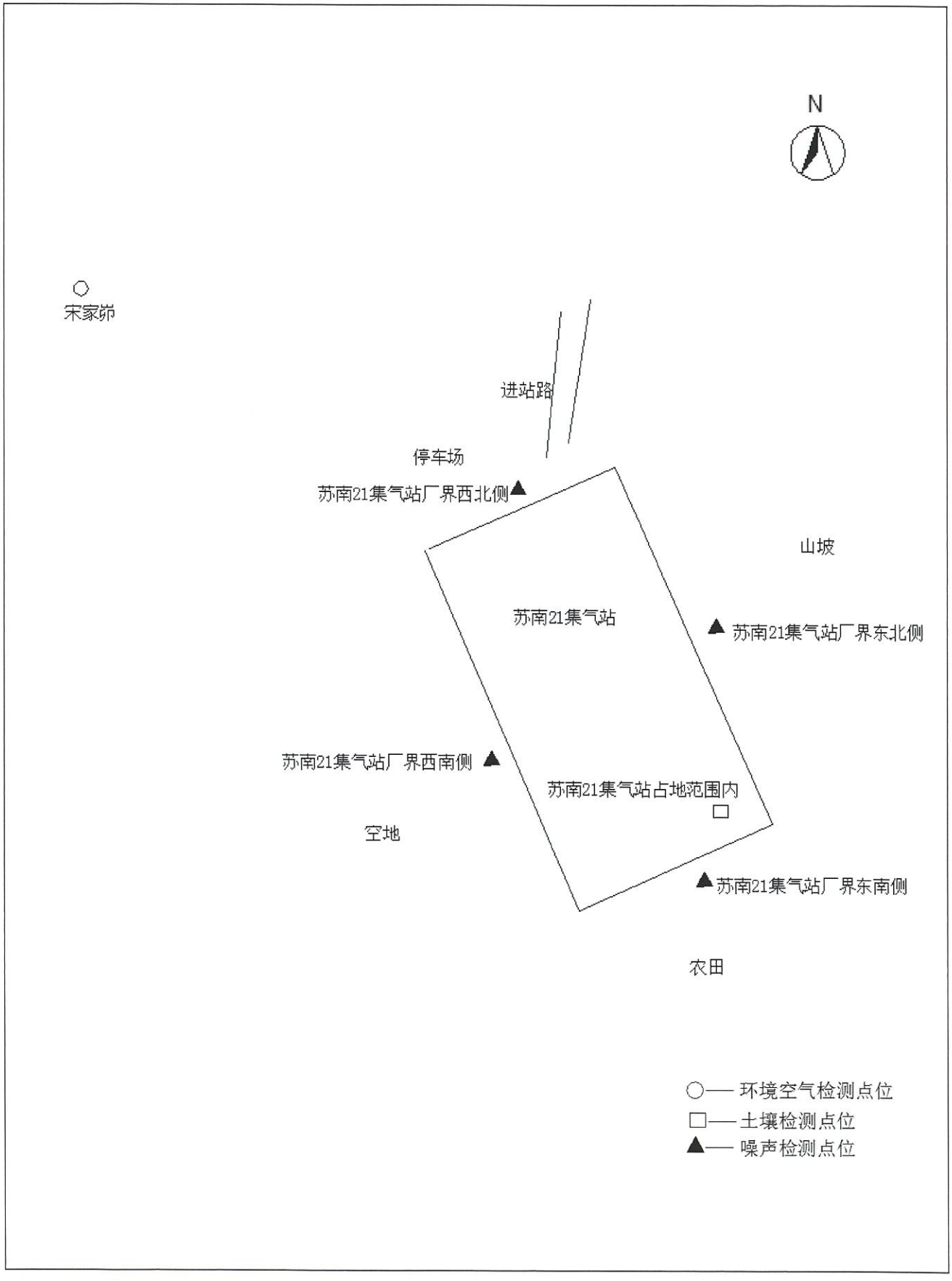
附件 1：


N
农田
苏南12集气站厂界北侧
停车场
农田
苏南12集气站厂界西侧
苏南12集气站
苏南12集气站厂界东侧
进站路
苏南12集气站厂界南侧
无名路
▲—— 噪声检测点位

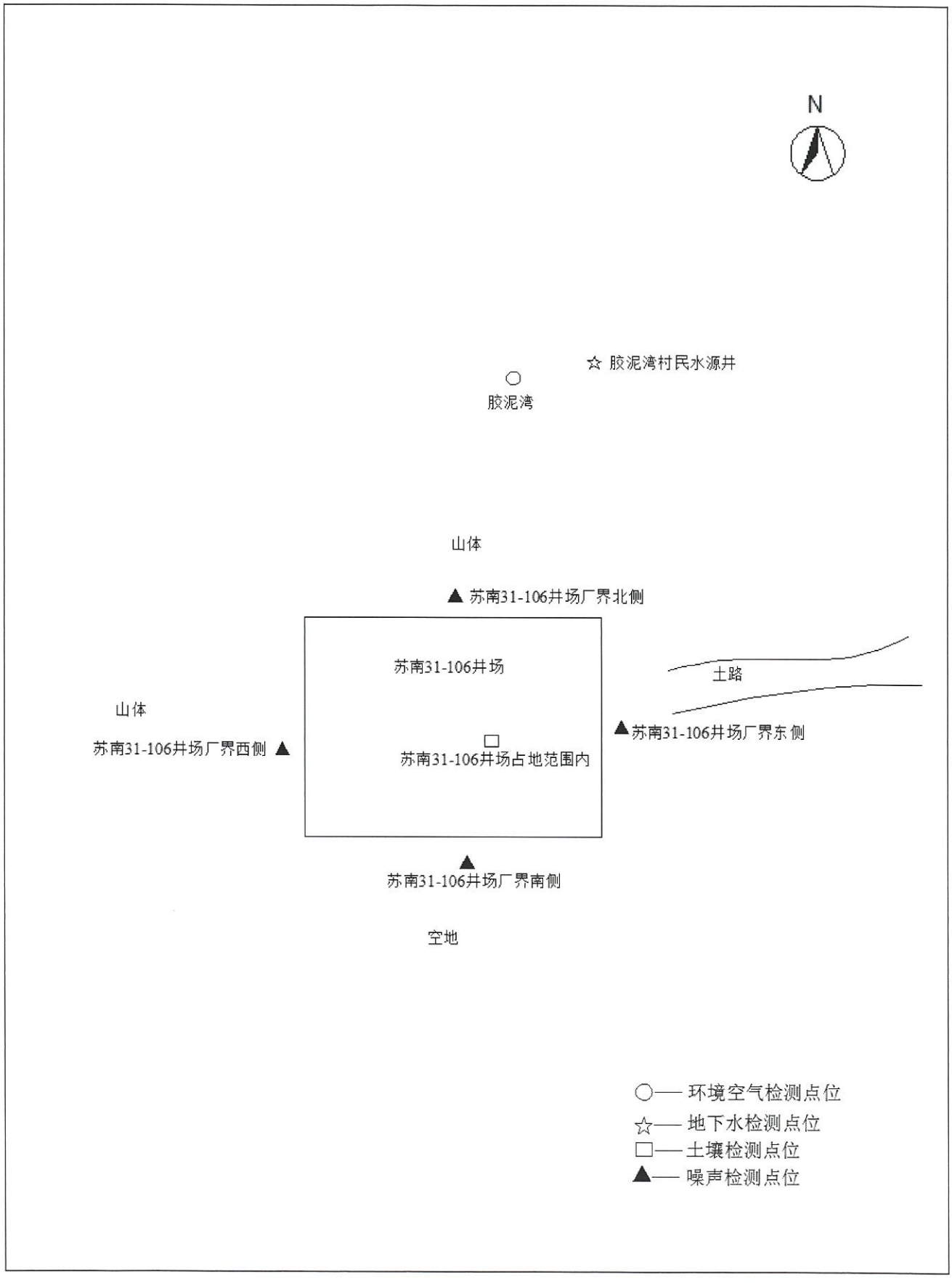
附件 1：


N
道路
苏南11集气站厂界北侧
农田
苏南11集气站厂界西侧
苏南11集气站
苏南11集气站厂界东侧
农田
苏南11集气站厂界南侧
农田
▲—— 噪声检测点位

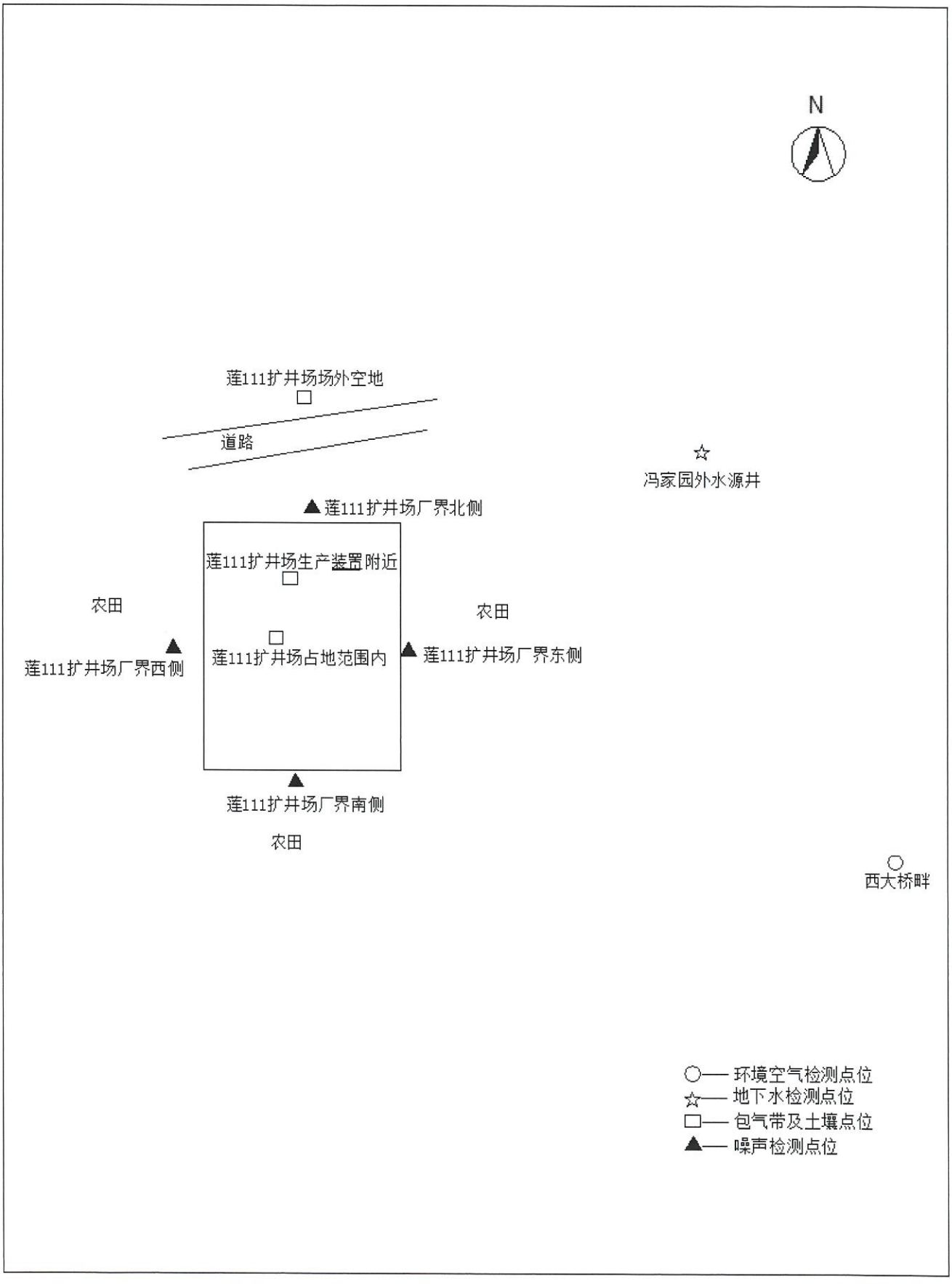
附件 1：


N
宋家圩
进站路
停车场
苏南21集气站厂界西北侧
山坡
苏南21集气站
苏南21集气站厂界东北侧
苏南21集气站厂界西南侧
苏南21集气站占地范围内
空地
苏南21集气站厂界东南侧
农田
○—— 环境空气检测点位
□—— 土壤检测点位
▲—— 噪声检测点位

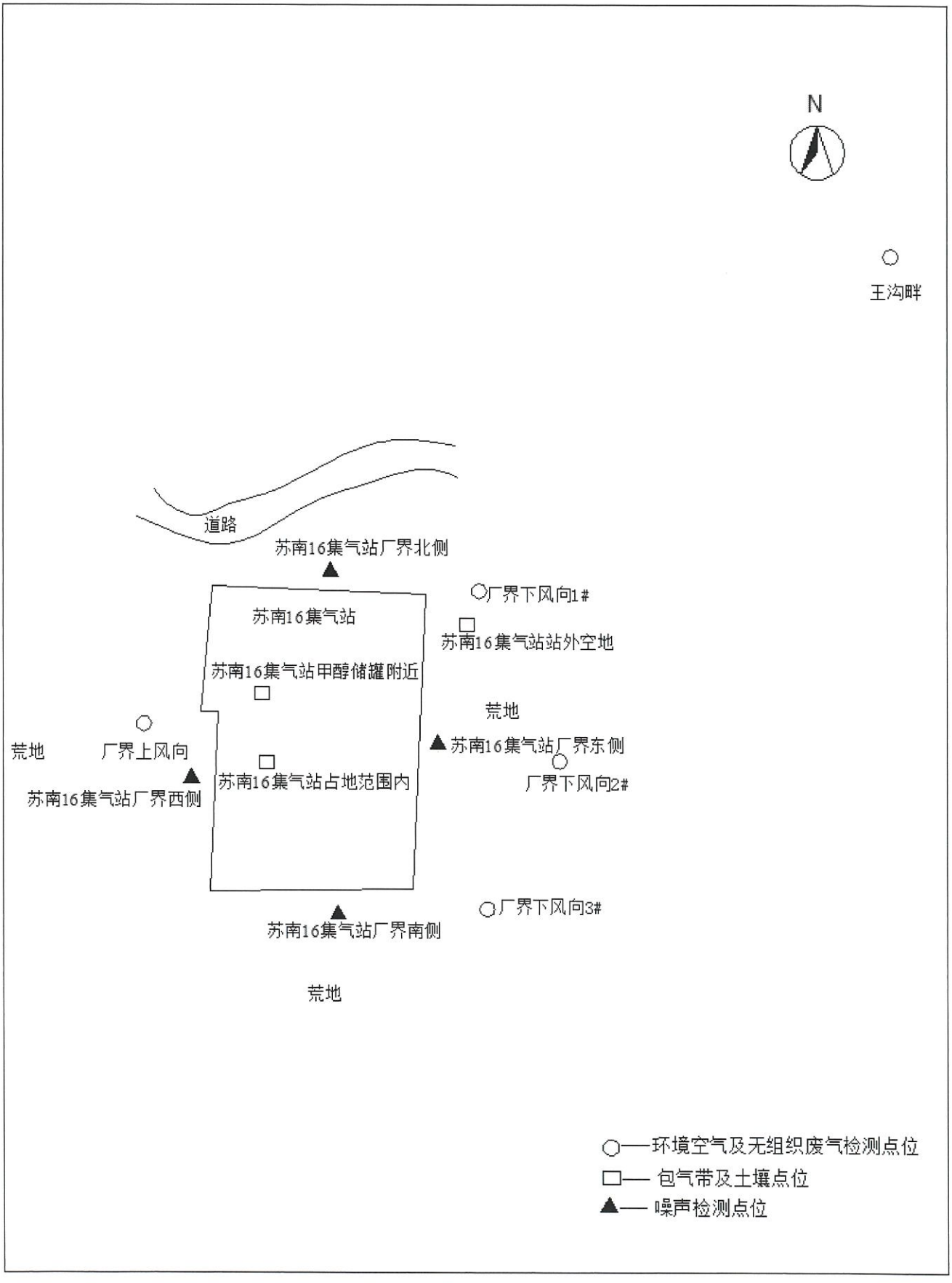
附件 1：


N
☆ 胶泥湾村民水源井
胶泥湾
山体
▲ 苏南31-106井场厂界北侧
苏南31-106井场
土路
山体
苏南31-106井场厂界西侧 ▲
苏南31-106井场占地范围内
▲苏南31-106井场厂界东侧
▲
苏南31-106井场厂界南侧
空地
○—— 环境空气检测点位
☆—— 地下水检测点位
□——土壤检测点位
▲—— 噪声检测点位

附件 1：


N
莲111扩井场场外空地
道路
冯家园外水源井
莲111扩井场厂界北侧
莲111扩井场生产装置附近
农田
农田
莲111扩井场厂界西侧
莲111扩井场占地范围内
莲111扩井场厂界东侧
莲111扩井场厂界南侧
农田
西大桥畔
环境空气检测点位
地下水检测点位
包气带及土壤点位
噪声检测点位

附件 1：


N
王沟畔
道路
苏南16集气站厂界北侧
厂界下风向1#
苏南16集气站
苏南16集气站站外空地
苏南16集气站甲醇储罐附近
荒地
荒地
厂界上风向
苏南16集气站厂界东侧
苏南16集气站占地范围内
厂界下风向2#
苏南16集气站厂界西侧
厂界下风向3#
苏南16集气站厂界南侧
荒地
○——环境空气及无组织废气检测点位
□—— 包气带及土壤点位
▲—— 噪声检测点位

附件 2：



G23-017 井场外（0~0.2m）



苏 202 井场外（0~0.2m）

附件 2：



苏南 31-106 井场占地范围内



苏南 21 集气站占地范围内

（0~0.2m）

附件 2：



莲 111 扩井场占地范围内



苏南 16 集气站占地范围内

附件 3：

采样位置	井深（m）	井口标高（m）	静水位标高（m）	点位坐标
王家伙场水源井	150	1358	1239.04	E108°29′43.40" N37°35′46.92"
白土岗子村村民水源井	200	1362	1203.01	E108°14′45.05" N37°32′43.53"
张伙场水源井	200	1560	1398.57	E108°4′17.93" N37°20′56.28"
新庄湾村民水源井	100	1425	1334.85	E108°14′21.35" N37°29′47.21"
伙场洼村民水源井	13	1483	1473.06	E108°15′13.77" N37°23′42.85"
冯家园则水源井	200	1356	1196.88	E108°25′42.13" N37°33′8.01"
胶泥湾村民水源井	15	1458	1447.01	E108°16′43.09" N37°24′50.07"
朱庄村水源井	370	1539	1229.17	E108°12′20.11" N37°23′42.30"
赵圈塘村民水源井	50	1375	1329.63	E108°13′38.15" N37°31′19.06"
乔庄水源井	120	1477	1377.03	E108°19′30.54" N37°26′32.13"

222712050051
检验期至2028年04月24日

正本

ZBJC-04-JJB04

检 测 报 告

陕众邦（水）字 2023（10）第 060 号

项目名称：第六采油厂 2023-2027 年苏里格南区新建产建工程区域补充检测

被测单位：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂

报告日期：2023 年 11 月 10 日

陕西众邦环保检测技术有限公司

Shaanxi Zhong Bang Environmental Protection Testing Technology Co., Ltd.

陕西众邦环保检测技术有限公司

检　测　报　告

陕众邦（水）字 2023（10）第 060 号　　第 1 页 共 7 页

被测单位	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂		
项目地址	延安市吴起县、榆林市定边县、靖边县		
检测目的	委托检测	样品类别	废水
联系人	于工	联系电话	151 2941 1026
采样日期	2023.10.17、2023.11.02	分析日期	2023.10.17~2023.11.09
采样人	李松、张庆		
分析人	史甜雨、秦霞、陈秀月、王玉婵、贾瑞、魏兴菊、宋晓清		
检测内容	4 个检测点位，检测项目为 pH 值、石油类、悬浮物、硫化物、氨氮等共 24 项，检测 1 天，1 次/天。		
样品描述	苏南 18 站处理站进水口：黑色、微浊、少量杂质、有异味； 苏南 18 站处理站出水口：淡黄色、清澈、少量杂志、有异味； 郝滩采出水处理站进水口：黑色、浑浊、少量杂质、有异味； 郝滩采出水处理站出水口：淡黄色、清澈、少量杂志、有异味。		
样品包装	玻璃瓶、聚乙烯瓶。		
评价依据	/。		
检测结果	废水检测结果见表 1。		
备注	1. 本次检测方案由委托方提供； 2 .本次检测结果仅对当时检测环境负责； 3 报告中的“ND”表示未检出，“ND”后面的数据表示方法检出限。 4.带“*”的项目因我机构暂未获得能力，分包给陕西绿源检测技术有限公司，资质认定编号：222712119409。		

分析项目、方法依据、检出限及仪器设备

分析项目	分析依据及方法	检出限	仪器设备名称/型号/编号/有效期
pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	0.01	笔式酸度计 PH-220/ZBJC-YQA-133 2024/02/13
石油类	水质 石油类和动植物油类的测定 红外分光光度法 HJ 637-2018	0.06mg/L	红外分光测油仪 0IL460/ZBJC-YQA-03 2023/12/07
悬浮物	水质 悬浮物的测定 重量法 GB/T 11901-1989	4mg/L	电子天平（万分之一） BSA224S/ZBJC-YQA-11 2023/12/07

分析项目、方法依据、检出限及仪器设备			
分析项目	分析依据及方法	检出限	仪器设备名称/型号/编号/有效期
溶解性固体	城镇污水水质标准检验方法（9 溶解性固体的测定 重量法）CJ/T 51-2018	5mg/L	电子天平（万分之一）BSA224S/ZBJC-YQA-11 2023/12/07
氟化物	水质 氟化物的测定 离子选择电极法 GB/T 7484-1987	0.05mg/L	离子计 PXSJ-226/ZBJC-YQA-23 2023/12/07
氯化物	水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法 GB/T 11896-1989	2.5mg/L	25mL 棕色滴定管
硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 HJ 1226-2021	0.01mg/L	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-06 2023/12/07
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	0.01mg/L（直接法）	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-06 2023/12/07
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	0.025mg/L	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-05 2023/12/07
化学需氧量	水质 化学需氧量的测定 重铬酸盐法 HJ 828-2017	4mg/L	25mL 酸式滴定管
甲醇	水质 甲醇和丙酮的测定 顶空/气相色谱法 HJ 895-2017	0.2mg/L	气相色谱仪 7820A/ZBJC-YQA-07 2025/08/20
阴离子表面活性剂	水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法 GB/T 7494-1987	0.0125mg/L	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-06 2023/12/07
PO_4^{3-}	水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定 离子色谱法 HJ 84-2016	0.051mg/L	离子色谱仪 DIONEX ICS-600 ZBJC-YQA-96/2025/04/16
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	0.04μg/L	双道原子荧光光度计 AFS-9700/ZBJC-YQA-02 2023/12/07

分析项目、方法依据、检出限及仪器设备				
分析项目		分析依据及方法	检出限	仪器设备名称/型号/编号/有效期
烷基汞	甲基汞	水质 烷基汞的测定 气相色谱法 GB/T 14204-1993	2.5ng/L	岛津气相色谱仪 GC-2014C/ZBJC-YQA-86 2024/03/17
	乙基汞		5ng/L	
镉		水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB/T 7475-1987	0.00125mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990AFG /ZBJC-YQA-01 2023/12/16
总铬		水质 总铬的测定 高锰酸钾氧化-二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T 7466-1987	0.001mg/L	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-06 2023/12/07
六价铬		水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T 7467-1987	0.001mg/L	可见分光光度计 722S/ZBJC-YQA-05 2023/12/07
砷		水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	0.3μg/L	双道原子荧光光度计 AFS-9700/ZBJC-YQA-02 2023/12/07
铅		水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB/T 7475-1987	0.05mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990AFG /ZBJC-YQA-01 2023/12/16
镍		水质 镍的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB/T 11912-1989	0.0125mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990AFG /ZBJC-YQA-01 2023/12/16
铁		水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB/T 11911-1989	0.03mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990AFG /ZBJC-YQA-01 2023/12/16
锰		水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB/T 11911-1989	0.01mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990AFG /ZBJC-YQA-01 2023/12/16
总有机碳*		水质 总有机碳的测定 燃烧氧化-非分散红外吸收法 HJ 501-2009	0.1mg/L	Elab-TOC TOC 总有机碳分析仪 LYJCG-017（2025.06.06）

表 1 废水检测结果

检测点位	分析项目		采样日期	单位	检测结果
苏南 18 站处理站进水口	pH 值		11 月 02 日	无量纲	6.75
	石油类		11 月 02 日	mg/L	25.2
	悬浮物		11 月 02 日	mg/L	35
	溶解性固体		11 月 02 日	mg/L	3.07×10^4
	氟化物		11 月 02 日	mg/L	0.627
	氯化物		11 月 02 日	mg/L	1.14×10^3
	硫化物		11 月 02 日	mg/L	ND0.01
	挥发酚		11 月 02 日	mg/L	0.177
	氨氮		11 月 02 日	mg/L	151
	化学需氧量		11 月 02 日	mg/L	6.56×10^3
	甲醇		11 月 02 日	mg/L	ND0.2
	阴离子表面活性剂		11 月 02 日	mg/L	0.258
	PO_4^{3-}		11 月 02 日	mg/L	ND0.051
	汞		11 月 02 日	μg/L	ND0.04
	烷基汞	甲基汞	11 月 02 日	ng/L	ND2.5
		乙基汞	11 月 02 日	ng/L	ND5
	镉		11 月 02 日	mg/L	0.922
	总铬		11 月 02 日	mg/L	ND0.001
	六价铬		11 月 02 日	mg/L	ND0.001
	砷		11 月 02 日	μg/L	17.7
	铅		11 月 02 日	mg/L	1.47
	镍		11 月 02 日	mg/L	0.966
	铁		11 月 02 日	mg/L	17.2
	锰		11 月 02 日	mg/L	2.28
	总有机碳*		11 月 02 日	mg/L	766

续表 1 废水检测结果

检测点位	分析项目		采样日期	单位	检测结果
苏南 18 站处理站出水口	pH 值		11 月 02 日	无量纲	7.09
	石油类		11 月 02 日	mg/L	11.4
	悬浮物		11 月 02 日	mg/L	12
	溶解性固体		11 月 02 日	mg/L	1.38×10^4
	氟化物		11 月 02 日	mg/L	0.282
	氯化物		11 月 02 日	mg/L	251
	硫化物		11 月 02 日	mg/L	ND0.01
	挥发酚		11 月 02 日	mg/L	0.126
	氨氮		11 月 02 日	mg/L	29.7
	化学需氧量		11 月 02 日	mg/L	2.72×10^3
	甲醇		11 月 02 日	mg/L	ND0.2
	阴离子表面活性剂		11 月 02 日	mg/L	0.151
	PO_4^{3-}		11 月 02 日	mg/L	ND0.051
	汞		11 月 02 日	μg/L	ND0.04
	烷基汞	甲基汞	11 月 02 日	ng/L	ND2.5
		乙基汞	11 月 02 日	ng/L	ND5
	镉		11 月 02 日	mg/L	0.256
	总铬		11 月 02 日	mg/L	ND0.001
	六价铬		11 月 02 日	mg/L	ND0.001
	砷		11 月 02 日	μg/L	3.1
	铅		11 月 02 日	mg/L	0.463
	镍		11 月 02 日	mg/L	0.203
	铁		11 月 02 日	mg/L	2.14
	锰		11 月 02 日	mg/L	4.03
	总有机碳*		11 月 02 日	mg/L	745

续表 1 废水检测结果

检测点位	分析项目		采样日期	单位	检测结果
郝滩采出水处理站进水口	pH 值		10 月 17 日	无量纲	6.88
	石油类		10 月 17 日	mg/L	38.4
	悬浮物		10 月 17 日	mg/L	48
	溶解性固体		10 月 17 日	mg/L	3.15×10^4
	氟化物		10 月 17 日	mg/L	0.725
	氯化物		10 月 17 日	mg/L	952
	硫化物		10 月 17 日	mg/L	ND0.01
	挥发酚		10 月 17 日	mg/L	0.206
	氨氮		10 月 17 日	mg/L	168
	化学需氧量		10 月 17 日	mg/L	7.35×10^3
	甲醇		10 月 17 日	mg/L	ND0.2
	阴离子表面活性剂		10 月 17 日	mg/L	0.239
	PO_4^{3-}		10 月 17 日	mg/L	ND0.051
	汞		10 月 17 日	μg/L	ND0.04
	烷基汞	甲基汞	10 月 17 日	ng/L	ND2.5
		乙基汞	10 月 17 日	ng/L	ND5
	镉		10 月 17 日	mg/L	0.879
	总铬		10 月 17 日	mg/L	ND0.001
	六价铬		10 月 17 日	mg/L	ND0.001
	砷		10 月 17 日	μg/L	18.2
	铅		10 月 17 日	mg/L	1.53
	镍		10 月 17 日	mg/L	0.984
	铁		10 月 17 日	mg/L	17.8
	锰		10 月 17 日	mg/L	2.31
	总有机碳*		10 月 17 日	mg/L	706

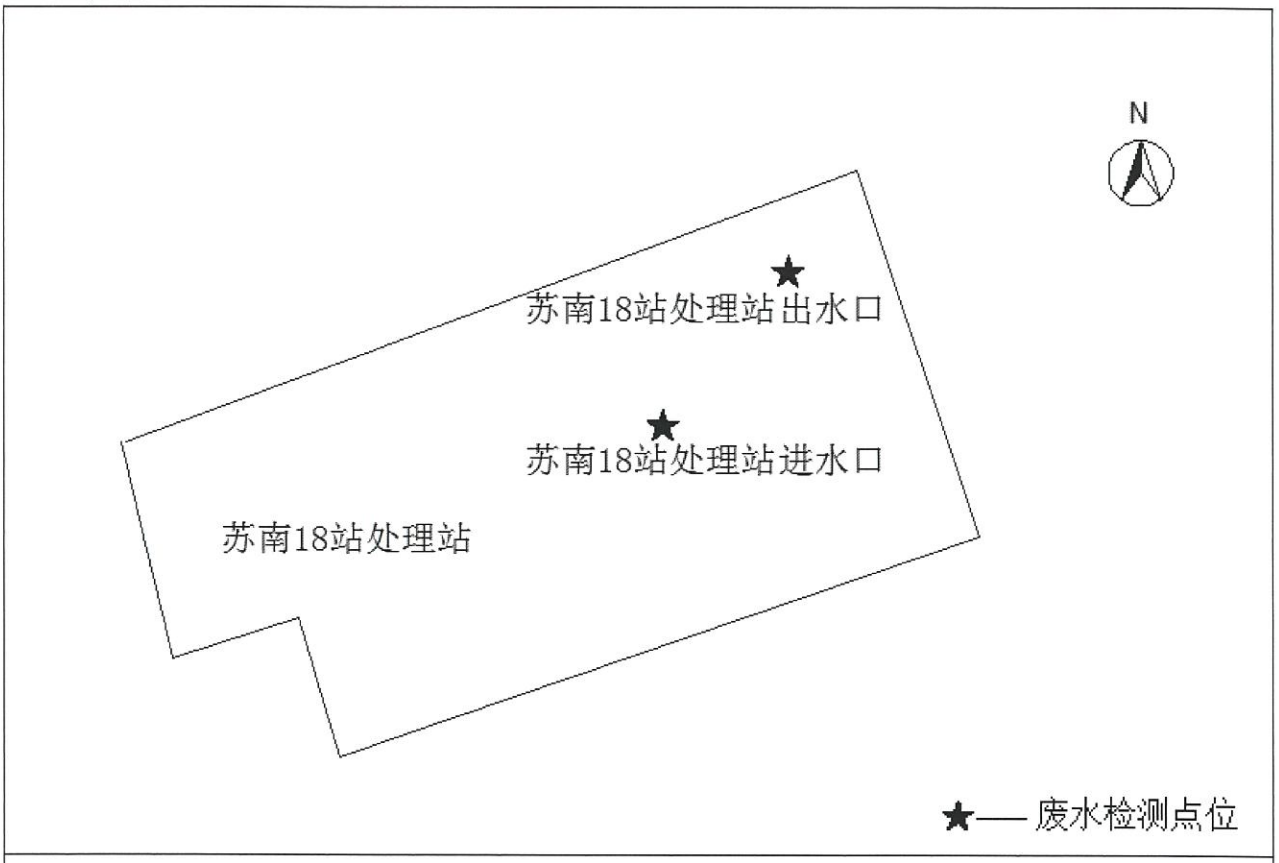
续表 1 废水检测结果

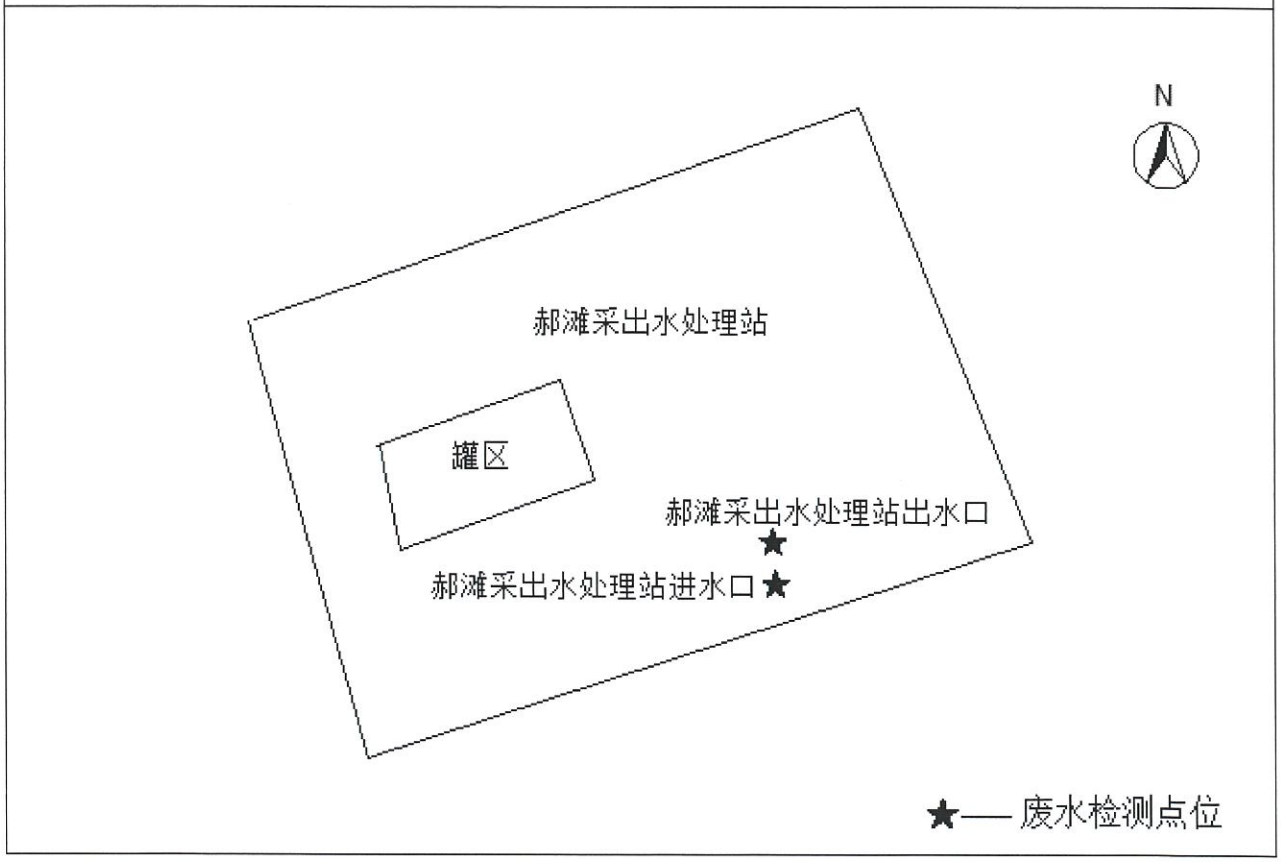
检测点位	分析项目		采样日期	单位	检测结果
郝滩采出水处理站出水口	pH 值		10 月 17 日	无量纲	7.12
	石油类		10 月 17 日	mg/L	8.43
	悬浮物		10 月 17 日	mg/L	14
	溶解性固体		10 月 17 日	mg/L	1.23×10^4
	氟化物		10 月 17 日	mg/L	0.309
	氯化物		10 月 17 日	mg/L	274
	硫化物		10 月 17 日	mg/L	ND0.01
	挥发酚		10 月 17 日	mg/L	0.098
	氨氮		10 月 17 日	mg/L	26.7
	化学需氧量		10 月 17 日	mg/L	2.12×10^3
	甲醇		10 月 17 日	mg/L	ND0.2
	阴离子表面活性剂		10 月 17 日	mg/L	0.125
	PO_4^{3-}		10 月 17 日	mg/L	ND0.051
	汞		10 月 17 日	μg/L	ND0.04
	烷基汞	甲基汞	10 月 17 日	ng/L	ND2.5
		乙基汞	10 月 17 日	ng/L	ND5
	镉		10 月 17 日	mg/L	0.281
	总铬		10 月 17 日	mg/L	ND0.001
	六价铬		10 月 17 日	mg/L	ND0.001
	砷		10 月 17 日	μg/L	3.6
	铅		10 月 17 日	mg/L	0.494
	镍		10 月 17 日	mg/L	0.125
	铁		10 月 17 日	mg/L	2.31
	锰		10 月 17 日	mg/L	4.26
	总有机碳*		10 月 17 日	mg/L	658

编制人：　　复核人：　　审核人：　　签发人：

2023 年 11 月 10 日　2023 年 11 月 10 日　2023 年 11 月 10 日　2023 年 11 月 10 日

附件 1：


N
苏南18站处理站出水口
苏南18站处理站进水口
苏南18站处理站
★—— 废水检测点位


N
郝滩采出水处理站
罐区
郝滩采出水处理站出水口
郝滩采出水处理站进水口
★—— 废水检测点位

建设项目环境影响报告书审批基础信息表

填表单位（盖章）：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂　　填表人（签字）：　　项目经办人（签字）：

建设项目	项目名称	第六采气厂2023—2027年苏里格南区新建产建工程区域				建设内容	①新建井场67座，扩建井场13座；②改造集气站11座；③新注水井4口；④新建采气管线184.1km；⑤更换采出水管线47.6km、新建注水管线1.6km以及道路其他相关工程等。		
	项目代码	无				建设规模	站场工程和管线工程，治理管线104.2km		
	环评信用平台项目编号					计划开工时间	2024年4月		
	建设地点	陕西省延安市吴起县、榆林市定边县、靖边县				预计投产时间	2027年12月		
	项目建设周期（月）	15.0				国民经济行业类型及代码	0721 陆地天然气开采		
	建设性质	改建				项目申请类别	新申报项目		
	环境影响评价行业类别	5-8陆地天然气开采				规划环评文件名	无		
	现有工程排污许可证或排污登记表编号（改、扩建项目）		现有工程排污许可管理类别（改、扩建项目）			规划环评审查意见文号	无		
	规划环评开展情况	无				占地面积（平方米）	1562849	环评文件类别	环境影响报告书
	规划环评审查机关	无				终点经度		终点纬度	
	建设地点中心坐标（非线性工程）	经度	108.427935	纬度	37.595447	环保投资（万元）		3429.53	工程长度（千米）
	建设地点坐标（线性工程）	起点经度		起点纬度					所占比例（%） 6.9
	总投资（万元）	50000.00							
建设单位	单位名称	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第六采气厂	法定代表人	王虎		环评编制单位	单位名称	中圣环境科技发展有限公司	统一社会信用代码 91610000563794182G
			主要负责人	王虎			编制主持人	姓名 张莉娜	联系电话 15319620122
	统一社会信用代码（组织机构代码）	91610000074514143U	联系电话	13772311686				信用编号 BH001969	
	通讯地址	西安经开区凤城四路北侧苏里格大厦二楼、十楼、十一楼						职业资格证书管理号 2017035610352017613005000323	
							通讯地址	陕西省西安市高新区锦业路2号旺都第1幢D座4单元26层	

污染物		现有工程（已建+在建）①排放量（吨/年）	现有工程（已建+在建）②许可排放量（吨/年）	本工程（拟建或调整变更）③预测排放量（吨/年）	总体工程（已建+在建+拟建或调整变更）④“以新带老”削减量（吨/年）	总体工程⑤区域平衡替代本工程削减量（吨/年）	总体工程⑥预测排放总量（吨/年）	总体工程⑦排放增减量（吨/年）	区域削减量来源（国家、省级审批项目）
污染物排放量	废水 废水量（万吨/年）								
	废水 COD								
	废水 氨氮								
	废水 总磷								
	废水 总氮								
	废气 废气量（万标立方米/年）								
	废气 二氧化硫		2.6850	0.4070	0.5600		2.5320	-0.153	
	废气 氮氧化物		14.4100	2.9600	2.3800		14.9900	0.5800	
	废气 颗粒物		1.5600	0.1840	0.2500		1.4940	-0.066	
	废气 挥发性有机物		0.8700	1.2000			2.0700	1.2000	

项目涉及法律法规规定的保护区情况	影响及主要措施 / 生态保护目标	名称	级别	主要保护对象（目标）	工程影响情况	是否占用	占用面积（公顷）	生态防护措施
	生态保护红线							□避让□减缓□补偿□重建（多选）
	自然保护区							□避让□减缓□补偿□重建（多选）
	饮用水水源保护区（地表）							□避让□减缓□补偿□重建（多选）

	饮用水水源保护区（地下）						□ 避让□ 减缓□ 补偿□ 重建（多选）
	风景名胜区						□ 避让□ 减缓□ 补偿□ 重建（多选）
	其他						□ 避让□ 减缓□ 补偿□ 重建（多选）

主要原料及燃料信息	主要原料					主要燃料					
	序号	名称	年最大使用量	计量单位	有毒有害物质及含量（%）	序号	名称	灰分（%）	硫分（%）	年最大使用量	计量单位
						1	天然气			186.9	104m³/a

大气污染治理与排放信息	有组织排放（主要排放口）	序号（编号）	排放口名称	排气筒高度（米）	污染防治设施工艺			生产设施		污染物排放				
					序号（编号）	名称	污染防治设施处理效率	序号（编号）	名称	污染物种类	排放浓度（毫克/立方米）	排放速率（千克/小时）	排放量（吨/年）	排放标准名称

大气污染治理与排放信息	无组织排放	序号	无组织排放源名称	污染物排放		
				污染物种类	排放浓度（毫克/立方米）	排放标准名称
		1	非甲烷总烃	非甲烷总烃	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
		2	硫化氢	硫化氢	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1中的二级排放限值

水污染治理与排放信息（主要排放口）	车间或生产设施排放口	序号（编号）	排放口名称	废水类别	污染防治设施工艺			排放去向	污染物排放			
					序号（编号）	名称	污染治理设施处理水量(吨/小时)		污染物种类	排放浓度（毫克/升）	排放量（吨/年）	排放标准名称

水污染治理与排放信息（主要排放口）	总排放口（间接排放）	序号（编号）	排放口名称	污染防治设施工艺	污染防治设施处理水量（吨/小时）	受纳污水处理厂		受纳污水处理厂排放标准名称	污染物排放			
						名称	编号		污染物种类	排放浓度（毫克/升）	排放量（吨/年）	排放标准名称

水污染治理与排放信息（主要排放口）	总排放口（直接排放）	序号（编号）	排放口名称	污染防治设施工艺	污染防治设施处理水量（吨/小时）	受纳水体		污染物排放			
						名称	功能类别	污染物种类	排放浓度（毫克/升）	排放量（吨/年）	排放标准名称

固体废物信息	废物类型	序号	名称	产生环节及装置	危险废物特性	危险废物代码	产生量（吨/年）	贮存设施名称	贮存能力	自行利用工艺	自行处置工艺	是否外委处置
	一般工业固体废物											
	危险废物	1	废润滑油	集气站、压缩机			0.8					
		2	清管废渣	管线			2.5					