



建设项目竣工环境保护验收调查报告

项目名称：2023年苏53区块第二批产能建设项目

建设单位：中国石油集团长城钻探工程有限公司
苏里格气田分公司

鄂尔多斯市汇鋈工程环境监理有限责任公司

二〇二四年十一月

编制人员：王强

项目负责人：张占恩

参加人员：魏转

委托单位：中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司

联系人：李洋 联系电话：18842772225

地址：鄂尔多斯市乌审旗嘎鲁图镇苏里格气田生产指挥中心

调查单位：鄂尔多斯市汇鋈工程环境监理有限责任公司

法定代表人：张占恩

联系人：王强 联系电话：19904775176

地址：内蒙古自治区鄂尔多斯市康巴什区信息大厦 B1 座 620 室

目录

一、前言	1
1.1 项目由来	1
1.2 主要工程内容	2
1.3 建设阶段至试运行的时间	2
1.4 验收条件或工况	2
1.5 环境影响评价制度执行过程	2
1.6 验收调查工作过程	3
二、综述	5
2.1 编制依据	5
2.1.1、环境保护相关法律、法规、规章、标准和规范性文件	5
2.1.2、地方环境保护相关法律、法规、规章、标准和规范性文 件	5
2.1.3、竣工环境保护验收技术规范	6
2.1.4、工程资料及有关批复	6
2.2 调查目的及原则	7
2.2.2、调查原则	7
2.3 调查方法	8
2.4 调查范围、因子	8
2.4.1、调查时段	8
2.4.2、调查范围	9
2.4.3、调查内容和因子	9

2.5 调查重点	10
2.5.1、验收调查内容	10
2.5.2、验收重点调查内容	11
2.6 环境敏感目标	12
三、工程概况及变动情况调查	16
3.1 项目概况	16
3.1.1 工程基本情况	16
3.1.2 工程投资	18
3.1.3 土石方量	19
3.1.4 劳动定员	20
3.2 项目建设内容	21
3.2.1 主体工程	21
3.2.2 穿越工程	35
3.2.3 公用工程	35
3.3 污染源分析	48
3.3.1 大气环境	49
3.3.2 水环境	49
3.3.3 固体废物	49
3.3.4 声环境	50
3.4 工程主要变动内容	50
3.4.1 性质变动情况	51
3.4.2 规模变动情况	51

3.4.3 地点变动情况	51
3.4.4 生产工艺变动情况	51
3.4.5 环境保护措施变动情况	51
四、环评报告书及审批文件回顾	53
4.1 环境影响报告书内容摘要及主要结论	53
4.1.1 项目概况	53
4.1.2 产业政策符合性	53
4.1.3 环境质量现状	66
4.1.4 环境影响分析及防治措施	68
4.1.5 建设项目选址合理性分析	80
4.1.6 环境管理及监测计划	81
4.1.7 公众参与情况	81
4.1.8 总体结论	82
4.2 审批文件回顾	82
4.3 要求与建议	84
4.3.1 要求	84
4.3.2 建议	85
五、环保措施落实情况调查	86
5.1 施工阶段措施落实情况	86
5.1.1 施工期大气环境调查	86
5.1.2 施工期水环境调查	86
5.1.3 施工期声环境调查	87

5.1.4 施工期固废环境调查	88
5.1.5 施工期土壤环境调查	88
5.1.6 施工期生态环境调查	90
5.2 试运营阶段措施落实情况	92
5.2.1 运营期大气环境调查	92
5.2.2 运营期水环境调查	92
5.2.3 运营期声环境调查	92
5.2.4 运营期固废环境调查	93
5.2.5 运营期土壤环境调查	93
5.2.6 运营期生态环境调查	93
5.3 环评批复要求落实情况	94
六、建设过程环境影响调查	96
6.1 勘探开发期环境影响调查	96
6.2 施工期环境调查	96
6.2.1 工程征地调查	96
6.2.2 大气调查	96
6.2.3 水调查	99
6.2.4 施工期声环境调查	100
6.2.5 施工期固废去向调查	101
6.2.6 施工期土壤调查	101
七、生态环境影响调查	103
7.1 生态环境影响调查方法	103

7.2 生态恢复措施	103
7.3 生态恢复照片	104
7.4 对野生动植物资源影响	107
7.5 水土流失	108
7.6 生态保护措施	108
八、污染防治措施及环境影响调查	111
8.1 废气影响调查	111
8.2 废水影响调查	112
8.3 声影响调查	115
8.4 土壤影响调查	117
九、社会影响调查	125
9.1 拆迁安置影响调查	125
9.2 文物保护措施调查	125
9.3 小结	125
十、污染物排放总量控制调查	126
10.1 环评中污染物排放总量	126
10.2 验收中污染物排放总量	126
十一、环境风险事故防范及应急措施调查	127
11.1 风险源调查	127
11.2 风险防范措施落实情况调查	127
11.3 应急预案调查	127
11.4 小结	128

十二、环境管理现状及监测计划	129
12.1 建设项目环境管理制度执行情况	129
12.2 环境管理体系	129
12.2.1 环境管理体系机构设置	129
12.2.2 各级 QHSE 组织的职责	129
12.3 环境管理内容	131
12.3.1 环境管理工作内容	131
12.3.2 施工期环境管理	132
12.3.3 运营期环境管理	133
12.4 环境风险防范措施	134
12.4.1 风险管理措施	134
12.4.2 技术防范措施	135
12.4.3 突发环境事件应急预案	136
12.5 环境监测计划	136
十三、公众意见调查	139
13.1 调查目的	139
13.2 调查方法、对象及内容	139
13.3 公众参与结果分析	139
13.4 小结	143
十四、验收调查结论与建议	144
14.1 工程概况	144
14.2 环境保护措施落实情况调查	144

14.3 生态环境影响调查结论	144
14.4 污染影响调查结论	144
14.4.1 大气	144
14.4.2 噪声	144
14.4.3 土壤	145
14.4.4 地下水	145
14.4.5 固体废物	145
14.4.6 污染物排放总量	145
14.5 环境风险事故应急预案及防范措施	146
14.6 环境管理情况	146
14.7 验收调查结论	146
14.8 建议	147
附图	148
附件	152

一、前言

1.1 项目由来

天然气作为清洁能源，在我国的经济生活和能源战略中具有重要地位。经过最近三十年经济的快速发展，我国能源消耗大幅度增长。能源问题不但成为经济发展面临的重要制约因素，也成为国际社会关注的焦点，国家从能源安全、环境保护以及应对全球气候变化的战略高度，将天然气列为优先发展的领域。天然气开发可以替代部分煤炭资源的开采，能够有效缓解区域能源短缺的局面，对大区域环境的改善和二氧化硫的减排具有重要作用。

苏里格气田位于鄂尔多斯盆地中北部，区域构造属于鄂尔多斯盆地陕北斜坡北部中带，勘探面积 $4 \times 10^4 \text{km}^2$ ，总资源量 $3.8 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，截止 2011 年底累计探明、基本探明储量 $31670.18 \times 10^8 \text{m}^3$ 。是中国大陆上第一个万亿立方米大气田。

苏 53 区块位于苏里格气田的西北部，地处内蒙古自治区鄂尔多斯市乌审旗、鄂托克旗境内，原隶属于中国石油集团长庆油田分公司苏里格气田开发第二项目经理部管辖，2016 年管辖单位变更为中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司。

2023 年 10 月鄂尔多斯市则渊技术咨询有限责任公司编制了《2023 年苏 53 区块第二批产能建设项目环境影响报告书》。

2023 年 11 月 20 日鄂尔多斯市生态环境局以鄂环审字〔2023〕277 号对该项目进行了批复。

由于气井建设的不确定性，随着苏 53 区块的不断开发，区块环

评中未确定坐标气井的不断建设，现有及区块环评中规划的天然气输气管线无法满足生产需要。为适应气田天然气的开发和生产，将新建井场并入区块现有输气管线，实现滚动开发、有序生产的要求，达到统一规划、分步实施的目的，中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司决定建设 2023 年苏 53 区块第二批产能建设项目。本项目共建设 5 口钻井、16 条天然气输气管线，将新建采气井与现有输气管线、集气站连接，适应气田天然气的开发和生产。

1.2 主要工程内容

本次实际建设内容为 5 口钻井、16 条采气管线，采气管线长度为 14.677km，同时配套建设通信、自控工程等工程。

1.3 建设阶段至试运行的时间

2023 年苏 53 区块第二批产能建设项目于 2023 年 12 月进行建设，于 2024 年 10 月投入试运行。

1.4 验收条件或工况

根据气田的滚动式开采特性及开发时序，项目目前已达到稳产，所有主体工程均已投入试生产，基本满负荷正常运行，相关的环保措施均已落实，管线、临时施工场地均已完成生态恢复。

1.5 环境影响评价制度执行过程

2023 年 10 月，鄂尔多斯市则渊技术咨询有限责任公司编制完成了《2023 年苏 53 区块第二批产能建设项目环境影响报告书》。

2023 年 11 月 20 日，鄂尔多斯市生态环境局以鄂环审字〔2023〕277 号对该项目环境影响报告书进行了批复。

1.6 验收调查工作过程

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）可知，验收调查工作分准备、初步调查、制定工作方案、详细调查、编制调查报告 5 个阶段进行，本次验收调查的工作程序如图 1.6-1 所示。

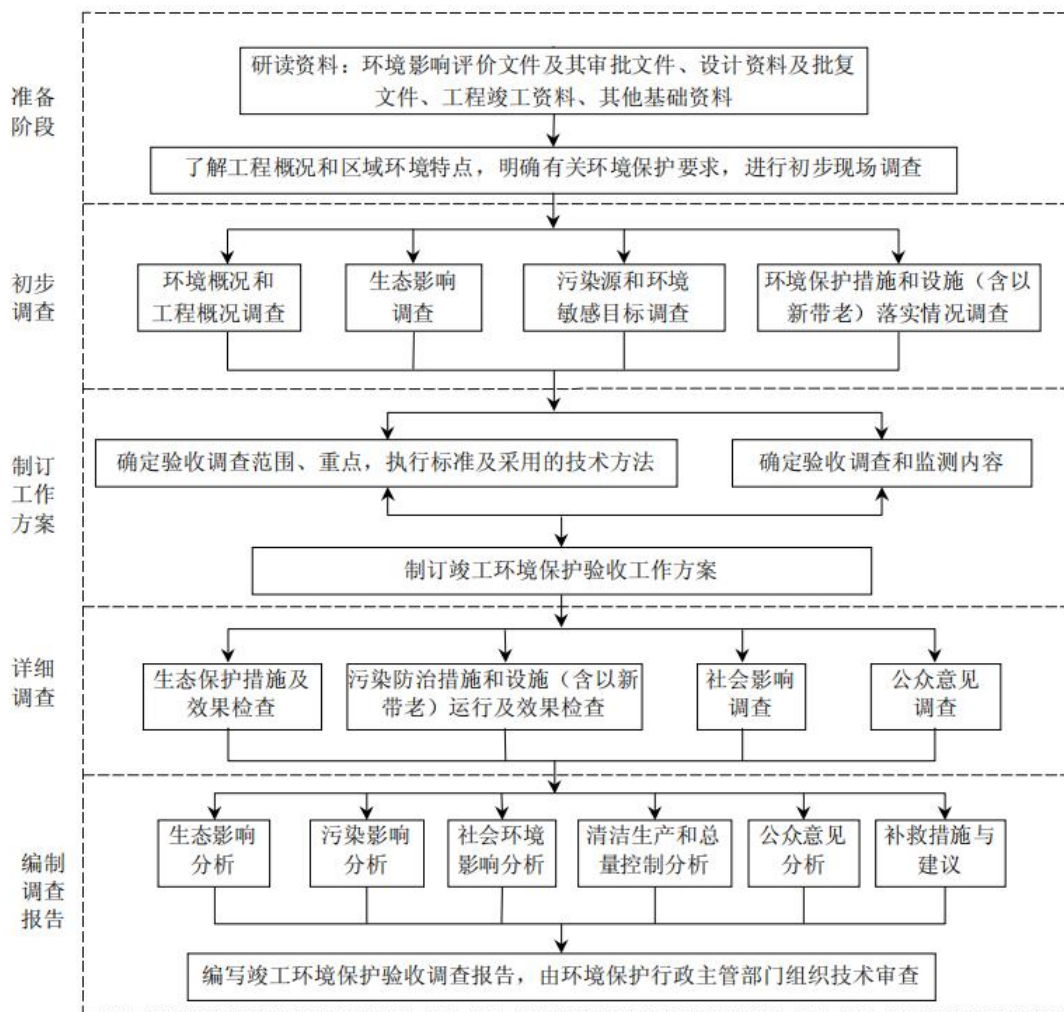


图 1.6-1 环境保护验收调查工作程序图

据《建设项目环境保护管理条例》、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，建设单位是建设项目竣工环境保护验收的责任主体，应当按照上述办法规定的程序和标准，组织对配套建设的环境保护设施进行验收，并编制验收调查报告；并根据《建设项目竣工环境保护

验收技术规范《石油天然气开采》（HJ612-2011）相关规定，按照环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的“三同时”制度要求，清查在施工建设过程中对环境影响报告所提出的环境保护措施和建议的落实情况，调查分析工程建设和运营期间对环境造成的实际影响及可能存在的潜在影响，以便采取有效的环境保护补救和减缓措施，全面做好环境保护工作，为工程竣工环境保护验收提供依据。

我公司接到委托后，组织相关技术人员与企业验收组对本次二期验收项目进行了现场勘察、资料收集，并认真研究了相关技术资料，对环保治理措施、环境敏感点、施工占地的生态恢复、环保措施的执行情况等方面进行了重点调查。

我单位结合《2023年苏53区块第二批产能建设项目环境影响报告书》及环评批复中要求的环境保护措施，并结合现场调查情况编制完成了《2023年苏53区块第二批产能建设项目竣工环境保护验收调查报告》。

二、综述

2.1 编制依据

2.1.1、环境保护相关法律、法规、规章、标准和规范性文件

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015年1月1日修订；
 - (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018年12月29日修订；
 - (3) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018年1月1日修订；
 - (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26日修订；
 - (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022年6月5日施行；
 - (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法(2020年修订)》2020年9月1日施行；
 - (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2018年8月31日第十三届全国人民代表大会常务委员会第五次会议通过）；
 - (8) 中华人民共和国国务院令 第682号《建设项目环境保护管理条例》（2017年10月）；
 - (9) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010年10月01日施行；
- #### 2.1.2、地方环境保护相关法律、法规、规章、标准和规范性文件
- (1) 《鄂尔多斯市环境保护管理条例》鄂尔多斯市人民代表大会常务委员会，2017年1月1日；

(2) 《鄂尔多斯市环境保护局关于天然气开发环境保护管理办法》鄂环发〔2014〕91号；

(3) 《鄂尔多斯市环境保护局关于天然气开发环境保护管理办法试行中有关事宜的通知》，鄂环发〔2015〕33号。

(4) 《关于印发〈鄂尔多斯市天然气开发环境保护管理办法〉(试行)的通知》，2016年8月24日；

(5) 《鄂尔多斯市环境保护局关于天然气开采领域环境问题整治现场会议的会议纪要》，2017年11月8日；

(6) 《鄂尔多斯市天然气开发生态环境保护条例》，2023年7月1日执行。

2.1.3、竣工环境保护验收技术规范

(1) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》国家环境保护部2011年第10号，2011年6月1日；

(2) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》国家环境保护总局，2008年02月01日实施；

(3) 《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》国环规环评〔2017〕4号，2017年11月22日；

2.1.4、工程资料及有关批复

(1) 《2023年苏53区块第二批产能建设项目环境影响报告书》，鄂尔多斯市则渊技术咨询有限责任公司，2023年10月；

(2) 《2023年苏53区块第二批产能建设项目环境影响报告书的批复》(鄂环审字〔2023〕277号)；

(3) 《中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司苏53区块突发环境事件应急预案备案表》(鄂尔多斯市生态环境局鄂托克旗分局, 备案号: 150624-2023-034-L);

2.2 调查目的及原则

本次验收项目影响调查旨在:

(1) 调查工程在施工、试运行和管理等方面落实环境影响报告书、工程设计所提环保措施的情况, 以及对各级环保行政主管部门批复要求的落实情况。

(2) 调查工程已采取的生态保护、水土保持及污染控制措施、设施, 并通过对项目所在区域环境现状监测与调查结果的评价, 分析各项措施实施的有效性。

(3) 针对工程已产生的实际环境问题及可能存在的潜在环境影响, 提出切实可行的补救措施和应急措施, 对已实施的尚不完善的措施提出改进意见。

(4) 通过公众意见调查, 重点了解工程在建设期间的环境影响问题及采取的措施, 了解项目在试运行期间环保措施的实际情况, 了解工程的建设对当地经济发展、居民生活等的影响, 针对公众提出的合理要求提出解决建议。

(5) 根据工程环境影响情况调查的结果, 客观、公正地从技术上论证该工程是否符合相应的竣工环境保护验收条件。

2.2.2、调查原则

本次验收环境影响调查坚持以下原则:

- (1) 认真贯彻国家与地方的环境保护法律、法规及有关规定；
- (2) 坚持污染防治与生态保护并重的原则；
- (3) 坚持客观、公正、科学、实用的原则；
- (4) 坚持充分利用已有资料与实地踏勘、现场调研、现状监测相结合原则；
- (5) 坚持对工程建设前期、施工期、试运行期的环境影响全过程分析的原则。

2.3 调查方法

(1) 原则上采用《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ612-2011) 中的要求执行，并参照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》规定的方法；

(2) 验收调查采用资料调研、现场调查、现状监测和公众意见调查相结合的方法；

(3) 现场调查采用“以点为主、点面结合、反馈全区”的方法；

(4) 环境保护措施可行性分析采用改进已有措施与提出补救措施相结合方法。

2.4 调查范围、因子

2.4.1、调查时段

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ612-2011) 可知，验收调查时段一般分为勘探开发期、施工期、试运行期三个阶段进行。本项目调查时段为施工期及试运行期二个时段，不进行勘探开发期的验收调查。

2.4.2、调查范围

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）可知，验收调查范围原则上与环境影响评价文件的评价范围一致，当工程实际建设内容发生变更或环境影响评价文件未能全面反映建设项目的实际生态影响和其他环境影响时，应根据工程实际建设情况及环境影响实际情况，结合现场勘察情况对其进行适当调整。本项目进行验收，验收调查范围根据实际建设内容稍作调整，环境影响的具体调查范围表 2.4-1。

表 2.4-1 验收调查范围

环境要素	环境影响评价文件的评价范围	本次验收调查范围
环境空气	以井场为中心向外 500m 范围内，管线两侧 200m 范围内。	与环评一致
地下水	以气井为中心，上游、两侧分别外扩 129m、下游外扩 258m 范围内，管线两侧 200m 范围内。	与环评一致
土壤	以井场为中心向外 200m 范围内，管线两侧 200m 范围内。	与环评一致
声环境	以井场为中心向外 200m 范围内，采气管线和道路两侧 200m 的范围	与环评一致
生态	以井场为中心向外 300m 范围内，管线两侧 300m 范围内	与环评一致
环境风险	项目环境风险评价工作等级为简单分析，不设评价范围	/

2.4.3、调查内容和因子

本项目竣工环境保护调查因子按污染源和环境质量分类给出，见表 2.4-2

表 2.4-2 竣工验收调查因子一览表

序号	类别		评价因子
1	环境空气	污染源	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、SO ₂ 、NO ₂ 、颗粒物、非甲烷总烃
		环境质量	颗粒物、NO _x 、SO ₂ 、非甲烷总烃
2	地下水	污染源	pH、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、HCO ₃ ⁻ 、CO ₃ ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、Cl ⁻ 、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、

			汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类
		环境质量	石油类
3	声环境	污染源	等效连续 A 声级
		环境质量	等效连续 A 声级
4	固体废物	环境质量	施工期：废弃钻井泥浆、钻井岩屑、压裂返排液、放喷废液、废机油、废油桶、废防渗材料、废弃包装物、施工废料、建筑垃圾、清管试压废渣、生活垃圾 运营期：清管废渣、废蓄电池 闭井期：建筑垃圾、废弃拆除设施
		污染源	建设用地 45 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 农用地 8 项基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：pH、石油烃
5	土壤环境	环境质量	石油烃
		环境质量	石油类
6	环境风险	环境质量	天然气（甲烷、硫化氢）、柴油、废机油、废润滑油

2.5 调查重点

2.5.1、验收调查内容

(1) 环境影响评价制度、“三同时”制度及其他环境保护规章制度执行情况。

(2) 实际工程建设内容、工程变更及环境影响情况。

(3) 环境敏感保护目标基本情况及变化情况。

(4) 环境影响评价文件及其审批文件中提出的主要环境影响、环境保护设施和措施要求，以及环境保护设施和措施的落实情况及其效果。

(5) 工程勘探开发期、施工期和试运行期实际存在的环境问题及公众反映强烈的环境问题。

(6) 环境影响评价文件对污染因子达标情况预测结果与验收调查结果的符合度。

(7) 环境风险防范和应急措施的落实及有效性调查。

(8) 建设项目施工期环境管理制度的实施情况及有效性调查，并对提出的环境保护措施落实情况进行调查。

(9) 健康、安全和环境（HSE）管理体系建立及运行情况。

(10) 清洁生产水平和污染物排放总量情况。

(11) 环境保护投资情况。

(12) 建设过程中是否存在搬迁。

(13) 其他新发现的问题，如环境保护政策发生变化带来的要求变化等。

2.5.2、验收重点调查内容

2.5.2.1、生态环境影响

重点调查以下项目对生态环境的影响：

(1) 调查井场施工期间临时占地情况、生态恢复措施及恢复效果；

(2) 调查管线施工期间临时占地情况、生态恢复措施及恢复效果；

(3) 调查临时施工道路的占地情况、生态恢复措施及恢复效果；运行期道路绿化、水土保持情况。

2.5.2.2、大气环境影响

本项目为天然气井和配套管线的建设，施工期重点调查柴油发电机废气、施工扬尘的处理措施是否落实；运营期基本无大气污染物产生。

2.5.2.3、水环境影响

(1) 施工期重点调查钻井废水、压裂返排液、施工队生活污水的处理措施是否落实；

(2) 运行期重点调查气田采出水处理情况，井场为无人值守井场，无新增劳动定员，生活污水不增加，不会对地表水产生影响。

2.5.2.4、噪声环境影响

(1) 施工期重点调查噪声防治措施是否落实；

(2) 运行期重点调查井场厂界噪声达标情况、敏感目标噪声达标情况以及噪声的防治措施。

2.5.2.5、固废环境影响

(1) 施工期重点调查固体废物的处置情况。

(2) 运行期本项目无固废产生，无新增劳动定员，无产生生活垃圾。

2.6 环境敏感目标

项目所在区块周边主要敏感保护区为本项目所在 53 区块东北处的木肯淖尔水源地保护区，木肯淖尔水源地划分一级保护区，本项目所在 53 区块距木肯淖尔水源地一级保护区最近距离为 2km。本项目与保护区位置关系见附图。

项目评价范围内无饮用水源保护区、自然保护区、风景名胜区、重点文物保护单位、珍稀动植物资源等重点保护目标。根据本工程建

设特征和所在区域的生态环境的特点,确定本项目环境保护目标。环境空气保护目标及保护级别见表 2.6-1 至表 2.6-2。

表 2.6-1 主要环境空气保护目标及保护级别一览表

环境空气保护目标										
序号	名称	坐标(°)		保护内容	保护人数	相对位置			保护级别	
		经度	纬度			井场	方位	距离(m)		
井场周边 500m 范围内										
1	散户 1	108.33288	39.22254	居民	7	苏 53-66-13CH 井场	WS	489	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准;非甲烷总烃执行《环境空气质量标准非甲烷总烃限值》 (DB13/1577-2012)	
2	散户 4	108.51161	39.14938	居民	5	苏 53-82-62H1 井场	WN	457		
管线沿线两侧 500m 范围内										
3	散户 5	108.51818	39.16274	居民	12	苏 53-80-65 至苏53-78-65H 管线	WS	163		
4	散户 7	108.43335	39.26218	居民	5	苏 53-57-40 至 62 排 9 号阀井管线	WN	118		
5	散户 8	108.45643	39.27192	居民	3	苏 53-58-48H 碰苏53-58-54 至苏 53-58-46H 管线	WS	339		
6	散户 9	108.56012	39.30708	居民	3	苏 53-54-81 至苏 53-49-72 三从管线	N	429		
7	宋占	108.45089	39.27619	居民	3	苏 53-58-44 至苏53-58-46H 管线	N	186		

表 2.6-2 主要地下水保护目标及保护级别一览表

地下水环境保护目标										
序号	名称	坐标(°)		井深(m)	开采层位	供水人口(人)	位置			保护级别
		经度	纬度				工程	方位	距离(m)	
1	散户 5 分散式饮用水井(B2)	108.51821	39.16269	40	白垩系碎屑岩裂隙	12	苏 53-80-65 至苏 53-78-65H 管线	W	170	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III 类标准
2	散户 7 分散式饮用水井(B4)	108.43332	39.26216	50	屑岩裂隙	5	苏 53-57-40 至 62 排 9 号阀井管线	W	120	

3	宋占分散式饮用水井 (B5)	108.45087	39.27625	45	孔隙含水层	3	苏 53-58-44H 至苏 53-58-46H 管线	N	180	
第四系全新统风积层含水层和白垩系碎屑岩裂隙孔隙含水层, 其中白垩系碎屑岩裂隙孔隙含水层为主要具有供水意义的含水层										

表 2.6-3 主要声保护目标及保护级别一览表

声环境保护目标									
序号	名称	坐标(°)		保护对象	相对位置			保护级别	
		经度	纬度		项目	方位	距离 (m)		
井场周围 200m、管线两侧 200m 范围内居民									
1	散户 5	108.51818	39.16274	居民	苏 53-80-65 至苏 53-78-65H 管线	WS	163	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准	
2	散户 6	108.51199	39.24479	居民	苏 53-66-65H 碰苏 53-62-64 至苏 53-14 管线	EN	160		
3	散户 7	108.43335	39.26218	居民	苏 53-57-40 至 62 排 9 号阀井管线	WN	118		
4	宋占	108.45085	39.27629	居民	苏 53-58-44H 至苏 53-58-46H 管线	N	186		

表 2.6-4 其他环境保护目标及保护级别

土壤环境保护目标		
土壤环境	保护目标	保护级别
		各井场、管线永久占地范围内土壤
	各井场永久占地外 200m 范围内牧草地、林地、耕地及天然气管线边界两侧外延 200m 范围内牧草地、林地、耕地	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018) 表 1 相关标准值

	各井场永久占地外 200m 范围内居民住宅用地及管线边界两侧外延 200m 范围内住宅用地	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 第一类用地筛选值；石油烃执行表 2 第一类用地筛选值
生态环境保护目标		
生态	保护目标	保护级别
	评价区域内公益林	生境不恶化，生物量、生产力不降低，生态系统完整性与稳定性

三、工程概况及变动情况调查

3.1 项目概况

3.1.1 工程基本情况

- (1) 项目名称：2023 年苏 53 区块第二批产能建设项目；
- (2) 建设单位：中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司；
- (3) 建设性质：改、扩建（弥补递减）；
- (4) 建设地点：项目位于鄂尔多斯市鄂托克旗境内。
- (5) 建设规模：本项目改、扩建气井共 23 口（其中新建 3 口气井、改建 20 口气井），新建井场进场道路 1219m，新建 19 条天然气采气管线，采气管线全长 17197m。实际建设 3 口气井、改建 2 口气井，新建井场进场道路 1219m，新建 16 条天然气采气管线，采气管线全长 14677m。
- (6) 工程占地：本项目工程总占地为 281905.4m²，其中临时占地为 278290m²；永久占地为 3615.4m²。实际工程总占地 157343.7m²，其中临时占地为 153730m²；永久占地为 3613.7m²。项目实际占地统计见表 3.1-1 至 3.1-2。

3.1-1 井场工程占地面积一览表

序号	井场工程	单座井场占地面积 (m ²)			占地类型 (m ²)		
		永久	临时	合计	沙地	天然牧草地	灌木林地
1#	苏 53-64-22	1200	5800	7000	/	4200	2800
	进场道路	--	1647	1647	/	1647	/
2#	苏 53-80-65	1200	5800	7000	/	7000	/
	进场道路	--	4221.6	4221.6	/	4221.6	/
3#	苏 53-82-62H1	1200	5800	7000	6650	350	/

	进场道路	--	1445.4	1445.4	/	1445.4	/
4#	苏 53-70-38CH	0	0	0	0	0	/
5#	苏 53-82-24CH1	0	5800	5800	/	5800	/
6#	苏 53-74-69CH	0	0	0	0	0	0
7#	苏 53-80-55CH	0	0	0	0	0	0
8#	苏 53-78-53CH	0	0	0	0	0	0
9#	苏 53-78-52CH	0	0	0	0	0	0
10#	苏 53-78-42CH	0	0	0	0	0	0
11#	苏 53-82-14CH1	0	0	0	0	0	0
12#	苏 53-74-23CH	0	0	0	0	0	0
13#	苏 53-70-24CH	0	0	0	0	0	0
14#	苏 53-70-48CH	0	0	0	0	0	0
15#	苏 53-62-51CH	0	0	0	0	0	0
16#	苏 53-62-15CH	0	0	0	0	0	0
17#	苏 53-64-12CH	0	0	0	0	0	0
18#	苏 53-66-13CH	0	5800	5800	/	5800	/
19#	苏 53-74-25CH	0	0	0	0	0	0
20#	苏 53-78-26CH1	0	0	0	0	0	0
21#	苏 53-78-28CH1	0	0	0	0	0	0
22#	苏 53-82-27CH1	0	0	0	0	0	0
23#	苏 53-74-60CH	0	0	0	0	0	0
总计		3600	36314	39914	6650	30464	2800

3.1-2 管线工程临时占地面积一览表

项目		临时占地		
		沙地	天然牧草地	灌木林地
施工作业带临时 占地面积 (m ²)	1#管线	12493.6	5354.4	/
	2#管线	2022.4	505.6	/
	3#管线	248.24	24575.76	/
	4#管线	5345.84	22508.8	281.36
	5#管线	/	/	/
	6#管线	840	7560	/
	7#管线	1601.6	6406.4	/

	8#管线	1704	/	/
	9#管线	3116.8	779.2	/
	10#管线	22.08	2185.92	/
	11#管线	1436.8	2155.2	/
	12#管线	2082.4	109.6	/
	13#管线	/	416	/
	14#管线	2436	1461.6	974.4
	15#管线	926.4	3705.6	/
	16#管线	1852.8	772	463.2
	17#管线	612	748	/
	18#管线	/	/	/
	19#管线	/	/	/
	合计	35139.36	80557.68	1718.96
	总计	117416		

3.1.2 工程投资

项目投资：总投资 18370 万元，其中环保投资 927.06 万元，占总投资比例的 5.05%。实际总投资 4920.8 万元，其中环保投资 248.5 万元，占总投资比例的 5.05%。环保投资明细见表 3.1-2。

投资时期	污染源	主要防治措施	投资估算 (万元)	实际投资 (万元)
施工期	钻井废水、压裂返排液和放空废液、废弃钻井泥浆、钻井岩屑	每个井场设置 4 个废液储罐，钻井废水收集后用于配置钻井泥浆	23	5
		每个井场设铁质固渣储存箱 3 个，钻井泥浆采用不落地处置措施及其防渗	143	31.1
		每个井场设置 4 个废液储罐（同上），压裂返排液和放空废液箱式处理设备	104	22.6
		井场废弃物外委处理	481	104.6
	生活污水	移动环保厕所	2.6	0.6
	生活垃圾	生活垃圾处置	2.6	0.6
	废机油、废油桶	废机油由废油桶收集后，暂存于临时危废储存间内，最终交由有资质的单位进行处置。	5.2	1.1

	废防渗材料	收集后暂存于移动式危废库，最终交有资质单位处置	2.6	0.6
废气	施工扬尘	合理规划运输路线、运输车辆和堆存的土方加盖篷布、洒水抑尘等	9	7.7
	机械车辆尾气	加强机械、车辆维护，选用优质轻柴油	--	--
	柴油燃烧废气	选用环保型柴油发电机，及时保养维修，选用优质轻柴油	--	--
	放喷燃烧废气	放喷燃烧装置	30	6.5
	噪声	选用低噪声设备	13	11.1
	生态	生态保护、植被恢复（恢复面积约15.73477hm ² ，恢复费用约为每公顷1.917万元）	53.06	30.2
运营期	噪声	选用低噪声设备，基础减振	5	1.1
	放空废气	放空火炬	2.6	0.6
	环境风险	井口压力监控措施等	10.4	2.3
	环境管理	环保管理制度、台账；运营期环境监测	40	22.8
合计			927.06	248.5

3.1.3 土石方量

本项目主要土方开挖为井场场地平整管线铺设过程产生的土石方。

本次工程井场场地平整总土石方量包括进场道路约 2.2 万 m³，其中挖方约 1.1 万 m³，填方约 1.1 万 m³，填方全部来自挖方本桩利用或其他地面工程的远运利用方，不设取土场，无弃方产生，土石方总体填挖平衡。

土方开挖主要来自管线铺设过程产生的土石方，主要为管线施工作业带工程和穿越公路工程。本项目管沟沟底宽度约 1m，地表开挖宽度约 2m，深度为 1.9m，管线全长 14677m，因此施工作业带挖方量 41829.45m³，全部用于回填，无多余土方产生；其中表土层厚 0.2m，

表土剥离量 5870.8m³，施工完成后全部用于生态恢复。管线工程铺设时土方工程较大，采取分层挖土，分层堆放，分层回填措施，开挖土方在管沟一侧分层堆积，施工完毕，应尽快整理施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被。管线铺设后大部分土方回填，少量剩余土方用于管线作业带的土地平整，不外运。土石方平衡一览表见表 3.1-3。

表 3.1-3 项目土石方工程量及流向表 单位：m³

项目名称		挖方	填方	多余土方
井场		11000	11000	0
管沟（沟底宽度约 1m，地表开挖宽度约 2m，深度为 1.9m）	表土剥离	5870.8	5870.8	0
	基础开挖	41829.45	41829.45	0

3.1.4 劳动定员

项目由中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司组织建设，由原有工作人员进行维护，不增设管理人员，因此不新增劳动定员。

3.2 项目建设内容

3.2.1 主体工程

本项目改、扩建气井共 23 口（其中新建 3 口气井、改建 20 口气井），新建井场进场道路 1219m，新建 19 条天然气采气管线，采气管线全长 17197m。实际建设 3 口气井、改建 2 口气井，新建井场进场道路 1219m，新建 16 条天然气采气管线，采气管线全长 14677m。未建设内容根据后续区块产能开发确定是否建设。本项目井场坐标见表 3.2-1，管线拐点坐标见表 3.2-2。

表 3.2-1 井场坐标一览表

序号	平台号	井号	横坐标 (X)	纵坐标 (Y)	井型	新建/扩建	所属位置	实际建设情况
1#	苏 53-64-22	苏 53-64-22	19272534	4347993	直井	新建	鄂托克旗	已建
2#	苏 53-80-65	苏 53-80-65	19286064	4338590		新建	鄂托克旗	已建
3#	苏 53-82-62H1	苏 53-82-62H1	19285006	4337598	水平井	新建	鄂托克旗	已建
4#	苏 53-70-38CH	苏 53-70-38CH	19277349	4344929	测钻水平井	扩建	鄂托克旗	未建设
5#	苏 53-82-24CH1	苏 53-82-24CH1	19273172.95	4337669.77		扩建	鄂托克旗	已建
6#	苏 53-74-69CH	苏 53-74-69CH	19286958.53	4341730.8		扩建	鄂托克旗	未建设
7#	苏 53-80-55CH	苏 53-80-55CH	19282620	4338509.7		扩建	鄂托克旗	未建设

8#	苏 53-78-53CH	苏 53-78-53CH	19282078.43	4339554.32		扩建	鄂托克旗	未建设
9#	苏 53-78-52CH	苏 53-78-52CH	19281704.34	4339752		扩建	鄂托克旗	未建设
10#	苏 53-78-42CH	苏 53-78-42CH	19278688.02	4339860.99		扩建	鄂托克旗	未建设
11#	苏 53-82-14CH1	苏 53-82-14CH1	19270179.64	4337638.15		扩建	鄂托克旗	未建设
12#	苏 53-74-23CH	苏 53-74-23CH	19273091	4341793.64		扩建	鄂托克旗	未建设
13#	苏 53-70-24CH	苏 53-70-24CH	19273306.95	4344857.41		扩建	鄂托克旗	未建设
14#	苏 53-70-48CH	苏 53-70-48CH	19280536.1	4344866.07		扩建	鄂托克旗	未建设
15#	苏 53-62-51CH	苏 53-62-51CH	19281478.77	4349355.47		扩建	鄂托克旗	未建设
16#	苏 53-62-15CH	苏 53-62-15CH	19270627	4349310		扩建	鄂托克旗	未建设
17#	苏 53-64-12CH	苏 53-64-12CH	19270128.09	4348309.01		扩建	鄂托克旗	未建设
18#	苏 53-66-13CH	苏 53-66-13CH	19269992.63	4346972.22		扩建	鄂托克旗	已建
19#	苏 53-74-25CH	苏 53-74-25CH	19273683.6	4341773.54		扩建	鄂托克旗	未建设
20#	苏 53-78-26CH1	苏 53-78-26CH1	19273834.31	4340018.51		扩建	鄂托克旗	未建设
21#	苏 53-78-28CH1	苏 53-78-28CH1	19274440.08	4340019.49		扩建	鄂托克旗	未建设
22#	苏 53-82-27CH1	苏 53-82-27CH1	19274282.85	4336992.16		扩建	鄂托克旗	未建设
23#	苏 53-74-60CH	苏 53-74-60CH	19283998.29	4342665.59		扩建	鄂托克旗	未建设

表 3.2-2 管线拐点坐标一览表

号	管线名称	管线起点坐标	拐点坐标	管线终点坐标	管径	长度	所属	实际	符合性说明
---	------	--------	------	--------	----	----	----	----	-------

		横坐标(Y)	纵坐标(x)	横坐标(Y)	纵坐标(x)	横坐标(Y)	纵坐标(x)	/mm	/m	旗	长度	
1#	苏 53-57-40 至 62 排 9 号 阀 井 管 线	19278584	4351562	19278559	4351158	19278178	4349399	114	2231	鄂托 克旗	2231	符合
				19278598	4350720							
2#	苏 53-56-61 碰 苏 53-53-68 至 62 排 13 号 阀 井 管 线	19284481	4352919	--	--	19284243	4353126	114	316	鄂托 克旗	316	符合
3#	苏 53-64-70 至 苏 53-66-60H 管 线	19287007	4348410	19285361	4347756	19284120	4347273	114	3103	鄂托 克旗	3103	符合
4#	苏 53-54-81 至 苏 53-49-72 三 丛 管 线	19290016	4354197	19289411	4354999	19287727.4	4356810	114	3517	鄂托 克旗	3517	符合
				19288160	4356033							
5#	苏 53-64-22 至 66 排 3# 阀 井 管 线	19272534	4347993	--	--	19272178.73	4347096	114	965	鄂托 克旗	965	符合
6#	苏 53-80-65 至 苏 53-78-65H 管 线	19286064	4338590	--	--	19285656	4339557	114	1050	鄂托 克旗	1050	符合
7#	苏 53-83-36 至 苏 53-82-37H 管 线	19276782	4336435	--	--	19276777	4335436	114	1001	鄂托 克旗	0	未建设
8#	苏 53-58-56H 碰 苏 53-53-68 至 62 排 13 号 阀 井 管 线	19283309	4352294	--	--	19283111	4352217	114	213	鄂托 克旗	213	符合
9#	苏 53-54-46H 至 苏 53-52-46 管 线	19279946	4354696	--	--	19280415.85	4354822.79	114	487	鄂托 克旗	487	符合
10#	苏 53-54-51H 至 苏 53-54-53 管 线	19281727	4354310	--	--	19281921	4354507	114	276	鄂托 克旗	276	符合

11#	苏 53-58-45H 至苏 53-58-47H 管线	19280118	4351194	--	--	19280543	4351335	114	449	鄂托克旗	449	符合
12#	苏 53-58-48H 碰苏 53-58-54 至苏 53-58-46H 管线	19280759	4352254	--	--	19280513	4352134	114	274	鄂托克旗	274	符合
13#	苏 53-58-51H 碰苏 53-58-49H 至苏 53-58-54 管线	19281809	4351302	--	--	19281806.03	4351353.742	114	52	鄂托克旗	52	符合
14#	苏 53-58-44H 至苏 53-58-46H 管线	19279450	4352167	--	--	19280053.5	4352084.459	114	609	鄂托克旗	609	符合
15#	苏 53-62-45H 至 62 排 12# 阀井管线	19279900	4348930	--	--	19280269	4349376.08 6	114	579	鄂托克旗	579	符合
16#	苏 53-54-49H 碰苏 53-54-50H 至苏 53-58-46H 管线	19281189.4	4353735.6	--	--	19280839	4353574	114	386	鄂托克旗	386	符合
17#	苏 53-82-62H1 至苏 53-82-64 管线	19285006	4337598	--	--	19285167	4337654	114	170	鄂托克旗	170	符合
18#	苏 53-66-65H 碰苏 53-62-64 至苏 53-14 管线	19285108	4348486	--	--	19284592	4349286	114	953	鄂托克旗	0	未建设
19#	苏 53-82 排 1 号阀井碰苏 53-27CH 至苏 53-1 站管线	19276487	4337219.5	--	--	19275905	4337078	114	566	鄂托克旗	0	未建设
合计									17197		14677	长度减少 2520m

本工程为天然气单井、集气站、气田内部集输天然气管线的建设。主要建设内容见表 3.2-3。

表 3.2-3 井场、管线项目组成一览表

工程类别	项目组成		环评建设内容	实际建设内容	符合性说明
主体工程	井场工程	钻井工程	主要改、扩建钻井 23 口（均为弥补递减产能采气井），其中新建直井 2 口、水平井 1 口，改建侧钻水平井 20 口，新部署井场 3 座，依托老井场 20 座。共部署产能 $60.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。弥补递减产能维持苏 53 区块 $10 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 产能不变。	建设直井 2 口、水平井 1 口，改建侧钻水平井 2 口，新部署井场 3 座，依托老井场 2 座。共部署产能 $60.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。弥补递减产能维持苏 53 区块 $10 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 产能不变。	减少建设 18 口改建侧钻水平井
	管线工程	采气管线	新建 19 条天然气采气管线，采气管线全长 17197m。输气管线采用无缝钢管，管径为 114mm。	建设 16 条天然气采气管线，采气管线全长 14677m。输气管线采用无缝钢管，管径为 114mm。	管线长度减少 2520m
辅助工程	施工生活区		每个井场附近 1200m 处设有移动式临时生活区，占地面积 1000m^2 ，包括食宿、厨房、卫生间及洗浴等生活设施，待施工结束后拉至下一座井场使用。本项目改、扩建 23 口气井，则总临时占地为 23000m^2 。	每个井场附近 1200m 处设有移动式临时生活区，占地面积 1000m^2 ，包括食宿、厨房、卫生间及洗浴等生活设施，待施工结束后拉至下一座井场使用。本项目改、扩建 5 口气井，则总临时占地为 5000m^2 。	临时占地减少 18000m^2
	道路工程		本项目钻井以及管线施工大部分依托现有道路，只有新建 3 口气井需新建 1219m 进场道路。	钻井以及管线施工大部分依托现有道路，新建 3 口气井建设 1219m 进场道路。	符合
	防腐工程		本项目天然气采出管线的内外防腐处理均在管线生产厂家加工完成，施工现场仅对管道进行焊接和补口。	施工现场进行管道进行焊接和补口。	

	管线标识	管线设置永久性标识, 包括里程桩 19 个 (0.2m ² /个)、加密桩 76 个 (0.1m ² /个)、穿越桩 16 个 (0.2m ² /个)、转角桩 4 个 (0.2m ² /个), 全部为永久占地, 共计 15.4m ² 。	管线设置永久性标识, 包括里程桩 18 个 (0.2m ² /个)、加密桩 65 个 (0.1m ² /个)、穿越桩 14 个 (0.2m ² /个)、转角桩 3 个 (0.2m ² /个), 全部为永久占地, 共计 13.7m ² 。	里程桩减少建设 1 个, 加密桩减少建设 11 个, 穿越桩减少建设 2 个, 转角桩减少建设 1 个, 占地面积减少 1.7m ²
	泄漏监测	管线两端设压力表, 用于监测管线泄漏情况。	在管线两端设压力表, 用于监测管线泄漏情况。	符合
	穿越工程	本项目管线需穿越 8 次, 均为土路, 穿越方式为开挖穿越。		符合
储运工程	储罐区	每个井场设钻井废液储罐 4 个, 铁质, 每个 50m ³ , 储存钻井废液。	井场设钻井废液储罐 4 个, 铁质, 每个 50m ³ , 储存钻井废液。	符合
		每个井场设混凝沉淀罐 1 个, 铁质, 10m ³ , 储存混凝+沉淀钻井废液。	井场设混凝沉淀罐 1 个, 铁质, 10m ³ , 储存混凝+沉淀钻井废液。	符合
		每个井场设废液储存罐 4 个, 铁质, 每个 50m ³ , 储存压裂返排液。	井场设废液储存罐 4 个, 铁质, 每个 50m ³ , 储存压裂返排液。	符合
		每个井场设铁质固渣储存箱 3 个, 每个 20m ³ , 用于储存废弃钻井泥浆和钻井岩屑。	井场设铁质固渣储存箱 3 个, 每个 20m ³ , 用于储存废弃钻井泥浆和钻井岩屑。	符合
		每个井场设 2 个铁质用水储存罐, 每个 30m ³ , 用于储存拉运来的清水, 保障生活用水。	井场设 2 个铁质用水储存罐, 每个 30m ³ , 用于储存拉运来的清水, 保障生活用水。	符合
		每座井场设置放喷燃烧罐 1 个, 50m ³ , 用于天然气放	井场设置放喷燃烧罐 1 个, 50m ³ , 用于天然气放	符合

		喷燃烧。	烧。	
		井场生活区设置 5m ³ 钢质生活污水储罐 1 个。	井场生活区设置 5m ³ 钢质生活污水储罐 1 个。	符合
		每个井场设 2 个铁质柴油储罐, 每个 30m ³ , 储存柴油。	井场设 2 个铁质柴油储罐, 每个 30m ³ , 储存柴油。	符合
公用工程	给水工程	施工期生产用水由取得许可的井场自备井提供; 施工期人员生活用水, 由汽车拉运的方式供给。运营期无生产用水, 不新增劳动定员, 无新增生活用水。	施工期生产用水由取得许可的井场自备井提供; 施工期人员生活用水, 由汽车拉运的方式供给。运营期无生产用水, 不新增劳动定员, 无新增生活用水。	符合
	供电	本项目施工期设备用电依托施工队伍配套的柴油发电机。运营期各井场自控和通信系统均采用太阳能供电系统。	施工期设备用电依托柴油发电机。运营期井场自控和通信系统均采用太阳能供电系统。	符合
	供热	本项目冬季施工采用电采暖取暖。运营期间不新建集气站。新建井场无人值守, 无需供暖。	冬季施工采用电采暖取暖。新建井场无人值守, 无需供暖。	符合
	排水	①施工期生活污水: 井场施工队设置移动环保厕所, 生活污水暂存至生活污水暂存池内, 定期清理后, 就近送污水处理厂处理; 管线施工人员生活污水依托牧民住宅污水处理设施处置。 ②本项目不新增劳动定员, 无运营期生活污水; 本项目产生的采出水, 全部依托现有集气站分离后, 排入集气站内的采出水罐暂存, 定期由罐车拉至苏里格气田第三天然气污水处理厂处理, 待相应输水管线建成后采用输水管线管输至第三处理厂处理,	①施工期生活污水: 井场施工队设置移动环保厕所, 生活污水暂存至生活污水暂存池内, 定期清理后, 委托榆林市蓝新环保科技有限公司处置; 管线施工人员生活污水依托附近居民家厕所处置。 ②本项目不新增劳动定员, 无运营期生活污水; 本项目产生的采出水, 全部依托现有集气站分离后, 排入集气站内的采出水罐暂存, 定期由罐车拉至苏里格气田第三天然气污水处理厂处理, 待相应输水管线建成后采用输水管线管输至第三处理厂处理, 最终达到	符合

		最终达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）水质要求后回注，不外排。	《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）水质要求后回注，不外排。	
	自控	每座井场设置 1 套 RTU，共设 23 套。	每座井场设置 1 套 RTU，共设 5 套。	减少 18 套 RTU
	通信	每座井场设置室外型设备箱 1 套，共 23 套。	每座井场设置室外型设备箱 1 套，共 5 套。	减少 18 套室外型设备箱
环保工程	废气处理	施工扬尘：合理规划运输路线，运输车辆、堆存的土方和设备拆除过程按要求进行加盖篷布、洒水抑尘等措施。	施工扬尘：合理规划运输路线，运输车辆、堆存的土方和设备拆除过程进行加盖篷布、洒水抑尘等措施。	符合
		机械车辆尾气：加强机械、车辆维护，选用优质轻柴油。	机械车辆尾气：加强机械、车辆维护，选用优质轻柴油。	符合
		柴油燃烧废气：选用环保型柴油发电机，及时保养维修，选用优质轻柴油。	柴油燃烧废气：选用环保型柴油发电机，及时保养维修，选用优质轻柴油。	符合
		放喷燃烧废气：采用天然气试气回收工艺对放喷气体进行燃烧排放。	放喷燃烧废气：采用天然气试气回收工艺对放喷气体进行燃烧排放。	符合
		焊接烟尘：采用符合国家标准的焊接材料，减少污染物排放。	焊接烟尘：采用符合国家标准的焊接材料，减少污染物排放。	符合
	运营期	本项目管线正常工况下不排放废气；气井运营期废气主要为气井井口阀组逸散的非甲烷总烃。	管线正常工况下不排放废气；气井运营期废气主要为气井井口阀组逸散的非甲烷总烃。	符合

废水	施工期	钻井废水：收集后用于配置钻井泥浆，井场循环利用不外排。完井后无法循环的钻井废水送至全部送相关公司处置，不外排。	钻井废水：收集后用于配置钻井泥浆，井场循环利用不外排。完井后无法循环的钻井废水委托内蒙古联创恒坤环保科技有限公司处置，不外排。	符合
		生活污水：井场生活污水经生活污水暂存罐储存后，定期送往市政污水处理厂处理，不外排；管线、新建井场道路生活污水依托牧民住宅污水处理设施处置。生产废水：施工机械冲洗废水经临时沉淀池处理后用于场地洒水抑尘。	生活污水：井场生活污水经生活污水暂存罐储存后，委托榆林市蓝新环保科技有限科技公司处置，不外排；管线、新建井场道路生活污水依托附近居民家厕所处置。生产废水：施工机械冲洗废水经临时沉淀池处理后用于场地洒水抑尘。	符合
	运营期	项目不新增劳动定员，无新增生活污水。本项目运营期产生的气田水全部依托现有集气站分离后，排入集气站内的采出水罐暂存，定期由罐车拉至苏里格气田第三天然气污水处理厂处理，待相应输水管线建成后采用输水管线管输至第三处理厂处理，最终达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）水质要求后回注，不外排。	无新增劳动定员，无新增生活污水。本项目运营期产生的气田水全部依托现有集气站分离后，排入集气站内的采出水罐暂存，定期由罐车拉至苏里格气田第三天然气污水处理厂处理，待相应输水管线建成后采用输水管线管输至第三处理厂处理，最终达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）水质要求后回注，不外排。	符合
噪声	施工期	选用低噪声设备，合理安排施工活动。	选用低噪声设备，合理安排施工活动。	符合
	运营期	选用低噪声设备、基础减振等措施。	选用低噪声设备、基础减振等措施。	符合
固废	施工期	钻井泥浆：本项目采用无毒水基钻井液，生产过程中采用泥浆不落地工艺，产生的钻井泥浆大部分（95%）	钻井泥浆：本项目采用无毒水基钻井液，生产过程中采用泥浆不落地工艺，产生的钻井泥浆大部分回用于	符合

	回用于本井场钻井施工，完井后用于下一井场循环利用，剩余 5%送有资质单位进行处置。	本井场钻井施工，完井后用于下一井场循环利用，剩余部分委托鄂尔多斯市昊鑫绿科环境工程环境有限公司、内蒙古联创恒坤环保科技有限公司进行处置。	
	钻井岩屑：岩屑采用泥浆不落地技术处理后，上清液用于重新配制钻井液，回用于钻井循环使用，岩屑收集至井场固渣储存箱中，定期送往有资质的气田废弃物处理厂（鄂尔多斯市鑫祥能源再生有限责任公司）集中处置。	钻井岩屑：岩屑采用泥浆不落地技术处理后，上清液用于重新配制钻井液，回用于钻井循环使用，岩屑收集至井场固渣储存箱中，委托鄂尔多斯市昊鑫绿科环境工程环境有限公司、内蒙古联创恒坤环保科技有限公司进行处置。	符合
	压裂返排废液、放空废液：从井口逐步排入到缓冲大罐中，通过提升泵进入“沉淀装置、“气浮装置”、“过滤装置、“纳米过滤装置”处理后，95%回用至下口压裂井或者“再钻井”，剩余 5%无法处理的污水混合物送至有资质的油田废水处理厂处理（鄂尔多斯市鑫祥能源再生有限责任公司），实现大幅度减量化处置。	压裂返排废液、放空废液：从井口逐步排入到缓冲大罐中，通过提升泵进入“沉淀装置、“气浮装置”、“过滤装置、“纳米过滤装置”处理后，95%回用至下口压裂井或者“再钻井”，剩余 5%无法处理的污水混合物委托内蒙古久科康瑞环保科技有限公司、内蒙古联创恒坤环保科技有限公司、鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司处置。	符合
	废机油：采用密封油桶收集，暂存于井场新建的临时危废暂存间（每座井场 1 座，6m ² ）内，最终交由有资质的单位进行处置；废油桶：暂存于临时危废暂存间，最终交由有资质的单位进行处置。临时危废暂存间地面采用人工防渗措施（2mm 厚的 HDPE 膜）	废机油：采用密封油桶收集，暂存于井场新建的临时危废暂存间（每座井场 1 座，6m ² ）内，最终委托内蒙古奇祥再生资源有限公司进行处置；废油桶：暂存于临时危废暂存间，最终委托内蒙古奇祥再生资源有限公司进行处置。临时危废暂存间地面采用人工防渗措	符合

		渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s，同时满足防雨、防晒要求。	施（2mm 厚的HDPE膜），渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s，也满足防雨、防晒要求。	
		废防渗材料：①未沾染废矿物油的废防渗材料，收集后外售综合利用；②沾染柴油、钻机机油等油污的废防渗材料收集后交由有资质单位现场拉运处置。	废防渗材料：①未沾染废矿物油的废防渗材料，收集后外售综合利用；②沾染柴油、钻机机油等油污的废防渗材料收集后委托内蒙古奇祥再生资源有限公司进行处置。	符合
		施工废料：集中收集后作为其它工程使用。	施工废料集中收集后作为回收利用。	符合
		生活垃圾：收集后交环卫部门统一处置。	生活垃圾集中收集委托榆林市蓝新环保科技有限公司处置。	符合
		施工土石方：表土全部用于临时占地植被恢复；深层土部分用于管沟回填，剩余深层弃土用于施工作业带临时占地土地平整。	施工土石方：挖取土方全部回填，表土全部用于临时占地植被恢复，无弃土。	符合
		焊接废渣：施工单位收集后外售。	焊接废渣集中收集后外售处理。	符合
		清管废渣：施工单位收集后外售。	清管废渣集中收集后外售处理。	符合
	运行期	清管废渣、废蓄电池：清管作业产生的清管渣主要成分为矿物油，属于危险废物，PE收集桶收集后暂存于集气站的危废暂存库内，交由有资质单位处理；项目建成后井场远程传输系统维护会产生废蓄电池，废蓄电池拆卸后暂存于集气站的危废暂存库内，交由有资质单位处理。项目运营期不新增劳动	清管废渣、废蓄电池：清管作业产生的清管渣属于危险废物，经PE收集桶收集后暂存于集气站的危废暂存库内，委托内蒙古奇祥再生资源有限公司进行处置；项目建成后井场远程传输系统维护会产生废蓄电池，废蓄电池拆卸后暂存于集气站的危废暂存库内，委托内蒙古奇祥再生资源有限公司进行处置。项目运	符合

			定员，不新增生活垃圾。		营期不新增劳动定员，无新增生活垃圾。		
生态保护	施工期	井场	土地平整、覆土、井场施工结束后对场地平整、覆土。井场周边外种植沙柳 3 行，行株距为 1m×1m，同时播撒沙打旺、沙蒿等植被，同时组织养护人员定期巡检，发现植被未存活地块及时补种，保证植被的成活率。本项目改、扩建气井共计 23 口，均以单井形式计算井场临时占地面积，则本项目钻井井场植被恢复面积预计为 140714m ² ，保证植被恢复率不低于 93%。	井场施工结束后对场地平整、覆土。井场周边外种植沙柳 3 行，行株距为 1m×1m，同时播撒沙打旺、沙蒿等植被，同时组织养护人员定期巡检，发现植被未存活地块及时补种，保证植被的成活率。本项目改、扩建气井共计 5 口，均以单井形式计算井场临时占地面积，则本项目钻井井场植被恢复面积预计为 18914m ² ，植被治理率为 100%。	改建井场减少建设 18 口，井场临时占地面积减少 104400m ²		
		管线	土地平整、覆土、临时占地种植沙打旺、沙蒿等。管线沿线生态恢复采用撒播草籽的方式，恢复面积为 137576m ² 。本项目管线向管线两端延伸各 300m 长度范围内，宽度以管线中心线两侧各 6m 为准，加密种植沙蒿、沙柳等当地灌木作物对灌木林地进行恢复；加密种植乡土种如沙打旺、锦鸡儿等对沿线草地进行恢复；采用草方格固沙，草方格用沙打旺草籽等易活植被草籽对沙地进行绿化；同时组织养护人员定期	土地平整、覆土、临时占地种植沙打旺、沙蒿等。管线沿线生态恢复采用撒播草籽的方式，恢复面积为 117416m ² 。本项目管线向管线两端延伸各 300m 长度范围内，宽度以管线中心线两侧各 6m 为准，加密种植沙蒿、沙柳等当地灌木作物对灌木林地进行恢复；加密种植乡土种如沙打旺、锦鸡儿等对沿线草地进行恢复；采用草方格固沙，草方格用沙打旺草籽等易活植被草籽对沙地进行绿化；同时组织养护人员定期巡检，发现植被未存活地块及时补种，植被治理率为 100%。	管线临时面积较少 20160m ²		

			巡检，发现植被未存活地块及时补种，保证植被恢复率不低于 93%。		
	运营期	加强项目临时占地施工结束后恢复植被的养护，保证其成活率。施工结束后恢复原有土地利用功能，使植被覆盖度恢复至被占用前水平。	加强项目临时占地施工结束后恢复植被的养护，保证其成活率。施工结束后恢复原有土地利用功能，使植被覆盖度恢复至被占用前水平。		符合
	井场防渗措施	重点防渗区：危废暂存间（6m ² ）、井场柴油罐区进行重点防渗，防渗措施为底部敷设不小于 2mm 厚的 HDPE 膜进行防渗，HDPE 膜四周设置 20cm 高的围堰，该 HDPE 膜渗透系数可达 1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s，同时满足防雨、防晒要求。	危废暂存间（6m ² ）、井场柴油罐区进行重点防渗，防渗措施为底部敷设不小于 2mm 厚的 HDPE 膜进行防渗，HDPE 膜四周设置 20cm 高的围堰，该 HDPE 膜渗透系数达到 1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s，同时满足防雨、防晒要求。		符合
		一般防渗区：井场储罐区、泥浆不落地系统、移动厕所等构筑物进行一般防渗，地面防渗要求为等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s 或参照 GB16889 执行。	一般防渗区：井场储罐区、泥浆不落地系统、移动厕所等构筑物进行一般防渗，地面防渗为等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s。		符合
		简单防渗区：井场生活区、值班房等撬装野营房简单防渗区，为钢制结构，防渗性能良好。	井场生活区、值班房等撬装野营房简单防渗区，为钢制结构，防渗性能良好。		符合
依托工程	采出水处理	本项目运营期产生的气田水全部依托现有集气站分离后，排入集气站内的采出水罐暂存，定期由罐车拉至苏里格气田第三天然气污水处理厂处理，待相应输水管道建成后采用输水管道管输至第三处理厂	运营期产生的气田水全部依托现有集气站分离后，排入集气站内的采出水罐暂存，定期由罐车拉至苏里格气田第三天然气污水处理厂处理，待相应输水管道建成后采用输水管道管输至第三处理厂处理，最终达到		符合

		处理，最终达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）水质要求后回注，不外排。	《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）水质要求后回注，不外排。	
	天然气处理厂	依托现有天然气处理厂 1 座（第三天然气处理厂）。	依托	符合
	集气站	依托现有集气站 3 座（苏 53-1 集气交接站、苏 53-2 集气交接站、苏 53-3 集气站）。	依托	符合

3.2.2 穿越工程

本项目管线穿越工程情况见表 3.2.2-1。

表 3.2.2-1 采气管线主要穿越工程

序号	管线名称	穿越名称	位置	穿越长度(m)	备注
3#	苏 53-64-70 至苏 53-66-60H	土路	108°31'18", 39°14'22.04"	5	大开挖穿越
4#	苏 53-54-81 至苏 53-49-72 三从	土路	108°32'25.68", 39°18'59.81"	5	大开挖穿越
10#	苏 53-54-46H 至苏 53-52-46	土路	108°27'12.75", 39°17'56.45"	5	大开挖穿越
11#	苏 53-54-51H 碰苏 53-54-53	土路	108°28'19.01", 39°17'47.97"	5	大开挖穿越
8#	苏 53-83-36 至苏 53-82-37H	土路	108°25'7.23" , 39°07'42.89"	5	大开挖穿越
5#	苏 53-64-22 至 66 排 3# 阀井	土路	108°21'51.29", 39°13'58.29"	5	大开挖穿越
1#	苏 53-57-40 至 62 排 9# 阀井	土路	108°26'3.63" , 39°16'2.57"	5	大开挖穿越
16#	苏 53-62-45H 至 62 排 12# 阀 井	土路	108°27'13.24", 39°14'57.43"	5	大开挖穿越

3.2.3 公用工程

3.2.3.1、给排水

(1) 施工期给排水

本项目用水主要分为钻井工程用水、管线、道路工程用水，本项目总用水量为 7738.49m³。

1) 钻井工程给排水

①钻井给排水生产用水主要为钻井工程用水。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(≤2km)的钻井废水产污系数为 54.94t/100m，普通气井(2-4km)的钻井废水产污系数为 46.41t/100m，普通气井(≥4km)的钻井废水产污系数为 52.64t/100m。项目直井平均

井深 3500m，水平井平均井深 4800m，侧钻水平井侧向钻进长度为 1300m，钻井废水回用率按 95%估算，则项目单井（直井）钻井废水产生量为 $(2000\text{m} \times 54.94\text{t}/100\text{m} + 1500\text{m} \times 46.41\text{t}/100\text{m}) \times (1-95\%) = 89.74\text{m}^3$ ，单井（水平井）钻井废水产生量为 $(2000\text{m} \times 54.94\text{t}/100\text{m} + 2000\text{m} \times 46.41\text{t}/100\text{m} + 800\text{m} \times 52.64\text{t}/100\text{m}) \times (1-95\%) = 122.41\text{m}^3$ ，单井（侧钻水平井）钻井废水产生量为 $(1300\text{m} \times 54.94\text{t}/100\text{m}) \times (1-95\%) = 35.71\text{m}^3$ 。本项目新建 2 口直井、1 口水平井和改建 2 口侧钻水平井，则钻井废水总产生量为 373.31m³。钻井废水经收集后用于配置钻井液，井场循环利用不外排。钻井废水产生量按照钻井用水量的 80%计，则施工期钻井生产用水量为 466.64m³。

②压裂给排水

根据现场类比调查，苏里格气田气井单口注采直井配压裂液用水量为 300m³，单口注采水平井、侧钻水平井配压裂液用水量为 500m³，本工程建设 2 口注采直井、2 口侧钻水平井和 1 口水平井，配压裂液用水量为 2100m³。钻井完井后，本工程采用常规压裂液方式对储层进行改造，改造完成后，会有压裂返排液产生，根据建设单位提供日常压裂数据可知，单口注采水平井、侧钻水平井压裂返排液产生量为 200m³，单口注采直井压裂返排液产生量为 150m³，则压裂返排液总产生量为 900m³，经沉淀处理后委托内蒙古久科康瑞环保科技有限公司、内蒙古联创恒坤环保科技有限公司、鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司处置。

③放空废液

注采井试气作业中，天然气通过井场放喷燃烧罐燃烧排放，试气阶段天然气内含杂质，天然气放空过程中会有废液产生，单口注采直

井、水平井和侧钻水平井放空废液产生量均约 10m^3 ，本工程建设 2 口注采直井、2 口侧钻水平井和 1 口水平井，共产生放空废液 50m^3 ，与压裂返排液一并委托内蒙古久科康瑞环保科技有限公司、内蒙古联创恒坤环保科技有限公司、鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司处置。

④施工人员生活给排水

钻井场人员数量平均为 37 人，施工人员生活用水按照《内蒙古自治区地方标准行业用水定额》（DB15/T385-2020）城镇居民用水定额 $90\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ （50 万以下中小城市）计，则单口气井施工人员生活用水量为 $3.33\text{m}^3/\text{d}$ ，项目直井钻井作业期为 45d，水平井钻井作业期为 90d，侧钻水平井钻井作业期为 65d，钻井期生活用水量为 5144.85m^3 。

钻井施工期生活污水产生量按照生活用水量的 80% 考虑，则本项目钻井施工期生活污水产生量 4115.88m^3 ，生活污水在各施工场地生活污水暂存罐储存后，委托榆林市蓝新环保科技有限公司处置。

2) 管线、道路施工给排水

本项目采气管线采用空气试压，管线、道路施工用水主要为施工生活用水。施工人员生活用水采用罐车从附近散户居民家中现有供水井拉运的方式供给。项目不设施工营地，施工人员用水主要为施工人员盥洗用水，施工过程中施工队人员约为 10 人，每天工作 8h，夜间不施工，施工期 90d，参考《内蒙古自治区行业用水定额》（DB15/T385-2020），城镇居民用水定额 $90\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ （50 万以下中小城市），由于本项目不设施工营地，因此施工人员的生活用水取 $30\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ ，则项目施工期施工人员总用水量为 27m^3 。

管线施工人员生活污水产生量取用水量的 80%，则项目管线施工人员生活污水产生量为 21.6m^3 ，生活污水依托附近居民家厕所处置。

3.2.3.2 自控工程

每座井场设置 1 套井场 RTU，采集井场生产数据并通过通信专业数传设备将所有生产数据传送至上位管理系统，在该上位管理系统实现对所辖井场的监控。主要完成的监控内容有：①井口油压及套压监测；②井口天然气温度、压力、瞬时流量、累积流量监测；③工艺专业井口高低压紧急关断阀运行状态监视及远程手动关阀控制。

3.2.3.3 通信工程

井口的数据通过全数字数传电台上传到集气站监控中心，并进入集气站计算机系统，再通过已有的光纤信道，将数据上传到采气厂监控中心，实现对气田集气站的全部集中监控和管理。

3.2.3.4 供配电

本项目施工期设备用电依托施工队伍配套的柴油发电机。运营期各井场自控和通信系统均采用太阳能供电系统。

3.2.3.5 供暖

本项目井场为无人值守，不设供暖设施。

3.2.3.6 工艺流程及排污节点

1、钻井工艺

钻（完）井工程基本作业程序包括井场准备、钻井、井下作业和采气等生产步骤，具体钻井工艺流程如下：

①井场准备

井位确定后在钻井前需进行井场准备工作，井场准备包括场地平整、搭建钻井平台等。前期场地准备完毕后，钻井设备由汽车运至井场安装，打好安装钻机的基础并安装井架和钻机，准备钻井，钻井过

程中钻机需使用大功率柴油发电机提供电力。

② 钻井

A、钻井方式和时间

根据苏里格气田气藏的地理、地质特征及气井产能大小和开发井网设计，开发井多选择为直井，采用分段钻探方式（一开和二开）钻井。单口直井钻井到完井一般所需钻井周期为 45d，单口水平井钻井周期为 90d，单口侧钻水平井钻井周期为 65d。

B、工艺流程

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

直井钻井分为两个井段，第一阶段为地表至一开井段，这一过程需要加入水基钻井液。钻井液经管线注入钻杆，通过钻杆到达钻头进入切削层面；钻杆上连有螺旋输送装置，通过钻头而切下的岩屑与钻井液混合通过螺旋输送装置到达地面；第二阶段为一开井段至目的层，钻井液注入方式与第一阶段相同。

水平井钻井分为三个井段：第一阶段为地表至一开井段，这一过程需要加入钻井液。钻井液经管线注入钻杆，通过钻杆到达钻头进入切削层面；钻杆上连有螺旋输送装置，通过钻头而切下的岩屑与钻井液混合通过螺旋输送装置到达地面；第二阶段为一开井段至二开井段，钻井液注入方式与第一阶段相同；第三阶段为二开井段至三开井段，钻井液注入方式与第一阶段相同。

侧钻水平井共一个阶段：是利用现有井垂直井眼，在油气层上部某处进行套管开窗，定向侧钻完成的小井眼水平井。开窗、定向钻过程暂需要加入钻井液。钻井液经管线注入钻杆，通过钻杆到达钻头进

入切削层面；钻杆上连有螺旋输送装置，通过钻头而切下的岩屑与钻井液混合通过螺旋输送装置到达地面

以上阶段产生的岩屑和钻井泥浆利用振动筛分，分离的钻井泥浆经废液储存罐处理后再次通过泥浆泵进入气井。整个过程循环进行，不断加深进尺，直至目的井深。钻井中途会停钻，以起下钻具、更换钻头、检修设备等。钻井作业示意图见图 3.2-1。

天然气钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开防喷管线阀门泄压，即事故放喷。事故放喷状态下，将放喷管置于放喷燃烧罐内，通过放喷管线燃烧排放。事故放喷时间短，属临时排放。

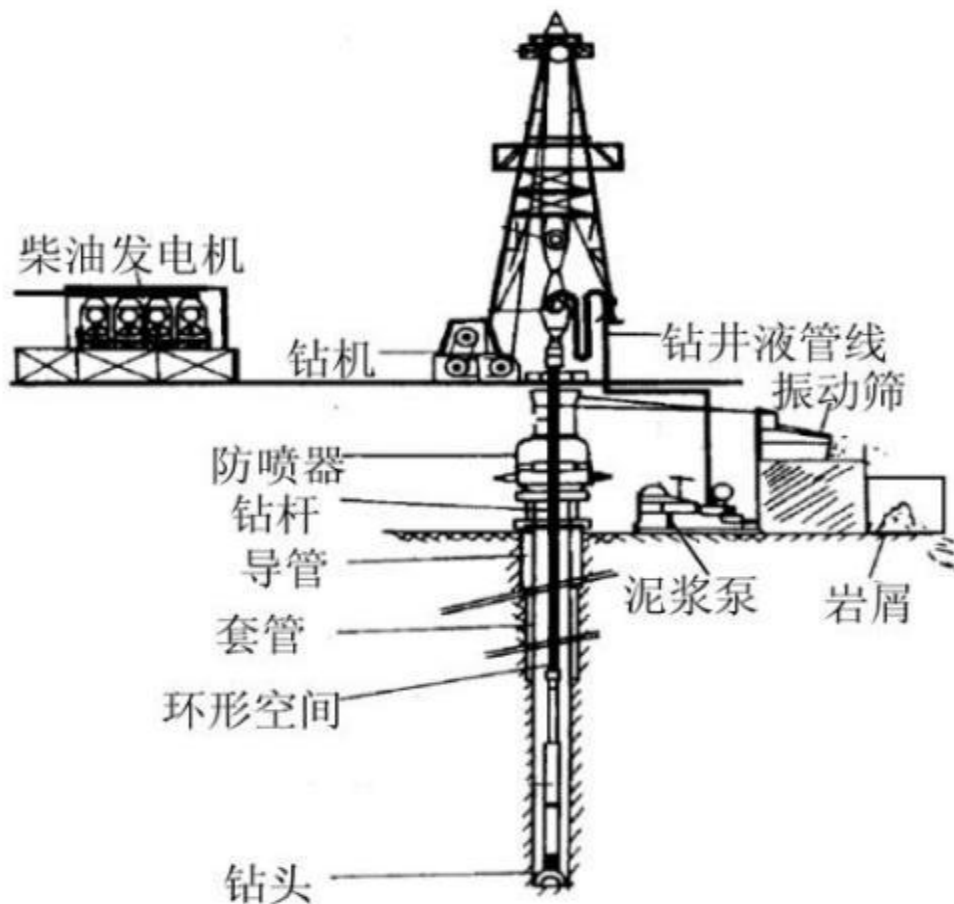


图 3.2-1 钻井作业示意图

③固井

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

A、下套管

钻机到达一开井段后需要下放表层套管，在下次开钻之前，表层套管上要装防喷器预防井喷，防喷器之上要装泥浆导管。此时需要第一次固井，固井液通过管线沿井壁输入。钻机从一开井段钻到目的层后，下放气层套管（气层套管相对于表层套管直径小一些，并且嵌入表层套管），气层套管主要起到稳定井壁，同时为天然气输送提供通道。此时的第二次固井方式与第一次相同。

B、注固井液

注固井液的作用是将套管和井壁封固起来，使套管成为油气通向井口的通道，本项目采用水泥浆作固井液。固井的工艺流程为：水泥经供灰罐落入下灰漏斗，在水力喷射管内与水混合形成水泥浆，再经固井泵加压通过管线注入气井。注固井液的过程见图 3.2-2。

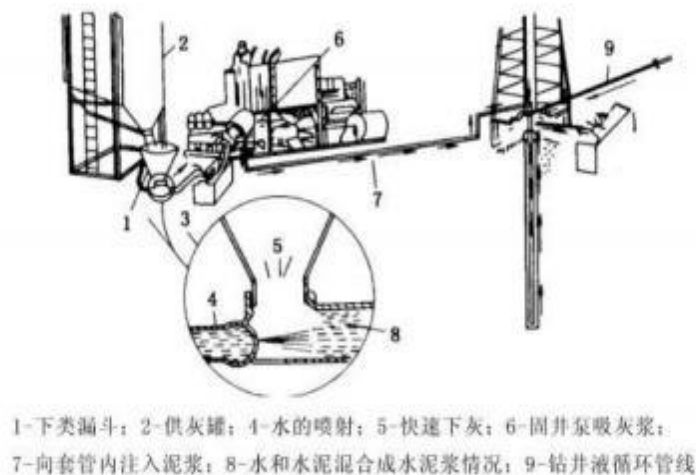


图 3.2-2 注固井液作业示意图

C、井口安装和套管试压

下套管注固井液之后，在水泥凝固期间安装井口，并进行声幅测井、套管试压，以检测固井质量。固井质量的全部指标合格后才能进入完井测试阶段。

④井下作业

井下作业是进行采气生产的重要手段之一。一般在采气井投产前及投产以后进行，主要包括洗井、试压、射孔完井、井下压裂等过程。

A、洗井、试压

通过提升设备将采气管柱下入钻井已经交付的井筒内对钻井套管是否有变形进行检验，用 700 型水泥车将准备好的清水通过套管环空注入，采气管柱返出的方式将套管内钻井遗留的泥浆压井液返替出地面，保持井筒内干净无杂物，并进行套管试压，验证套管无破损，确保后期压裂施工对其他非目的层无污染。

B、射孔完井

钻井固井结束后，采用电缆传输正压在底层射孔，射孔弹射穿套管、水泥环并穿至气层某一深度，建立起天然气流通道，称做射孔。钻井采用 51/2"、95/8" 套管完井，51/2" 套管选择 102 射孔枪 127 射孔弹，95/8" 套管选择 127 射孔枪 127 射孔弹。射孔参数 60° 相位角，螺旋布孔，孔密 16 孔/m。射孔液采用 KCl 溶液，配方为：清水 + KCl + 1.5% KCS-18（粘土稳定剂）+ 1.5% HV-CMC（增粘剂）+ 1000ppm ZBL-98 缓蚀剂 + 500ppm DW-3 杀菌剂，其密度 1.04 ~ 1.08g/cm³。

C、压裂

压裂是气田开采常见的增产措施，利用高压泵，通过井筒向含气层挤注具有较高粘度的压裂液，当注入压裂液的速度超过含气层的吸

收能力时，则在井底含气层上形成很高的压力，当这种压力超过井底附近含气层岩石的破裂压力时，含气层将被压开并产生裂缝。这时，继续不停地挤注压裂液，裂缝就会继续向含气层内部扩张。为了保持压开的裂缝处于张开状态，接着向含气层挤入带有支撑剂（高强度陶粒）的携砂液，携砂液进入裂缝之后，一方面可以使裂缝继续向前延伸，另一方面可以支撑已经压开的裂缝，使其不致于闭合。再接着注入顶替液（同第一次加入压裂液），将井筒的携砂液全部顶替进入裂缝，用石英砂将裂缝支撑起来。最后，注入的高粘度压裂液会自动降解排出井筒之外，在含气层中留下一条或多条长、宽、高不等的裂缝，使含气层与井筒之间建立起一条新的流体通道。采取压裂措施之后，天然气井的产量一般会大幅度增长。

针对苏里格气田储层地质特征，项目压裂采用机械式封隔器分层压裂工艺，选择水基（0.40%羟丙基胍胶）压裂液体系，支撑剂选用0.425~0.85mm陶粒，储层压裂改造以形成具有导流能力的水力裂缝为主，由于该区气层压力系数较低，采用前置液伴注液氮工艺助排。所谓机械式封隔器分层压裂工艺是指利用不压井、不放喷井口装置，将压裂管柱及其配套工具下入井内预定位置，实现不压井、不放喷作业。当压完第一层（最下一层）后，通过投球器和井口球阀分别投入不同直径的钢球进行打滑套，逐次将滑套憋到已用喷砂器内堵死水眼，打开上部喷砂器通道，然后依次再进行压裂。当最后一层替挤完后，关井口闸门，拆除压裂设备。

D、返排（测试放喷）

压裂设备撤离现场后，井口安装压力表，读取井筒油套压力，采用4mm、6mm、8mm、10mm油咀控制放喷，直至压裂液返出地面，天然气在地面点火罐内燃烧，关井后油套压力基本相等为试气作业结

束。

本工程使用无毒水基胍胶压裂液，减少了对环境的危害，压裂作业过程中返排的压裂返排液由井筒排出，全部装入现场储液罐内，收集后定期送当地有资质的天然气废弃物处理厂集中处理。

⑤采气

从目前对苏里格区块的开采方式来看，井下节流技术的应用确保了气田的正常生产，因此在开采初期采用井下节流技术来控制井口压力和防止水合物生成是一种有效的措施，井下节流可以满足项目区块无水期开采的需要。针对后期气井见水后的采气工艺，通过对各种排水采气工艺的适用条件及优缺点，推荐应用泡排排水采气工艺和柱塞排水采气工艺。完井作业后，气井具备生产条件后，安装生产采气树，连接采气管线，由管线输送至集气站投产运行。同时，对井场钻恢复原地貌和植被，做到“工完、料尽、场地清”。

钻井期工艺流程见图 3.2-3。

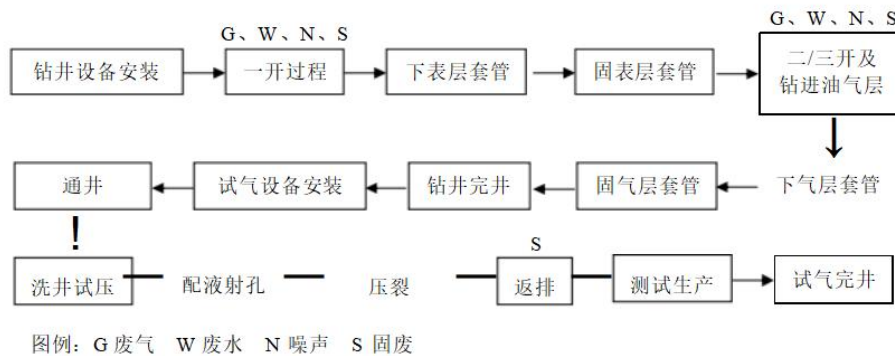


图 3.2-3 钻井工程工艺流程图

(3) 清洁生产措施

1) 表层至 500m 地层采用清水钻井，仅加入少量的膨润土，确保对区域有意义的含水层的保护，同时 500m 以下采用水基钻井泥浆，主要成分中除 Na_2CO_3 水溶液水解呈碱性，具有一定的腐蚀性外，该钻井泥浆基本为无毒性泥浆，广泛应用于苏里格气田。

2) 作业井场将钻井液再生处理，对废泥浆及岩屑全部外运集中处置，钻井废水全部用于配置钻井液，不外排，剩余无法回用的部分交由有处理资质的气田废弃物处理厂处置。

3) 加强井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发，对设备的选型设计充分考虑其承受的压力，设备装置密闭性能高，杜绝烃类气体跑冒等无组织排放。

4) 对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

5) 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。

6) 使用无毒水基压裂液，减少了对环境的危害。

7) 试气作业采取防喷、防泄漏等有效措施，防止氮气泄漏。

2、管线工程

(1) 清理场地

管道施工前，首先要对施工作业带进行清理和平整，以便施工人员、车辆和机械通行、作业。在施工带清理过程中，施工带范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。

(2) 管沟开挖

管道施工采取分层开挖、分层堆放、分层回填的方式，开挖过程中表土单独堆放，回填时把原有表土回填到开挖区表层，以利于恢复植被的生长。施工结束后，对管道沿线开挖处进行平整、恢复地貌，并进行植被恢复。复植的绿色植物应优先选择当地物种，并加强养护，提高成活率。管道沿线恢复植被时应选用浅根植物，以防止植物根茎穿破管线防护层。本项目管沟为倒梯形，沟底宽度约 1m，地表开挖宽度为 2m，深 1.9m。开挖管沟是建设施工期对生态环境构成影响的

最主要活动。本项目管道主要采用沟埋方式敷设，管沟深 1.9m，沟底宽度约 1m，地表开挖宽度为 2m。施工中整个施工带范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是在开挖管沟约 1~3m 的范围内，植被破坏严重，开挖管沟造成的土体扰动将使土壤的结构、组成及理化特性等发生变化，进而影响土壤的侵蚀状况、植被的恢复等。

在开挖地表、平整土地时，尽可能将表土堆在管沟一侧，施工完毕，应尽快整理施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被；临时表土堆放采取编织袋挡土墙临时拦挡，定期洒水抑尘。

（3）穿越

项目建设过程中需穿越道路 2 次，均为乡村道路，采用开挖方式穿越，穿越时采用套管埋地敷设，套管顶至路面不小于 1.5m。铺设完成后对开挖管沟进行回填，并对回填部位压实，恢复道路原有状态。

（4）管道组装与焊接

本工程所用管道从厂家外购时已进行管道防腐，现场施工时除管道焊接接口外不另进行管道的防腐处理。在作业、拖运及安装过程中均采取预防损伤措施，避免凿伤或划伤管道外绝缘防腐层。

管道组装前将管内污物清理干净，并将管端 20mm 以内的浮锈、熔渣等清理干净，并不得有裂纹、夹层等缺陷。管道组焊方式采用沟上焊接，管道焊接均采用氩弧焊打底，填充和盖面采用一般手工电弧焊。管道组装焊接按《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2006）10.1 和 10.2 的规定执行。

管道焊接采用多层焊接，施工时层间熔渣清理干净并进行外观检查，合格后方进行下一层焊接，焊接工艺评定试件应尽量符合工程施工时现场的自然条件；在其评定合格后，施工单位应编制相应焊接工艺规程；然后按焊接工艺规程进行现场组焊。焊接工艺评定应按《钢

质管道焊接及验收》（SY/T4103-2006）的有关规定执行。

不合格的焊缝应进行质量分析，确定处理措施，同一部位只能修补一次，返修后仍按规定方法进行检查。由于焊口处的防腐为管道外防腐层的薄弱环节，环焊缝补扣采用聚乙烯热收缩套(带)+聚乙烯热收缩套(带)。管道组装具体步骤如下：

①清除钢管内的积水、尘土、小石子等杂物；

②管道转角应符合设计要求。当设计无规记时，管道转角小于或等于 3° 时，宜采用弹性敷设；转角大于 3° 时，应采用弯头（管）连接；

③直管相邻环焊缝间距应大于管径的 1.5 倍且不应小于 100mm；

④组对时钢管的直管焊缝应错开，错开距离不应小于 100mm 的弧长；

⑤下班前应将组焊完毕的管道端口临时封堵。

（5）下管入沟

根据管道沿线的地形、地貌、工程地质、水文地质及气候条件，一般地段管道采取直埋敷设方式。一般地段管沟开挖时输气管道最小埋深（管顶至自然地坪） $\geq 1.5\text{m}$ ；管道通过岩石层埋深不得低于 1.0m，并回填细软砂土至管顶以上 0.3m。输气管道穿越公路时采用套管埋地敷设，套管顶至路面不小于 1.5m，管线外防腐采用三层 PE 加强级防腐。

（6）管道清管、试压

由于本项目单条管线长度较短，管道在下沟后，进行一次性试压，在安装前对管道进行清扫。管道须进行强度试验和严密性试验。本工程采用试压车（车载式空压机）进行空气试压，试验压力一般为设计压力的 1.5 倍。试压时缓慢升压，达到试验压力后维持 10 分钟，

再将试验压力降至 0.38MPa 后维持 30 分钟，以压力不降无渗漏为合格，强度试压合格后才能进行严密性试压。

(7) 覆土回填、地貌恢复

以上作业完成后，应及时回填开挖的管沟，拆除施工过程中的临时设施，对施工作业带遗留的废弃碎石等进行清理，对因施工活动导致硬化的地面进行翻松，然后将表土回填在地表，将施工对生态系统的影响降至最低。按照绿化设计方案对临时占地和永久占地周边可绿化部分进行植被恢复，恢复临时占地原有的生态功能，以减少对周围植被的影响，采用自然恢复与播种相结合的方式，由于管线两侧 5m 范围内不得种植深根植物，因此撒播选择乡土种、优势种中浅根植物，如紫花苜蓿、沙蒿等进行植被恢复。对于临时占地为沙地的，采用草方格固沙，草方格用紫花苜蓿、沙蒿等植物制作，尺寸为 1m×1m，草方格上草籽播密度不低于 30kg/hm²。组织养护人员定期巡检，发现植被未存活地块及时补种，保证植被的成活率。植被恢复工作必须在雨季到来之前形成较好的生长态势，避免因地表裸露产生水土流失而影响恢复效果。

3.3 污染源分析

本次验收主要污染产生于施工期的地面工程建设过程等产生的废水、废渣、废气、噪声等要素。对本项目主要环境影响因素进行调查,具体工程施工期和试运行期各环境要素影响分析详见各要素环境影响调查内容。

3.3.1大气环境

(1) 施工期

项目施工期产生的废气主要有施工扬尘、机械车辆尾气、试气废气、焊接、补口废气。

(2) 运营期

项目运营期间,井场无组织非甲烷总烃逸散,对周围大气环境影响很小。

3.3.2水环境

(1) 施工期

项目施工期水污染源主要为钻井废水、生活污水、压裂返排液、放空废液、施压废水。

(2) 运营期

项目运营期采出水在相应集气站处理,不会对周围水环境产生影响。

3.3.3固体废物

(1) 施工期

项目施工期产生的固体废物主要有钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、废油桶、废防渗材料、施工废料、施工人员产生的生活垃圾。

(2) 运营期

本项目运营期不新增劳动定员,不新增生活垃圾。本项目运营期产生废蓄电池暂存在集气站危废暂存间。

3.3.4 声环境

(1) 施工期

项目噪声主要为施工机械噪声。

(2) 运营期

项目运营期不产生噪声，因此，本项目不会对周围环境产生影响。

3.4 工程主要变动内容

根据《环保部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）“建设项目的性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施五个因素中的一项或一项以上发生重大变动，且可能导致环境影响显著变化（特别是不利环境影响加重）的，界定为重大变动。属于重大变动的应当重新报批环境影响评价文件，不属于重大变动的纳入竣工环境保护验收管理”。

规模：

1. 线路或伴行道路增加长度达到原线路总长度的 30%及以上。
2. 输油或输气管道设计输量或设计管径增大。

地点：

3. 管道穿越新的环境敏感区；环境敏感区内新增除里程桩、转角桩、阴极保护测试桩和警示牌外的永久占地；在现有环境敏感区内路由发生变动；管道敷设方式或穿跨越环境敏感目标施工方案发生变化。

4. 具有油品储存功能的站场或压气站的建设地点或数量发生变化。

生产工艺：

5. 输送物料的种类由输送其他种类介质变为输送原油或成品油；

输送物料的物理化学性质发生变化。

环境保护措施：

6.主要环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低。

本次验收从建设项目的性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施五个方面以及项目可能导致的环境影响变化情况分析项目变动情况。

3.4.1性质变动情况

本项目环评时期与验收时期性质均为改、扩建，未发生变化，不属于重大变动。

3.4.2规模变动情况

项目主要建设内容规模变动情况为减少 18 口改建气井、管线长度减少 2520m，管径没有变化。

根据《环境保护部办公厅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）中《五、油气管道建设项目重大变动清单（试行）》：“规模：1、线路或伴行道路增加长度达到原线路总长度的 30%及以上。2、输油或输气管道设计输量或设计管径增大，属于重大变动”。

本项目管线建设规模未变大，不属于重大变动。

3.4.3地点变动情况

本次验收范围内实际建设地点与环评中项目建设地点一致，不属于重大变动。

3.4.4生产工艺变动情况

本项目中生产工艺与环评时期一致，不属于重大变动。

3.4.5环境保护措施变动情况

本项目未新增环境敏感目标，主要环境保护措施或环境风险防范

措施未弱化或降低，不属于重大变动。

四、环评报告书及审批文件回顾

4.1 环境影响报告书内容摘要及主要结论

4.1.1 项目概况

中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司 2023 年苏 53 区块第二批产能建设项目位于鄂尔多斯市鄂托克旗境内。本项目改、扩建气井共 23 口（其中新建 3 口气井、改建 20 口气井），新建井场进场道路 1219m，新建 19 条天然气采气管线，采气管线全长 17197m。

4.1.2 产业政策符合性

(1) 与《产业结构调整指导目录（2019 年本）》的符合性分析
项目对照《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，属于其中鼓励类的第七项“石油、天然气”中的第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”，项目建设符合国家及地方产业政策。

(2) 与《内蒙古自治区限制开发区域限制类和禁止类产业指导目录（2016 年本）》（内政办发〔2016〕127 号）的符合性分析。

项目对照《内蒙古自治区限制开发区域限制类和禁止类产业指导目录（2016 年本）》（内政办发〔2016〕127 号），本项目所在区域不在其限值开发区域内。

(3) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）的符合性

《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）要求	本项目情况	是否符合	
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。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。	项目为天然气开采，坚持天然气开发与环境保护并举，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。项目以清洁柴油为燃料，采用高效能柴油发电机作为施工期钻井动力来源，减少废气污染物的排放。项目采用泥浆不落地工艺，上清液用于配置钻井液循环利用，钻井岩屑经泥浆不落地工艺处理后分段暂存固渣储存箱，定期拉运至有资质的气田废弃物处置单位处理；压裂返排液和放空废液经沉淀、处理达到回用条件后回用于同一井场区域中下一口井压裂液配置，回用率可达 70%，剩余无法回用的 30%，定期送有资质的气田废弃物处理厂集中处理。施工期结束后通过对临时占地的植被恢复，减缓项目占地对区域植被及生态环境的影响，实现绿色发展。	是	
生态保护	<p>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。</p> <p>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。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。</p>	<p>项目气井布置多为丛式井组，部分井场采用水平井等钻井技术，减少了废物产生和占地。</p> <p>施工期结束后通过对临时占地及时进行植被恢复，减缓项目占地对区域植被及生态环境的影响。加强对设备的日常管理和维护，减少设备、管线跑冒滴漏，合理利用站场现有监控井，并设置地下水水质监测井，加强对开发区域地下水监控，防止对地下水造成污染。</p>	是
污染治理	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。	项目钻井泥浆进入泥浆不落地工艺处理，经处理后上清液用于配制钻井液回用，完井后剩余泥浆拉至下一个井场使用，下层废渣与岩屑暂存于固渣储存箱，定期拉运至有资质的气田废弃物处置单位处理；压裂返排液和放空废液经沉淀、处理达到回用条件后回用于同一井场区	是

	域中下一口井压裂液配置，回用率可达70%，剩余无法回用的30%，定期送有资质的气田废弃物处理厂集中处理。	
--	--	--

(4) 与生态环境部 2019 年 12 月发布的《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）的符合性分析

《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）中相关要求摘录	本项目情况	符合性
<p>(一) 各有关单位编制油气发展规划等综合规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。</p>	<p>2012 年中国石油长庆油田公司委托先地质矿产研究所编制《中国石油长庆油田公司苏里格气田西区 70 亿立方米开发规划环境影响报告书》，2012 年 12 月 31 日有内蒙古自治区环境保护厅以内环审[2012]274 号对该项目进行批复</p>	<p>符合</p>
<p>(二) 油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报。涉及海洋油气开发的，应当通报生态环境部及其相应流域海域生态环境监督管理局。</p>	<p>2012 年中国石油长庆油田公司委托先地质矿产研究所编制《中国石油长庆油田公司苏里格气田西区 70 亿立方米开发规划环境影响报告书》，2012 年 12 月 31 日有内蒙古自治区环境保护厅以内环审[2012]274 号对该项目进行批复</p>	<p>符合</p>

<p>(三) 规划环评应当结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护地、生态保护红线管控等要求,切实维护生态系统完整性和稳定性,明确禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因素,提出油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序等优化建议,合理确定开发方案,明确预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实“三线一单”(生态保护红线,环境质量底线,资源利用上线,生态环境准入清单)管控要求,页岩气等开采应当明确规划实施的水资源利用上限。涉及自然保护地、生态保护红线的,还应当符合其管控要求。在重点污染物排放总量超过国家或者地方规定的总量控制指标区域内,应当暂停规划新增排放该重点污染物的油气开发项目。在具有重大地下水污染风险的地质构造区域布局开发项目应当慎重,确需开发的,应当深入论证规划实施的环境可行性,采取严格的环境风险防范措施。</p>	<p>规划环评结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护地、生态保护红线管控等要求,切实维护生态系统完整性和稳定性,明确了禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因素,提出油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序等优化建议,合理确定开发方案,明确预防和减轻不良环境影响的对策措施。为避让木肯淖儿水源地保护区,中国石油长庆油田苏里格气田开发分公司以长油苏函[2014]22号调整了苏53区块范围,苏53区块气田靠近水源地一侧的范围边界定为水源地保护区边界外延2km。</p>	<p>符合</p>
<p>(四) 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。滚动开发区域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。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性。</p>	<p>项目全部位于苏53区块范围内,项目以区块为单位开展环评,改、扩建单井、新建管线工程。项目环评深入评价项目建设、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。滚动开发区域产能建设项目环评文件中还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了有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,论证了其可行性和有效性。</p>	<p>符合</p>

<p>(五) 未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入油气开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气开发工程调整井项目，实施环境影响登记表备案管理。</p>	<p>本项目为苏 53 区块产能建设项目，项目环评以区块形式开展。</p>	<p>符合</p>
<p>(七) 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。</p>	<p>项目钻井废水经收集后用于配置钻井液，井场循环利用不外排，剩余无法回用的部分交由有处理资质的气田废弃物处理厂处置。施工人员生活污水经生活污水暂存罐储存后，定期送政府指定市政污水处理厂进行处理，不外排。项目运营期气田采出水，全部依托现有集气站分离后，排入集气站内的采出水罐暂存，定期由罐车拉至苏里格气田第三天然气污水处理厂处理，待相应输水管线建成后采用输水管线管输至第三处理厂处理，最终达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）水质要求后回注，不外排，无新增生活污水，不涉及水污染物总量。</p>	<p>符合</p>

<p>(八) 涉及废水回注的, 应当论证回注的环境可行性, 采取切实可行的地下水污染防治和监控措施, 不得回注与油气开采无关的废水, 严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前, 回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(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。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息, 涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。</p>	<p>项目钻井废水经收集后用于配置钻井液, 井场循环利用不外排, 剩余无法回用的部分交由有处理资质的气田废弃物处理厂处置。气田采出水依托第三处理厂现有回注井回注, 报告论证了回注的环境可行性, 采取了切实可行的地下水污染防治和监控措施, 不回注与油气开采无关的废水, 回注的采出水经处理并符合新发布的行业标准《气田水回注技术规范》(Q/SY01004-2016)后依托现有回注井回注。本项目依托第三处理厂现有回注井回注, 回注井的建设符合《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)要求。报告中已介绍钻井液、压裂液各组份物质相关信息, 项目采用无毒水基钻井液和压裂液。</p>	<p>符合</p>
<p>(九) 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。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施, 提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物, 应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究, 重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响, 分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求, 促进固体废物合理利用和妥善处置。</p>	<p>项目均采用水基钻井液, 钻井泥浆、岩屑采用泥浆不落地技术处理后, 上清液用于重新配制钻井液, 循环使用不外排。岩屑收集至井场4个30m³的固渣储存箱中, 定期拉运至有资质的气田废弃物处置单位处理。压裂返排液和放空废液经沉淀、处理达到回用条件后回用于同一井场区域中下一口井压裂液配置, 回用率可达70%, 剩余无法回用的30%定期送有资质的气田废弃物处理厂集中处理; 废机油、废油桶、沾染矿物油的废防渗材料和烧碱废包装袋收集后暂存于移动式危废库内, 完井后一起交当地有资质单位处理。</p>	<p>符合</p>

<p>(十) 陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。</p>	<p>本项目落实管线巡护制度，极端天气加强巡护力量与频次；定期开展隐患排查，尤其加强特殊时段的隐患排查，消除潜在风险；加强管线、井场设施腐蚀监测，预防腐蚀泄漏；施工期间加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生；加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡；在运营期间定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对安全保护设施，如截断阀、安全阀系统等进行检查，使设备在超压时能够得到安全处理，在设备泄漏时能够及时截断上下游管段，以减少事故时的释放量，使危害影响范围减小到最低。综上所述本项目对设备泄漏、非正常工况排放进行了有效管控。</p>	<p>符合</p>
<p>(十一) 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。</p>	<p>项目施工期尽量减少占地、合理安排工期缩短施工时间，选择合理的施工方式，施工期废气、废水、噪声、固废均采取了有效的防治措施。钻井和压裂设备采用高标准的清洁柴油，减少废气排放。施工期选用低噪声设备，高噪声设备远离居民区，柴油发电机排放筒朝向避开居民区方向，避免噪声扰民。施工结束后及时进行生态恢复，降低生态环境影响。</p>	<p>符合</p>
<p>(十二) 陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场</p>	<p>本项目管线路径未经过环境敏感区，管线布设尽量远离沿线居民。</p>	<p>符合</p>

<p>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。</p>		
<p>(十四) 油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。</p>	<p>中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司已制定《中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司突发事件综合应急预案》及个专项应急预案，本项目纳入企业应急预案体系中统一管理。本项目建成后需修订应急预案的要求并进行备案。</p>	<p>符合</p>
<p>(十五) 油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。</p>	<p>中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司已建立 HSE 管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。本项目纳入中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司管理体系统一管理。</p>	<p>符合</p>
<p>(十八) 建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目，其相应的环境保护设施应当分期验收。</p>	<p>本项目建设完毕后将开展建设项目竣工环境保护验收工作</p>	<p>符合</p>

<p>(十九) 陆地区块产能建设项目实施后，建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，发现问题应及时整改。项目正式投入生产或运营后，每 3-5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外。</p>	<p>本次评价对环境空气、地下水、生态、土壤提出了跟踪监测计划，现有工程与 2021 年已开展了环境影响后评价。</p>	<p>符合</p>
<p>(二十) 工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）的要求，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。海洋油气勘探开发活动终止后，相关设施需要在海上弃置的，应当拆除可能造成海洋环境污染损害或者影响海洋资源开发利用的部分，并参照有关海洋倾倒废弃物管理的规定进行。拆除时，应当编制拆除环境保护方案，采取必要的措施，防止对海洋环境造成污染和损害。</p>	<p>本项目环评对闭井期提出了闭井期环境保护要求。管线退役后将进行封堵。</p>	<p>符合</p>
<p>(二十一) 油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。</p>	<p>本项目环评进行了网站、报纸、张贴公示，并附报告全文链接。</p>	<p>符合</p>

5) 与《鄂尔多斯市天然气开发生态环境保护条例》符合性分析

保护条例中相关要求摘录	本项目情况	符合性
-------------	-------	-----

<p>第九条天然气开发建设项目污染防治设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。</p>	<p>本次环评要求建设项目污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用</p>	<p>符合</p>
<p>第十条天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案并报生态环境主管部门备案；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；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。</p> <p>天然气开发过程中，因发生事故或者其他突发性事件，造成或者可能造成环境污染的，开发单位应当立即采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报可能受到污染危害的单位和居民，并向发生地生态环境主管部门和有关部门报告。</p>	<p>企业已建立应急预案，本项目建成后建设单位应重新修订应急预案，将本次工程纳入应急预案体系，并报生态环境主管部门备案；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；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。</p> <p>事故状态下立即启动应急预案，及时通报可能受到污染危害的单位和居民，并向发生地生态环境主管部门和有关部门报告采取措施，清除污染，清除作业后恢复地貌、恢复植被。</p>	<p>符合</p>
<p>第十一条天然气井测试放喷、井场选点应当综合考虑气候、风向、安全、噪声影响等因素，远离住户。</p>	<p>本项目天然气井测试放喷、井场只有1座井场离住户较近，根据现场踏勘，离井场较近的住户未有居民居住。因此，本项目天然气井测试放喷不会对住户造成影响。</p>	<p>符合</p>
<p>第十二条天然气开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，无遗留物、无污染、无易燃易爆物品，并根据需要设置符合规定的雨排水以及事故应急设施。</p> <p>天然气开发单位应当采取防渗、防腐、密闭等措施，防止燃料、原料、产品等因渗漏、泄漏、扬散造成生态环境污染。</p>	<p>建设单位建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，无遗留物、无污染、无易燃易爆物品，并设置符合规定的雨排水以及事故应急设施。建设单位采取了防渗、防腐、密闭等措施，防止燃料、原料、产品等因渗漏、泄漏、扬散造成生态环境污染。</p>	<p>符合</p>

<p>第十三条天然气开发单位在钻井过程中不得使用含有国际公约禁用化学物质的气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上气田化学剂，鼓励使用无毒气田化学剂。气田化学剂的使用量和成分应当向生态环境主管部门报告。</p> <p>天然气开发单位在钻井过程中需要使用油基钻井液的应当向生态环境主管部门报告。</p>	<p>建设单位在钻井过程中使用无毒气田化学剂。气田化学剂的使用量和成分应当向生态环境主管部门报告。</p> <p>天然气开发单位在钻井过程中需要使用油基钻井液的向生态环境主管部门报告。</p>	符合
<p>第十四条天然气开发中产生的有毒有害气体或者伴生气、可燃性气体应当回收利用，不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他控制大气污染物排放的措施，不得超标准排放。</p> <p>天然气处理厂、净化厂燃料系统应当使用清洁燃料或者可再生能源。鼓励天然气开发单位集气站采用放空火炬气回收再利用工艺，减少碳排放。</p>	<p>天然气开发中产生的有毒有害气体、可燃性气体等通过回收装置回收利用，未回收的，经过充分燃烧后排放，项目集气站厂界特征污染物均达标，无超标排放。</p> <p>天然气处理厂、净化厂燃料系统使用清洁燃料。建设单位集气站采用放空火炬气回收再利用工艺，减少碳排放</p>	符合
<p>第十五条天然气开发单位应当将开采过程中产生的气田采出水、钻井废水、压裂返排液等生产废水废液和生活污水分类处理，达标后应当综合利用，用于工业用水、生态用水等，不得外排。</p> <p>天然气开发单位应当有序停用并封堵现有气田采出水回注井。气田采出水确需回注的，应当处理达标后回注已批复的回注井，并实施在线监控。</p>	<p>建设单位产生的气田采出水处理达标后回注地层；钻井废水、压裂返排液等生产废水废液重复使用，剩余部分送有资质单位处理，生活污水使用地埋式生活污水处理装置处理后，优先回用于站场绿化，冬季无法回用时送地方生活污水处理厂处理。</p> <p>建设单位采出水回注井，处理达标后回注已批复的回注井。回注井设置在线监控，水质由化验室进行每日检测，并委托第三方机构进行季度检测。</p>	符合

<p>第十六条天然气开发单位应当建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度，对工业固体废物进行严格管理。</p> <p>钻井泥浆、岩屑、压裂返排液转移应当填写转移联单。</p> <p>转移钻井泥浆、岩屑、压裂返排液出自治区贮存、处置的，应当向自治区生态环境主管部门提出申请，获得批准后按照规定转移。未经批准的，不得转移。</p> <p>转移钻井泥浆、岩屑、压裂返排液出自治区利用的，应当报自治区生态环境主管部门备案。未办理备案手续的，不得转移。</p>	<p>建设单位建立健全了工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度，对工业固体废物进行严格管理。</p> <p>钻井泥浆、岩屑、压裂返排液转移按照规定填写转移联单。</p>	符合
<p>第十七条天然气开发单位在钻采过程中产生的泥浆、岩屑等工业固体废物应当分层收集、处理。属于第Ⅰ类一般工业固体废物的可直接综合利用，属于第Ⅱ类一般工业固体废物的，应当集中处理为第Ⅰ类一般工业固体废物后综合利用。</p>	<p>建设单位在钻采过程中产生的泥浆、岩屑等工业固体废物分层收集、处理。属于第Ⅰ类一般工业固体废物的可直接综合利用，属于第Ⅱ类一般工业固体废物的，集中处理为第Ⅰ类一般工业固体废物后综合利用。</p>	符合
<p>第十八条天然气开发单位委托他人运输、利用、处置工业固体废物的，应当对受托方的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，在合同中约定运输、利用、处置等全过程的污染防治要求。</p> <p>受托方运输、利用、处置工业固体废物，应当依照有关法律法规的规定和合同约定履行污染防治要求，并将运输、利用、处置情况告知天然气开发单位，不得转包或者违法分包。</p> <p>天然气开发单位违反本条第一款规定的，除依照有关法律法规的规定予以处罚外，还应当与造成环境污染和生态破坏的受托方承担连带责任。</p>	<p>建设单位委托他人运输、利用、处置工业固体废物，对受托方的主体资格和技术能力进行核实，依法签订了书面合同，在合同中约定运输、利用、处置等全过程的污染防治要求。</p>	符合

<p>第十九条天然气开发过程中，有下列情形之一的，天然气开发单位应当按照规定开展土壤污染状况调查、风险评估，必要时实施风险管控、修复：</p> <p>（一）监督管理部门在调查、监测、现场检查中发现存在土壤污染风险的；</p> <p>（二）天然气开发单位在钻井、压裂、固井、试井及开采过程中造成井场及周边土壤污染的；</p> <p>（三）天然气开发单位关闭或者废弃气井、气站（场）等地面设施和工业固体废物集中处置设施的；</p> <p>（四）输气、输水管线破裂造成土壤污染的；</p> <p>（五）其他造成土壤污染的情形。</p>	<p>建设单位已按照规定开展土壤污染状况调查、风险评估，必要时实施风险管控、修复。</p> <p>本次环评要求在输气管线破裂造成土壤污染的开发单位应当按照规定开展土壤污染状况调查、风险评估，必要时实施风险管控、修复。</p>	<p>符合</p>
<p>第二十条天然气开发单位应当按照国家标准在存在土壤和地下水污染隐患的重点场所及重点设施设备周边布设土壤监测点，建设地下水监测井，定期开展周边土壤和地下水环境质量监测，监测结果向社会公开。天然气开发单位应当定期对回注井井筒完整性及周边地下水环境状况进行评估，发现问题及时整改，防止回注气田采出水对地下水造成污染。</p>	<p>本项目所在苏 53 区块在存在土壤和地下水污染隐患的重点场所及重点设施设备周边布设土壤监测点，建设地下水监测井，定期开展周边土壤和地下水环境质量监测，并将监测结果向社会公开。</p>	<p>符合</p>
<p>第二十一条天然气开发单位应当对输气管线和储气设施实行专人负责，定期进行巡查、检测、防护，防止发生泄漏事故，造成环境污染。</p>	<p>本次环评要求天然气开发单位应当对输气管线和储气设施实行专人负责，定期进行巡查、检测、防护，防止发生泄漏事故，造成环境污染。</p>	<p>符合</p>
<p>第二十二条禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区等法律法规禁止开发的区域进行天然气开发。在以上禁止开发的区域内已经进行的天然气开发项目，应当依法退出，并按照规定要求进行生态修复。</p>	<p>本项目所在区域不在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区等法律法规禁止开发的区域。</p>	<p>符合</p>

第二十三条天然气开发各项工程应当减少用地。施工过程中确需临时用地的，应当取得临时用地手续。施工过程中应当将表层土壤剥离后单独堆放，采取拦挡及防尘措施，待工程结束后及时恢复表土和植被。天然气钻采施工及生态修复应当保留视频监控资料，由旗区人民政府组织相关部门对植被恢复情况进行确认。	本施工前需办理临时用地手续。未办理临时用地手续不得开工。施工过程中将表层土壤剥离后单独堆放，采取拦挡及防尘措施，待工程结束后及时恢复表土和植被。施工及生态修复保留视频监控资料，由旗区人民政府组织相关部门对植被恢复情况进行确认。	符合
第二十四条天然气开发单位施工车辆应当严格按照规定路线或者相关部门确定的路线行驶，不得擅自改道或者拓宽，防止对生态环境造成破坏。	本项目施工车辆严格按照规定路线或者相关部门确定的路线行驶，不得擅自改道或者拓宽，不会对生态环境造成破坏。	符合
第二十六条天然气开发造成生态环境破坏的，开发单位应当依法承担生态环境治理修复和损害赔偿 responsibility。	本项目建设成生态环境破坏的，开发单位依法承担生态环境治理修复和损害赔偿 responsibility。	符合

(6) 与《鄂尔多斯市绿色矿山建设管理条例》符合性分析

序号	管理条例中相关要求摘录	拟建项目情况	符合性
1	第十五条石油天然气开采企业应当根据油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案。废液、废气、固体废物应当进行无害化处置。生产过程中的采出水应当清洁处理后循环利用，不能循环利用的应当达标排放、回注或者采取其他有效利用方式。	根据苏 53 区块的资源赋存情况及实际生产情况，按每天 $60.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 实施弥补递减产能。钻井泥浆、岩屑采用不落地技术处理，钻井废水循环利用，气田采出水经回注水处理站处理达标后回注，不外排。	符合
2	第二十七条石油天然气开采项目建设、生产、运输等应当减少生态破坏，项目竣工应当按照矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求进行土地复垦。石油天然气矿山应当对技术关闭井、报废井实施安全封堵，并将相关资料报旗区人民政府自然资源、生态环境主管部门备案。	本项目为天然气产能建设工程，在建设、生产、运输等过程中提出了生态保护措施，减少生态破坏，项目竣工应当按照矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求进行土地复垦。要求天然气气井应当对技术关闭井、报废井实施安全封堵，并将相关资料报旗区人民政府自然资源、生态环境主管部门备案。	符合

4.1.3 环境质量现状

1、环境空气

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中 6.4.1.1 中的内容“城市环境空气质量达标评价指标为 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃，六项污染物中全部达标即为城市环境空气质量达标”。

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），项目所在区域达标判定，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。其中评价基准年为近 3 年中数据相对完整的 1 个日历年作为评价基准年。

本评价空气质量现状数据选用 2023 年 6 月 5 日内蒙古自治区生态环境厅公布的《2022 年内蒙古自治区生态环境状况公报》中的数据，鄂尔多斯市基本污染物环境质量现状见表 4.1.3-1。

表 4.1.3-1 鄂尔多斯市环境空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度 μg/m ³	标准值 μg/m ³	占标率%	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	10	60	16.7	达标
NO ₂	年平均质量浓度	23	40	57.5	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	51	70	72.9	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	20	35	57.1	达标
O ₃	24 小时平均第 95 位百分位数	148	160	92.5	达标
CO	日最大 8 小时平均第 90 位百分位数	900	4000	22.5	达标

由上表可知，项目所在区域大气污染物基本因子均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准及修改单要求，项目所在区域为环境空气质量达标区。

2、地下水

本项目地下水共布设 23 个地下水水质监测井，23 个监测井兼顾对区块及区块周边水质现状监测。

由环评地下水监测表可知：评价区内各监测点各监测因子皆满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值，该标准中无标准值的石油类也满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值，区域内地下水环境质量现状良好。

3、声环境

本项目委托内蒙古腾烽环境检测有限公司对本项目声环境质量现状进行检测。由环评监测结果可知，项目所在区域声环境现状监测值均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。评价区声环境质量良好。

4、土壤环境

本项目土壤环境质量监测委托内蒙古腾烽环境检测有限公司对本项目土壤环境质量现状进行检测。

根据环评土壤监测结果可知，项目建设用地 S1-S10 各监测点位处各监测因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地标准筛选值限值要求；农用地 S11-S14 各监测点位处各监测因子均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的风险筛选值。本项目所在区域土壤环境质量状况良好。

4.1.4 环境影响分析及防治措施

4.1.4.1 施工期影响分析及防治措施

1、施工废气

(1) 施工扬尘对环境空气影响分析

施工扬尘污染主要发生在原有采气树拆除、管沟、基坑开挖及基

础处理、材料运输和土方回填以及开辟施工场地与便道环节中，扬尘的产生量及扬尘污染程度与车辆的运输方式、路面状况、天气条件等因素关系密切，运输车辆扬尘影响范围主要集中在运输路线两侧 50m 内。施工现场设置围挡、定期洒水抑尘，同时物料运输车辆严禁超载、上部用苫布遮盖，下部应密封严实，且不得超载，防止物料撒落产生二次扬尘。运输车辆绕避邻近村庄及散户，禁止在村庄中心道路和靠近散户的道路行驶，不能绕避时，在车辆行驶至村庄或散户等地段时，采取减速慢行的措施，减少车辆起尘量。

施工阶段扬尘的一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。在气候干燥又有风的情况下，临时堆场会产生扬尘。起风风速与粒径和含水率有关，因此减少露天堆放、保证一定的含水率是减少风力起尘的有效手段、粉尘在空气中的扩散稀释与风速等气象条件有关，也与粉尘本身的沉降速度有关。粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 $250\mu\text{m}$ 时，沉降速度为 1.005m/s ，因此可以认为当尘粒大于 $250\mu\text{m}$ 时，主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小粒径的粉尘。因此，施工现场集中堆放的土方和裸露场地采取覆盖等防尘措施，严禁裸露。

本次评价要求每天定时派专人对施工现场各扬尘点及道路洒水，遇有四级以上大风天气或有关部门发布空气质量预警时，不进行土方填挖、拆除、运输等易致扬尘作业；空气重污染天气，施工现场禁止施工。施工过程的临时堆土场进行遮盖，遇大风天，安排专人巡视维护遮盖物。

通过以上措施，可有效降低本工程施工过程中对周边环境及敏感点的扬尘影响，扬尘排放满足《施工场地扬尘排放标准》（DB13/2934-2019）中表 1 扬尘排放浓度限值，本项目施工过程中对

周边环境空气质量不会产生显著负面影响。

(2) 机械车辆尾气对环境空气影响分析

施工期运输建筑材料及机械设备的车辆较多，且多为大动力柴油发动机，由于荷载重，尾气排放量大，将增加施工路段和运输道路沿线的空气污染物排放。根据现有工程的调查参考，每辆车日耗油量约 11.52kg/d，则每辆车平均日排放烃类 0.025kg/d、NO_x 为 0.034kg/d。施工期运输车辆尾气将影响沿线环境空气有一定影响。由于施工机械和车辆间歇运行，废气排放量较小，且施工期时间较短，影响将随着施工期的结束而消失，故施工机械和运输车辆废气对大气环境影响较小。

(3) 柴油燃烧废气对环境空气影响分析

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，其主要污染物为烟尘、NO_x 和 SO₂ 为无组织、分散排放。

根据调查可知，苏里格气田开发建设工程钻井过程中，各钻井队一般配备 18kW 的柴油发电机 2 台，75kW 柴油发电机组 2 台，均为一开一备。单井钻井期间柴油消耗量约 80t/口直井，200t/口水平井，120t/口侧钻水平井。

本项目钻井 23 口，钻井工程柴油燃烧废气主要污染物产生量为：烟尘 0.852t，SO₂0.552t，NO_x8.052t。

施工期柴油发电机污染物排放满足《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)及修改单中表 2 第三阶段污染物排放限值。钻完井施工期柴油机废气的排放是短暂的，随着钻井期结束的而消失，同时该地区扩散条件较好，因此不会对该地区环境空气造成明显污染。

(4) 放喷燃烧废气对环境空气影响分析

本项目钻井 23 口，烟尘产生量为 0.552t，NO_x 产生量为 3.650t。

由于井场分布分散且所在区域地势开阔，风速较大，利于污染物扩散，因此实际施工过程中，井场放喷燃烧废气对周围环境空气影响较小。

(5) 焊接烟尘对环境空气影响分析

焊接烟尘主要是在管道敷设焊接时产生的，产生量较少。管线在布置时考虑避开居民等环境敏感点，项目周围地域开阔，经大气扩散后对环境及敏感点的影响较小。

(6) 对环境敏感目标的影响分析

项目井场和管线建设工程距离周边环境敏感区较远。施工扬尘和柴油机废气的排放是短暂的，随着施工期结束的而消失。同时该地区扩散条件较好，因此对敏感区环境空气影响较小。

项目管线工程 200m 范围内存在散户居民，距最近散户距离为 118m。管线工程对周边散户的主要影响为施工扬尘。施工期运输材料的车辆用苫布遮盖并在车辆经过时控制车速，对两侧有敏感目标的道路进行洒水抑尘，防止对道路两侧的敏感目标产生影响。在敏感点附近施工时应在敏感点一侧设置围挡，并增加洒水抑尘频率。在采取以上措施后，项目管线工程对周边散户的大气影响较小

综上所述，项目施工期环境空气污染影响程度和范围均不大，其影响只限于施工期，随着建设期的结束而停止，在采取上述相应防治措施情况下，施工期颗粒物周界外浓度最高点 $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，SO₂周界外浓度最高点 $\leq 0.4\text{mg}/\text{m}^3$ ，NO_x周界外浓度最高点 $\leq 0.12\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值。

2、施工废水

（1）钻井废水环境影响分析

本项目钻井废水收集后用于配置钻井液，井场内循环使用不外排，剩余无法回用的部分交由有处理资质的气田废弃物处理厂处置。因此，钻井期的开发活动对地表水环境无影响。

在暴雨季节（根据资料该地区最大暴雨可以达到 50mm/d）施工时应注意防雨防洪，避免因暴雨使钻井废水外溢，具体措施如下：

①钻井废水及分离后的固相分别存放在收集装置废液储存罐、固渣储存箱暂储。

②各储存设施采用钢架支撑和高强度塑料膜组成，均设防雨棚，雨水不会进入储存装置，造成钻井废水溢流现象。

（2）生活污水环境影响分析

管道施工分段进行，且主要依靠当地村民进行管沟开挖及抬管，施工技术人员集中依托施工沿线食宿，不设施工营地，生活污水依托牧民住宅污水处理设施处置。

井场施工将在施工场地设施工营地，钻井施工人员生活污水经生活污水暂存罐暂存，定期送政府指定市政污水处理厂统一处理。

综上所述，项目施工期废水均得到妥善处置，不会对周边地表水环境产生明显影响。

3、施工噪声

（1）钻井工程

钻井作业、压裂试气作业期各施工设备噪声昼间在 32m 处均可达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求，夜间在 178m 处大多数设备可达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求。根据现场踏勘，本项目各井场 200m 范围内无敏感点分布。因此，钻井过程对周围声环境影响

可接受。

(2) 地面工程

井场场地平整、管线、道路工程施工期各施工设备噪声昼间在10m处均可达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中限值要求,项目夜间不施工。根据现场踏勘,井场中心及管线、道路管线中心线两侧10m范围内无敏感点。因此,井场场地平整、管线、道路工程施工期对周围声环境影响可接受。

综上所述,施工期噪声影响均是暂时的,只在短时期对局部环境造成影响,待施工结束后影响也随之消失,施工期噪声对周围环境的影响是可接受的。

4、施工固废

(1) 废弃钻井泥浆

根据工程分析,本项目共产生废弃钻井泥浆为239.087t。钻井泥浆进入铁质固渣储存箱后,经固液分离和再生处理后,上清液用于重新配制钻井泥浆,回用于钻井,回用率95%,剩余5%随钻井岩屑脱出后一并交有资质单位进行处置。

(2) 钻井岩屑

根据工程分析,本项目共产生钻井岩屑为2680.05t。

钻井岩屑采用泥浆不落地技术处理后,收集至井场铁质固渣储存箱中,交有资质单位进行处置。

(3) 压裂返排液和放空废液环境影响分析

项目压裂返排液和放空废液产生量为1410m³。钻井固定完毕后,需进行射孔完井。在射孔过程中由于井筒压力小于地层压力,所以射孔液基本由管道排出,地层中含有少量射孔液;压裂过程中大部分压裂液施工时排出,类比实际施工情况,压裂返排液中含有大量的胍胶、

石油类及其他各种添加剂。每口井钻井试气作业中，试气阶段天然气内含杂质，通过井场通过井场气液分离装置分离，排出的气体通过远程点火装置燃烧排放，分离过程中会有放空废液产生，主要成分与压裂返排液相同。

压裂返排液和放空废液入罐率达到 100%，沉淀处理后回用于下一井场压裂返排液的配置，回用率达 95%，剩余 5%无法回用的交有资质单位进行处置。

在采取上述措施后，本项目压裂返排液和放空废液可得到妥善处置，不会对外界水环境造成不利影响。

（4）废防渗材料

完井后需进行场地清理，原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料因废弃从而产生固体废物。未沾染废矿物油的废防渗材料约 7.773t 为一般固废，完井收集后外售综合利用。

（5）施工废料

施工废料主要包括废防腐材料、废焊条、焊接废渣等。产生的施工废料约为 0.172t，施工废料集中收集后作为其它工程使用。

（6）废采气树

改建采气井产生废采气树约 42t，全部由长城钻探回收利用。

（7）清管废渣

施工结束后对管线清扫过程会产生清管废渣，产生量约 5t，施工单位收集后外售。

（8）焊接废渣

管线施工过程产生焊接废渣，产生量约 0.37t，施工单位收集后外售。

根据工程分析，本项目钻井工程施工期生活垃圾产生量为 27.391t，

在井场生活区设置有生活垃圾桶，收集后交由环卫部门统一处理。

综上，施工期固废均能得到妥善处理，对环境影响较小。

（1）废机油

根据工程分析，本项目废机油产生量为 0.23t。根据《国家危险废物名录》（2021 版），本项目产生的废机油（废物类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码：900-217-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物），属于危险废物，毒性、易燃性。

本项目废机油采用密封油桶收集，暂存于井场新建的临时危废暂存间内，最终交由有资质的单位进行处置。

危废暂存间的设立必须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，要点如下：①底部敷设不小于 2mm 厚的 HDPE 膜进行防渗，HDPE 膜四周设置 20cm 高的围堰，渗透系数可达 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；

②危险废物堆要防风、防雨、防晒；

③危废暂存间都必须按要求设置警示标志。

危废转移过程中应遵从《危险废物转移联单管理办法》及其他有关规定。

（2）废防渗材料

若施工过程中柴油、钻机机油等滴落至防渗材料上，从而使废防渗材料上沾染有矿物油；沾染废矿物油的废防渗材料约 1.251t，收集后交由有资质单位现场拉运处置。根据《国家危险废物名录》（2021 版），废防渗材料属于其中“废物类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码：900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物”，为危险废物。

项目沾染矿物油的废防渗材料收集后全部交由有资质单位现场拉运处置，转移过程应遵从《危险废物转移管理办法》及其他有关规定。

(3) 废油桶

施工过程中废油桶产生量共计 10 个，暂存于危废暂存间，最终交由有资质单位进行处置。

5、生态环境

本项目施工期的生态影响主要是施工工程临时占地造成的影响。本项目临时占地面积共计 157347.7m²。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型，不会对土地利用结构造成较大影响。通过合理安排施工工序、尽量缩短工期、临时占地全部及时恢复等措施后，对周围生态环境影响较小。

6、地下水环境

本施工期产污环节包括钻井废水、施工人员生活污水、压裂返排液等，这些污废水或固体废弃物可能对地下水环境产生影响。

正常状况，施工过程中严格采取各类工程和管理措施，各类废水不会发生泄漏和下渗，不会污染地下水。

7、土壤环境

1、源头控制

(1) 废水源头防控

- ①施工期污废水严禁排放；
- ②钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水用于配置钻井泥浆，在井场内循环使用；
- ③压裂液返排液和放空废液回收后优先考虑在井场处理后循环

利用，无法利用的委托有资质单位处置；

（2）固废源头防控

①钻井施工采用泥浆不落地工艺，上清液用于重新配制钻井液，回用于钻井循环使用，钻井岩屑经泥浆不落地工艺处理后收集至铁质固渣储存箱，交有资质单位进行处置。

②加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、漏，减少设备破损和泄漏发生；

③柴油罐、废机油密闭存储；

④施工前在场地内设置生活垃圾集中存放点，生活垃圾统一收集后送指定地点集中处置。

2、过程防控

①施工区域严格落实分区防渗措施；

②柴油储罐区设置围堰，防止柴油意外泄漏污染土壤；

③钻井泥浆、压裂返排液和放空废液等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井场内用于存放废机油的临时危废暂存点，应采取符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中规定的防渗措施；

3、污染治理

①井场施工结束后，及时清理施工过程中产生的岩屑、钻井废弃泥浆和生活垃圾等固体废物；

②井场竣工交付前，对永久和临时占地以及施工营地范围进行检查，对遗留的固体废物进行二次清理；

③已发污染的施工场地，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妥善处置。

4.1.4.2 运营期影响分析及防治措施

1、环境空气影响

本项目所建设的管线为天然气集气管线，运营期正常工况下天然气处于完全密闭系统内无废气产生。运营期废气主要为气井井口阀组逸散的非甲烷总烃。

综上所述，项目运营期对大气环境影响较小。

2、水环境影响

本项目运营期生产废水主要为天然气从地层中携带的采出水。本项目建成投产后，气田水全部依托现有集气站分离后，排入集气站内的采出水罐暂存，定期由罐车拉至苏里格气田第三天然气污水处理厂处理，待相应输水管线建成后采用输水管线管输至第三处理厂处理，最终达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）水质要求后回注，不外排。不会对周边水环境产生新的影响。

运营期井场、管线无人值守，不新增劳动定员，不新增生活污水，不会对周围水环境产生新的影响。

综上所述，项目运营对地表水环境基本无影响，不会改变区域内地表水环境质量现状。

3、声环境影响

本项目运营期井场场界噪声贡献值在 14.0~22.3dB（A）之间，

满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348—2008）2类标准。

4、固体废物影响

本项目运营期固废主要为废蓄电池，不新增生活垃圾，废蓄电池拆卸后暂存于集气站的危废暂存库内，定期送有资质单位处置。

综上，本项目运营期产生的固废废物妥善处置，不会对周边环境产生影响。

5、生态环境影响分析

项目运营期对土地的占用为永久性占用，改变了原有土地利用性质，并且难以恢复，但本项目永久性占地面积为 3615.4m²，占地类型天然牧草地、沙地，占地范围相对也较小，对土地利用类型的影响较轻。

6、地下水环境

本项目运营期，正常状况不会发生泄漏，不会对地下水造成污染。

7、土壤环境

项目运营期正常状况下，废水、固体废物等均采取了有效的处理处置措施，不会对周边土壤环境造成污染。

4.1.4.3 环境风险评价

(1) 本项目环境风险可控。

(2) 本项目可能产生泄漏事故、火灾爆炸事故及火灾爆炸引发的次生/伴生污染物排放。

(3) 本项目发生事故对外环境的影响较小。

(4) 本项目发生事故对周围环境敏感目标的影响较小。

(5) 建议措施：①加强日常监控及巡检，发现问题及时处置；
②加强应急演练③制定专项应急预案并完成备案。

4.1.5 建设项目选址合理性分析

①井位选址

本项目共计钻井23口，为直井、水平井与侧钻水平井，均不占用基本农田、生态保护红线、自然保护地、集中式饮用水水源保护区等生态功能重要区和生态环境敏感区。本项目要求井场施工过程中采取在靠近敏感点侧设置围挡、施工前提前告知散户注意防护等措施减少对敏感点的影响，同时项目所在地环境质量现状良好，项目采用有效污染防治及风险防范措施后，建设和运行对评价区环境影响较小、风险可控，项目井场选址可行。

②管线选址

本项目共计建设管线19条，均不占用基本农田、生态保护红线、自然保护地、集中式饮用水水源保护区等生态功能重要区和生态环境敏感区。项目管线布设符合《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)的要求，本次评价不涉及可能塌方和被洪水冲侵的地段，同时管线靠近现有道路，方便运输、施工和生产维护管理。本项目要求管线施工过程中采取在靠近敏感点侧设置围挡、施工前提前告知散户注意防护等措施减少对敏感点的影响，同时项目所在地环境质量现状良好，项目采用有效污染防治及风险防范措施后，建设和运行对评价区环境影响较小、风险可控，项目管线选址可行。

③道路选址本项目新建井场进场道路1219m，进场道路选线全部

避开居民点布设，不占用基本农田、基本草原和公益林的敏感目标，占地以沙地为主，其选线满足《公路工程技术标准》（JTGB01-2014）、《厂矿道路设计规范》（GBJ22-1987）等标准或规范。

①道路建设应按切实保护耕地、节约用地的原则确定用地范围，尽量利用已有的牧区道路。

②道路选线应尽量避免村庄等环境敏感点。

③在道路地界内的坡地，必须修建护坡或者采取其他土地整治措施；工程竣工后，开挖面必须采取措施防止水土流失。

评价要求道路选线必须满足以上要求，道路选线基本可行。综上所述，本项目选址可行。

4.1.6 环境管理及监测计划

通过制定系统科学的环境管理计划，使本工程的建设和运营符合国家经济建设和环境同步计划、同步发展和同步实施的“三同时”的基本指导思想，为环境保护措施得以有计划的落实，地方环保部门对其进行监督提供依据。

为了保护工程环境，确保由于工程建设带来的各种不良环境影响得到有效控制和缓解，必须对工程建设进行全过程、严格、科学跟踪，并制定规范的环境管理与环境监测计划。

4.1.7 公众参与情况

根据《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号），建设单位在当地网络平台进行了第一次公众参与公示；在鄂尔多斯日报等平台上对本项目进行了第二次公众参与公示。在征求公众意见公

示期间，均未收到公众对于本项目环境影响方面的反馈意见。

4.1.8 总体结论

2023年苏53区块第二批产能建设项目建设符合产业政策和相关规划要求；项目在采取相应的污染防治措施后，污染物排放满足环境功能区划要求。在认真落实工程设计和本报告提出的各项污染防治、生态保护、恢复和补偿措施及环境风险防范措施，严格落实环境保护“三同时”，强化环境管理和风险预防的前提下，项目对环境的污染和生态破坏可降低到当地环境能够容许的程度，从生态环境保护角度分析，项目建设可行。

4.2 审批文件回顾

2023年11月20日鄂尔多斯市生态环境局对2023年苏53区块第二批产能建设项目环境影响报告书做出批复，主要批复如下：

一、本项目位于内蒙古自治区鄂尔多斯市乌审旗、鄂托克旗境内，本次拟建工程部署产能规模为 $63.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，全部为弥补递减产能。项目涉及气井共23口（其中新建3口气井、改建20口气井），新建井场进场道路1219m，新建19条天然气采气管线，采气管线全长17197m，同时配套建设通信、自控工程等配套工程。项目总投资18370万元，其中环保投资927.06万元。

《报告书》和《技术评估报告》认为，在全面落实各项生态环境保护措施的前提下，项目建设对环境的不利影响能够得到一定的缓解和控制。因此，我局原则同意你公司按照《报告书》和《技术评估报告》中所列的建设项目性质、规模、地点、工艺、生态环境保护措施进行建设。

二、项目建设与运行管理中应重点做好的工作：

1.认真落实《报告书》和《技术评估报告》提出的生态保护和恢

复措施。控制井场作业范围，尽量减少占地；施工结束后，全面恢复植被；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，尽可能减少对原有植被和土壤的破坏；管线及道路施工过程中应严格控制施工作业带，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；加强对井场和管线回填区植被的绿化和抚育工作，并定期采取养护、补种等措施，提高植被覆盖率。

2.认真落实《报告书》和《技术评估报告》中提出的大气污染防治措施。采用节能环保型柴油发电机和优质轻柴油并定期对柴油发电机等设备进行维护；运输材料的车辆用苫布遮盖并在车辆经过时控制车速，定期对施工场地进行洒水抑尘；气田开发集输采用密闭流程，井口设置紧急切断阀，采用技术质量可靠的仪表、阀门、控制设备等；集输系统采取有效措施控制管道天然气泄漏事故发生，加强对采气树、管道、阀门进行天然气测漏检验，及时消除事故隐患。

3.认真落实《报告书》和《技术评估报告》中提出的水污染防治措施。钻井废水经收集后用于配置钻井液，循环利用，最后一口井的钻井废水送油田废弃物集中处理厂处置，不外排；井场及施工区设置移动式环保厕所，生活废水经生活污水暂存罐储存后，定期送政府指定市政污水处理厂统一处理。运营期产生的气田水通过采出水管线输送至第三天然气处理厂处理，达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)和《气田水回注技术规范》(Q/SY01004-2016)水质要求后回注，不外排。落实《报告书》和《技术评估报告》提出的地下水和土壤监测要求。

4.合理安排施工时间，尽量减少或避免夜间的施工操作；选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，加强各类施工

设备的维护和保养，保持其良好的运转，降低噪声源强；合理安

排强噪声施工机械的工作频次；在敏感点附近施工时在敏感点一侧设置围挡。

5.严格落实《报告书》和《技术评估报告》提出的固废污染防治措施。根据国家和地方的有关规定，按照“减量化、资源化、无害化”原则，对固体废物进行分类收集、处理和处置，确保不造成二次污染。各类固废严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)的要求，分类做好存贮和安全处置工作。一般固体废物应立足于综合利用，危险废物委托有资质单位处置。

6.建立健全环境风险应急处理机制，严格落实各项环境风险处理措施、生态平衡保护机制，防止环境风险带来的生态环境破坏。

三、项目建设须严格执行环境保护“三同时”制度。项目竣工后，须按照规定程序实施竣工环境保护验收。

四、你公司应在收到本批复 20 日内，将《报告书》(报批版)及批复文件送至鄂尔多斯市生态环境局鄂托克旗分局、鄂尔多斯市生态环境局乌审旗分局，我局委托鄂尔多斯市生态环境局鄂托克旗分局、鄂尔多斯市生态环境局乌审旗分局负责该项目的日常监管工作。

五、该项目从批准之日起超过 5 年方决定开工建设，其环评文件需重新审核。如果建设地点、规模、防治污染和防止生态破坏的措施等发生重大变化时，需重新报批环评文件。

4.3 要求与建议

4.3.1 要求

(1) 切实做好钻井泥浆不落地施工工艺，防止污染土壤和地下水环境。

(2) 要求建设单位落实生态保护、恢复与重建费用，建议当地

政府部门根据气田实际情况制定生态补偿费用指标向建设单位收取费用，统一安排生态恢复工作。

4.3.2 建议

(1) 建立健全企业环境风险应急机制，强化风险管理。

(2) 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。

(3) 建设单位和当地政府、村民、单位等应充分协商，共同搞好当地的植被绿化和植被恢复工作。

(4) 本项目涉及的环境保护措施落实后，尽早实施项目竣工环境保护验收工作。

五、环保措施落实情况调查

5.1 施工阶段措施落实情况

5.1.1 施工期大气环境调查

施工期废气主要有施工扬尘、机械车辆尾气、试气废气、焊接、补口废气。采取以下措施减轻其影响：

(1) 每天定时派专人对施工现场各扬尘点及道路洒水，施工过程的临时堆土场进行遮盖，遇大风天，安排专人巡视维护遮盖物；

(2) 运输车辆低速或限速行驶，减少产尘量；

(3) 管沟施工开挖出的表土单独堆放于施工带内，用于施工结束后的植被恢复，开挖出的深层土堆放于作业带堆土侧用于施工结束后管沟回填及土地平整。土石方临时堆放是须使用苫布覆盖，避免露天堆放，施工结束后立即回填或用于土地平整，将土石方堆放产生的扬尘降至最低；

(4) 使用产尘量较少的焊接方法；制定合理的施工计划，减少焊条用量。优化补口工艺，减少收缩套（带）使用量，控制加热温度，减少有机废气产生量。

经以上措施，可有效的减缓施工扬尘对周围空气环境的影响，不会对沿线散户居民及周围环境造成明显影响。

5.1.2 施工期水环境调查

本项目施工过程中钻井废水排入井场废水储存罐中，用于钻井泥浆配制，循环利用，不外排。采取以下措施减轻其影响：

(1) 井场泥浆不落地区域设置围堰，确保事故状态下井场废水不扩散至外部。

(2) 对运输车辆加强管理，制定合理运输路线，尽量远离水源

保护区域；对运输容器定期维修，避免运输过程中遗撒泄漏，造成污染事故。

管道施工分段进行，且主要依靠当地村民进行管沟开挖及抬管，施工技术人员依托施工沿线食宿，不设施工营地，生活污水依托附近居民家厕所处置。

井场施工将在施工场地设施工营地，施工人员生活污水排入生活污水罐暂存，定期委托内蒙古联创恒坤环保科技有限公司处置。

5.1.3 施工期声环境调查

由于施工场地噪声对环境的影响较大，因此建议建设和施工单位采取噪声防治措施，对施工阶段的噪声进行控制，满足建筑施工场界噪声限值的要求，以最大限度地减少噪声对环境的影响。具体措施有以下几点：

(1) 使用的主要机械设备为低噪声机械设备，并在施工中应有专人对其进行保养维护，施工单位应对现场使用设备的人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械。

(2) 利用距离衰减措施，在不影响施工情况下将强噪声设备尽量布置到距离敏感目标相对较远的地方。

(3) 施工车辆选择合适的时间，施工车辆路线远离附近住户，车辆在通过村庄时应低速、禁鸣。

(4) 严格操作流程，降低人为噪声。另外，运输车辆进入工地减速，减少鸣笛等措施也可有效减轻噪声影响。

(5) 合理安排工期，避免强噪声作业机械持续影响周围居民。

5.1.4 施工期固废环境调查

施工产生的固废主要有钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、废油桶、废防渗材料、施工废料、施工人员产生的生活垃圾。

采取如下措施：

(1) 钻井泥浆采用泥浆不落地技术处理后，上清液用于重新配制钻井泥浆，回用于钻井，钻井泥浆大部分回用，剩余部分随钻井岩屑脱出后一并委托鄂尔多斯市昊鑫绿科环境工程环境有限公司、内蒙古联创恒坤环保科技有限公司进行处置。

(2) 钻井岩屑采用泥浆不落地技术处理后，收集至井场铁质固废渣储存箱中，委托鄂尔多斯市昊鑫绿科环境工程环境有限公司、内蒙古联创恒坤环保科技有限公司进行处置。

(3) 废机油、废油桶、沾油污的废防渗材料委托内蒙古奇祥再生资源有限公司进行处置。

(4) 废防渗材料、施工废料集中收集后回收利用，不能回收利用的外售处理。

(5) 井场施工人员产生的生活垃圾委托榆林市蓝新环保科技有限公司处置；管线施工人员产生的生活垃圾集中收集后带回驻地，倒入当地生活垃圾桶。

5.1.5 施工期土壤环境调查

(1) 施工期废水源头防控措施

①施工期污废水严禁排放；

②钻井过程采用无毒无害的水基钻井泥浆，钻井泥浆采用泥浆不

落地技术处理后，上清液用于重新配制钻井泥浆，回用于钻井，不外排。

③压裂返排液入罐率达到 100%，沉淀处理后回用于下一井场压裂返排液的配置，回用率达 95%，剩余 5%无法回用的交压裂返排液处置厂或其他有资质单位进行处置。

(2) 施工期固废源头防控措施

①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；

②废弃钻井泥浆、岩屑收集至井场泥浆不落地设备箱中，交有资质单位进行处置；

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交环卫部门处置，废机油等危废应暂存于临时危废暂存间中，施工结束后交由有资质单位进行统一处理。

废水、固体废物等均采取了有效的处理处置措施，就不会对周边土壤环境造成污染。

(3) 施工期过程防控措施

(1) 泥浆在移动式泥浆罐中循环使用，井场禁止建设泥浆池；

(2) 开钻前在井架、柴油机、振动筛、井杆堆放区下铺设不小于 2mm 厚的 HDPE 膜进行防渗，HDPE 膜四周设置 20cm 高的围堰，土工膜四周设置 10cm 高的围堰，防止钻井过程中施工机械设备携带的钻井废液散落地表污染土壤；

(3) 压裂液等采用储罐存放收集，应定期对储罐进行检查，防

止储罐泄漏污染土壤；

(4) 井场内用于临时存放废机油等危险废物的暂存点，应采取符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定措施。

(5) 井场施工结束后，及时清理施工过程中的施工废物和生活垃圾；

(6) 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；

(7) 井场参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）和《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）采取分区防渗措施，实施地面设施防渗措施。

5.1.6 施工期生态环境调查

(1) 工程措施固沙：

- 1) 流动沙丘沙地：设 1m×1m 的麦草方格沙障。
- 2) 固定、半固定沙丘沙地地段，设 1m×2m 的麦草方格沙障。
- 3) 麦草方格沙障内用沙打旺草籽等易活植被草籽对沙地进行绿化。

4) 在开挖地表、平整土地时，尽可能将表土堆在一旁，施工完毕，应尽快整理施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被；对施工中产生的临时堆土和弃渣采取编织袋挡土墙临时拦挡。

(2) 生物措施

生物措施主要是通过植树造林恢复由于施工破坏的天然植被。

(3) 临时措施

1) 临时拦挡

在工程开工建设前，先对具备表土剥离条件的区域进行表土剥离，集中堆存于一旁空地内，作为后期植被恢复的绿化覆土。临时堆存表土遇大风和暴雨天气容易产生水土流失，方案补充对临时堆土坡脚采取编织袋装土拦挡等措施。

2) 临时苫盖

工程建设破坏地表植被、沙壳及地皮等水土保持设施，如不采取防护措施，极易造成水土流失，为此对于井场区、临时堆土表面采取防尘网苫盖措施。

3) 洒水措施

为了减少场地平整及井场施工过程中造成的沙土扬尘，有效防尘降尘，促进地表结皮，对施工面采取洒水措施。

井场工程施工结束后，临时占地全部进行生态保护恢复。

(1) 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和永久占地。

(2) 切实做好泥浆不落地工作，防止泥浆污染土壤环境。对钻井过程中产生的废弃泥浆和岩屑，采取集中处理措施处理，大大减轻对土壤的污染。

(3) 试气作业必须采取防井喷等有效措施。

(4) 临时占地在施工结束后，要及时将土回填，平整地面，临时占用的耕地及时复垦，其他土地类型采取覆土植草措施，栽植植物

以沙柳、柠条等灌木为主，同时撒播草籽。

(5) 建设单位应严格按照环保有关要求，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，在第一个播种季节进行植被恢复，林草植被恢复率不低于 93%，植被盖度恢复到不低于项目周边，土地沙化面积不扩大。

井场植被恢复措施：井场施工结束后对场地平整、覆土，在井场周边外种植沙柳 6 行，行株距为 $0.5\text{m} \times 0.5\text{m}$ ，其他井场周边外种植沙柳 3 行，行株距为 $1\text{m} \times 1\text{m}$ ，同时播撒沙打旺、沙蒿等植被，同时组织养护人员定期巡检，发现植被未存活地块及时补种，保证植被的成活率。本项目改、扩建气井共计 5 口，均以单井形式计算井场占地面积，则本项目钻井井场植被恢复面积预计为 1.1hm^2 ，井场施工生活区植被恢复面积预计为 1hm^2 ，保证植被恢复率不低于 93%。

5.2 试运营阶段措施落实情况

5.2.1 运营期大气环境调查

本项目所建设的管线为天然气集气管线，运营期正常工况下天然气处于完全密闭系统内无废气产生。运营期废气主要为气井井口阀组逸散的非甲烷总烃。

5.2.2 运营期水环境调查

本项目运营期生产废水主要为天然气从地层中携带的采出水，依托现有集气站分离。井场、管线无人值守，不新增劳动定员，不新增生活污水，不会对周围水环境产生新的影响。

5.2.3 运营期声环境调查

本项目运营期井场场界噪声贡献值在 14.0~22.3dB（A）之间，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348—2008）2 类标准。

5.2.4 运营期固废环境调查

本项目运营期固废主要为废蓄电池，不新增生活垃圾，废蓄电池拆卸后暂存于集气站的危废暂存库内，委托内蒙古奇祥再生资源有限公司进行处置。

5.2.5 运营期土壤环境调查

本项目管线处于密闭状态，天然气无法进入土壤环境，不会对土壤质量造成污染影响。井场不产生废水，产生的固废合理处置，不会对土壤质量造成污染影响。

5.2.6 运营期生态环境调查

项目管道所经过的区域主要为沙地、天然牧草地和灌木林地，经生态恢复植被生长逐渐恢复正常。管道沿线近侧不能再行种植深根植物，但受工程影响的陆生植被均属一般常见种，其生长范围广，适应性强，不存在因局部植被生境破坏而导致植物种群消失或灭绝，因此对植物生长影响不大。管道工程完工后，随着植被的恢复，动物的生存环境得以复原，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地，由管道施工造成的对动物活动的影响消失。

项目占地主要为临时占地，施工完成后全部进行生态恢复；管道工程管线沿线不设站场、阀室，本项目永久占地面积为 33613.7m²，

为三口气井、里程桩、加密桩、穿越桩等各类标志桩占地，对植被生长影响较小。

5.3 环评批复要求落实情况

2023年11月20日，鄂尔多斯市生态环境局以鄂环审字〔2023〕277号对项目环境影响报告书进行了批复，主要要求及落实情况见下表。

表 5.3-1 环评批复执行情况一览表

序号	环评批复要求	执行情况
1	认真落实《报告书》和《技术评估报告》提出的生态保护和恢复措施。控制井场作业范围，尽量减少占地；施工结束后，全面恢复植被；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，尽可能减少对原有植被和土壤的破坏；管线及道路施工过程中应严格控制施工作业带，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；加强对井场和管线回填区植被的绿化和抚育工作，并定期采取养护、补种等措施，提高植被覆盖率。	对于《报告书》和《技术评估报告》提出的生态保护和恢复措施，进行严格落实。尽量减少占地，大力恢复植被，对于挖取土方分开堆放，在施工结束后分层回填，制定了生态恢复计划。
2	认真落实《报告书》和《技术评估报告》中提出的大气污染防治措施。采用节能环保型柴油发电机和优质轻柴油并定期对柴油发电机等设备进行维护；运输材料的车辆用苫布遮盖并在车辆经过时控制车速，定期对施工场地进行洒水抑尘；气田开发集输采用密闭流程，井口设置紧急切断阀，采用技术质量可靠的仪表、阀门、控制设备等；集输系统采取有效措施控制管道天然气泄漏事故发生，加强对采气树、管道、阀门进行天然气测漏检验，及时消除安全隐患。	对于《报告书》和《技术评估报告》提出的大气污染防治措施，进行严格落实。施工机械定时维护，运输车辆有用苫布遮盖，定时巡查井口紧急切断阀仪表、阀门、控制设备等，施工场地有洒水车进行洒水，作业场地保持一定湿度；补口工艺、减少收缩套(带)使用量、控制加热温度，减少有机废气产生量。
3	认真落实《报告书》和《技术评估报告》中提出的水污染防治措施。钻井废水经收集后用于配置钻井液，循环利用，最后一口井的钻井废水送油田废弃物集中处理厂处置，不外排；井场及施工区设置移动式环保厕所，生活废水经生活污水暂存罐储存后，定期送政府指定市政污水处理厂统	对于《报告书》和《技术评估报告》中提出的水污染防治措施，进行严格落实钻井废水经收集后用于配置钻井液，循环利用，最后一口井的钻井废水送油田废弃物委托内蒙古联创恒坤环保科技有限公司处置，不外排；井场及施工区设置移动式环保厕所，生活废水经生活污水暂存罐储

	<p>一处理。运营期产生的气田水通过采出水管线输送至第三天然气处理厂处理，达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)和《气田水回注技术规范》(Q/SY01004-2016)水质要求后回注，不外排。落实《报告书》和《技术评估报告》提出的地下水和土壤监测要求。</p>	<p>存后，定期委托内蒙古联创恒坤环保科技有限公司处置。运营期产生的气田水通过采出水管线输送至第三天然气处理厂处理，达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)和《气田水回注技术规范》(Q/SY01004-2016)水质要求后回注，不外排。对《报告书》和《技术评估报告》提出的地下水和土壤监测进行监测。</p>
4	<p>合理安排施工时间，尽量减少或避免夜间的施工操作；选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的运转，降低噪声源强；合理安排强噪声施工机械的工作频次；在敏感点附近施工时在敏感点一侧设置围挡。</p>	<p>合理安排了施工时间，夜间不施工，施工设备选用低噪声机械设备，定时维护机械设备，合理安排强噪声施工机械的工作频次；在敏感点附近施工时在敏感点一侧设置围挡。</p>
5	<p>严格落实《报告书》和《技术评估报告》提出的固废污染防治措施。根据国家和地方的有关规定，按照“减量化、资源化、无害化”原则，对固体废物进行分类收集、处理和处置，确保不造成二次污染。各类固废严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)的要求，分类做好存贮和安全处置工作。一般固体废物应立足于综合利用，危险废物委托有资质单位处置。</p>	<p>对于《报告书》和《技术评估报告》提出的固废污染防治措施，进行严格落实。对固体废物进行分类收集，井场生活垃圾集中收集后委托榆林市蓝新环保科技有限公司处置，管线施工人员生活垃圾带回施工队居住地，倒入当地生活垃圾桶。施工过程中产生的废弃的边角料、焊条、焊渣等施工垃圾，集中收集后作为废品外售。一般固体废物应立足于综合利用，危险废物委托内蒙古奇祥再生资源有限公司进行处置。</p>
6	<p>建立健全环境风险应急处理机制，严格落实各项环境风险处理措施、生态平衡保护机制，防止环境风险带来的生态环境破坏。</p>	<p>2023年6月28日，中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司编制完成了《中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司苏53区块突发环境事件应急预案》，并于2023年7月7日在鄂尔多斯市生态环境局鄂托克旗分局进行了备案，备案编号：150624-2023-034-L。（详见附件）；管线设计符合《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)和《石油和天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)要求，不会对周围敏感目标产生不利影响。制定了详细的生态恢复计划。</p>

六、建设过程环境影响调查

6.1 勘探开发期环境影响调查

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011），验收调查时段一般分为勘探开发期、施工期、试运行期三个阶段进行，故本项目调查时段为施工期及试运行期二个时段，不进行勘探开发期的验收调查。

6.2 施工期环境调查

6.2.1 工程征地调查

工程总占地157343.7m²，其中临时占地为153730m²；永久占地为3613.7m²。占地主要类型是草地和沙地，不涉及基本农田。施工过程中不使用重大机械，避免对植被产生较大影响。临时占地使用后，立即实施植被恢复措施，植被治理率达到100%。

6.2.2 大气调查

（1）钻井时柴油发电机烟气排放

钻井过程中，由于柴油发电机燃料燃烧而产生的废气中主要污染物为烟尘、SO₂、NO_x等。施工期随着钻井数量的增加，局部污染物浓度有所增加，但影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。钻井作业的柴油发电机为流动废气污染源，非同时同地进行。因此，柴油发电机废气对评价区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。

（2）井场放空火炬烟气

井场试气作业中约有10×10⁴m³的天然气通过井场15m高火炬燃烧排放，废气中的主要污染物为烟尘、NO_x等，平均单井主要污染

物排放量：烟尘 0.015t、NO_x0.094t。由于井场所在区域地势开阔，风速较大，利于污染物扩散，因此实际施工过程中，井场放空火炬烟气对周围环境空气影响较小。

（3）施工扬尘

①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、路面含尘量、相对湿度等因素有关。根据同类工程建设经验，施工期施工区内运输车辆大多行驶在土路便道上，路面含尘量高，道路扬尘比较严重。据有关资料，在距路边下风向 50m，TSP 浓度大于 10mg/m³；距路边下风向 150m，TSP 浓度大于 5mg/m³。因此，应加强路面洒水抑尘。

②砂石料堆存过程中起尘及施工作业扬尘

砂石料堆存过程中在大风天气下的起尘，平整土地、筑路材料装卸等路基施工过程产生的扬尘，会对环境空气质量造成一定的影响。

③工程开挖土石方将破坏原有土壤、植被，致使地表产尘增加；建筑材料的运输、装卸过程以及堆放期间产生的地面扬尘，属于无组织排放，会造成附近环境空气的 TSP 浓度增高。

场地施工扬尘来自于场地清理、车辆在工地的来往行驶引起的。该项目由于施工期短，施工扬尘通过一定的洒水降尘措施，可以得到有效控制。

柴油尾气和放空燃烧烟气，其主要污染物为 NO_x 和 SO₂。经计算这部分废弃的排放量较小，且排放时间短，钻井期一结束，废气排

放也随之消失，因此这部分废气对大气环境影响较小。

采取以上措施后，项目施工期废气对周围环境空气造成的影响较小，且施工期对环境造成的影响随着施工结束而消失。施工期间颗粒物周界外浓度最高点 $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 周界外浓度最高点 $\leq 0.4\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 周界外浓度最高点 $\leq 0.12\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放监控浓度限值。

(4) 焊接、打磨废气

在管道对接工序过程中产生少量焊接废气、打磨废气，间歇产生，焊接及打磨均处于空旷地带，自然扩散，对周围环境影响较小。采取以上措施后，项目施工期废气对周围环境空气造成的影响较小，且施工期对环境造成的影响随着施工结束而消失。

(5) 施工机械及运输车辆排放的废气

施工过程中由于施工机械包括柴油发电机等、车辆的使用将不可避免的有机械、车辆尾气产生，尾气中的主要污染物为烟尘、 NO_x 、 SO_2 等。此类尾气为间断排放，随着机械、车辆使用频率的不同而随时变化，且施工机械和运输车辆尾气具有流动性和短暂性，施工区域位于室外开阔地带，施工车辆尾气仅对局部地点产生影响，且这种影响非常短暂。类似调查结果显示该类废气源对局部地区的环境影响较轻，不会造成大的影响。

项目施工期采取土方遮盖、定期洒水等抑尘措施，管线施工采取“分层开发、分层堆放和分层回填“，各段施工工期较短，项目施工扬尘对周围环境空气造成的影响较小且施工期对环境造成的影响随着

施工结束而消失。经类比同类型企业，颗粒物（烟尘）、NO_x、SO₂满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值。

6.2.3 水调查

本项目地表水：

本项目钻井废水收集后用于配置钻井液，井场内循环使用不外排，剩余无法回用的部分交由有处理资质的气田废弃物处理厂处置。因此，钻井期的开发活动对地表水环境无影响。

在暴雨季节（根据资料该地区最大暴雨可以达到50mm/d）施工时应注意防雨防洪，避免因暴雨使钻井废水外溢，具体措施如下：

①钻井废水及分离后的固相分别存放在收集装置废液储存罐、固渣储存箱暂储。

②各储存设施采用钢架支撑和高强度塑料膜组成，均设防雨棚，雨水不会进入储存装置，造成钻井废水溢流现象。

（2）生活污水环境影响分析

管道施工分段进行，且主要依靠当地村民进行管沟开挖及抬管，施工技术人员集中依托施工沿线食宿，不设施工营地，生活污水依托牧民住宅污水处理设施处置。

井场施工将在施工场地设施工营地，钻井施工人员生活污水经生活污水暂存罐暂存，定期送政府指定市政污水处理厂统一处理。

综上所述，井场项目施工期废水均得到妥善处置，不会对地表水环境产生明显影响。管线施工过程中无生产废水，管道试压采用压缩气体，施工期废水主要为施工人员生活污水，施工人员生活污水依托附近居民家厕所处理，不会对环境造成影响。

本项目地下水：钻井废水主要包括冲洗钻井平台、钻具、振动筛产生的废水；钻井液罐定期淘洗产生的废水；起下钻流失的钻井液、钻井液循环系统产生的渗漏废水；固井作业废水和井场上的雨水。实际过程中，钻井废水存放于可拆卸储液池内，在周边井场循环使用，不外排。

钻井废水主要产生于气田开发初期，其产生量随着井深和钻井周期而变化。根据该项目工程分析，全部排入井场可拆卸储液池中用于配制泥浆，循环利用。钻井结束后，可拆卸储液池内的上清液拉至新钻井场进行综合利用，废弃泥浆拉运至天然气废弃物处理厂处置。因此正常状况下钻井废水不会对地下水环境产生影响。

6.2.4 施工期声环境调查

(1) 钻井工程

钻井工程施工期各施工设备噪声昼间在 60m 处均可达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求，夜间在 300m 处可达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求。根据现场踏勘，本项目各井场中，井场距最近的散户距离为 457m。因此，施工过程不会对住户昼间声环境产生明显影响，会在夜间受到钻井噪声影响，评价要求，若井场布置距村庄等敏感点在 300m 范围内，则应采取在靠近敏感点一侧设置围挡、合理控制施工时间等措施以减轻钻井施工对敏感点声环境的影响。

采取上述措施后，项目钻井期对周围声环境影响可接受。

(2) 采气管线、道路工程

施工期各施工设备噪声昼间在 40m 处均可达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中限值要求, 项目采气管线、站场、道路工程夜间不施工。根据现场踏勘, 管线中心线两侧、道路中心线两侧距最近的散户距离为 118m, 因此采气管线施工期对周围声环境影响可接受。

6.2.5 施工期固废去向调查

(1) 钻井泥浆采用泥浆不落地技术处理后, 上清液用于重新配制钻井泥浆, 回用于钻井, 钻井泥浆大部分回用, 剩余部分随钻井岩屑脱出后一并委托鄂尔多斯市昊鑫绿科环境工程环境有限公司、内蒙古联创恒坤环保科技有限公司进行处置。

(2) 钻井岩屑采用泥浆不落地技术处理后, 收集至井场铁质固废渣储存箱中, 委托鄂尔多斯市昊鑫绿科环境工程环境有限公司、内蒙古联创恒坤环保科技有限公司进行处置。

(3) 废机油、废油桶、沾油污的废防渗材料委托内蒙古奇祥再生资源有限公司进行处置。

(4) 废防渗材料、施工废料集中收集后回收利用, 不能回收利用的外售处理。

(5) 井场施工人员产生的生活垃圾委托榆林市蓝新环保科技有限公司处置; 管线施工人员产生的生活垃圾集中收集后带回驻地, 倒入当地生活垃圾桶。

6.2.6 施工期土壤调查

本项目土壤污染防治主要涉及废水、固体废物等污染源的源头防控措施。根据对废水、固废的防控措施以及下列污染治理措施：

①井场、站场施工结束后，及时清理施工过程中产生的岩屑、钻井废弃泥浆和生活垃圾等固体废物。

②井场、站场竣工交付前，对永久和临时占地以及施工营地范围进行检查，对遗留的固体废物进行二次清理。

③已发污染的施工场地，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。

通过钻井施工前后井场土壤环境质量的监测，未发现土壤环境质量变化情况，如发现土壤污染情况，应采取进一步措施。

七、生态环境影响调查

7.1 生态环境影响调查方法

本次生态环境影响调查采用资料收集、现场调查相结合的方法。

(1) 资料收集通过收集整理环境影响评价文件、产能建设工程设计方案、环境监理报告及 HSE 管理文件等资料，确定现场调查的重点区域及调查路线。

(2) 现场调查由于井场站场布局分散，为全面、准确掌握项目区块生态环境情况，实地调查采取点、线调查相结合的方法，并重点调查涉及环境敏感目标的地段。

7.2 生态恢复措施

为调查本项目生态环境保护措施的落实情况，本次验收调查将项目环评报告及批复文件所提的生态环境保护措施。

由现场调查结果可知，本项目的生态保护措施得到了有效落实。目前，本项目所在地自然植被恢复良好，说明生态恢复措施已初显成效，项目区生态环境质量、生态系统结构和功能未出现明显下降，开发区内的植被已逐步恢复，说明本工程对生态的影响在环境可接受范围内。具体植被恢复情况如下：

序号	临时占地面积 (m ²)	占地类型	恢复面积 (m ²)	恢复措施
1	107421.68	草地	107421.68	按照10kg/亩标准撒播选择乡土种、优势种中浅根植物，如紫花苜蓿等进行植被恢复的草籽1611.3kg。
2	41789.36	沙地	41789.36	采用草方格固沙，草方格用紫花苜蓿等植物制作，尺寸为1m×1m，并按照10kg/亩标准播撒适宜当地植被恢复的草籽626.9kg。

3	4518.96	灌木林地	4518.96	种植杨柴、柠条等当地灌木作物进行恢复并按照10kg/亩标准撒播适宜当地植被恢复的草籽67.8kg。
---	---------	------	---------	---

7.3 生态恢复照片



苏 53-66-13CH



苏 53-82-24CH1



苏 53-82-62H1



苏 53-80-65



苏 53-64-22



苏 53-57-40 至 62 排 9 号 阀井 管线



苏 53-56-61 碰 苏 53-53-68 至 62 排 13 号 阀井 管线



苏 53-64-70 至苏 53-66-60H 管线



苏 53-54-81 至苏 53-49-72 三丛管线

7.4 对野生动植物资源影响

评价区处于暖温带，在中国动物地理区划中属古北界的中亚亚界、蒙新区东部草原亚区的鄂尔多斯暖温型典型草原省。由于该区处于毛乌素沙地的腹地，地貌类型多样，低湿地等隐域性环境发育良好，地表明水较多，因此，该区野生动物种类较多，野生动物群的基本成分是古北型、北方型、中亚型及东北—华北型动物，代表动物哺乳类有蒙古兔、蒙古鼠兔、黄鼬、獾、花鼠等；鸟类有石鸡、麻雀等；爬行类沙蜥和蛇等；两栖类有青蛙、中华蟾蜍和花背蟾蜍等；天然湖泊中有草鱼、鲫鱼等鱼类；该区另外还有一些蜻蜓、蟋蟀、蝴蝶、蚱蜢等昆虫类。其它野生动物均为广布种。

评价区主要家畜有牛、绵羊、蒙古马、骆驼等，以放牧采食为主。

7.5 水土流失

本项目施工过程中实现了挖填方平衡，无弃方产生。根据现场调查，管线沿线无遗留弃土弃渣，临时占地已完成生态恢复。根据调查，工程采取了相应的水土保持措施：在陡坡地段修建堡坎、护坡，穿越水域段采用导流渠施工工艺，对管沟两侧临时堆存的表土采取了设置土袋挡墙、编织布覆盖等方式，减少了水土流失。施工结束后，临时占地已进行复垦，目前，各临时占地基本恢复了土地原有功能，因本项目施工建设而产生的水土流失影响较小。

7.6 生态保护措施

为减小对生态环境的影响，项目施工过程中采取的措施如下：

（1）工程措施固沙：

- 1) 流动沙丘沙地：设 1m×1m 的麦草方格沙障。
- 2) 固定、半固定沙丘沙地地段，设 1m×2m 的麦草方格沙障。
- 3) 麦草方格沙障内用沙打旺草籽等易活植被草籽对沙地进行绿化。
- 4) 在开挖地表、平整土地时，尽可能将表土堆在一旁，施工完毕，应尽快整理施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被；对施工中产生的临时堆土和弃渣采取编织袋挡土墙临时拦挡。

（2）生物措施

生物措施主要是通过植树造林恢复由于施工破坏的天然植被。

（3）临时措施

1) 临时拦挡

在工程开工建设前，先对具备表土剥离条件的区域进行表土剥离，集中堆存于一旁空地内，作为后期植被恢复的绿化覆土。临时堆存表土遇大风和暴雨天气容易产生水土流失，方案补充对临时堆土坡脚采取编织袋装土拦挡等措施。

2) 临时苫盖

工程建设破坏地表植被、沙壳及地皮等水土保持设施，如不采取防护措施，极易造成水土流失，为此对于井场区、临时堆土表面采取防尘网苫盖措施。

3) 洒水措施

为了减少场地平整及井场施工过程中造成的沙土扬尘，有效防尘降尘，促进地表结皮，对施工面采取洒水措施。

井场工程施工结束后，临时占地全部进行生态保护恢复。

(1) 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和永久占地。

(2) 切实做好泥浆不落地工作，防止泥浆污染土壤环境。对钻井过程中产生的废弃泥浆和岩屑，采取集中处理措施处理，大大减轻对土壤的污染。

(3) 试气作业必须采取防井喷等有效措施。

(4) 临时占地在施工结束后，要及时将土回填，平整地面，临时占用的耕地及时复垦，其他土地类型采取覆土植草措施，栽植植物以沙柳、柠条等灌木为主，同时撒播草籽。

(5) 建设单位应严格按照环保有关要求，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，在第一个播种季节进行植被恢复，林草植被恢复率不低于 93%，植被盖度恢复到不低于项目周边，土地沙化面积不扩大。

井场植被恢复措施：井场施工结束后对场地平整、覆土，在井场周边外种植沙柳 6 行，行株距为 $0.5\text{m} \times 0.5\text{m}$ ，其他井场周边外种植沙柳 3 行，行株距为 $1\text{m} \times 1\text{m}$ ，同时播撒沙打旺、沙蒿等植被，同时组织养护人员定期巡检，发现植被未存活地块及时补种，保证植被的成活率。本项目改、扩建气井共计 5 口，均以单井形式计算井场占地面积，则本项目钻井井场植被恢复面积预计为 1.1hm^2 ，井场施工生活区植被恢复面积预计为 1hm^2 ，保证植被恢复率不低于 93%。

八、污染防治措施及环境影响调查

8.1 废气影响调查

废气污染源主要是非甲烷总烃，本项目委托内蒙古华智鼎检测技术有限公司对其进行监测。

(1) 监测点位：苏 53-66-13CH 井场厂界上风向○1、苏 53-66-13CH 井场厂界下风向○2、苏 53-66-13CH 井场厂界下风向○3、苏 53-66-13CH 井场厂界下风向○4；

(2) 监测因子：非甲烷总烃；

(3) 监测时间：2024 年 11 月 26 日~2024 年 11 月 27 日；

(4) 监测频次：3 次/天，测 2 天；

(5) 监测分析方法及仪器：

序号	检测项目	分析方法及来源	检出限	仪器设备名称/型号	仪器管理编号
1	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)	0.07 mg/m ³	气相色谱仪/GC9790II	HZD-002-A

(6) 监测结果与分析：

检测类别	无组织废气		检测性质	委托检测				
采样时间	检测项目	检测点位及检测结果						标准限值
		检测日期 (2024-11-27~2024-11-28)						
		苏 53-66-13CH 井场厂界上风向○1	苏 53-66-13CH 井场厂界下风向○2	苏 53-66-13CH 井场厂界下风向○3	苏 53-66-13CH 井场厂界下风向○4			
2024-11-26	非甲烷总烃 mg/m ³	第一次	0.71	1.50	1.86	1.61	4.0	

		第二次	0.26	1.57	1.78	1.99	
		第三次	0.37	1.68	1.88	1.90	
2024-11-27	非甲烷 总烃 mg/m ³	第一次	0.45	1.66	1.95	1.42	4.0
		第二次	0.35	1.54	1.32	1.55	
		第三次	0.50	1.86	1.52	1.71	
备注	检测点位和执行标准由委托方提供；非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）企业边界污染物控制要求。						

检测期间，苏 53-66-13CH 井场厂界外无组织非甲烷总烃最大排放浓度为 1.99mg/m³，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）限值要求。

8.2 废水影响调查

废水污染源主要是石油类、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、汞、砷、六价铬，本项目委托内蒙古华智鼎检测技术有限公司对其进行监测。

（1）监测点位：苏 53-80-65 至苏 53-78-65H 监测井☆1、苏 53-57-40 至 62 排 9 号阀井管线监测井☆2、苏 53-58-44H 至苏 53-58-46H 监测井☆3；

（2）监测因子：石油类、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、汞、砷、六价铬；

（3）监测时间：2024 年 11 月 27 日~2024 年 11 月 29 日；

（4）监测频次：2 次/天，测 2 天；

（5）监测分析方法及仪器：

序号	检测项目	方法名称及来源	检出限	仪器设备名称/型号	仪器管理编号
1	砷	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	0.3 μg/L	原子荧光分光光度计 /AFS-8220	HZD-003-A
2	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	0.04 μg/L	原子荧光分光光度计 /AFS-8220	HZD-003-A
3	六价铬	《地下水水质分析方法 第17部分：总铬和六价铬量的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》 DZ/T0064.17-2021	0.004 mg/L (定量限)	可见分光光度计/7230G	HZD-022-A
4	石油烃(C10-C40)	《水质 可萃取性石油烃(C10-C40)的测定 气相色谱法》(HJ 894-2017)	0.01 mg/L	气相色谱仪 /Trace GC 1300	HZD-002-B
5	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	0.01 mg/L	紫外分光光度计 /UV-5100	HZD-021-A
6	*石油烃(C6-C9)	《水质 挥发性石油烃(C6-C9)的测定吹扫捕集/气相色谱法》(HJ893-2017)	0.02 mg/L	—	—

(6) 监测结果与分析：

地下水检测结果表(1)

序号	检测项目	单位	采样点位与检测日期 (2024年11月27日~2024年11月29日)				标准限值
			苏 53-80-65 至 苏 53-78-65H 监测井☆1 E108°31'12.18",N39°9'47.21"				
			采样日期：2024年11月26日		采样日期：2024年11月27日		
			第一次	第二次	第一次	第二次	
1	砷	mg/L	6.6×10 ⁻³	6.5×10 ⁻³	6.3×10 ⁻³	6.2×10 ⁻³	≤0.01
2	汞	mg/L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	≤0.001
3	六价铬	mg/L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
4	石油烃(C10-C40)	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	—

5	石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
6	*石油烃 (C6-C9)	mg/L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	—
备注	<p>1.检测点位和执行标准由委托方提供，地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中 III 类水质标准要求；</p> <p>2.“L”表示未检出或低于检出限，检出限详见检测方法一览表。</p> <p>3.*石油烃（C6-C9）分包到山东国实检测技术有限公司，资质证书编号 191512110535，有效期至 2025 年 10 月 22 日。</p>						

地下水检测结果表（2）

序号	检测项目	单位	采样点位与检测日期 (2024年11月27日~2024年11月29日)				标准限值
			苏 53-57-40 至 62 排 9 号 阀 井 管 线 监 测 井 ☆ 2 E108°26'2.84",N39°15'44.79"				
			采样日期：2024年11月26日		采样日期：2024年11月27日		
			第一次	第二次	第一次	第二次	
1	砷	mg/L	4.2×10 ⁻³	4.1×10 ⁻³	4.2×10 ⁻³	4.3×10 ⁻³	≤0.01
2	汞	mg/L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	≤0.001
3	六价铬	mg/L	0.006	0.005	0.005	0.004	≤0.05
4	石油烃 (C10-C40)	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	—
5	石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
6	*石油烃 (C6-C9)	mg/L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	—
备注	<p>1.检测点位和执行标准由委托方提供，地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中 III 类水质标准要求；</p> <p>2.“L”表示未检出或低于检出限，检出限详见检测方法一览表。</p> <p>3.*石油烃（C6-C9）分包到山东国实检测技术有限公司，资质证书编号 191512110535，有效期至 2025 年 10 月 22 日。</p>						

地下水检测结果表（3）

序号	检测项目	单位	采样点位与检测日期 (2024年11月27日~2024年11月29日)		标准限值
			苏 53-58-44H 至 苏 53-58-46H 监 测 井 ☆ 3 E108°27'2.71",N39°16'31.57"		

			采样日期：2024年11月26日		采样日期：2024年11月27日		
			日		日		
			第一次	第二次	第一次	第二次	
1	砷	mg/L	3.8×10 ⁻³	3.8×10 ⁻³	3.7×10 ⁻³	3.8×10 ⁻³	≤0.01
2	汞	mg/L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	≤0.001
3	六价铬	mg/L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
4	石油烃 (C10-C40)	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	—
5	石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
6	*石油烃 (C6-C9)	mg/L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	—
备注	<p>1.检测点位和执行标准由委托方提供，地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中 III 类水质标准要求；</p> <p>2.“L”表示未检出或低于检出限，检出限详见检测方法一览表。</p> <p>3.*石油烃（C6-C9）分包到山东国实检测技术有限公司，资质证书编号 191512110535，有效期至 2025 年 10 月 22 日。</p>						

经检测，项目三口监测井各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，石油类因子满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中 III 类水质标准要求。

8.3 声影响调查

声环境污染源主要是厂界噪声，本项目委托内蒙古华智鼎检测技术有限公司对其进行监测。

(1) 监测点位：苏 53-66-13CH 井场厂界东侧▲1、苏 53-66-13CH 井场厂界南侧▲2、苏 53-66-13CH 井场厂界西侧▲3、苏 53-66-13CH 井场厂界北侧▲4；

(2) 监测因子：厂界噪声；

(3) 监测时间：2024 年 11 月 26 日~2024 年 11 月 27 日；

(4) 监测频次：昼、夜各 1 次，测 2 天；

(5) 监测分析方法及仪器:

检测项目	分析方法及来源	仪器设备名称/型号	仪器管理编号
厂界噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)	多功能声级计 /AWA5688	HZD-053-E
		声校准器/AWA6022A	HZD-050-E

(6) 监测结果与分析:

检测类别		厂界噪声		检测性质	委托检测	
气象参数	2024-11-26	天气	多云	风速	2.8m/s(昼)	2.2m/s(夜)
气象参数	2024-11-27	天气	晴	风速	2.5m/s(昼)	2.1m/s(夜)
检测点位名称		检测日期	检测时间(昼)	结果值dB(A)	检测时间(夜)	结果值dB(A)
苏 53-66-13CH 井场厂界东侧▲1		2024-11-26	08:01-08:11	54	22:03-22:13	43
苏 53-66-13CH 井场厂界南侧▲2			08:16-08:26	59	22:20-22:30	45
苏 53-66-13CH 井场厂界西侧▲3			08:33-08:43	54	22:36-22:46	46
苏 53-66-13CH 井场厂界北侧▲4			08:50-09:00	52	22:54-23:04	45
苏 53-66-13CH 井场厂界东侧▲1		2024-11-27	08:02-08:12	55	22:00-22:10	46
苏 53-66-13CH 井场厂界南侧▲2			08:17-08:27	58	22:19-22:29	48
苏 53-66-13CH 井场厂界西侧▲3			08:37-08:47	54	22:38-22:48	45
苏 53-66-13CH 井场厂界北侧▲4			08:55-09:05	53	22:57-23:07	45
备注	检测点位和执行标准由委托方提供;执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中声功能区2类标准,噪声排放限制:昼间60dB(A),夜间50dB(A)。					

检测期间,苏 53-66-13CH 井场厂界噪声昼间最大值为 59dB(A),夜间最大值为 48dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区昼间 60dB(A),夜间 50dB(A)的限值

要求。

8.4 土壤影响调查

土壤环境污染源主要是石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、pH、土壤水溶性盐总量、挥发酚、汞、*烷基汞、砷、镉、总铬、六价铬、铅、镍、铜、锌、钒、苯、甲苯、乙苯、间/对二甲苯、邻二甲苯、苯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、1,2,4-三氯苯、蒽、荧蒽、苯并[b]荧蒽、苯并[a]芘、萘、苯并[g,h,i]芘、芘、蒎、蒎烯、芴、菲、石油类，本项目委托内蒙古华智鼎检测技术有限公司对其进行监测。

(1) 监测点位：苏 53-57-40 至 62 排 9 号阀井管线土壤监测点(表层样) □1、苏 53-80-65 土壤监测点（表层样）□2；

(2) 监测因子：石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、pH、土壤水溶性盐总量、挥发酚、汞、*烷基汞、砷、镉、总铬、六价铬、铅、镍、铜、锌、钒、苯、甲苯、乙苯、间/对二甲苯、邻二甲苯、苯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、1,2,4-三氯苯、蒽、荧蒽、苯并[b]荧蒽、苯并[a]芘、萘、苯并[g,h,i]芘、芘、蒎、蒎烯、芴、菲、石油类；

(3) 监测时间：2024 年 11 月 27 日~2024 年 11 月 29 日；

(4) 监测频次：1 次/天，测 2 天；

(5) 监测分析方法及仪器：

序号	检测项目	分析方法	检出限 (mg/kg)	仪器设备名称 /型号	仪器管理 编号
----	------	------	----------------	---------------	------------

1	总砷	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法》第2部分：土壤中总砷的测定（GB/T 22105.2-2008）	0.01	原子荧光光度计/AFS-8220	HZD-003-A
2	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）	0.01	石墨炉原子吸收光谱仪/ICE-3500	HZD-020-A
3	六价铬	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》（HJ 1082-2019）	0.5	原子吸收分光光度计/AA-7020	HZD-020-B
4	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）	1	原子吸收分光光度计/AA-7020	HZD-020-B
5	铅	《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）	10	原子吸收分光光度计/AA-7020	HZD-020-B
6	总汞	《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）	0.002	原子荧光光度计/AFS-8220	HZD-003-A
7	镍	《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）	3	原子吸收分光光度计/AA-7020	HZD-020-B
8	pH	《土壤 pH 测定 电位法》（HJ 962-2018）	—	pH 计/FE28	HZD-009-G
9	石油烃（C10-C40）	《土壤和沉积物 石油烃（C10-C40）的测定 气相色谱法》（HJ 1021-2019）	6	气相色谱仪/Trace GC 1300	HZD-002-B
10	锌	《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）	1	原子吸收分光光度计/AA-7020	HZD-020-B

11	铬	《土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法》 (HJ 491-2019)	4	原子吸收分光光度计 /AA-7020	HZD-020-B
12	土壤水溶性盐总量	《土壤检测 第 16 部分：土壤水溶性盐总量的测定 电导率法》(NY/T1121.16-2006)	—	电子天平(万分之一)/FA2004B	HZD-011-A
13	挥发酚	《土壤和沉积物 挥发酚的测定 4-氨基安替比林 分光光度法》(HJ998-2018)	0.3	可见分光光度计/7230G	HZD-022-A
14	*石油烃(C6~C9)	《土壤和沉积物 石油烃(C6~C9)的测定 吹扫捕集气相色谱法》(HJ 1020-2019)	0.04	—	—
15	*烷基汞	《烷基汞 土壤和沉积物 烷基汞的测定 吹扫捕集/气相色谱原子荧光法》 (230-JC-019-2019)	—	—	—
16	苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	0.0016	气相色谱质谱联用仪 /ISQ7000	HZD-018-A
17	甲苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	0.002	气相色谱质谱联用仪 /ISQ7000	HZD-018-A
18	乙苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	0.0012	气相色谱质谱联用仪 /ISQ7000	HZD-018-A
19	间/对二甲苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	0.0036	气相色谱质谱联用仪 /ISQ7000	HZD-018-A
20	邻二甲苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	0.0013	气相色谱质谱联用仪 /ISQ7000	HZD-018-A
21	苯乙烯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	0.0016	气相色谱质谱联用仪 /ISQ7000	HZD-018-A
22	氯苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	0.0011	气相色谱质谱联用仪 /ISQ7000	HZD-018-A

23	1,2-二氯苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定顶空/ 气相色谱-质谱法》（HJ 642-2013）	0.001	气相色谱质谱联用仪 /ISQ7000	HZD-018-A
24	1,4-二氯苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定顶空/ 气相色谱-质谱法》（HJ 642-2013）	0.0012	气相色谱质谱联用仪 /ISQ7000	HZD-018-A
25	萸	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》HJ 784-2016	0.004	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A
26	萸萸	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》HJ 784-2016	0.005	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A
27	苯并[b]萸萸	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》（HJ 784-2016）	0.005	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A
28	苯并[a]芘	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》（HJ 784-2016）	0.005	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A
29	萘	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》（HJ 784-2016）	0.003	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A
30	苯并 [g,h,i] 芘	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》HJ 784-2016	0.005	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A
31	芘	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》HJ 784-2016	0.003	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A
32	芘	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》HJ 784-2016	0.003	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A
33	芘烯	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》HJ 784-2016	0.003	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A
34	芘	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》HJ 784-2016	0.005	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A

35	菲	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》HJ 784-2016	0.005	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A
36	钒	《土壤和沉积物 12种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法》HJ 803-2016	0.4	电感耦合等离子体质谱仪 (ICP-MS) /SUPEC7000	HZD-112-C
37	石油类	《土壤 石油类的测定 红外分光光度法》(HJ 1051-2019)	4	红外分光测油仪/OIL460	HZD-005-A
38	1,2,4-三氯苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法》HJ 642-2013	0.0008	气相色谱质谱联用仪 /ISQ7000	HZD-018-A

(6) 监测结果与分析:

土壤检测项目检测结果 (1)

检测类别		土壤	检测性质	委托检测	
采样日期		2024年11月26日	检测日期	2024年11月27日~2024年11月29日	
序号及检测因子			采样点位及检测结果		
序号	检测因子	单位	苏53-57-40至62排9号阀井管线土壤监测点□1 E108°26'4.02",N39°15'43.84"	标准限值	
1	总砷	mg/kg	8.75	25	
2	镉	mg/kg	0.16	0.6	
3	铜	mg/kg	16	100	
4	铅	mg/kg	19	170	
5	总汞	mg/kg	0.0467	3.4	
6	镍	mg/kg	24	190	
7	pH	无量纲	8.43	—	
8	土壤水溶性盐总量	g/kg	0.5	—	
9	铬	mg/kg	59	—	
10	锌	mg/kg	56	—	
11	六价铬	mg/kg	0.9	—	
12	挥发酚	mg/kg	ND	—	
13	石油烃 (C10-C40)	mg/kg	17	—	

14	*石油烃 (C6~C9)	mg/kg	ND	—
15	*烷基汞	mg/kg	ND	—
16	苯	mg/kg	ND	—
17	甲苯	mg/kg	ND	—
18	乙苯	mg/kg	ND	—
19	间/对二甲苯	mg/kg	ND	—
20	邻二甲苯	mg/kg	ND	—
21	苯乙烯	mg/kg	ND	—
22	氯苯	mg/kg	ND	—
23	1,2-二氯苯	mg/kg	ND	—
24	1,4-二氯苯	mg/kg	ND	—
25	萘	mg/kg	ND	—
26	荧蒽	mg/kg	ND	—
27	苯并[b]荧蒽	mg/kg	ND	—
28	苯并[a]芘	mg/kg	ND	—
29	萘	mg/kg	ND	—
30	苯并[g,h,i]芘	mg/kg	ND	—
31	芘	mg/kg	ND	—
32	蒽	mg/kg	ND	—
33	蒽烯	mg/kg	ND	—
34	蒾	mg/kg	ND	—
35	菲	mg/kg	ND	—
36	钒	mg/kg	83.2	—
37	石油类	mg/kg	33	—
38	1,2,4-三氯苯	mg/kg	ND	—
备注	1.检测点位和执行标准由委托方提供执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1相关标准； 2.*石油烃（C6-C9）、*烷基汞分包到山东国实检测技术有限公司，资质证书编号191512110535，有效期至2025年10月22日。			

土壤检测项目检测结果（2）

检测类别	土壤	检测性质	委托检测
采样日期	2024年11月26日	检测日期	2024年11月27日~2024年11月29日
序号及检测因子		采样点位及检测结果	
序号	检测因子	单位	标准限值
			苏53-80-65土壤监测点□2 E108°31'30.44",N39°9'16.63"

1	总砷	mg/kg	8.87	60
2	镉	mg/kg	0.19	65
3	铜	mg/kg	15	18000
4	铅	mg/kg	18	800
5	总汞	mg/kg	0.0708	38
6	镍	mg/kg	22	900
7	pH	无量纲	8.27	—
8	土壤水溶性盐 总量	g/kg	0.3	—
9	铬	mg/kg	62	—
10	锌	mg/kg	51	—
11	六价铬	mg/kg	1.1	5.7
12	挥发酚	mg/kg	ND	—
13	石油烃 (C10-C40)	mg/kg	12	4500
14	*石油烃 (C6-C9)	mg/kg	ND	—
15	*烷基汞	mg/kg	ND	—
16	苯	mg/kg	ND	4
17	甲苯	mg/kg	ND	1200
18	乙苯	mg/kg	ND	28
19	间/对二甲苯	mg/kg	ND	570
20	邻二甲苯	mg/kg	ND	640
21	苯乙烯	mg/kg	ND	1290
22	氯苯	mg/kg	ND	270
23	1,2-二氯苯	mg/kg	ND	560
24	1,4-二氯苯	mg/kg	ND	20
25	蒽	mg/kg	ND	—
26	荧蒽	mg/kg	ND	—
27	苯并[b]荧蒽	mg/kg	ND	15
28	苯并[a]芘	mg/kg	ND	1.5
29	萘	mg/kg	ND	70
30	苯并[g,h,i]芘	mg/kg	ND	—
31	芘	mg/kg	ND	—
32	茚	mg/kg	ND	—
33	茚烯	mg/kg	ND	—
34	芴	mg/kg	ND	—

35	菲	mg/kg	ND	—
36	钒	mg/kg	72.6	752
37	石油类	mg/kg	23	—
38	1,2,4-三氯苯	mg/kg	ND	—
备注	1.检测点位和执行标准由委托方提供执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB 36600-2018）二类标准； 2.*石油烃（C6-C9）、*烷基汞分包到山东国实检测技术有限公司，资质证书编号191512110535，有效期至2025年10月22日。			

由上表可见，占地范围内土壤监测点位各项监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB 36600-2018）二类标准；特征污染因子石油烃（C₆-C₉）未检出，（C₁₀-C₄₀）远远低于限值。

九、社会影响调查

9.1 拆迁安置影响调查

根据调查项目区内主要居民为农牧民,居住分散,距离间隔较远,环评期间仅对群居村庄进行调查,本次验收期间不仅对群居村庄进行调查,也对散户进行了调查。根据现场调查,验收调查范围内未新增群居村庄敏感点。

9.2 文物保护措施调查

在建设过程中,2023年苏53区块第二批产能建设项目严格按照设计方案开发,所占区域未发生变化,建设过程中区域内也未发现新的文物古迹。

根据对本次验收范围内采气管线位置的调查,本次验收范围内无文物保护单位。

9.3 小结

本验收范围内无文物古迹,工程建设内容对地面文物古迹无影响。

十、污染物排放总量控制调查

10.1 环评中污染物排放总量

污染物总量控制是将某一区域作为一个完整体系,以实现环境质量目标为目的,确定区域内各类污染物的允许排放量,从而保证实现环境质量目标的前提下,促进区域经济的健康稳定发展。本项目建议总量控制指标为: COD: 0t/a; 氨氮: 0t/a; SO₂: 0t/a; 氮氧化物: 0t/a。

本项目运营期正常工况下不排放废气、废水,因此不需要申请总量。

10.2 验收中污染物排放总量

本次验收不涉及污染物排放总量。

十一、环境风险事故防范及应急措施调查

11.1 风险源调查

根据本工程危险物质数量和分布情况、项目特点，本项目施工期不涉及危险物质；运营期主要涉及的危险物质为天然气（主要成分为甲烷）。天然气为本项目输送的产品。天然气在运输过程中均存在一定危险有害性。

根据调查结果，工程在试运行期未发生过火灾或爆炸等环境风险事故。

11.2 风险防范措施落实情况调查

中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司编制的《苏里格气田分公司苏53区块突发环境事件应急预案》中风险防范措施切实可行。严格落实风险防范措施后，井场环境风险达到可接受水平，项目环境风险是可防控的。根据调查，工程自试运营以来未发生过破坏性风险事故，风险防范措施有效。

11.3 应急预案调查

为防止安全事件造成的重大环境污染和环境破坏，保护环境，实现可持续发展，结合本项目实际，2023年6月28日，中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司编制完成了《中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司苏53区块突发环境事件应急预案》，并于2023年7月7日在鄂尔多斯市生态环境局鄂托克旗分局进行了备案，备案编号：150624-2023-034-L；

应急预案包括总则、基本情况调查、应急组织机构与人员职责、环境风险预防与预警、环境风险分析、预警、响应及处置、应急处置、后期处置、应急保障、监督与管理等方面的内容。

11.4 小结

针对环评及其批复文件中提出的各项环境风险事故防范与应急措施，在总体布局、工艺设计、设备选型、施工单位选择、监督管理等方面均予以落实。制订了环境风险事故应急预案，已在鄂尔多斯市生态环境局鄂托克旗进行了备案登记。公司进行风险事故的日常演练，提高了职工应对风险的能力。

十二、环境管理现状及监测计划

12.1 建设项目环境管理制度执行情况

本项目工程立项、环评手续齐全，环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。基本执行了国家有关建设项目环保审批手续及“三同时”制度。

12.2 环境管理体系

12.2.1 环境管理体系机构设置

为对本项目工程进行有效的管理，需要设置相应的生产管理机构、行政管理机构和辅助生产机构。鉴于项目工程实际建设中的特点，建议建设单位在施工期成立环境保护总监，建立实施 HSE（健康、安全与环境）管理体系，专职负责施工期的环境监理，同时设有质量安全环保科，负责营运期日常性环保管理工作。中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司依据《石油天然气健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276）标准，建立了 HSE 管理体系和安全环境管理机构。

12.2.2 各级 QHSE 组织的职责

目前，中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司 QHSE 委员会对全厂环境保护实行统一领导，审议环境保护发展规划、年度工作计划、环保业绩指标和考核奖惩，讨论决定环境保护事项。各 QHSE 专业委员会负责本专业内环境保护工作的统筹协调、业务指导和监督检查。质量安全环保科是全厂环境保护归口管理部门。

（1）QHSE 委员会

为采气厂安全生产管理工作的最高组织领导机构，由环境保护第一责任人任主任；委员会应当定期召开会议，研究部署本单位环境保护工作。主要履行以下职责：

①审定环境保护发展规划和年度工作计划，保障环境保护资金投入。

②审定环境保护目标和指标，并组织检查考核；

③审定突发环境事件应急预案，组织、协调环境事件的调查与处理；

④讨论决定其他重大环境保护事项，解决重大环境保护问题。

（2）质量安全环保科

①贯彻执行国家环境保护法律法规、规划、计划和相关要求，以及集团公司、油田公司环境保护规章制度、规划、计划和相关要求；制定厂环境保护规章制度、规划和计划，并监督执行；

②制定厂环境保护目标和指标，监督、检查、考核所属各单位、各部门环境保护目标责任制的落实，组织环境管理体系建设和审核工作；

③监督厂年度环境监测计划的制定及落实；

④组织环保隐患排查，并督促整改；

⑤组织开展环境因素辨识及评价及突发环境事件风险评估；

⑥负责厂建设项目环境保护监督管理，协调、监督、检查、考核建设项目环境影响评价、环境监理、竣工环境保护验收、环境影响“后评价”以及相关批复落实执行情况；

- ⑦协助开展环境保护税申报和缴纳；
- ⑧指导、监督所属单位落实排污许可制度、重点污染物排放总量控制制度，负责办理排污许可证；
- ⑨负责全厂环境统计工作，收集、整理、上报各类环境统计信息；
- ⑩组织或参与环境保护教育、培训和对外交流工作；
- ⑪负责全厂危险废物监督管理，组织含油污泥等业务范围内危险废物的转移处置；
- ⑫组织开展厂环境风险评估，编制、修订厂级突发环境事件应急预案，并组织评审、备案，开展厂级突发环境事件专项应急演练；
- ⑬组织开展清洁生产审核，推进清洁生产；
- ⑭组织或参与环境事件的调查和报告；
- ⑮组织开展环境信息公开日常工作，按照国家、地方要求，在规定时间内如实向社会公开环境信息，接受公众监督；
- ⑯负责厂温室气体排放监督管理，指导、监督温室气体排放核算与报告和温室气体排放控制工作；
- ⑰开展与属地政府相关主管部门的环境保护业务联系。

12.3 环境管理内容

12.3.1 环境管理工作内容

结合本项目施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别的结果，环境管理侧重在以下方面开展工作：

- (1) 工艺流程分析；
- (2) 污染生态危害和影响分析；

- (3) 泄漏事故危害和风险影响分析；
- (4) 建立预防危害的防范措施；
- (5) 制定环境保护措施；
- (6) 建立准许作业手册和应急预案。

12.3.2 施工期环境管理

(1) 管理体系

工程施工管理组成应包括建设单位、监理单位、施工单位在内的三级体系，同时要求工程设计单位做好服务与配合。

①施工单位应加强自身的环境管理，须配备必须经过相关培路定能力和资质的专、兼职环保管理人员，并赋予相应的职责和权力。

②监理单位应根据环境影响报告书、环保工程施工设计中及施工合同中规定执行的各项环保措施作为监理工作重要内容，对建设项目任项环保工程建设质量把关，监督施工单位落实施工中采取的各项环保措施。

③在工程施工承发包工作中，应将环保工程摆在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、公众三入相互利益的关系。

(2) 监督体系

从工程施工的全过程而言，地方环保、水利、交通、环卫等部门是工程施工期环境监督的主体，而在某一具体或敏感环节，银行、审计、司法部门及新闻媒体也是监督体系的重要组成部分。

(3) 施工期环境管理

①建设单位与施工单位签定工程承包合同中，应包括施工期间环境保护条款，工程施工中生态环境保护、施工期间环境污染控制、污染物排放管理、施工人员环保教育及相关奖惩条款。

②施工单位应提高环保意识，加强驻地和施工现场的环境管理，合理安排施工计划，做到组织计划严谨，文明施工；环保工程与主体工程同时施工、同时运行，环保工程费用专款专用，不偷工减料、延误工期。

③施工单位应特别注意工程施工中的水土保持，尽可能保护好沿线土壤、植被，弃土弃渣须运至设计中指定地点弃置，严禁随意堆置，防止对地表水环境产生影响。

④施工现场、驻地及临时设施，应加强环境管理，妥善处置施工“三废”。

⑤认真落实各项补偿措施，做好工程各项环保设施的施工监理与验收，保证环保工程质量，真正做到环保工程“三同时计划”。

12.3.3 运营期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻运营期对环境的影响，本项目在运营期管理的主要内容是：

(1) 与当地环保部门及其授权监测部门保持密切联系，监管项

目污染物的排放情况，落实污染物总量控制指标；对污染事故、纠纷进行处理；

(2) 完善环保设施运行与维护管理制度，并落实实施；

(3) 建立企业内部环境审核制度；

(4) 定期和不定期开展全员清洁生产教育和培训；

(5) 开展 ISO14000 环境认证；

(6) 跟踪国家和地方环境保护相关法律、法规、部门规章、相关规划要求，及时调整企业环境目标，制定达到新环境目标的工作方案并实施；

(7) 开展环境回顾工作，查找工程运行过程中环境不足，提出整改方案并实施。

12.4 环境风险防范措施

12.4.1 风险管理措施

(1) 严格执行国家的安全卫生标准规范及相关的法律法规，在项目建设同时，对安全、防火、防爆、劳动保护等方面综合考虑；

(2) 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；

(3) 对施工单位及个人定期进行环保安全教育，增强职工的环保意识和安全意识；

(4) 在施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平；

(5) 在作业前根据现场情况进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题；

(6) 风险管理是一个动态的、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。

12.4.2 技术防范措施

集输管线事故防范措施

①集输管线严格按照管道规范进行铺设，在穿越如河流等敏感地点时对集输管线进行加厚处理，全面预防管线泄漏；

②加强对管线的巡视检查，及时处理管道沿线的异常情况，按照管道检修标准定期对管道进行防腐维护、运行情况检查，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管道穿越公路、沟道、河流两侧设置明显标志，防止第三方施工意外损坏管道。管线两端安装截止阀以及压力检测装置，确保发生泄漏事故时第一时间响应并启动截断阀，将泄漏量控制到最小；

④若发现管道泄漏事故的发生，第一时间启动应急预案，启动管线两端截断阀、明确泄漏点，控制污染源。；

⑤若发现管道泄漏事故的发生，第一时间启动应急预案，启动管线两端截断阀、明确泄漏点，控制污染源。

集输管线管理措施

①在管线系统投产运行前，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线事故应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与管线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线保护法》，减少、避免发生第三方破坏的事故；

⑤制定事故应急预案，配备适当的管线抢修、灭火及人员抢救设备。

12.4.3 突发环境事件应急预案

中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司编制有《中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司苏53区块突发环境事件应急预案》，并于2023年7月7日在鄂尔多斯市生态环境局鄂托克旗分局进行了备案，备案编号：150624-2023-034-L。

12.5 环境监测计划

(1) 制定目的、原则制定环境监测计划的目的是为了监督各项措施的落实，根据监测结果适时调整环境保护行动计划，为环保措施的实施时间和实施方案提供依据，制定的原则是根据预期的各个时间的主要环境影响。

(2) 本项目运营期无废气、废水、噪声产生，因此不再进行监测；项目环境影响主要在施工阶段，施工阶段的监测项目主要是TSP

和噪声。

(3) 本项目环境监测

表 12.5-1 环境监测计划

类别	监测点位置	监测项目	监测频率	控制指标
大气	苏 53-78-26CH1 井场、 苏 53-82-14CH1 井场、 苏 53-66-13CH 井场	无组织非甲烷总烃	1 次/季度	《陆上石油天然气开采工业 大气污染物排放标准》 (GB39728-2020) 企业边界 污染物控制要求
噪声	气井厂界	昼、夜 Leq (A)	一次/季度	《工业企业厂界环境噪 声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类标准
地下水	共设 6 眼地下水监测井	石油类、石油烃 (C6~C9)、石油烃 (C10~C40)、汞 b、 砷、六价铬。	2 次/年	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III 类 标准
土壤	6 个土壤监测点	pH、全盐量、挥发性酚 类、石油烃 (C6~C9)、 石油烃 (C10~C40)、 汞、烷基汞、砷、镉、 总铬、六价铬、铅、镍、 铜、锌、钒、苯、甲苯、 乙苯、二甲苯、苯乙烯、 氯苯、邻二氯苯、对二 氯苯、三氯苯 (总量)、 蒽、荧蒽、苯并 (b) 荧 蒽、苯并 (a) 芘、 萘、苯并 [g,h,i] 芘、 苝、锌、蒗、蒗烯、 蒗、菲、石油类。	一次/年	石油烃执行《土壤环境质 量建设用地土壤污染风 险管控标准 (试行)》 (GB36600-2018) 筛选值 第二类用地标准要求；其 他因子以开钻前监测时 的背景值作为判定标准

生态	气井；管线两侧	植被恢复情况，防风固沙措施落实情况； 重点关注本项目对生态环境保护的实际影响、生态保护对策措施的有效性以及生态修复效果等	一次/年	临时占地在第一个播种季节进行植被恢复，恢复率在施工结束后3年内达到93%以上，植被盖度恢复到不低于项目周边，土地沙化面积不扩大
----	---------	---	------	---

十三、公众意见调查

13.1 调查目的

公众意见调查是建设项目环境影响调查工作的主要内容之一，也是建设项目环境影响竣工调查的重要方法和手段。通过公众意见的调查，可以定性了解建设项目在不同时期存在的各方面影响，特别是可以发现施工期存在的环境影响问题及遗留问题的情况，配合现场勘察、现状监测、文件资料核实工作，也可检查环评、设计及其批复所提环保措施的落实情况及有效性；同时分析运营期公众关心的新的环境问题和工程建设后初期显现的环境影响，为环保措施进一步改进和提出补救措施提供基础。

13.2 调查方法、对象及内容

本次公众意见调查主要调查对象为项目区内分布的居民、牧民、农民及单位职工，并考虑调查对象不同年龄、文化与职业。本次公众意见调查采用分发调查表的形式进行。

13.3 公众参与结果分析

本次调查共发放调查表 10 份，收回 10 份，回收率 100%；所有被调查者年龄在 25~65 岁之间，文化程度基本以中学（高初中）为主，部分年长者为小学文化程度。调查对象全部为项目区内分布的居民、牧民、农民及单位职工。调查表内容见表 13.3-1

表 13.3-1 公众意见调查表（针对普通公众）

项目概况：2023 年苏 53 区块第二批产能建设项目位于内蒙古自治区鄂尔多斯市鄂托克旗境内。工程建设内容为：建设 3 口气井、改建 2 口气井，新建井场进场道路 1219m，新建 16 条天然气采气管线，采气管线全长 14677m。

主要环境影响：本项目建设对环境的影响分为施工期和运行期两个阶段。施工期对环境的影响主要表现为对土壤扰动和自然植被等的破坏以及“三废”排放对环境造成的影响。运营

期，由于输气管道敷设在地下，进行密闭输送，管道进行了防腐处理，在正常情况下，不会有污染物排放。

主要环保措施：本项目在施工期和运行期分别规定了污染防治措施、生态修复措施、水土保持措施，在施工期规定了分层开挖与回填措施，水、气、固、噪的污染控制措施，生态恢复措施，水土保持措施，以及敏感目标保护措施等。在运行期规定了事故风险防范措施。感谢您的合作！

基本情况	姓名		性别		年龄		民族	
	文化程度		联系方式					

请在您认为正确的地方打√

您与本项目的关系	受征地影响的公众	施工期可能受影响的公众	营运期可能受影响的公众	沿线有关部门或企业单位人员
----------	----------	-------------	-------------	---------------

基本态度	项目建设是否有利于本地区的发展	有利	不利	不知道
------	-----------------	----	----	-----

施工期间	施工期是否发生过环境污染事件或扰民事件	有		没有	
	施工期间是否发生过风险问题	有		没有	
	夜间有无施工现象	经常	偶尔	没有	—
	施工期间扬尘对您的影响	严重	一般	轻微	无影响
	施工期间废水排放对您的影响	严重	一般	轻微	无影响
	施工期间噪声对您的影响	严重	一般	轻微	无影响
	施工期对地下水的影响	严重	一般	轻微	无影响
	施工生活和生产垃圾的堆放对您的影响	严重	一般	轻微	无影响
	施工期对生态环境的影响	严重	一般	轻微	无影响
	施工期对当地鸟类的影响	严重	一般	轻微	无影响

试生产期间	试生产期间空气质量恢复情况	很好	较好	一般	较差
	试生产期间水污染物恢复情况	很好	较好	一般	较差
	试生产期间废弃物处理情况	很好	较好	一般	较差
	试生产期间生态恢复情况	很好	较好	一般	较差
	试生产期间对农业生产的影响	严重	一般	轻微	无影响
	试生产期间对草原的影响	严重	一般	轻微	无影响
	试生产期间对鸟类的影响	严重	一般	轻微	无影响
	试生产期间对您生活的影响	严重	一般	轻微	无影响
	试生产期对您影响最大的是	噪声	空气	饮水	无
其他（可填写）					

综合评价	您对该工程的环境保护工作是否满意	满意	基本满意	不满意	
------	------------------	----	------	-----	--

如对该工程的环境保护工作不满意，请填写不满意的原因：

您觉得工程建设期间和建成后对您的生活还有哪些严重影响？（请填写）
您对该工程的环境保护工作有何建议（请填写）

表 13.3-2 公参统计表

调查内容	答案或观点	人数	比例 (%)
施工期是否发生过环境污染事件或扰民事件	有	0	0
	没有	10	100
施工期间是否发生过风险问题	有	0	0
	没有	10	100
夜间有无施工现象	经常	0	0
	偶尔	0	0
	没有	10	10
施工期间扬尘对您的影响	严重	0	0
	一般	0	0
	轻微	2	20
	无影响	8	80
施工期间废水排放对您的影响	严重	0	0
	一般	0	0
	轻微	0	0
	无影响	10	100
施工期间噪声对您的影响	严重	0	0
	一般	0	0
	轻微	2	20
	无影响	8	80
施工期对地下水的的影响	严重	0	0
	一般	0	0
	轻微	0	0
	无影响	10	100
施工生活和生产垃圾的堆放对您的影响	严重	0	0
	一般	0	0
	轻微	0	0
	无影响	10	100
施工期对生态环境的影响	严重	0	0
	一般	5	50
	轻微	5	50
	无影响	0	0
施工期对当地鸟类的影响	严重	0	0
	一般	0	0
	轻微	5	50

调查内容	答案或观点	人数	比例 (%)
	无影响	5	50
试生产期间空气质量恢复情况	很好	10	100
	较好	0	0
	一般	0	0
	较差	0	0
试生产期间水污染物恢复情况	很好	10	100
	较好	0	0
	一般	0	0
	较差	0	0
试生产期间废弃物处理情况	很好	7	70
	较好	3	30
	一般	0	0
	较差	0	0
试生产期间生态恢复情况	很好	8	80
	较好	2	20
	一般	0	0
	较差	0	0
试生产期间对农业生产的影响	严重	0	0
	一般	0	0
	轻微	0	0
	无影响	10	100
试生产期间对草原的影响	严重	0	0
	一般	5	50
	轻微	5	50
	无影响	0	0
试生产期间对鸟类的影响	严重	0	0
	一般	0	0
	轻微	0	0
	无影响	10	100
试生产期间对您生活的影响	严重	0	0
	一般	0	0
	轻微	0	0
	无影响	0	0
试生产期对您影响最大的是	噪声	0	0
	空气	0	0
	饮水	0	0
	无影响	10	100
	其他	0	0
您对该工程的环境保护工作是否满意	满意	8	80
	基本满意	2	20
	不满意	0	0

经过对本次公众意见调查的结果统计分析可知：

(1) 本项目施工期未发生过环境污染事件、扰民事件和风险问题。

(2) 100%的被调查者认为无夜间施工的现象。

(3) 施工期的扬尘、排水、噪声、地下水对被调查者的无影响的比例较大，对于离施工场地较近的被调查者有有轻微的影响。

(4) 施工生活和生产垃圾的堆放对 100%的被调查者无影响。

(5) 50%的被调查者的认为施工期对生态环境认为影响轻微，50%的认为影响一般。

(6) 50%的被调查者认识施工期对鸟类无影响，50%的人为影响轻微。

(7) 试生产期空气质量的恢复、水污染物恢复、废弃物处理、生态恢复，被调查者都认为恢复的较好和很好。

(8) 试生产期对农业生产、草原、鸟类 100%的被调查者认为无影响。

(9) 试生产期对被调查者生活的影响，100%认为无影响。

(10) 80%的被调查者对本项目的环境保护工作满意，20%对本项目的环境保护工作基本满意。

13.4 小结

本次验收调查中采用问卷调查方式开展公众参与，了解项目区居民对该项目的态度、要求和建议，同时走访咨询环保，共发放公众意见调查问卷 10 份，收回有效调查问卷 10 份。调查对象主要是项目区内分布的农民、牧民。调查结果表明，100%被调查公众对该项目环境保护工作表示满意和基本满意。

十四、验收调查结论与建议

14.1 工程概况

2023年苏53区块第二批产能建设项目位于鄂尔多斯市鄂托克旗境内，新建3口气井、改建2口气井，新建井场进场道路1219m，新建16条天然气采气管线，采气管线全长14677m。施工作业带宽度为8米。工程总投资4920.8万元，其中环保投资248.5万元，占总投资比例的5.05%。

14.2 环境保护措施落实情况调查

项目在建设过程中执行了环境影响评价制度和环保“三同时”制度，环保审查、审批手续完备。项目环评和批复中提到的各项环保要求在工程建设中已基本得到落实。

14.3 生态环境影响调查结论

经调查，项目完工后对临时占地进行了清理并采取了植被恢复措施，临时占地植被恢复效果不低于周边环境。项目施工期间，各项水保措施和生态保护措施基本落实，未产生重大生态问题。目前正处于生态系统逐步恢复过程。

14.4 污染影响调查结论

14.4.1 大气

经检测，苏53-66-13CH井场厂界外无组织非甲烷总烃最大排放浓度为 $1.99\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）限值要求。

14.4.2 噪声

经检测，苏 53-66-13CH 井场厂界噪声昼间最大值为 59dB (A)，夜间最大值为 48dB (A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类区昼间 60dB (A)，夜间 50dB (A) 的限值要求。

14.4.3 土壤

经检测，占地范围内土壤监测点位各项监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB 36600-2018) 二类标准；特征污染因子石油烃 (C₆-C₉) 未检出，(C₁₀-C₄₀) 远远低于限值。

14.4.4 地下水

经检测，项目三口监测井各项监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类标准，石油类因子满足《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) 中 III 类水质标准要求；

14.4.5 固体废物

废蓄电池拆卸后暂存于集气站的危废暂存库内，委托内蒙古奇祥再生资源有限公司进行处置。

14.4.6 污染物排放总量

污染物总量控制是将某一区域作为一个完整体系，以实现环境质量目标为目的，确定区域内各类污染物的允许排放量，从而保证实现环境质量目标的前提下，促进区域经济的健康稳定发展。项目总量控制因子包括 COD、氨氮、SO₂ 和氮氧化物。

本项目运营期正常工况下不排放废气、废水，因此不需要申请总

量。

14.5 环境风险事故应急预案及防范措施

本项目由中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司运营管理，建设单位建立了详细周密的应急救援体系，设立了各级应急救援网络，在 2023 年 6 月 28 日，中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司编制完成了《中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司苏 53 区块突发环境事件应急预案》，并于 2023 年 7 月 7 日在鄂尔多斯市生态环境局鄂托克旗分局进行了备案，备案编号：150624-2023-034-L。（详见附件）；2023 年 7 月 5 日在鄂尔多斯市生态环境局乌审旗分局进行了备案，备案编号：150624-2023-019-L。（详见附件）；

根据调查，工程自试运营以来未发生过破坏性风险事故，风险防范措施有效。

14.6 环境管理情况

建设单位制定了完善的环境管理制度，对全厂的各项环保工作作出了详细、具体的规定；设立了环保管理机构，专人专业管理环保工作。

14.7 验收调查结论

通过调查分析，本项目在建设及试运行过程中，严格执行了环境影响评价制度和环保“三同时”制度；各项污染物治理措施有效，能够达标排放，未对周围环境产生明显影响；相关的生态保护和恢复措施按照要求进行了落实；建立健全了各项安全防护措施。符合建设项目

竣工环境保护验收条件。

14.8 建议

(1) 建立健全企业环境风险应急机制，强化风险管理。

(2) 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。

(3) 建设单位和当地政府、村民、单位等应充分协商，共同搞好当地的植被绿化和植被恢复工作。

(4) 本项目涉及的环境保护措施落实后，尽早实施项目竣工环境保护验收工作。

附图

附图一：项目地理位置图

附图二：项目周边关系图

附图三：管线周边关系图



项目地理位置图



图例

— 管线 ■ 井场 — 进场道路

0 1.25 2.5 5 7.5 10 千米

本项目与木肯淖尔水源地位置关系图

附件

附件 1:《2023 年苏 53 区块第二批产能建设项目竣工环境保护“三同时”验收登记表》;

附件 2:《鄂尔多斯市生态环境局关于 2023 年苏 53 区块第二批产能建设项目环境影响报告书的批复》(鄂环审字〔2023〕277 号);

附件 3:《2023 年苏 53 区块第二批产能建设项目(鄂托克旗域)突发环境事件应急预案》(150624-2023-034-L) 2023 年 7 月 7 日

附件 4: 验收调查单位营业执照;

附件 5: 项目井场土壤、地下水、噪声、大气检测报告;

附件 6: 钻井废弃物处理单位、资质、单井环保协议及岩屑转移联单;

附件 7:《2023 年苏 53 区块第二批产能建设项目竣工环境保护自主验收意见》及签到表;

附件 8:《2023 年苏 53 区块第二批产能建设项目竣工环境保护验收调查报告表》公示截图。

附件 1：三同时登记验收表

建设项目工程竣工环境保护“三同时”验收登记表

填表单位（盖章）：中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司 填表人（签字）：李洋 项目经办人（签字）：李洋

建设项目	项目名称	2023年苏53区块第二批产能建设项目					项目代码	--			建设地点	鄂托克旗		
	行业类别(分类管理名录)	B0721陆地天然气开采					建设性质	改、扩建			项目中心坐标	--		
	设计生产能力	新建3口气井、改建20口气井，新建井场进场道路1219m，19条采气管线，长17197m。					实际生产能力	新建3口气井、改建2口气井，新建井场进场道路1219m，16条采气管线，长14677m。			环评单位	鄂尔多斯市则渊技术咨询有限责任公司		
	环评文件审批机关	鄂尔多斯市生态环境局					审批文号	鄂环审字〔2023〕11号			环评文件类型	报告书		
	开工日期	2023年12月					竣工日期	2024年10月			排污许可证申领时间	--		
	环保设施设计单位	--					环保设施施工单位	--			本工程排污许可证编号	--		
	验收单位	鄂尔多斯市汇馨工程环境监理有限责任公司					环保设施监测单位	--			验收检测工况(%)	--		
	投资总概算(万元)	18370					环保投资总概算(万元)	927.06			所占比例(%)	5.05%		
	实际总投资(万元)	4920.8					实际环保投资(万元)	248.5			所占比例(%)	5.05%		
	废水治理(万元)	163.9	废气治理(万元)	14.8	噪声治理(万元)	12.2	固体废物治理(万元)	2.3			绿化及生态(万元)	53	其他(万元)	2.3
新增废水处理设施能力	--					新增废气处理设施能力	--			年平均工作时	8760			
运营单位	中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司					运营单位社会统一信用代码 (或组织机构代码)			91150626328968760Q	验收时间	2024.11			
污染物 排放达 标与总 量控制 (工业建 设项目 详填)	污染物	原有排放量(1)	本期工程实际排放浓度(2)	本工程允许排放浓度(3)	本期工程产生量(4)	本期工程自身削减量(5)	本期工程实际排放量(6)	本期工程核定排放总量(7)	本期工程“以新带老”削减量(8)	全厂实际排放总量(9)	全厂核定排放总量(10)	区域平衡替代削减(11)	排放增减量(12)	
	废水	0.0000	---	---	0.0000	0.0000	0.0000			0.0000			0.0000	
	化学需氧量	0.0000	0.0000				0.0000			0.0000			0.0000	
	氨氮	0.0000	0.0000				0.0000			0.0000			0.0000	
	石油类	0.0000	0.0000				0.0000			0.0000			0.0000	
	废气		---	---			0.0000	---	---	0.0000	---	---	0.0000	
	二氧化硫				0.0000	0.0000	0.0000			0.0000			0.0000	
	烟尘				0.0000	0.0000	0.0000			0.0000			0.0000	
	工业粉尘						0.0000			0.0000			0.0000	
	氮氧化物				0.0000	0.0000	0.0000			0.0000			0.0000	
	工业固体废物					0.0000	0.0000			0.0000			0.0000	
与项目有关的其他特征污染物	生活垃圾(t/a)				0.0000	0.0000	0.0000			0.0000			0.0000	
	废机油(t/a)				0.0000	0.0000	0.0000			0.0000			0.0000	
						0.0000				0.0000			0.0000	

注：1、排放增减量：（+）表示增加，（-）表示减少 2、(12)=(6)-(8)-(11)，（9）=(4)-(5)-(8)-(11)+（1） 3、计量单位：废水排放量——万吨/年；废气排放量——万标立方米/年；工业固体废物排放量——万吨/年；水污染物排放浓度——毫克/升；大气污染物排放浓度——毫克/立方米；水污染物排放量——吨/年；大气污染物排放量——吨/年；生活垃圾——万吨

附件 2：批复

鄂尔多斯市生态环境局 行政审批文件
ᠡᠯᠤᠰᠤᠳᠤᠰᠢ ᠰᠢᠨᠡᠬᠡ ᠬᠠᠭᠤᠨ ᠰᠢᠨᠡᠭᠦᠨ ᠶᠤᠨ ᠠᠵᠢᠰᠢᠷᠠᠭᠢ ᠪᠢᠰᠢᠶᠢ

鄂环审字（2023）277 号

鄂尔多斯市生态环境局
关于 2023 年苏 53 区块第二批产能建设项目环境
影响报告书的批复

中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司：

你公司报送的由鄂尔多斯市则渊技术咨询有限责任公司编制的《2023 年苏 53 区块第二批产能建设项目环境影响报告书》（以下简称《报告书》）收悉。鄂尔多斯市生态环境局综合保障中心组织专家对该项目进行了技术评估，并形成了该项目的技术评估报告。根据《报告书》和《技术评估报告》，经研究，现批复如下：

一、本项目位于内蒙古自治区鄂尔多斯市乌审旗、鄂托克

旗境内，本次拟建工程部署产能规模为 $63.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，全部为弥补递减产能。项目涉及气井共 23 口（其中新建 3 口气井、改建 20 口气井），新建井场进场道路 1219m，新建 19 条天然气采气管线，采气管线全长 17197m，同时配套建设通信、自控工程等配套工程。项目总投资 18370 万元，其中环保投资 927.06 万元。

《报告书》和《技术评估报告》认为，在全面落实各项生态环境保护措施的前提下，项目建设对环境的不利影响能够得到一定的缓解和控制。因此，我局原则同意你公司按照《报告书》和《技术评估报告》中所列的建设项目性质、规模、地点、工艺、生态环境保护措施进行建设。

二、项目建设与运行管理中应重点做好的工作：

1. 认真落实《报告书》和《技术评估报告》提出的生态保护和恢复措施。控制井场作业范围，尽量减少占地；施工结束后，全面恢复植被；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，尽可能减少对原有植被和土壤的破坏；管线及道路施工过程中应严格控制施工作业带，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；加强对井场和管线回填区植被的绿化和抚育工作，并定期采取养护、补种等措施，提高植被覆盖率。

2. 认真落实《报告书》和《技术评估报告》中提出的大气污染防治措施。采用节能环保型柴油发电机和优质轻柴油并定期对柴油发电机等设备进行维护；运输材料的车辆用苫布遮盖并在车辆经过时控制车速，定期对施工场地进行洒水抑尘；气

田开发集输采用密闭流程，井口设置紧急切断阀，采用技术质量可靠的仪表、阀门、控制设备等；集输系统采取有效措施控制管道天然气泄漏事故发生，加强对采气树、管道、阀门进行天然气测漏检验，及时消除事故隐患。

3. 认真落实《报告书》和《技术评估报告》中提出的水污染防治措施。钻井废水经收集后用于配置钻井液，循环利用，最后一口井的钻井废水送油田废弃物集中处理厂处置，不外排；井场及施工区设置移动式环保厕所，生活废水经生活污水暂存罐储存后，定期送政府指定市政污水处理厂统一处理。运营期产生的气田水通过采出水管线输送至第三天然气处理厂处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）水质要求后回注，不外排。落实《报告书》和《技术评估报告》提出的地下水和土壤监测要求。

4. 合理安排施工时间，尽量减少或避免夜间的施工操作；选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的运转，降低噪声源强；合理安排强噪声施工机械的工作频次；在敏感点附近施工时在敏感点一侧设置围挡。

5. 严格落实《报告书》和《技术评估报告》提出的固废污染防治措施。根据国家和地方的有关规定，按照“减量化、资源化、无害化”原则，对固体废物进行分类收集、处理和处置，确保不造成二次污染。各类固废严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填

埋污染控制标准》（GB18599-2020）的要求，分类做好存贮和安全处置工作。一般固体废物应立足于综合利用，危险废物委托有资质单位处置。

6. 建立健全环境风险应急处理机制，严格落实各项环境风险处理措施、生态平衡保护机制，防止环境风险带来的生态环境破坏。

三、项目建设须严格执行环境保护“三同时”制度。项目竣工后，须按照规定程序实施竣工环境保护验收。

四、你公司应在收到本批复20日内，将《报告书》（报批版）及批复文件送至鄂尔多斯市生态环境局鄂托克旗分局、鄂尔多斯市生态环境局乌审旗分局，我局委托鄂尔多斯市生态环境局鄂托克旗分局、鄂尔多斯市生态环境局乌审旗分局负责该项目的日常监管工作。

五、该项目从批准之日起超过5年方决定开工建设，其环评文件需重新审核。如果建设地点、规模、防治污染和防止生态破坏的措施等发生重大变化时，需重新报批环评文件。

鄂尔多斯市生态环境局

2023年11月20日



抄送：鄂尔多斯市生态环境局鄂托克旗分局、鄂尔多斯市生态环境局乌审旗分局，市生态环境局综合保障中心，市生态环境综合行政执法支队，鄂尔多斯市则渊技术咨询有限责任公司。

鄂尔多斯市生态环境局

2023年11月20日印发

附件 3：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	中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司	机构代码	91150626328968760Q
法定代表人	于开斌	联系电话	13847781291
联系人	江涛	联系电话	18629873617
传真		电子邮箱	
地址	内蒙古自治区鄂尔多斯市鄂托克旗境内 拐点坐标：①108° 19' 40", 39° 30' 03"; ②108° 27'7.20", 39° 30'6.89"; ③108° 26'22.43", 39° 28'43.66"; ④108° 26'13.86", 39° 24'23.56 ⑤108° 34'43.62", 39° 23'42.42" ⑥108° 35'50", 39° 23'6.58"⑦108° 35' 50", 39° 06' 48" ⑧108° 19' 40", 39° 06' 48"		
预案名称	中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司苏 53 区块突发环境事件应急预案		
风险级别	L (一般[一般-气 (Q1-M1-E3) +一般-水 (Q1-M1-E2)])		
本单位于 2023 年 6 月 28 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。 <div style="text-align: center;">  预案制定单位 (公章) </div>			
预案签署人	江涛	报送时间	2023. 7. 4

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（签署发布文件、环境应急预案文本）； 编制说明（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2023年7月7日收讫，文件齐全，予以备案。 		
备案编号	150624-2023-034-L		
报送单位	中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司		
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。例如，河北省永年县**重大环境风险非跨区域企业环境应急预案2015年备案，是永年县环境保护局当年受理的第26个备案，则编号为：130429-2015-026-H；如果是跨区域的企业，则编号为：130429-2015-026-HT。



附件 5：项目井场土壤、地下水、噪声、大气检测报告

HD-GL-04-46



检测报告

报告编号：HD2024WBTF-1

项目名称：2023 年苏 53 区块第二批产能建设项目


委托单位：中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司

报告日期：2024 年 11 月 29 日

内蒙古华智鼎检测技术有限公司

(检验检测专用章)

声 明

- 1.报告原件及复印件无加盖本公司的检验检测专用章、资质认定  章和骑缝章无效。
- 2.报告无编写人、审核人、签发人签字无效。
- 3.报告中有涂改、增删，报告无效。
- 4.报告未经本公司书面批准不得复制(全文复制除外)。
- 5.委托方自行采集的样品，仅对送检样品的检测数据负责，不对样品来源负责。
- 6.委托方提供虚假资料和信息导致检测项目不符合管理要求的，本公司不承担责任。
- 7.本报告及数据不得用于产品标签、包装、广告等宣传活动。
- 8.本报告只对本次采样、检测或送检样品的检测结果负责。
- 9.标注*符号的检验项目为分包项，不在我公司资质认定范围内。
- 10.不可重复性实验不进行复检。
- 11.我公司承诺对本报告的数据保密。
- 12.任何未经授权对本报告的部分或全部转载、篡改、伪造行为都是违法的，将被追究法律责任。
- 13.若委托方对本报告有异议，应在收到报告 10 个工作日内向本公司提出，逾期不予受理。

检测单位：内蒙古华智鼎检测技术有限公司

地 址：内蒙古自治区包头市稀土开发区滨河新区中央景观大道与包哈公路交汇处胜源滨河新城二号写字楼七楼 701 室

邮 编：014030

电 话：13614828766 0472-6141500

内蒙古华智鼎检测技术有限公司

2023年苏53区块第二批产能建设项目 基本情况一览表

项目名称	2023年苏53区块第二批产能建设项目		
项目地址	内蒙古自治区鄂尔多斯市		
联系人	李洋	电话	17852550635
现场检测 采样日期	2024年11月26日~2024年11月27日		
现场检测 采样人员	陈凯、武福东		
实验室 检测日期	2024年11月27日~2024年11月29日		
实验室 检测人员	杨悦妮、陈月、杜娟娟、张翼飞、袁素娟、乔博、张璐、李慧、赵悦、姜雪晴		
样品/数据 来源	现场采样		
样品描述	气袋保存完好、无破损、符合检测要求； 地下水清澈、无异味、符合检测要求； 土壤呈黄棕色、砂土、符合检测要求。		
检测项目 检测点位 及频次	<p>1.无组织废气检测</p> <p>(1)检测点位：苏53-66-13CH井场厂界上风向○1、苏53-66-13CH井场厂界下风向○2、苏53-66-13CH井场厂界下风向○3、苏53-66-13CH井场厂界下风向○4；</p> <p>(2)检测因子：非甲烷总烃；</p> <p>(3)检测频次：3次/天，测2天；</p> <p>2.地下水检测</p> <p>(1)检测点位：苏53-80-65至苏53-78-65H监测井☆1、苏53-57-40至62排9号阀井管线监测井☆2、苏53-58-44H至苏53-58-46H监测井☆3；</p> <p>(2)检测因子：石油类、*石油烃(C₆~C₉)、石油烃(C₁₀~C₄₀)、汞、砷、六价铬；</p> <p>(3)检测频次：2次/天，测2天；</p> <p>3.土壤检测</p> <p>(1)检测点位：苏53-57-40至62排9号阀井管线土壤监测点(表层样)□1、苏53-80-65土壤监测点(表层样)□2；</p> <p>(2)检测因子：*石油烃(C₆~C₉)、石油烃(C₁₀~C₄₀)、pH、土壤水溶性盐总量、挥发酚、汞、*烷基汞、砷、镉、总铬、六价铬、铅、镍、铜、锌、钒、苯、甲苯、乙苯、间/对二甲苯、邻二甲苯、苯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、1,2,4-三氯苯、萘、蒽、茚、苯并[b]蒽、苯并[a]蒽、萘、苯并[g, h, i]蒽、芘、苊、苊烯、芴、菲、石油类；</p> <p>(3)检测频次：1次/天，测1天。</p> <p>4.噪声检测</p> <p>(1)检测点位：苏53-66-13CH井场厂界东侧▲1、苏53-66-13CH井场厂界南侧▲2、苏53-66-13CH井场厂界西侧▲3、苏53-66-13CH井场厂界北侧▲4；</p> <p>(2)检测因子：厂界噪声；</p> <p>(3)检测频次：昼、夜各1次，测2天。</p>		
备注	1.本项目检测方案由委托方提供； 2.“—”表示无此项内容。		

无组织废气分析方法

序号	检测项目	分析及来源	检出限	仪器设备名称/型号	仪器管理编号
1	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)	0.07 mg/m ³	气相色谱仪/GC9790II	HZD-002-A

气象参数一览表

采样日期	采样时间	平均气温(°C)	大气压(kPa)	风向(度)	风速(m/s)	天气状况
2024-11-26	09:11-10:11	-7.3	86.75	西北风 320°	2.7	多云
	14:15-15:15	-1.5	86.73	西北风 315°	2.6	多云
	17:20-18:20	-5.4	86.74	西北风 315°	2.4	多云
2024-11-27	09:20-10:20	-5.6	86.74	西北风 315°	2.4	晴
	12:25-13:25	0.2	86.72	西北风 320°	2.1	晴
	15:31-16:31	-2.1	86.73	西北风 315°	2.2	晴

无组织废气检测结果

检测类别	无组织废气				检测性质	委托检测	
采样时间	检测项目	检测点位及检测结果				标准限值	
		检测日期(2024-11-27~2024-11-28)					
		苏 53-66-13CH 井场厂界上风向O1	苏 53-66-13CH 井场厂界下风向O2	苏 53-66-13CH 井场厂界下风向O3	苏 53-66-13CH 井场厂界下风向O4		
2024-11-26	非甲烷总烃 mg/m ³	第一次	0.71	1.50	1.86	1.61	4.0
		第二次	0.26	1.57	1.78	1.99	
		第三次	0.37	1.68	1.88	1.90	
2024-11-27	非甲烷总烃 mg/m ³	第一次	0.45	1.66	1.95	1.42	4.0
		第二次	0.35	1.54	1.32	1.55	
		第三次	0.50	1.86	1.52	1.71	
备注	检测点位和执行标准由委托方提供；非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)企业边界污染物控制要求。						

地下水检测项目及分析方法一览表

序号	检测项目	方法名称及来源	检出限	仪器设备名称/型号	仪器管理编号
1	砷	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	0.3 μg/L	原子荧光分光光度计/AFS-8220	HZD-003-A
2	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	0.04 μg/L	原子荧光分光光度计/AFS-8220	HZD-003-A
3	六价铬	《地下水水质分析方法 第17部分：总铬和六价铬量的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》DZ/T0064.17-2021	0.004 mg/L (定量限)	可见分光光度计/7230G	HZD-022-A
4	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	《水质 可萃取性石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定 气相色谱法》(HJ 894-2017)	0.01 mg/L	气相色谱仪/Trace GC 1300	HZD-002-B
5	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	0.01 mg/L	紫外分光光度计/UV-5100	HZD-021-A

6	*石油烃 (C ₆ -C ₉)	《水质 挥发性石油烃 (C ₆ -C ₉) 的测定 吹扫捕集 / 气相色谱法》(HJ893-2017)	0.02 mg/L	—	—
---	--	--	-----------	---	---

地下水检测结果表 (1)

序号	检测项目	单位	采样点位与检测日期 (2024年11月27日~2024年11月29日)				标准限值
			苏 53-80-65 至苏 53-78-65H 监测井☆1 E108°31'12.18",N39°9'47.21"				
			采样日期: 2024年11月26日		采样日期: 2024年11月27日		
			第一次	第二次	第一次	第二次	
1	砷	mg/L	6.6×10 ⁻³	6.5×10 ⁻³	6.3×10 ⁻³	6.2×10 ⁻³	≤0.01
2	汞	mg/L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	≤0.001
3	六价铬	mg/L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
4	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	—
5	石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
6	*石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	—
备注	1.检测点位和执行标准由委托方提供,地下水执行《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类标准,石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)中 III类水质标准要求; 2.“L”表示未检出或低于检出限,检出限详见检测方法一览表。 3.*石油烃 (C ₆ -C ₉) 分包到山东国实检测技术有限公司,资质证书编号 191512110535,有效期至 2025 年 10 月 22 日。						

地下水检测结果表 (2)

序号	检测项目	单位	采样点位与检测日期 (2024年11月27日~2024年11月29日)				标准限值
			苏 53-57-40 至 62 排 9 号阀井管线监测井☆2 E108°26'2.84",N39°15'44.79"				
			采样日期: 2024年11月26日		采样日期: 2024年11月27日		
			第一次	第二次	第一次	第二次	
1	砷	mg/L	4.2×10 ⁻³	4.1×10 ⁻³	4.2×10 ⁻³	4.3×10 ⁻³	≤0.01
2	汞	mg/L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	≤0.001
3	六价铬	mg/L	0.006	0.005	0.005	0.004	≤0.05
4	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	—
5	石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
6	*石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	—
备注	1.检测点位和执行标准由委托方提供,地下水执行《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类标准,石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)中 III类水质标准要求; 2.“L”表示未检出或低于检出限,检出限详见检测方法一览表。 3.*石油烃 (C ₆ -C ₉) 分包到山东国实检测技术有限公司,资质证书编号 191512110535,有效期至 2025 年 10 月 22 日。						

地下水检测结果表（3）

序号	检测项目	单位	采样点位与检测日期 (2024年11月27日~2024年11月29日)				标准限值
			苏 53-58-44H 至 苏 53-58-46H 监测井☆3 E108°27'2.71", N39°16'31.57"				
			采样日期: 2024年11月26日		采样日期: 2024年11月27日		
			第一次	第二次	第一次	第二次	
1	砷	mg/L	3.8×10 ⁻³	3.8×10 ⁻³	3.7×10 ⁻³	3.8×10 ⁻³	≤0.01
2	汞	mg/L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	≤0.001
3	六价铬	mg/L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
4	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	—
5	石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
6	*石油烃(C ₆ -C ₉)	mg/L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	—
备注	1.检测点位和执行标准由委托方提供，地下水执行《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)中 III类水质标准要求； 2.“L”表示未检出或低于检出限，检出限详见检测方法一览表。 3.*石油烃(C ₆ -C ₉)分包到山东国实检测技术有限公司，资质证书编号 191512110535，有效期至 2025 年 10 月 22 日。						

土壤检测项目及分析方法一览表

序号	检测项目	分析方法	检出限 (mg/kg)	仪器设备名称/型号	仪器管理编号
1	总砷	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法》第 2 部分:土壤中总砷的测定 (GB/T 22105.2-2008)	0.01	原子荧光光度计 /AFS-8220	HZD-003-A
2	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)	0.01	石墨炉原子吸收光谱仪/ICE-3500	HZD-020-A
3	六价铬	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ 1082-2019)	0.5	原子吸收分光光度计/AA-7020	HZD-020-B
4	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)	1	原子吸收分光光度计/AA-7020	HZD-020-B
5	铅	《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)	10	原子吸收分光光度计/AA-7020	HZD-020-B
6	总汞	《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)	0.002	原子荧光光度计 /AFS-8220	HZD-003-A
7	镍	《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)	3	原子吸收分光光度计/AA-7020	HZD-020-B
8	pH	《土壤 pH 测定 电位法》(HJ 962-2018)	—	pH 计/FE28	HZD-009-G
9	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)	6	气相色谱仪/Trace GC 1300	HZD-002-B

10	锌	《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)	1	原子吸收分光光度计/AA-7020	HZD-020-B
11	铬	《土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	4	原子吸收分光光度计/AA-7020	HZD-020-B
12	土壤水溶性盐总量	《土壤检测 第16部分:土壤水溶性盐总量的测定 电导率法》(NY/T1121.16-2006)	—	电子天平(万分之一)/FA2004B	HZD-011-A
13	挥发酚	《土壤和沉积物 挥发酚的测定 4-氨基安替比林 分光光度法》(HJ998-2018)	0.3	可见分光光度计/7230G	HZD-022-A
14	*石油烃(C ₆ -C ₉)	《土壤和沉积物 石油烃(C ₆ -C ₉)的测定 吹扫捕集 气相色谱法》(HJ 1020-2019)	0.04	—	—
15	*烷基汞	《烷基汞 土壤和沉积物 烷基汞的测定 吹扫捕集/气相色谱原子荧光法》(230-JC-019-2019)	—	—	—
16	苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	0.0016	气相色谱质谱联用仪/ISQ7000	HZD-018-A
17	甲苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	0.002	气相色谱质谱联用仪/ISQ7000	HZD-018-A
18	乙苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	0.0012	气相色谱质谱联用仪/ISQ7000	HZD-018-A
19	间/对二甲苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	0.0036	气相色谱质谱联用仪/ISQ7000	HZD-018-A
20	邻二甲苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	0.0013	气相色谱质谱联用仪/ISQ7000	HZD-018-A
21	苯乙烯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	0.0016	气相色谱质谱联用仪/ISQ7000	HZD-018-A
22	氯苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	0.0011	气相色谱质谱联用仪/ISQ7000	HZD-018-A
23	1,2-二氯苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	0.001	气相色谱质谱联用仪/ISQ7000	HZD-018-A
24	1,4-二氯苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	0.0012	气相色谱质谱联用仪/ISQ7000	HZD-018-A
25	蒽	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》HJ 784-2016	0.004	液相色谱仪/1220/1260LC	HZD-019-A
26	荧蒽	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》HJ 784-2016	0.005	液相色谱仪/1220/1260LC	HZD-019-A
27	苯并[b]荧蒽	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》(HJ 784-2016)	0.005	液相色谱仪/1220/1260LC	HZD-019-A
28	苯并[a]芘	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》(HJ 784-2016)	0.005	液相色谱仪/1220/1260LC	HZD-019-A
29	萘	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》(HJ 784-2016)	0.003	液相色谱仪/1220/1260LC	HZD-019-A

30	苯并 [g,h,i] 芘	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》HJ 784-2016	高	0.005	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A
31	芘	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》HJ 784-2016	高	0.003	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A
32	蒽	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》HJ 784-2016	高	0.003	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A
33	蒽烯	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》HJ 784-2016	高	0.003	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A
34	芘	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》HJ 784-2016	高	0.005	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A
35	菲	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法》HJ 784-2016	高	0.005	液相色谱仪 /1220/1260LC	HZD-019-A
36	钒	《土壤和沉积物 12种金属元素的测定 水提取-电感耦合等离子体质谱法》HJ 803-2016		0.4	电感耦合等离子体质谱仪 (ICP-MS) /SUPEC7000	HZD-112-C
37	石油类	《土壤 石油类的测定 红外分光光度法》(HJ 1051-2019)		4	红外分光测油仪 /OIL460	HZD-005-A
38	1,2,4-三氯苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法》HJ 642-2013		0.0008	气相色谱质谱联用仪/ISQ7000	HZD-018-A

土壤检测项目检测结果 (1)

检测类别		土壤		检测性质		委托检测	
采样日期		2024年11月26日		检测日期		2024年11月27日~2024年11月29日	
序号及检测因子			采样点位及检测结果				
序号	检测因子	单位	苏 53-57-40 至 62 排 9 号 阀 井 管 线 土 壤 监 测 点 □1 E108°26'4.02",N39°15'43.84"			标准限值	
1	总砷	mg/kg	8.75			25	
2	镉	mg/kg	0.16			0.6	
3	铜	mg/kg	16			100	
4	铅	mg/kg	19			170	
5	总汞	mg/kg	0.0467			3.4	
6	镍	mg/kg	24			190	
7	pH	无量纲	8.43			—	
8	土壤水溶性盐总量	g/kg	0.5			—	
9	铬	mg/kg	59			—	
10	锌	mg/kg	56			—	
11	六价铬	mg/kg	0.9			—	
12	挥发酚	mg/kg	ND			—	
13	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	17			—	
14	*石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	ND			—	
15	*烷基汞	mg/kg	ND			—	
16	苯	mg/kg	ND			—	
17	甲苯	mg/kg	ND			—	
18	乙苯	mg/kg	ND			—	
19	间/对二甲苯	mg/kg	ND			—	
20	邻二甲苯	mg/kg	ND			—	
21	苯乙烯	mg/kg	ND			—	

22	氯苯	mg/kg	ND	—
23	1,2-二氯苯	mg/kg	ND	—
24	1,4-二氯苯	mg/kg	ND	—
25	蒽	mg/kg	ND	—
26	荧蒽	mg/kg	ND	—
27	苯并[b]荧蒽	mg/kg	ND	—
28	苯并[a]芘	mg/kg	ND	—
29	萘	mg/kg	ND	—
30	苯并[g,h,i]芘	mg/kg	ND	—
31	芘	mg/kg	ND	—
32	茚	mg/kg	ND	—
33	茚烯	mg/kg	ND	—
34	芴	mg/kg	ND	—
35	菲	mg/kg	ND	—
36	钒	mg/kg	83.2	—
37	石油类	mg/kg	33	—
38	1,2,4-三氯苯	mg/kg	ND	—
备注	1.检测点位和执行标准由委托方提供执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1相关标准； 2.*石油烃（C ₆ -C ₉ ）、*烷基汞分包到山东国实检测技术有限公司，资质证书编号191512110535，有效期至2025年10月22日。			

土壤检测项目检测结果（2）

检测类别	土壤		检测性质	委托检测
采样日期	2024年11月26日		检测日期	2024年11月27日~2024年11月29日
序号及检测因子		采样点位及检测结果		
序号	检测因子	单位	苏 53-80-65 土壤监测点口2 E108°31'30.44",N39°9'16.63"	标准限值
1	总砷	mg/kg	8.87	60
2	镉	mg/kg	0.19	65
3	铜	mg/kg	15	18000
4	铅	mg/kg	18	800
5	总汞	mg/kg	0.0708	38
6	镍	mg/kg	22	900
7	pH	无量纲	8.27	—
8	土壤水溶性盐总量	g/kg	0.3	—
9	铬	mg/kg	62	—
10	锌	mg/kg	51	—
11	六价铬	mg/kg	1.1	5.7
12	挥发酚	mg/kg	ND	—
13	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	12	4500
14	*石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	ND	—
15	*烷基汞	mg/kg	ND	—
16	苯	mg/kg	ND	4
17	甲苯	mg/kg	ND	1200
18	乙苯	mg/kg	ND	28
19	间/对二甲苯	mg/kg	ND	570
20	邻二甲苯	mg/kg	ND	640
21	苯乙烯	mg/kg	ND	1290

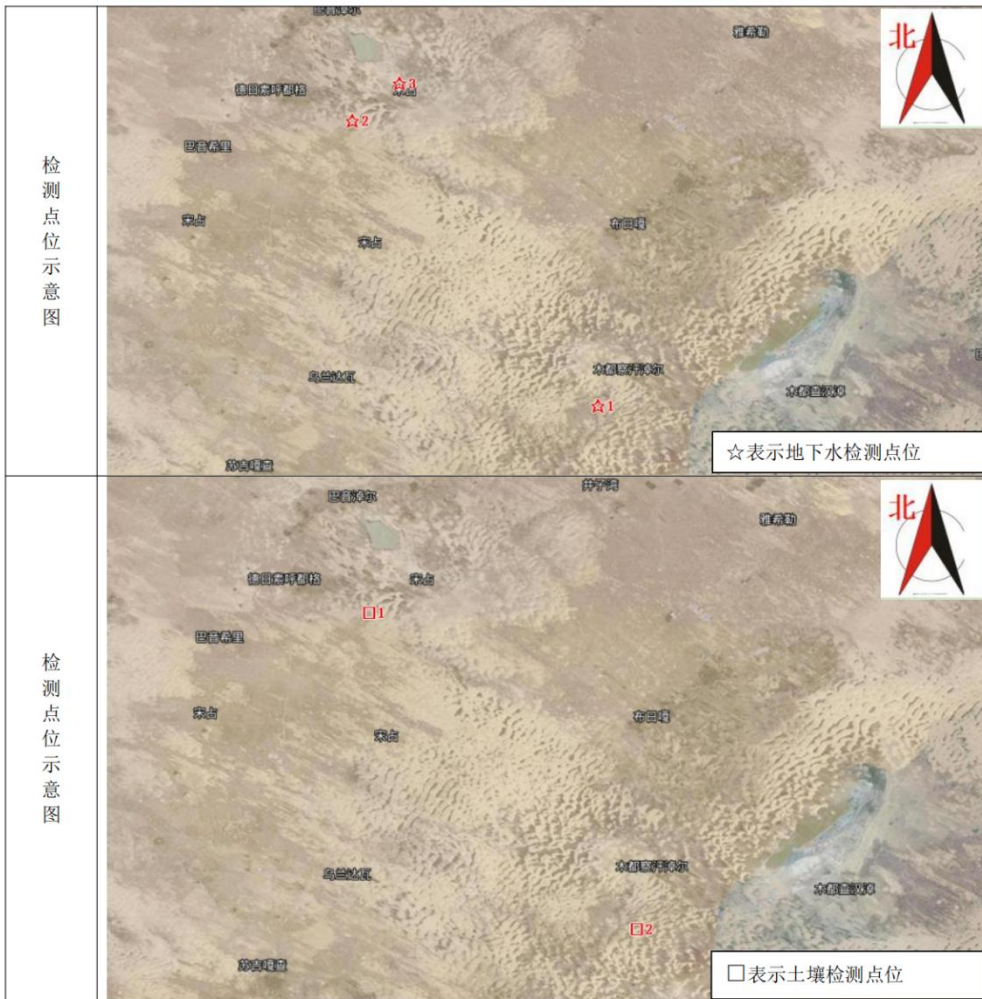
22	氯苯	mg/kg	ND	270
23	1,2-二氯苯	mg/kg	ND	560
24	1,4-二氯苯	mg/kg	ND	20
25	蒽	mg/kg	ND	—
26	荧蒽	mg/kg	ND	—
27	苯并[b]荧蒽	mg/kg	ND	15
28	苯并[a]芘	mg/kg	ND	1.5
29	萘	mg/kg	ND	70
30	苯并[g,h,i]芘	mg/kg	ND	—
31	芘	mg/kg	ND	—
32	蒎	mg/kg	ND	—
33	蒎烯	mg/kg	ND	—
34	芴	mg/kg	ND	—
35	菲	mg/kg	ND	—
36	钒	mg/kg	72.6	752
37	石油类	mg/kg	23	—
38	1,2,4-三氯苯	mg/kg	ND	—
备注	1.检测点位和执行标准由委托方提供执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB 36600-2018）二类标准； 2.*石油烃（C ₆ -C ₉ ）、*烷基汞分包到山东国实检测技术有限公司，资质证书编号 191512110535，有效期至 2025 年 10 月 22 日。			

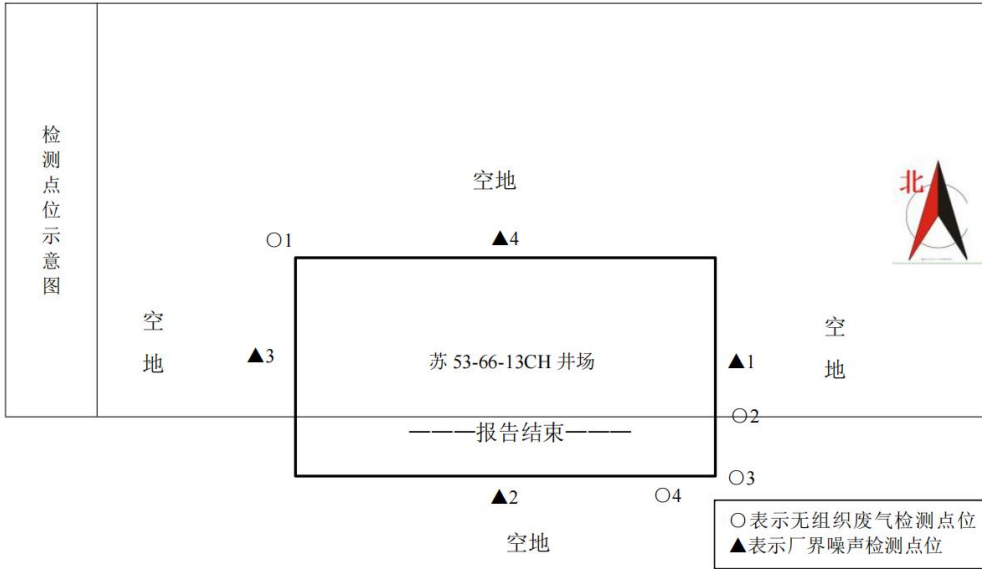
噪声分析方法

检测项目	分析方法及来源	仪器设备名称/型号	仪器管理编号
厂界噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)	多功能声级计/AWA5688	HZD-053-E
		声校准器/AWA6022A	HZD-050-E

噪声检测结果

检测类别		厂界噪声		检测性质	委托检测	
气象参数	2024-11-26	天气	多云	风速	2.8m/s (昼)	2.2m/s (夜)
气象参数	2024-11-27	天气	晴	风速	2.5m/s (昼)	2.1m/s (夜)
检测点位名称	检测日期	检测时间(昼)	结果值 dB(A)	检测时间(夜)	结果值 dB(A)	
苏 53-66-13CH 井场厂界东侧▲1	2024-11-26	08:01-08:11	54	22:03-22:13	43	
苏 53-66-13CH 井场厂界南侧▲2		08:16-08:26	59	22:20-22:30	45	
苏 53-66-13CH 井场厂界西侧▲3		08:33-08:43	54	22:36-22:46	46	
苏 53-66-13CH 井场厂界北侧▲4		08:50-09:00	52	22:54-23:04	45	
苏 53-66-13CH 井场厂界东侧▲1	2024-11-27	08:02-08:12	55	22:00-22:10	46	
苏 53-66-13CH 井场厂界南侧▲2		08:17-08:27	58	22:19-22:29	48	
苏 53-66-13CH 井场厂界西侧▲3		08:37-08:47	54	22:38-22:48	45	
苏 53-66-13CH 井场厂界北侧▲4		08:55-09:05	53	22:57-23:07	45	
备注	检测点位和执行标准由委托方提供；执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中声功能区 2 类标准，噪声排放限制：昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。					





编写人：常开颜

审核人：金佳丽

签发人：乔君盼

签发日期： 年 月 日

附件 6: 钻井废弃物处理单位、资质、单井环保协议及岩屑转移联单

固体废物统计台帐 (生活垃圾)

序号	废弃物名称	井号	数量 (kg)	时间	处理方式	承运司机	车牌号	接收人	填写人	备注
1-	生活垃圾	苏11-40-201	30	2023.2.5	指回驻地统一回地处理	孙振伟	辽L0170	李庆东	李福西	
2-	生活垃圾	苏11-40-201	42	2023.2.14	指回驻地统一回地处理	孙振伟	辽L0170	李庆东	李福西	
3-	生活垃圾	苏11-40-201	63	2023.2.28	指回驻地统一回地处理	孙振伟	辽L0170	李庆东	李福西	

固体废物统计台帐 (生活垃圾)

序号	废弃物名称	井号	数量 (kg)	时间	处理方式	承运司机	车牌号	接收人	填写人	备注
1-	生活垃圾	苏11-40-201	30	2023.2.5	指回驻地统一回地处理	孙振伟	辽L0170	李庆东	李福西	
2-	生活垃圾	苏11-40-201	42	2023.2.14	指回驻地统一回地处理	孙振伟	辽L0170	李庆东	李福西	
3-	生活垃圾	苏11-40-201	63	2023.2.28	指回驻地统一回地处理	孙振伟	辽L0170	李庆东	李福西	

长庆试气二项目部 S06264-1 队工业垃圾统计台帐

序号	废弃物名称	数量 (kg)	井号	时间	产生单位签字	拉运单位	拉运单位签字	拉运车辆车牌	接收单位	备注
1	工业垃圾	1619	鄂B80024	2.28	张军	运输项目部	张	鄂CW177	鄂尔多斯市鼎顺环保科技有限公司	
2						运输项目部			鄂尔多斯市鼎顺环保科技有限公司	
3						运输项目部			鄂尔多斯市鼎顺环保科技有限公司	
4						运输项目部			鄂尔多斯市鼎顺环保科技有限公司	
5						运输项目部			鄂尔多斯市鼎顺环保科技有限公司	
6						运输项目部			鄂尔多斯市鼎顺环保科技有限公司	
7						运输项目部			鄂尔多斯市鼎顺环保科技有限公司	
8						运输项目部			鄂尔多斯市鼎顺环保科技有限公司	
9						运输项目部			鄂尔多斯市鼎顺环保科技有限公司	
10						运输项目部			鄂尔多斯市鼎顺环保科技有限公司	
11						运输项目部			鄂尔多斯市鼎顺环保科技有限公司	
12						运输项目部			鄂尔多斯市鼎顺环保科技有限公司	
13						运输项目部			鄂尔多斯市鼎顺环保科技有限公司	
14						运输项目部			鄂尔多斯市鼎顺环保科技有限公司	
15						运输项目部			鄂尔多斯市鼎顺环保科技有限公司	

保存期限: 3年

保存部门:

工业垃圾和生活垃圾处理协议

甲方: 长城钻探工程有限公司压裂项目部

乙方: 鄂尔多斯市鼎顺环保科技有限公司

为促进工业垃圾和生活垃圾集中处理顺利实施, 甲方委托乙方对甲方所产生的工业垃圾和生活垃圾进行清运并进行无害化处理。

经甲乙双方协商达成如下协议:

1. 甲方施工现场工业垃圾和生活垃圾交乙方进行处理, 甲方将工业垃圾和生活垃圾运到乙方指定地点, 乙方对因工业垃圾和生活垃圾处理带来的任何纠纷由乙方自行处理。

2. 依据双方协商, 甲方付给乙方的费用以运输吨数计算, 处理费用为: 工业垃圾处理费 330 元/吨, 生活垃圾处理费 180 元/吨(含税), 最终以甲方概预算单订价格为准。

3. 乙方向甲方的费用结算方式以甲方统计的运输吨数为准, 乙方根据甲方已确定的运输吨数进行结算, 由甲方相关部门予以结算。

4. 乙方应服从甲方管理人员的管理, 遵守国家及地方相关规章制度, 因乙方不遵守相关规定、制度所引起的纠纷由乙方自行承担, 乙方出据接收的污染物数值单据和当地环保部门要求的相关材料。

5. 本协议一式两份签字之日起生效, 终止时间由甲、乙双方另行协商。

6. 乙方在处置工业垃圾和生活垃圾时所发生的一切安全意外以及环保纠纷均由乙方承担。

附表 3

一般工业固体废物出厂环节记录表

记录表编号: CC20230425

负责人签字:

填表日期: 2023.4.25

代码	名称	出厂时间	出厂数量(单位)	出厂环节经办人	运输单位	运输信息	运输方式	接收单位	流向类别
SW13	生活垃圾	2023.4.25 8:10	16包	魏成浩	长隆2	宁G33P18	公路	蓝源环保	省内转移

注:

记录表编号: 可采用“出厂”首字母加年月日再加编号的方式设计, 例如“CC20210731001”, 也可根据需要自行设计。

出厂时间: 原则上应精确至“分”。

出厂数量: 原则上应以“吨”为单位计量, 如以其他单位计量则应说明计量单位, 并通过估算换算成以“吨”计量。

运输信息: 填写运输车辆车牌号码、驾驶员姓名及联系方式。

方式: 选择公路、铁路、水路。

类型: 选择省内转移、跨省转移、越境转移。

生活垃圾处理交接单

NO: 0000966

垃圾种类	生产单位	重量 (t)	接收单位	环保公司
	长海三	0.9	长海三	环保公司
产生量			数量 (包)	16
运输日期	2023.4.25			

备注:

宁G33418

运输单位 (签字盖章):

接收单位 (签字盖章):

第一联 (白) 环保公司留存

第二联 (粉) 产生单位留存

第三联 (绿) 备用



行设
计

运输方	公司
-----	----

2023 年生活污水拉运处置协议

委托方（甲方）：中国石油集团长城钻探工程有限公司钻井一
公司长庆项目部

服务方（乙方）：榆林市蓝新环保科技有限公司



签订日期：2023 年 2 月 2 日

(二) 如本纪要属于关联交易纪要，争议首先由双方协商解决，协商不成的，按照甲乙双方关联交易总协议及相关分协议的原则解决。

17. 其它约定

17.1 本纪要未尽事项，由甲乙双方根据国家法律、法规及有关规定协商另行订立补充协议，双方共同遵照执行。

17.2 本纪要正本一式 4 份，甲方执 3 份，乙方执 1 份。

甲方代表（签章）： 周明

乙方代表（签章）： 盼永



2023 年 2 月 2 日

协议编号: QX-2024

危险废弃物处置协议



甲方: 中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司
乙方: 鄂尔多斯市奇祥再生资源有限公司

日期: 2023年12月31日



协议编号：QX-2024

危险废物处置协议

甲方：中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司

乙方：鄂尔多斯市奇祥再生资源有限公司

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《危险废物转移联单管理办法》及相关法律、法规规定，甲乙双方在平等自愿、协商一致，签订本协议。

一、明细

序号	废物名称	单位	废物代码	备注
1	废铅酸蓄电池	吨	HW31(900-052-31)	不含（锂电池、杂物）
2	废矿物油	吨	HW08	无（水、杂质、动植物油）
3	废包装物	吨	HW49(900-041-49)	不含有其他危险化合物或产品发生危险反应的其他物质、杂质（如泥沙、破布等）
			HW08(900-249-08)	

二、计量及达标标准：由乙方派专业人员进行检验废矿物油及废铅酸电池是否达标，废矿物油标准为无水、无杂质、无动植物油，按桶/吨计量。废铅酸电池标准为不含锂电池、杂物，按吨计量。废包装物的标准为不含有其他危险化合物或产品发生危险反应的其他物质、杂质（如泥沙、破布等）按（吨）计量。

三、收集方式

（一）收集地点、方式：甲方存放点，乙方自提。

（二）运输方式及费用承担：乙方根据国家规定的收集、贮存、利用废矿物油、清洗废油桶及收集废铅酸电池所需的资质、标准、规范和要求，在双方协商运输时间内，乙方自备运输工具和运输人员及押运员到甲方指定的地点收集废矿物油、废铅酸电池及废油桶；转运期间产生的过路费、燃油费、人工费等由乙方承担。

四、风险承担

1、协议期间内甲方不得私自转移废矿物油、废铅酸电池及处置废油桶，由此产生的相关部门罚款及因违法造成的其他后果全部由甲方承担；收集过程，往危废库房转运过程由乙方负责，并与相关监管部门负责协调。

2、乙方保证运输工具、运输人员均符合国家规定的危险废物运输所需的资质、标准、规范和要求，甲方协助装车，并有义务提供叉车或吊车相关的工作便利。

3、乙方在收集、贮存、运输废物过程中，应根据废物的成分和特性，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、遗撒废物；

4、被收集的废矿物油、废铅酸电池及废油桶由甲方交乙方之后，离开甲方厂区的一切风险，由乙方承担。

5、本协议期内由于不可抗力原因，使双方或任何一方不能履行协议义务时，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 24 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；

协议编号: QX-2024

6、因不可抗力致使协议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。

五、协议条款

1、乙方运输员、押运员、收集员, 在甲方厂区内应文明作业, 遵守甲方的安全管理制度, 乙方不能无故拒收甲方的废矿物油、废铅酸电池及废油桶。

2、甲方所提供的废矿物油如含有水分、杂质、动植物油, 废铅酸电池含有锂电池、杂物, 废油桶含有其他危险化合物或与乙方产品发生危险反应的其他物质、杂质(如水、泥沙、破布、防冻液及其他非矿物油的化学有毒有害物等)乙方有权拒绝收集。

3、甲方在签订协议后, 不得将废矿物油、废铅酸电池、废油桶转移给无危废资质的第三方或伪造、变造、转让、乱开等违规行为, 否则应赔付乙方所收集款三倍的违约金, 如有违法违规的行为, 造成经济损失的一切后果由甲方自负。

4、甲方必须在废矿物油、废铅酸电池、废油桶存放点快满之前, 提前 2 日通知乙方。

5、本协议由协议签订人履行, 不得转包第三方。

6、甲乙双方应根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》配合做好收集现场的环境保护、劳动保护进行安全收集。

7、甲乙双方在执行此协议期间, 通过从其他主管或雇员获取到涉及另一方的废矿物油、废铅酸电池、废油桶来源、情况、客户和包括在内的与对方特定协议资料, 均视为机密, 承担保密责任, 在没有对方的同意下, 不得向第三者公开, 如泄密将承担相关法律责任及所发生的全部经济损失和相关费用。

六、协议有效期

协议有效期: 自签订之日起至 2024 年 12 月 31 日。

七、争议解决

本协议在履行过程中产生争议, 由双方当事人协商解决, 协商不成, 甲乙双方可向乙方当地人民法院提起诉讼。

八、附则

1、本协议肆份, 甲方执叁份、乙方执壹份, 双方盖章并签字后生效。

2、未尽事宜, 由甲乙双方按照协议法和有关规定协商补充。

甲方(签字盖章)

法定代表人或法定代理人:

联系电话: 1342738

日期: 2024 年 12 月 31 日

乙方(签字盖章): 鄂尔多斯市奇祥再生资源有限公司

法定代表人或法定代理人:

协议编号: QX-2024
联系电话:

日期: 2023年12月31日

附件 7：签到表