

建设项目基本情况

项目名称	大牛地气田大 12-大 66 井区 2020 年调整项目				
建设单位	中国石油化工股份有限公司华北油气分公司采气一厂				
法人代表	计曙东		联系人	马 阳	
通讯地址	榆林市榆阳区小壕兔乡中国石化华北分公司大牛地首站基地				
联系电话	0912-3629133	传 真	/	邮政编码	719002
建设地点	陕西省榆林市榆阳区小壕兔乡，神木市大保当镇、尔林兔镇				
立项审批部门	中国石油化工股份有限公司华北油气分公司		批准文号	华北油气办[2020]53 号	
建设性质	新建		行业类别及代码	B0721 陆地天然气开采	
占地面积 (平方米)	永久占地 36900m ² 临时占地 692875m ²		绿化面积 (平方米)	临时占地全部恢复 692875m ²	
总投资 (万元)	29622	其中：环保 投资(万元)	5340	环保投资占总 投资比例	18.03%
评价经费 (万元)	/	投产日期	2022 年 11 月		

工程内容及规模：

一、项目背景及由来

中国石油化工股份有限公司华北油气分公司采气一厂，成立于 2005 年 2 月 17 日，是华北油气分公司的直属二级单位，是集采气、输气、污水处理和动态监测为一体的天然气开发生产企业，承担鄂尔多斯盆地大牛地气田天然气生产开发。大牛地气田位于陕西省榆林市与内蒙古自治区鄂尔多斯市交界地区，为中国石油化工股份有限公司华北油气分公司登记的陕—蒙鄂尔多斯盆地北部大牛地区块（采矿许可证号为 0200000720163；有效期限 70 年，自 2007 年 10 月至 2077 年 10 月；矿区面积为 2003.072km²）。

经过 10 多年滚动开发建设，大牛地气田已形成以“辐射枝状组合管网、高压集气、集中加热、站内注醇、轮换计量、节流制冷、低温分离脱水脱烃、含甲醇凝液回收集中处理、达标外输”为特点的高压集输处理工艺。截至 2019 年底，大牛地气田已建成

集气站 64 座、甲醇污水处理站 4 座、脱水脱炔站 1 座、增压站 1 座，配套单井管线 4000km、集气干线 395km、输气干线 112km、外输管线 176km、采出水管线 66km；已建气井 1693 口，开井 1449 口，累计产气量 $376.85 \times 10^8 \text{m}^3$ ，年累计产气量 $30.56 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

为了实现气田的长期稳产，2020 年 5 月，中国石油化工股份有限公司华北油气分公司以华北油气办[2020]53 号文对《大牛地气田大 12-大 66 井区 2020 年调整项目可行性研究报告》予以批复。华北油气分公司采气一厂拟实施“大牛地气田大 12-大 66 井区 2020 年调整项目”（以下简称“项目”或“本项目”），项目分布于榆林市榆阳区小壕兔乡、神木市大保当镇、尔林兔镇境内大牛地气田大 12 井区、大 66 井区、DK13 井区、大 17 井区范围内，本次开发区块面积 609.59km^2 。项目所在区域主要涉及 11.5 亿 m^3 产能（包含塔巴庙气田 1.5 亿 m^3 产能和大牛地气田 10 亿 m^3 产能）、21 亿 m^3 产能及 13 亿 m^3 产能项目，环境影响评价、竣工环保验收手续详见表 1-22。截至 2019 年，项目所在区域已建集气站 30 座，年累计产气量 $16.62 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

本项目加密部署 50 口天然气井，其中水平井 20 口、直井 30 口，新建产能 $2.32 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ；地面配套建设采气管线 71km、注醇管线 71km；项目对区块内三口气井进行改造，并在井口附近配套建设 3 个回注站点，采用压裂返排液撬装处理设备对压裂返排液进行处理后达标回注；天然气处理及外输依托区块内已建集气站。本项目实施后，可弥补大牛地气田逐年递减产能，确保大牛地气田总产能稳定在 $31 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

根据《中华人民共和国环境保护法》（中华人民共和国主席令第九号，2014 年 4 月 24 日修订）、《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第四十八号，2018 年 12 月 29 日修订）、《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令 682 号，2017 年 7 月 16 日修订）等有关法律法规的规定，本项目须进行环境影响评价。本项目位于现有采气区块内，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（环境保护部令第 44 号，2018 年 4 月 28 日修正），本项目属于“四十二、石油和天然气开采 133 天然气、页岩气、砂岩气开采（含净化、液化）”中的“其他”，应编制环境影响报告表。

河南油田工程咨询股份有限公司工作项目组在现场踏勘及相关资料收集分析基础上，结合工程产污环节及当地环境状况，根据环评导则和有关规范要求，本着“客观、

公正、科学、规范”的精神，在实施现状监测、类比分析和环境影响分析的基础上，编制了《大牛地气田大 12-大 66 井区 2020 年调整项目环境影响报告表》。

二、项目符合性判定分析

1、产业政策符合性分析

本项目属天然气开采工程，根据国家发展和改革委员会第 29 号令《产业结构调整目录（2019 年本）》，项目属于其中第一类“鼓励类”中第七条“石油、天然气”中第 1 款“常规石油、天然气勘探与开采”，因此本项目符合国家产业政策。

2、与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

表 1-1 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析表

政策要求（摘录）	本项目情况	符合性
到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	本项目施工期废水的综合回用率≥90%，运行期气田采出水经处理后全部回注；施工期和运行期的固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；建设单位已经建立了完整的环境管理体系，评价也提出了严格、可行的污染防治措施，在严格执行的情况下可以避免重大事故的发生。	符合
油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	建设单位对气田的开采进行了总体规划，制定了合理的开采方案，布局采取优化设计，尽量减少了占地和天然气损失，实现天然气和废物的集中收集、处理处置。	符合
油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目在钻井过程中使用的化学试剂不涉及淘汰微毒及以上油气田化学剂，为无毒油气田化学剂。	符合
在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目拟采用可回收环境友好的钻井液，目前钻井循环率达到 95%以上，钻井过程产生的废水回用。	符合
酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	项目采用传统的井场配备压裂液罐，配液站配液，拉液送液方案，钻井井场设压裂液回收装置，对压裂返排液进行回收，现场处置后循环使用，钻井结束后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注站点进行处理达标回注。压裂作业和试油（气）过程采取防喷、地面管线防刺、防漏、	符合

	防溢等措施。	
在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	本项目油气集输采取密闭集输，最大限度的减少了烃类气体的排放。	符合
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；井场周围应设置围堤或井界沟；应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	建设单位已采取减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复；本项目采用标准化井场设计，有较好的污染防治作用；采气一厂已设置监测井，对井区的地下水进行日常监测，防止对地下水造成污染。评价建议在本项目三口回注井附近增设地下水水质监测井，加强地下水水质监控。	符合
在钻井和井下作业过程中，鼓励油污、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的油污、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式。	钻井废水、洗井废水收集进入废液收集罐，循环使用；钻井井场设压裂液回收装置，对压裂返排液进行回收，现场处置后循环使用，钻井结束后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注站点进行处理达标回注。气田采出水分离处理后在站内储罐暂存，定期由罐车拉运至大牛地气田甲醇污水处理厂处理。	符合

综上所述，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3、与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

表 1-2 项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析表

通知要求（摘录）	符合性分析	符合性
（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。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目以榆林市榆阳区小壕兔乡、神木市大保当镇、尔林兔镇境内大牛地气田大 12 井区、大 66 井区、DK13 井区、大 17 井区为单位进行评价，评价内容包括新建天然气井、注水井、回注站点、集输管线等；环评报告表已将项目施工期、运营期地下水、土壤、生态、风险等要素环境影响和防治措施可行性作为评价重点，对依托的工程进行了可行性分析。	符合
（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	环评报告表对压裂返排液处理回注的可行性进行了分析，未回注与气田开采无关的废水。回注水质执行《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中注入水的基本要求，从源头防	符合

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。	控、过程控制，分区防渗等方面提出了地下水污染防治措施，并制定了运行期地下水监测计划。本项目回注层为石千峰组。报告中明确了钻井液和压裂液的主要成分。	
（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。	本项目新建天然气井，钻井过程采用水基泥浆，废弃泥浆岩屑委托有处理能力单位处置，产生的废机油委托有资质单位处理。环评报告表结合各类固体废物的性质、产生量和产生环节分析了其环境影响，明确了处理措施及去向，论证分析了处理措施的可行性。	符合
（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。	本项目井场采用丛式井方式部署，回注站点采用橇装集成装置，从设计上减少了工程占地。施工结束后通过实施植被和生态恢复措施，可降低对生态环境的影响。钻井过程中柴油机采用符合国六标准的柴油，有利于减少废气排放。工程选址选线尽可能的远离居民集中区，施工过程采用低噪设备，可有效避免噪声影响。	符合
（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。	本项目涉及油气田内部集输管道；所建管线工程均优先避让环境敏感区，尽量远离沿线居民。	符合

因此，本项目满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相关要求。

4、与《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》符合性分析

表 1-3 项目与《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》符合性分析表

文件要求（摘录）	本项目情况	符合性
第二十四条 煤炭、石油、天然气开发单位应当按照绿色矿山标准进行建设、开采，建立健全清洁文明井场（矿井）管理制度，作业现场应当符合清洁生产、安全生产和环境保护要求，并根据需要设置挡水墙、雨水收集池以及事故应急池等设施。	井场按照信息化井场进行标准化设计。井场统一设备、紧凑布置，减少用地。采气井场无人值守，井口设置通信视频、流量、压力、温度监控设施、自控远传仪表及太阳能供电装置；井场场地完成平整，四周安装围栏，并配备安全标识牌。	符合
第二十六条 石油、天然气开发单位应当对开采过程中产生的钻井废水、压裂返排液、采出水按照国家有关规定进行无害化处理，经处理达到标准的，按照经批准的环境影响评价文件要求排放或者回注。石油采出水应当同层回注，不得外排。 回注采出水应当按照地下水环境监测技术规范要求设立地下水水质观测监测井，对地下水质的变化情况实施监测。	钻井废水、洗井废水收集进入废液收集罐，循环使用；本项目采用可回收无毒的压裂液体系，钻井井场设压裂液回收装置，对压裂返排液进行回收，现场处置后循环使用，钻井结束后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注站进行处理达标回注。气田采出水分离处理后在站内储罐暂存，定期由罐车拉运至大牛地气田甲醇污水处理厂处理回注。 采气一厂已设置监测井，对井区的地下水进行日常监测，防止对地下水造成污染。评价建议在本项目三口回注井附近增设地下水水质监测井，加强地下水水质监控。	符合
第二十九条 煤炭、石油、天然气开发单位收集、贮存、运输、利用和处置危险废物，应当严格执行国家和本省有关规定，不得将危险废物交由不具备资质的单位处置。	钻井过程中产生的废机油采用密闭桶装后暂存于井场危废间内，危废间为移动式密闭板房结构，最终委托有资质单位处置。	符合
第三十条 石油、天然气开发单位对开采过程中产生的废弃泥浆、岩屑等工业固体废物应当集中收集、处置；鼓励石油、天然气开发单位对同类企业产生的工业固体废物协同处置。	钻井工程产生的废弃泥浆和岩屑均由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至有处理能力单位处置。	符合
第三十二条 天然气井选点测试放喷，应当综合考虑气候、风向、安全等因素合理选点，远离居民区和建筑物，排出的气体应当点燃焚烧。	天然气井选点测试放喷，综合考虑气候、风向、安全等因素合理选点，远离居民区和建筑物，排出的气体点燃焚烧。	符合
第三十五条 石油、天然气开发单位应当对输油、输气管线和油气储存设施实行专人负责，定期进行巡查、检测、防护，防止断裂、穿孔，造成泄露。	采气一厂定期进行对集输、注醇管线、回注站点进行巡查、检测、防护，防止断裂、穿孔，造成泄露。	符合

因此，本项目满足《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》各项污染防

治措施相关要求。

5、与《榆林市油(气)开采废弃物处置环保暂行管理办法》的符合性分析

表 1-4 项目与《榆林市油(气)开采废弃物处置环保暂行管理办法》符合性分析表

办法要求（摘录）	项目情况	符合性
油（气）开发企业要根据油气田产能建设规划，自行建设集中处置设施或委托有资质单位，对油（气）开采废弃物治理实施“分散收集、集中处置、循环利用”降低油（气）开发活动对周边环境的污染和对资源的消耗。	项目废弃物处置遵循：分散收集、集中处置、循环利用原则，实现钻井泥浆、岩屑、压裂返排液分类收集，降低本项目对周边环境的污染和影响；危险废物委托有资质单位处理。	符合
油（气）井场要在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集装置，对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集。	项目施工场地配套泥浆不落地装置，钻井过程实现泥浆岩屑不落地。	符合
油（气）井场要在压裂及其它井下作业前配置废水地上收集罐，对压裂废水及其它废水进行统一收集。	项目施工场地设置废液收集罐，对钻井废水、洗井废水和压裂废水进行分类收集，循环使用。	符合
油（气）开发企业要在油（气）井建设过程中建立单井废弃钻井泥浆岩屑、压裂废水及其它作业废水管理台账，如实记录钻井泥浆及压裂添加剂成分、用量及废弃钻井泥浆岩屑、压裂废水及其它作业废水的产生量、循环利用量、去向及处理处置方式。	采气一厂已建立了完善的环境管理体系。应建立单井废弃钻井泥浆岩屑、压裂废水及其它作业废水管理台账，如实记录钻井泥浆及压裂添加剂成分、用量及废弃钻井泥浆岩屑、压裂废水及其它作业废水的产生量、循环利用量、去向及处理处置方式。	符合
废弃钻井泥浆岩屑在油（气）井完井后 3 天内，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至油（气）开采废弃物集中处置场所。	项目废弃钻井泥浆岩屑在气井完井后 3 天内，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至有处理能力单位处置。	符合
油（气）井作业废水在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至油（气）开采废弃物集中处置场所。	钻井废水、洗井废水收集进入废液收集罐，循环使用；钻井井场设压裂液回收装置，对压裂返排液进行回收，现场处置后循环使用，钻井结束后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注站点进行处理达标回注。	符合
废弃钻井泥浆岩屑和井下作业废水转移前须向市级环保部门申领《榆林市油（气）开采废弃物转移联单》运输过程实施全程 GPS 定位及监控。	采气一厂已建立了完善的环境管理体系。废弃钻井泥浆岩屑和井下作业废水转移前向市级环保部门申领《榆林市油（气）开采废弃物转移联单》运输过程实施全程 GPS 定位及监控。	符合

6、与《榆林市生态环境局关于进一步加强油气开采废弃物处置环境管理的通知》

的符合性分析

表1-5 项目与《榆林市生态环境局关于进一步加强油气开采废弃物处置环境管理的通知》符合性分析表

通知要求（摘录）	项目情况	符合性
二、鼓励支持油气开发单位合理规划油气开采废弃物集中处置站点,加快自建、联建集中处置项目,要通过源头减量、优化运输、改良工艺等措施提升处置效率,降低处理成本,不断提高油气开发清洁生产水平。	本项目对区块内三口气井进行改造,并在井口附近配套建设3个回注站点,采用压裂返排液撬装处理设备对压裂返排液进行处理后达标回注。	符合
五、严格油气开采废弃物台账管理和转移联单制度,严禁擅自委托无综合利用资质能力的第三方企业,严禁现场非法倾倒、处置、利用固体废物、严禁生产使用不符合国家相关标准的产品。	对油气开采废弃物进行台账管理,严格落实转移联单制度,并委托有处理能力的第三方处理,各项废弃物均得到有效处置。	符合

7、与榆林市煤矿规划相符性分析

项目选址区域内涉及煤炭主要埋藏区,对于气田开发区域与煤田重叠地区,应按照《关于鄂尔多斯盆地油气与煤炭矿产勘查开采登记范围重叠处理意见的函》(国土资厅函〔2004〕267号),“由于油气与煤炭资源的分布具有上下层位关系,矿业权设置范围在平面上大面积重叠,在勘查开采活动中,必须建立必要的协调机制,在矿业权重叠区,煤炭矿山与油气生产企业间必须签署互不干扰勘查开采施工、保障安全生产作业协议”,“煤炭企业对石油天然气管道等地面生产设施及地下井筒,应按国家安全部门的规定预留安全矿柱。油气企业对预留安全矿柱所占压的矿产资源,应按压覆矿产资源的有关规定,给被占压矿产资源的矿业权人一定的经济补偿”。

本项目选址选线严格按照国土资厅函〔2004〕267号文有关规定,避开煤矿采空区。与相关煤炭企业或上级主管单位签署互不干扰勘查开采施工、保障安全生产作业协议,协调好资源的开采顺序,确保资源的充分开发利用。

8、“三线一单”符合性分析

榆林市“三线一单”相关内容正在修编完善。本项目施工期、运行期各项废物均可得到有效处置,施工结束后会及时对临时占地进行植被生态恢复,可最大程度降低生态环境影响;项目配套有完善的环保设施,各项目污染物均可达标排放和有效处置,

且污染物排放量较小，不会对区域环境质量产生明显影响；对照国家发展改革委、商务部印发的《市场准入负面清单（2019年版）》，项目不属于禁止类。

9、与榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告的符合性

本项目属于产能建设项目的整体项目环评，包括井场、管线等多个单项工程，因此将所有开发建设内容所在区域进行“一张图”符合性控制线检测（编号：2020（1568）号），检测结果见表 1-6。控制线检测报告见附件 4。

表 1-6 项目选址“一张图”控制线检测结果一览表

序号	控制线名称	检测结果及意见
1	土地利用总体规划	该项目所属区块涉及禁止建设区，限制建设区，有条件建设区，建议与自然资源规划部门对接
2	城镇总体规划	建议与自然资源规划部门对接
3	林地保护利用规划	该项目所属区块涉及二级保护林地，三级保护林地，四级保护林地，建议与林草部门对接
4	生态保护红线	该项目涉及生态红线，榆林市生态红线正在重新划定，建议与自然资源规划部门对接
5	文物保护紫线（县级以上文物保护单位）	以实地踏勘结果为准
6	基础设施廊道控制线（电力类）	以实地踏勘结果为准
7	基础设施廊道控制线（长输管线类）	符合
8	基础设施廊道控制线（交通类）	以实地踏勘结果为准

根据“一张图”控制线检测结果：本项目所在区域涉及土地利用总体规划、城镇总体规划、林地保护利用规划和生态红线，建议与相关部门进行对接；同时指出项目对文物保护紫线、基础设施廊道（电力类和交通类）应进行实地踏勘，要求合理避让；基础设施廊道（长输管线类）符合要求。

环评阶段已初步确定 50 口天然气井建设位置，相应管线走向，并针对 15 座井场申请单个项目的“一张图”符合性控制线检测，15 座井场的“一张图”符合性控制线检测

包含本项目 22 口天然气井，项目采用从式井技术，剩余 28 口天然气井分布于 15 座井场内，检测结果见表 1-7。控制线检测报告见附件 4。

表 1-7 井场选址“一张图”控制线检测结果一览表

序号	井号	用地面积	编号	检测结果及意见
1	D12-75	12.945 亩	2018（913）号	土地利用总体规划：该项目涉及限制建设区，建议与国土部门对接； 林地保护利用规划：该项目涉及三级保护林地，建议与林业部门对接； 城镇总体规划：符合； 生态红线：符合； 文物保护紫线（县级以上保护单位）：符合； 基础设施廊道控制线（电力类）：符合； 基础设施廊道控制线（长输管线类）：符合； 基础设施廊道控制线（交通类）：符合
2	D12-76、D12-77	16.433 亩	2019（3620）号	
3	D12-56、D66-245	19.568 亩	2020（49）号	
4	D12-83	14.19 亩	2020（45）号	
5	D12-84	13.268 亩	2020（397）号	
6	D1-546、D1-547、D1-548	14.813 亩	2019（1074）号	
7	D12-P36	12.908 亩	2020（101）号	
8	D12-P51	14.175 亩	2019（3621）号	
9	D66-246	16.095 亩	2019（286）号	
10	D66-247、D66-248、D66-249	18.574 亩	2020（50）号	
11	D12-82	12.93 亩	2020（44）号	土地利用总体规划：该项目涉及限制建设区，建议与国土部门对接； 林地保护利用规划：该项目涉及二级保护林地，建议与林业部门对接； 城镇总体规划：符合； 生态红线：符合； 文物保护紫线（县级以上保护单位）：符合； 基础设施廊道控制线（电力类）：符合； 基础设施廊道控制线（长输管线类）：符合； 基础设施廊道控制线（交通类）：符合
12	D12-P53	12.923 亩	2020（47）号	
13	D12-P54	15.12 亩	2020（48）号	
14	D66-P12	17.258 亩	2020（53）号	
15	D66-251、D66-P13	28.673	2020（52）号	

根据井场“一张图”控制线检测结果：天然气井井场主要涉及土地利用总体规划、林地保护利用规划，建议与相关部门对接；生态红线、文物保护紫线、基础设施廊道（电力类、长输管线类和交通类）符合要求。

针对以上“一张图”控制线检测结果，建设单位协同环评单位与相关部门对接结果

如下：

就涉及土地利用总体规划，与国土资源部门对接情况：本项目所在区域涉及榆林市土地利用总体规划中的禁止建设区、限制建设区、有条件建设区；井场选址仅涉及土地利用总体规划中的限制建设区。建设单位已与当地国土部门对接土地利用总体规划的情况，榆阳区和神木市国土资源局原则同意项目建设，但应按照国家相关规定办理用地手续。

就涉及城镇总体规划，与规划部门对接情况：建设单位已与规划部门对接相关手续，规划部门回复待具体产建工程施工前办理相关手续。

就涉及林地保护利用规划，与林业部门对接情况：建设单位已与当地林业部门对接涉及林地情况，神木市和榆阳区林业局回复原则同意项目建设，应依据相关的申报审核程序办理使用林地手续。

就涉及生态红线，与环保部门对接情况：本项目所在区域涉及水源涵养功能区、防风固沙功能区、土地沙化敏感区、关键生态系统、关键物种及遗传资源保护红线，属于限制开发区红线；井场选址不涉及生态红线。且本项目不涉及水源地一级、二级保护区、重要湿地、自然保护区等禁止开发区生态红线；井场、管线在施工结束后会及时对临时占地进行植被生态恢复，可最大程度降低对水源涵养功能区、防风固沙功能区、土地沙化敏感区的生态环境影响。

环评要求建设单位施工时避让文物保护单位，在文物古迹的保护范围内禁止钻井、修建管线等。

根据气田开采历史经验，新建井位位置及编号具有不确定性，相应的采气管线走线局部可能产生变更。为了掌握每个气井钻井、开采可能造成的环境影响，本次环评要求，各单项工程实施位置发生变化，应向榆林市多规合一辅助决策窗口申请进行单项工程的选址“一张图”控制线检测，合理避让各敏感目标，同时向当地环保部门汇报后再施工，并在钻井和气田开发过程中主动接受环保部门和群众的监督。

8、与区块环评相符性分析

本项目位于大牛地气田天然气开发区块已开发范围内，符合大牛地气田总体开发方案。现有工程实施过程中产生的废弃泥浆和岩屑排入移动式泥浆池，对钻井过程中

产生的废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至陕西朗新环保科技有效公司处置，压裂返排液全部排入井场地上废水收集罐，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至采油气工程服务中心处理回注，不外排，废机油由专用容器贮存暂存于井场内危废暂存间，并委托榆林市安泰物资回收再生利用有限公司处置；气田采出水拉运至大牛地气田甲醇污水处理厂处理回注，不外排。

本项目产生的废弃泥浆和岩屑由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至有处理能力单位处置，压裂返排液由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液处理站点处理回注，不外排，废机油委托有资质单位处置；气田采出水依托大牛地气田甲醇污水处理厂处理回注，不外排；天然气集输均依托现有生产设施，减少项目永久占地、临时占地全部及时恢复植被等。

综上，项目符合区块环评环保要求。

9、其他政策、规划符合性分析

项目同时符合《陕西省矿产资源总体规划（2016-2020）》、《陕西省大气污染防治条例》（2019年修正）、《陕西省固体废物污染环境防治条例》（2019年修正）、《陕西省城市饮用水水源保护区环境保护条例》（2002.3.28）、《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》（陕环发〔2016〕31号）、《榆林市铁腕治霾(尘)打赢蓝天保卫战三年行动方案(2018-2020年)》等其他相关政策、规划及规范。

三、选址合理性分析

本项目选址、选线依据《钻前工程及井场布置 技术要求》（SY/T5466-2013）、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）、《气田集输设计规范》（GB50349-2015）、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）等规范要求进行设计。

本项目不涉及自然保护区、水源地一、二级保护区、文物保护单位、生态红线等；28口天然气井位于水源地准保护区中，项目施工期、运行期各项废物均可得到有效处置，不外排，可满足《陕西省城市饮用水水源保护区环境保护条例》（2002.3.28）文件第十六条、第十九条要求。

井场、站点选址已避让村民集中居住区、居民饮用水源井等环境敏感目标，井口位置距离永久性设施距离大于 75m，距离居民点距离大于 100m，占地主要为草地、沙地。集输管道埋地敷设，在满足生产要求的前提下，考虑了地形、地质因素以及风险事故因素，避开了可能塌方或被水流冲浸的地段，管线临时用地主要为草地、沙地或林地，避让村庄等人群居住地和建筑物。综上，在采取本次评价要求的选址要求后，项目选址选线可行。

根据设计资料，本项目根据气藏分布状况布井，气藏丰富的地方井位稍密，气藏不太丰富的地方布井相对较少。根据油气田开采历史经验，项目实施过程中，部分井位有可能发生位置和编号调整，相应的采气管线走线局部可能产生变更，对此，本次评价提出以下选址选线要求：

（1）井场选址要求

环评要求井场选址不得进入城市建成区和规划范围内，避让自然保护区、水源地一、二级保护区、文物保护单位和村民集中居住区、居民饮用水源井等环境敏感目标；不得占用基本农田，尽量少占农田和林地；井场布置在沟谷时，不得建于河流最高水位以下，须满足防洪要求。

从井网部署、井场组合、场站选址等方面，优化部署方案；利用丛式井技术，并在建设中按照标准化井场设计规范进行，有效地减少占地。根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中 3.2.2 节规定，井口位置应满足“距高压线及其它永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等密集型、高危性场所不小于 500m”的规定。

（2）管线选线要求

环评要求采气管线走向设计应避开鱼塘、低洼积水、可能塌方和被水流冲浸的地段。避让各类环境敏感区，与村庄等人群居住地和建筑物距离满足《输气管道工程设计规范》要求等。禁止占用基本农田，尽量占用荒草地及沙地，少占耕地及林地。

（3）临时工程设置要求

本项目钻井工程需设置施工营地和材料堆场，环评要求施工营地和材料堆场不得进入城市建成区和规划范围内，避让自然保护区、水源地一、二级保护区、文物保护

单位和村民集中居住区、居民饮用水源井等环境敏感目标；不得占用基本农田，尽量少占农田和林地。临时占地在施工结束后，应对场地平整及植被恢复。

项目管线施工不设施工营地和材料场地，施工便道依托周边村庄道路，施工期管道开挖土石方沿线堆放在管道两侧作业带内，不设置弃土场，下管后土石方加固回填。

四、地理位置与交通

项目位于榆林市榆阳区小壕兔乡和神木市大保当镇、尔林兔镇境内，分布于大牛地气田大 12 井区、大 66 井区、DK13 井区、大 17 井区范围内，地理位置图见附图 1。

五、项目概况

1、项目基本情况

项目名称：大牛地气田大 12-大 66 井区 2020 年调整项目

建设单位：中国石油化工股份有限公司华北油气分公司采气一厂

项目性质：新建

建设地点：陕西省榆林市榆阳区小壕兔乡、神木市大保当镇、尔林兔镇

区域面积：609.59km²

项目投资：投资 29622 万元

2、项目建设内容

大牛地气田大 12-大 66 井区 2020 年调整项目具体项目组成详见表 1-8。

表 1-8 项目组成一览表

工程类别	项目名称	具体内容
主体工程	钻完井工程	加密部署 50 口天然气井，其中水平井 20 口、直井 30 口，新建产能 $2.32 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。以盒 1、太 2 为目的层；水平井单井配产 $2.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，直井单井配产 $1.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$
	井场工程	本项目采用从式井，单井井场征地面积 $30\text{m} \times 40\text{m}$ ，双井井场征地面积为 $40\text{m} \times 40\text{m}$ ，三井式井场征地面积为 $40\text{m} \times 40\text{m}$ ，四井式井场征地面积为 $40\text{m} \times 50\text{m}$
	管线工程	管线长度为 71km，采用 20#无缝钢管，管径为 DN60，采气管线设计压力设定为 25MPa 单井配套建设注醇管线，长度为 71km，采用 20#无缝钢管，管径为 DN20，设计压力 25 MPa，与采气管线同沟敷设

辅助及配套设施工程	井场设施		井口设置通信视频、流量、压力、温度监控设施、自控远传仪表及太阳能供电装置；井场场地完成平整，四周安装围栏，并配备安全标识牌
	回注站点工程	井口	项目对区块内三口气井进行改造，三口回注井主要回注层位为石千峰组，回注层深 2060m~2411m
		工艺区	3 个井口附近配套建设 3 个回注站点，采用压裂返排液撬装处理设备对压裂返排液进行处理后达标回注。单个站点设计处理能力 20m ³ /h。单个回注站点占地 3500m ² （50m×70m），部分依托原天然气井场建设，新征占地 2300 m ²
		罐区	设 1380 m ³ 污水池（23m×30m×2m）；设 40m ³ 清水储存罐 4 个；设 50m ³ 污泥储存罐 2 个
		办公区	建设 4 间办公及休息室，2 间加药房，均为单层活动板房；一处停车区
	穿越工程		管线穿越公路、高速公路各 1 处，采用顶管方式，钢筋混凝土套管保护；穿越乡村小路 32 处，穿越土路采用大开挖加套管的穿越方式；穿越公路、沥青路采用顶管方式，穿越段管采用钢套管保护
公用工程	供水		回注站点新建水井 1 口/站
	供电		每座井场各设置 1 套风光互补电源系统为用电负荷提供电源，回注站点接入中石化已有电网线路
施工期环保工程	施工废气		施工期废气主要包含施工期扬尘、柴油发电机废气、天然气放空废气、运输车辆、机械废气、焊烟等，仅在施工阶段，通过采取洒水抑尘措施、使用清洁燃油等减少废气无组织排放
	施工废水		井场设置储液罐收集钻井废水、洗井废水，收集后用于配置钻井泥浆，不外排；废弃压裂返排液在钻井结束后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注处理点进行处理达标回注；管道试压废水经收集后用于施工场地洒水抑尘；生活污水经收集后定期外运市政污水处理厂处理
	施工噪声		选用低噪声设备，柴油机和泥浆泵等设备设减振设施
	施工固废		废弃钻井泥浆、岩屑在气井完井后 3 天内，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至有资质单位处置；废机油密闭桶装后暂存于井场 5m ² 危废间内，定期由有资质单位处理；施工中生活垃圾采用垃圾箱集中收集，定期送当地环卫部门统一处理；项目无弃土方产生
	生态保护措施		项目施工结束，临时占地设置素土草袋、草方格、播撒草籽，全部恢复植被
运营期环保工程	废气		正常运营井场无人值守，管道密闭输送，集气站集中处理，正常工况下井场和管道输送环节基本无生产废气产生
	废水		井下作业废水由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注处理点进行处理达标回注；每个回注站点建设容积为 12m ³ 的玻璃钢化粪池 1 座，生活污水定期清掏，拉运至采气管理区经一体化生活污水处理设施处理后，冬储夏灌，不外排
	噪声		选用低噪声设备，风机基础下设置隔振垫，并在风机进风口上安装消声器，在出风口上安装可曲挠橡胶接头，以减少振动产生的噪声
	固废		压裂返排液撬装处理系统产生的污泥在 2 个 50m ³ 污泥储存罐暂存，定期委托有资质单位处理；废石英砂、废活性炭更换后直接拉运至首站危废暂存点暂存，定期交由有资质单位处置；生活垃圾采用垃圾箱集中收集，定期送当地环卫部门统一处理

(1) 单井与井场

加密部署 50 口天然气井，其中水平井 20 口、直井 30 口，为有效减少占地，实际建设过程中利用从式井技术。项目天然气井及井场分布建设情况见表 1-9。

表 1-9 单井及井场建设情况统计表

序号	井号	井口坐标 X 坐标	井口坐标 Y 坐标	井型	井场依托关系
1	D12-75	4307332	19388850	直井	新建
2	D12-001	4307327	19388850	直井	
3	D12-76	4305145	19395060	直井	新建
4	D12-77	4305149	19395062	直井	
5	D12-002	4305153	19395064	直井	
6	D12-003	4305157	19395066	直井	
7	D12-P56	4305469	19396131	水平井	新建
8	D66-245	4305464	19396129	直井	
9	D12-004	4305474	19396133	直井	
10	D12-005	4305479	19396125	直井	
11	D12-83	4308834	19393972	直井	依托 DPT-108 井场
12	D12-006	4308830	19393970	直井	
13	D12-007	4308826	19393968	直井	
14	D12-84	4307885	19395968	直井	新建
15	D12-008	4307890	19395966	直井	
16	D1-546	4293709	19378310	直井	新建
17	D1-547	4293709	19378315	直井	
18	D1-548	4293708	19378320	直井	
19	D12-P36	4317983	19393453	水平井	新建
20	D12-P001	4317985	19393457	水平井	
21	D12-P002	4317987	19393461	水平井	
22	D12-P003	4317989	19393465	水平井	
23	D12-P51	4308706	19394547	水平井	新建
24	D12-P004	4308711	19394547	水平井	
25	D12-P005	4308716	19394547	水平井	
26	D12-P006	4308721	19394547	水平井	
27	D66-246	4303892	19395908	直井	依托 DPH-201 井场
28	D66-001	4303896	19395910	直井	
29	D66-247	4300686	19392246	直井	依托 D66-80 井场
30	D66-248	4300689	19392251	直井	

31	D66-249	4300691	19392255	直井	
32	D12-82	4313974	19396932	直井	依托 DPT-23 井场
33	D12-009	4313978	19396934	直井	
34	D12-010	4313982	19396936	直井	
35	D12-P53	4318551	19398560	水平井	新建
36	D12-P007	4318553	19398564	水平井	
37	D12-P008	4318555	19398568	水平井	
38	D12-P009	4318557	19398572	水平井	
39	D12-P54	4312862	19399562	水平井	新建
40	D12-P010	4312858	19399564	水平井	
41	D12-011	4312854	19399566	直井	
42	D12-012	4312850	19399568	直井	
43	D66-P12	4297095	19393221	水平井	依托 D66-221 井场
44	D66-P001	4297097	19393217	水平井	
45	D66-P002	4297099	19393213	水平井	
46	D66-P003	4297101	19393209	水平井	
47	D66-251	4294298	19395455	直井	依托 DP45H 井场
48	D66-P13	4294297	19395460	水平井	
49	D66-002	4294299	19395450	直井	
50	D66-003	4294300	19395445	直井	

（2）管线及穿跨越工程

项目新建采气管线 71km，采用 20#无缝钢管，管径为 DN60，采气管线设计压力设定为 25Mpa；单井配套建设注醇管线，长度为 71km，采用 20#无缝钢管，管径为 DN20，设计压力 25MPa，与采气管线同沟敷设。注醇管线起点为各集气站的甲醇罐，终点为各井口；项目采气管线起点为各个井口，终点为所接入的集气站。管道均采用埋地敷设。为确保管道安全，不受外力破坏，平稳输送，管道应有足够的埋设深度且应埋设于最大冻土深度以下。本项目管线埋设于最大冻土层以下 100mm，且管顶埋深不小于 1m。管线设计埋深为管底 1.4m。本项目采气管线一般沿乡村土路敷设，整体走向避开滑坡地段、水源保护区、人口密集等敏感地段。

表 1-10 单井对应管线工程组成一览表

序号	进站	井号	采气管线长度	注醇管线长度
1	12 号集气站	D1-546/D1-547/D1-548	4.6 km	4.6 km
2	35 号集气站	D66-247/D66-248/D66-249	6.16 km	6.16 km
3	37 号集气站	D66-P12/D66-P001/D66-P002/D66-P003	4.32 km	4.32 km
4	39 号集气站	D66-251/D66-P13/D66-002/D66-003	4.72 km	4.72 km
5	41 号集气站	D12-75/D12-001	3.98 km	3.98 km
6	42 号集气站	D12-P53/D12-P007/D12-P008/D12-P009	3.98 km	3.98 km
7	43 号集气站	D12-P36/D12-P001/D12-P002/D12-P003	4.42 km	4.42 km
8	44 号集气站	D12-82/D12-009/D12-010	6.25 km	6.25 km
9	56 号集气站	D66-246/D66-001	6.22 km	6.22 km
10	61 号集气站	D12-76/D12-77/D12-002/D12-003	4.2 km	4.2 km
		D12-P56/D66-245/D12-004/D12-005	5.63 km	5.63 km
		D12-83/D12-006/D12-007/D12-P51/D12-P004/ D12-P005/D12-P006	5.9 km	5.9 km
		D12-84/D12-008	4.26 km	4.26 km
		D12-P54/D12-P010/D12-011/D12-012	6.36 km	6.36 km

本项目管线穿越对象包括公路、乡村道路、冲沟等，不涉及河流穿越，管线穿越情况见表 1-11。走向图见附图 6。

表 1-11 管线穿越情况一览表

序号	线路	项目	穿越方式	单位	数量
1	集输管线	高速公路	顶管	m/处	100/1
2	集输管线	公路	顶管	m/处	10/1
3	集输管线	乡村道路	顶管	m/处	32/4

管线穿越应满足以下要求：

①交叉穿越

管道与其他管道交叉时，其垂直净距离不小于 0.3m。当小于 0.3m 时，两管间设置坚固的绝缘隔离物，管道在交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段，采用加强级防腐。

②光（电）缆穿越

管道与电力、通讯电缆交叉时，其垂直净距离不小于 0.5m。交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段，采用加强级防腐。

③公路穿越

管线穿越公路，采用顶管方式，钢筋混凝土套管保护。有套管穿越公路时，套管顶的埋深 $\geq 1.2\text{m}$ ，套管伸出公路边沟外 2m。穿越管道的用管满足设计规范的有关要求。保护套管采用钢筋混凝土套管，并满足强度及稳定性要求。管道穿越公路时，在路基下穿过，以尽可能不破坏路面为原则。若因地质条件必须破坏路面路基时，应同公路管理部门协商解决，并按其要求及时恢复。

④乡村道路穿越

穿越土路采用大开挖加套管的穿越方式；穿越公路、沥青路采用顶管方式，穿越段管采用钢套管保护。

⑤河流穿越

项目管线不涉及河流穿越。

（3）回注井及回注站点

项目拟利用不具有开采价值的 DP26T、D18、D65-1 三口常规天然气井建设为回注井，并在井口附近配套建设 3 个回注站点，采用压裂返排液撬装处理设备对压裂返排液进行处理后达标回注。回注改造需对三口天然气井进行修井作业，更换气井管柱，下入封隔器等，并将井口装置更换为回注井专用井口；回注站点配套压裂返排液撬装处理系统，主要设备包含预处理撬、精细处理撬、工艺安装材料、电气安装材料等。三口回注井基本情况见表 1-12。

表 1-12 三口回注井基本情况表

井号	位置坐标	井型	现状	回注层位
DP26T	神木市尔林兔国营林场 N 38.89873° E 109.76102°	水平井	于 2011 年完钻，完钻井深斜深 3721m，垂深 2781m。试气后发现该井不具有开采价值，于 2020 年封井	回注层位为石千峰组，回注层深 2060m~2411m
D18	神木市尔林兔镇吧吓采当张池	直井	于 2002 年完钻，完钻井深	

	三海则 N 38.89829° E 109.75486°		2823m。试气后发现该井不具有开采价值，于 2016 年封井	
D65-1	榆阳区小壕兔乡沙则汗村三组 N 38.81054° E 109.80213°	直井	于 2011 年完钻，完钻井深 2949m。试气后发现该井不具有开采价值，于 2019 年封井	

六、主要原辅材料

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

表 1-13 单井钻井主要原辅材料消耗

材料名称	消耗量(t)	用途及主要成分
钻井固井作业		
膨润土	27	钠级一级，亲水性矿物
纯碱	1.28	99%一级， Na_2CO_3
$\text{NH}_4\text{-HPAN}$	3.83	抑制粘土水化和防塌，水解聚丙烯腈铵盐
有机硅	2.7	防止泥页岩水化膨胀、坍塌，含有 Si-O 键、且至少有一个有机基是直接和硅原子相连的化合物
防塌膨润土	2.55	防塌、润滑
桥塞堵漏剂	3.83	堵漏、止水，锯末、云母、核桃壳等
水泥	49.0	用于固井，氧化镁、硫酸钙、铝酸钙
粉煤灰漂珠	3.75	轻质浇注料，三氧化二铝、二氧化硅等
降失水剂	1.05	RC-800、防止流体窜流、提高固井质量，植物淀粉
减阻剂	0.12	减少流体在输送时所受阻力，水溶性高分子聚合物
缓凝剂	0.06	延缓混凝土凝结时间，多羟基化合物、羟基羧酸盐及其衍生物、高糖木质素磺酸盐
柴油	水平井 20 直井 155	单井存储量 20t，烷烃、烯烃、环烷烃、芳香烃、多环芳烃等
完井压裂作业		
铁离子稳定剂	3	铁络合剂和铁还原剂等
粘土稳定剂	3	无机盐类
压裂助排剂	4	聚氧丙烯聚氧乙烯、脂肪醇醚、磺化琥珀酸二辛酯钠盐及异丙醇

胶凝剂	4	硝酸铵或硝酸锌
压裂支撑剂	30	铝矾土（陶粒）
压裂胶液	3	羟丙基胍胶

七、主要设备

本项目直井测深 2900-3300m 左右，平均井深约 3100m，选用 ZJ40 及以上钻机；水平井测深 3800-4500m 左右，平均井深 4100m，水平井选用 ZJ50 及以上钻机。单口钻井主要设备使用情况见表 1-14。

表 1-14 单井钻井主要生产设备使用情况

序号	设备		设备型号	设备数量
1	钻机	直井	ZJ40	1 台
		水平井	ZJ50	1 台
2	柴油机		190 型	2 台
3	柴油发电机		沃尔沃	2 台
4	泥浆泵		F-1600 型	2 台
5	电机		JK-8B 型	1 台

本项目单井在钻井过程中采用泥浆不落地工艺。本项目单井工程钻井液固液分离设备见表 1-15。

表 1-15 钻井液固液分离设备一览表

序号	名称		型号	载荷或功率	单井场数量
1	螺旋输送系统（无轴）		SS-300-12000	5.5×3kW	1
	螺旋输送系统（有轴）		SS-200-6000	2.2×3kW	1
2	固化机主电机		GHD-1	18.5kW	1
3	主电机		LW350	7.5kW	1
	离心脱水机辅电机			37kW	1
4	储罐搅拌系统	1#罐	/	11kW	1
		2#罐	/	11kW	1

		3#罐	/	11kW	1
5	废液储存罐		50m ³	50m ³ ×4	4
6	破胶脱稳装置		/	/	1
7	固液分离装置		/	/	1
8	固渣储存箱		20m ³	20m ³ ×3	3
9	废液缓冲罐		50m ³	50m ³ ×4	4
10	混凝沉淀罐		10m ³	/	1
11	板框压滤机		/	2.5kW	1

本项运营期主要生产场所为井场，采气井场无人值守，井口设置通信视频、流量、压力、温度监控设施、自控远传仪表及太阳能供电装置；井场场地完成平整，四周安装围栏，并配备安全标识牌。井场主要生产设备为采气树，本项目计划采用 KQ65/35 型采气树，具体参数见表 1-16。

表 1-16 井场采气树主要性能及参数一览表

名称 型号	公称 通径	油管头最 大通径	井口调节阀 最大通径	连接油管	公称压力	连接 形式	抗硫 级别
KQ65/35	65mm	160mm	30mm	Φ 114.3~31.8mm	35 MPa	法兰	EE-NL

项目建设采气管线 71km、注醇管线 71km（与采气管线同沟敷设），采气管线与注醇管线建设详细情况见表 1-17。

表 1-17 采气/注醇管线参数表

序号	工艺管线	公称直径	管线材质	管线长度/km
1	采气管线	DN60	20# 无缝钢管	71
2	注醇管线	DN20	20# 无缝钢管	71

单套回注站点配套建设压裂返排液撬装处理系统，主要设备见表 1-18。

表 1-18 单套压裂返排液撬装处理系统主要设备一览表

序号	设备名称	规格和型号	单位	数量
----	------	-------	----	----

1	预处理撬	加药系统+高效反应系统+气浮组 10m×3m×2.8 m	套	1
2	精细处理撬	沉淀系统+多级过滤 10m×2.3m×2.8 m	套	1
3	清水储罐	40m ³	个	4
4	污泥储罐	50m ³	个	2
3	工艺安装材料	含走道、护栏、扶梯、蝶阀、软连接、法兰等	批	1
4	电气安装材料	隔爆等级：ExdIIBT4 防护等级：IP55 LED 照明灯、防爆组合控制箱	批	1

八、公用工程

1、供水工程

项目施工期每个井场新建 2 口水井并设置临时储水罐进行储存,用于施工期生产、生活用水;回注站点新建水井 1 口/站,用于站点办公生活用水。

2、供电工程

项目施工期采用柴油发电机组作为生产及生活电源;运营期每座井场各设置 1 套风光互补电源系统为用电负荷提供电源(容量 210W,输出+DC24V,后备时间 3 天),回注站点接入中石化已有电网线路。

九、平面布置

本项目单井钻井井场主要包括钻井作业区、罐区、发电机房、柴油机等。钻机井场布置图应符合《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)的要求,井场施工平面布置图见附图 3。

项目标准化井场及回注站点工程平面布置图见附图 4。回注站点主要包含办公区、停车区、撬装工艺区及污水池等。

十、项目占地与土石方

本项目永久占地 36900m²,主要包括井场占地、回注站点占地等;临时占地 692875m²,临时占地主要包括钻井井场占地、施工作业带、施工便道、堆管点等。

本项目占地类型主要为草地、沙地、林地,具体占地情况详见表 1-19。

表 1-19 本项目占地情况一览表

名称	永久占地面积 (m ²)	临时占地面积 (m ²)	占地类型	生态恢复面积 (m ²)
井场	30000	124875	沙地	124875
管线工程	0	568000	沙地/草地/林地	568000
回注站点	6900	0	沙地/林地	0
合计	36900	692875	/	692875
备注：井场的施工临时占地面积按 70m×90m（6300m ² ）、生活区 45m×45m（2025m ² ），单井井场永久占地 30m×40m（1200m ² ），2 井/3 井井场永久占地 40m×40m（1600m ² ），4 井井场永久占地 50m×40m（1200m ² ），管线施工作业带宽度按 8m。				

项目土石方工程主要涉及井场、管线、回注站点施工过程中，施工过程中产生的弃土弃渣不设弃土弃渣场，全部综合利用，做到“土方平衡”。

十一、劳动定员

本项目钻井队人数约 50 人，24h 连续作业，8h 三班制，每口直井施工周期 20 天，每口水平井施工周期 55 天（丛式井单井搬迁周期 2 天）；管线的施工人数按 20 人计，施工周期均为 60 天；回注井施工人数按 10 人计，施工周期为 10 天。

本项目建成运营后纳入中国石油化工股份有限公司华北油气分公司采气一厂统一管理，天然气井场为无人值守井场；回注站点新增劳动定员 5 人/站，项目新增劳动定员 15 人。

十二、项目投资

本项目总投资 29622 万元，其中环保投资 5340 万元，占总投资的 18.03%。

十三、项目目的层天然气组分

本项目产气主要目的层盒 1、太 2，地面天然气组分以烃类气体为主，含少量 CO₂、N₂，各层组均不含硫化氢。不同层位气体组分有所不同，甲烷占烃类的含量小于 95%，天然气类型以湿气为主，项目气井天然气组分见表 1-20。

表 1-20 项目气井天然气组分参数表

气层组	相对密度 (g/cm ³)	甲烷 (%)	烃类 (%)	氮气 (%)	二氧化碳 (%)	硫化氢 (%)	甲烷占烃类含 量 (%)
盒 1	0.6420	85.62	95.23	4.09	0.69	0	89.91
太 2	0.63	89.10	96.29	1.46	2.25	0	92.53
平均	0.636	87.36	95.76	2.775	1.47	0	91.22

十四、依托工程

截至 2019 年底，大牛地气田年累计产气量 $30.56 \times 10^8 \text{m}^3$ ，本项目新建产能 $2.32 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，项目建成后用于补充已开发气井产能衰减，稳定气田整体产能。

本项目井口天然气通过采气管线输送至所在区域的集气站，依托区块范围内已建的 12 号、35 号、37 号、39 号、41 号、42 号、43 号、44 号、56 号、61 号集气站，根据气田开采历史经验，新建井位位置、管线走向可能发生变更，项目区域内其他可依托集气站包含 6 号、11 号、21 号、23 号、26 号、27 号、28 号、29 号、30 号、31 号、32 号、34 号、36 号、38 号、49 号、58 号、63 号、65 号集气站。采出气经加热、分离、计量、增压后外输至已建集气管线；分离水暂存于油水缓冲罐，由罐车拉运至大牛地气田甲醇污水处理厂处置。

1、依托工程环境保护手续履行情况

项目涉及环评及竣工环境保护验收手续见表 1-21。

表 1-21 依托工程环保手续一览表

项目名称	环境影响评价批复情况	竣工环境保护验收批复情况	内容
塔巴庙大牛地气田 2004 年开发准备工程	国家环境保护总局以环审[2005]724 号予以批复	中华人民共和国环境保护部以环验[2009]164 号予以批复	大牛地气田 1 号~5 号集气站扩建、新建及相关气井、管线的开发建设
大牛地气田 10 亿 m^3 产能建设工程(环境影响报告书)	国家环境保护总局以环审[2005]490 号予以批复	国家环境保护总局以环验[2007]093 号予以批复	大牛地气田 6 号~15 号集气站新建及相关气井、管线的开发建设；含第一甲醇污水处理厂
中国石化鄂尔多斯大牛地气田开发及榆林~	国家环境保护总局以环审[2007]170 号予以	中华人民共和国环境保护部以环验	大牛地气田 16 号~44 号集气站新建及相关气

濮阳~济南输气管道工程（环境影响报告书）	批复	[2016]48 号予以批复	井、管线的开发建设；含第二甲醇污水处理站
中国石油化工股份有限公司华北油气分公司大牛地气田大 65-大 70 井区天然气开发项目	陕西省环境保护厅以陕环批复[2018]26 号予以批复	通过自主验收	大牛地气田 54 号~58 号、63 号集气站新建及相关气井、管线的开发建设
中石化华北油气分公司鄂北产能建设指挥部 61 号集气站项目	神环备[2016]61 号		大牛地气田 61 号集气站地面工程
大牛地气田第三甲醇污水处理站	鄂尔多斯市环保局以鄂环评字[2016]65 号予以批复	通过自主验收	大牛地气田第三甲醇污水处理站
大牛地气田首站危险废物暂存点建设项目	榆林市环境保护局榆阳分局以榆区环发[2018]380 号予以批复	榆林市环境保护局榆阳分局以榆区环发[2019]212 号予以批复	大牛地气田首站危险废物暂存点

2、天然气处理依托可行性分析

本项目加密部署天然气井就近接入区块内已建集气站，根据项目所在区域现有集气站的处理能力及处理工艺，脱水脱烃站、增压站处理能力，结合本项目新增产能分析，项目依托已有集气站、脱水脱烃站、增压站可行。

项目所在区域集气站采用标准化集气站场，采用“高压集气，集中注醇、加热节流、轮换计量、节流膨胀致冷低温分离、残液集中回收”集输工艺技术。集气站标准工艺流程：井口天然气高压进站后，先加热、再节流，通过站内两级节流脱水，以避免后续输系统中水合物的出现；节流后的低温天然气进入旋流分离器进行低温分离，满足天然气外输水露点和烃露点要求，再经出站总计量后进入集气干线，经脱水脱烃、增压处理后外输。站内设置甲醇储罐，经注醇管线实现井口注醇防冻；分离出的液相进入油水缓冲罐，由罐车定时拉运，集中处理。

本项目加密部署 50 口天然气井，水平井单井配产 $2.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、直井 $1.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，新增集气站处理量 $70 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，新建气井就近接入区块内集气站，依托集气站剩余处理量 $259.69 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，因此现有集气站可满足本项目天然气处理需求。已建脱水脱烃站 1 座，处理能力 $53 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，已建增压站 1 座，增压能力 $53 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ；截至 2019 年底，大牛地气田年累计产气量 $30.56 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，脱水脱烃站、增压站尚有处理余量

22.44×10⁸ m³/a，可满足本项目新增产能处理需求。

因此天然气处理依托可行，依托可行性分析见表 1-22。

表 1-22 项目依托可行性分析表

序号	依托对象	处理规模 (10 ⁴ m ³ /d)	目前处理量 (10 ⁴ m ³ /d)	剩余处理量 (10 ⁴ m ³ /d)	本次接入量 (10 ⁴ m ³ /d)
1	12 号集气站	48	13.8	34.2	3
2	35 号集气站	35	9.55	25.45	3
3	37 号集气站	35	19.5	15.5	8
4	39 号集气站	35	17.95	17.05	5
5	41 号集气站	35	17.8	17.2	2
6	42 号集气站	28.8	20	8.8	8
7	43 号集气站	28.8	9.5	19.3	8
8	44 号集气站	32	28	4	3
9	56 号集气站	80	20.61	59.39	2
10	61 号集气站	80	21.2	58.8	28

3、甲醇污水处理厂依托可行性分析

华北油气分公司已在内蒙古境内乌审旗图克镇大牛地村建成甲醇污水处理厂 4 座，其中 2006 年建成第一甲醇污水处理厂，设计处理能力 150m³/d(目前为停用状态)；2007 年建成第二甲醇污水处理厂，设计处理能力 300m³/d；2012 年建成第三甲醇污水处理厂，设计处理能力 520m³/d；2014 年对第三污水处理厂进行了扩建，设计增压处理能力 780m³/d，扩建后污水处理站总设计处理能力 1750m³/d。截至 2019 年底，甲醇污水处理厂实际处理能力达到 1222m³/d，污水处理余量尚有 378m³/d。

气田采出水经收集后定期拉运至甲醇污水处理厂处理，根据项目可行性研究报告可知，产液量约 1.1m³/万 m³ 采出气，项目气田采出水产生量共 77m³/d，现有甲醇污水处理厂可满足本项目气田采出水处理需求。

甲醇污水进入处理站，首先经过水质预处理，分离出水中油及悬浮物等杂质成分；

经过预处理的甲醇污水进入甲醇再生装置，通过精馏回收甲醇，产品甲醇拉运到集气站回用，脱甲醇废水进回注单元；收集的凝析油去凝析油稳定装置；水质预处理产生的沉降污泥经过脱水后委托有资质单位处理。甲醇污水处理系统工艺流程见图 1-1。

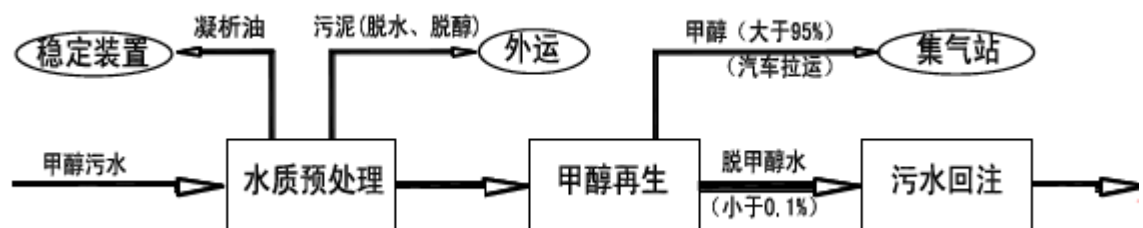


图 1-1 甲醇污水处理厂工艺流程图

根据《大牛地气田开发工程竣工环境保护验收调查报告》中 2018 年 7 月内蒙古绿洁环境检测有限公司对第三甲醇污水处理厂回注水的监测结果，见表 1-23。

表 1-23 第三甲醇污水处理厂回注水（处理后水）监测结果

项目	2018.5.30（日均值或范围）		2018.5.31		是否达标
	进水口	出水口	进水口	出水口	
pH	6.63~6.72	6.37~6.70	6.62~6.70	6.38~6.73	达标
甲醇（mg/L）	1.23×10^4	9.8	1.26×10^4	20.2	达标
石油类（mg/L）	19.0	0.40	19.2	0.21	达标
参照《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016），建议参考值：pH：6~9、石油类< 30mg/L、甲醇含量（质量）< 0.1%、注入深度：>1000m 长 ₂ 层。					

由上表可知，气田采出水经甲醇污水处理站处理后，废水各污染因子指标均满足回注水标准要求，废水处理措施可行。

4、危废暂存依托可行性分析

本项目产生的废石英砂、废活性炭更换后直接拉运至首站危废暂存点暂存，定期交由有资质单位处置。

首站危废暂存点位于小壕兔乡大牛地气田首站基地（中心地理坐标为

E109°39'52.53", N38°45'26.12"), 占地面积 290m², 主要用于收集大牛地气田生产经营过程中产生的危险废物。根据现场调查, 该危废暂存点设专人管理, 管理台账、转移联单齐全、管理规范, 符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001) 及其修改单中相关规定, 因此依托可行。

与本项目有关的原有污染情况及主要环境问题:

项目所在区域已进入运行期、闭井期的井场均为标准化井场, 管线工程均已进行生态恢复, 无与本项目有关的污染及环境问题。

建设项目所在地自然环境简况

自然环境简况(地形、地貌、地质、气候、气象、水文、植被、生物多样性等):

一、地理位置

榆林市位于陕西省最北部，西邻甘肃、宁夏，北连内蒙古，东隔黄河与山西相望，南与陕西省延安市接壤。地理座标：北纬 $36^{\circ}57' \sim 39^{\circ}35'$ ，东经 $107^{\circ}28' \sim 111^{\circ}15'$ 。榆林市行政区划版图图形似三角形。榆林最东端为府谷县皇甫乡段寨村，最北端为府谷县古城乡刘家坡村，最西端为定边县刘峁塬乡，最南端为定边县白马要乡铁角城。东西最大长度 309 公里，南北最大宽度 295 公里，总面积 43578 平方公里。

大牛地气田位于鄂尔多斯盆地塔巴庙地区（内蒙古自治区西南和陕西榆林地区东北），内蒙古自治区鄂尔多斯市和陕西榆林市交界处，地理坐标为 $E109^{\circ}30' \sim 110^{\circ}00'$ ， $N38^{\circ}45' \sim 39^{\circ}10'$ 。

本项目拟建井场、管线、回注井及站点位于榆林市神木市、榆阳区境内，大牛地气田大 12 井区、大 66 井区、DK13 井区、大 17 井区范围内，地理位置图详见附图 1。

二、地形、地貌

榆林市位于陕西省北部，为毛乌素沙漠向陕北黄土高原丘陵沟壑过度地带。市境内地势总体东北高，中部、南部低，最高海拔 1413 米，最低海拔 870 米，相对高差 543 米。全市地貌大致可分 3 个大的类型区，即西北部风沙草滩区、东南部丘陵沟壑区、中南部河川区。大体以长城为界，北部是毛乌素沙漠南缘风沙草滩区，面积约 15813km^2 ，占全市面积的 36.7%。得到治理的沙滩地郁郁葱葱；海子(湖泊)星罗棋布。南部是黄土高原的腹地，沟壑纵横，丘陵峁梁交错，水土流失得到初步控制，生态环境有了较大改善。面积约 22300km^2 ，占全市面积的 51.75%。梁状低山丘陵区主要分布在西南部白于山区一带无定河、大理河、延河、洛河的发源地。面积约 5000km^2 ，占全市面积 11.55%。地势高亢，梁塬宽广，梁涧交错、土层深厚，水土侵触逐步得到治理。

本项目主要分布在西北部风沙草滩区。西北部风沙草滩区地貌区内沙地平缓，呈新月形沙丘排列，沙丘高度 5~15m。沙滩中分布有大小不等的碟形洼地，地貌类型主要以沙地为主，地表为沙面紧实的低缓沙丘、平沙地。

三、地质条件

榆林市地质构造单元上属华北地台的鄂尔多斯台斜、陕北台凹的中北部。东北部靠近东胜台凸，是块古老的地台，未见岩浆岩生成和岩浆活动，地震极少。地势由西部向东倾斜，西南部平均海拔 1600~1800m，其他各地平均海拔 1000~1200m。最高点是定边南部的魏梁，海拔 1907m，最低点是清涧无定河入黄河口，海拔 560m。

大牛地气田位于陕北斜坡东北部。陕北斜坡构造简单，为一向西平缓倾斜的单斜地层，其倾角小于一度，平均坡降 6~9m/km。这些构造单元之间相互依存又具独立性，为区域水文地质单元的空间格局奠定了构造地质背景，构造特征见图 2-1。区内地层稳定，无火山活动和岩浆岩活动，无活动断裂，构造简单，稳定性好。气田及管道经过地区地震动峰值加速度为 0.05g 或小于 0.05g，地震基本烈度为 6 度。

图 2-1 大牛地气田地质构造

项目钻井揭露的地层自上而下有第四系，白垩系志丹群，侏罗系安定组、直罗组、延安组，三叠系延长组、二马营组、和尚沟组、刘家沟组，二叠系石千峰组、上石盒子组、下石盒子组、山西组，石炭系太原组、本溪组，奥陶系上马家沟组，钻井平均揭露地层厚度 2900m。其中，二叠系下石盒子组、山西组，石炭系太原组为主要目的层系。地层特征见表 2-1。

表 2-1 项目所在地地层特征一览表

地层系统						埋深 (m)	厚度 (m)	岩性简述
界	系	统	组	段	代号			
新生界	第四系	全新统	-	-	Q ₄	<95	20-95	浅灰黄色中-细砂岩。
中	白垩	下	志丹组	-	K ₁ Z	85-275	63-213	上部棕灰色中砂岩与紫棕色、杂泥岩互层，下部紫棕

生 界	系	统						色细砂岩。
	侏 罗 系	中下 统	安定组	-	J _{2a}	185-383	34-148	棕灰、浅灰、紫色泥岩与紫棕色细-中砂岩互层。
			直罗组	-	J _{2z}	346-626	123-268	上、中部棕、绿灰、灰绿色泥岩与棕紫、棕色中砂岩略等厚互层。下部棕灰、绿灰色泥岩，底部浅灰色细砂岩。
			延安组	-	J _{1-2y}	534-952	188-326	上部厚层状灰色泥岩与浅灰、灰色细砂岩、粉砂岩不等厚互层，夹多层炭质泥岩及煤层。下部灰白色中砂岩夹薄层灰色泥岩，底部灰色含砾中砂岩。
	三 叠 系	上统	延长组	-	T _{3y}	1227-1547	576-738	顶部灰色泥岩及浅灰色中砂岩，上部灰绿、灰及杂色泥岩与灰、浅灰、灰绿色中、细砂岩不等厚互层夹薄层炭质泥岩。下部浅棕灰、浅棕色中砂岩与灰、灰绿色泥岩不等厚互层。
		中统	二马营组	-	T _{2e}	1456-1705	75-234	浅棕灰色中砂岩与灰绿、棕红色泥岩不等厚互层。
		下统	和尚沟组	-	T _{1h}	1504-1796	32-171	上部灰绿、灰、棕及杂色泥岩，下部浅棕灰色细、中砂岩夹杂色泥岩。
			刘家沟组	-	T _{1l}	1880-2215	326-529	浅棕灰色细砂岩与灰绿、棕色泥岩不等厚互层。
上 古 生 界	二 叠 系	上统	石千峰组	-	P _{2sh}	2165-2475	228-298	上、中部灰、浅棕、灰色细砂岩与棕、棕红色泥岩不等厚互层。下部棕灰色细、中砂岩与棕色泥岩。底部灰白色粗、中砂岩。
			上石盒子组	-	P _{2s}	2357-2564	137-240	紫、棕红及杂色泥岩与棕灰、灰白、浅灰色细、中砂岩不等厚互层夹灰绿色粘土岩。底灰、浅灰色中砂岩。
		下统	下石盒子组	盒 3	P _{1x} ³	2382-2718	21-64	棕褐、灰色泥岩与浅灰色中、细砂岩。
				盒 2	P _{1x} ²	2420-2735	17-47	棕褐、灰、深灰泥岩与浅灰、灰白色中、细砂岩。
				盒 1	P _{1x} ¹	2469-2791	48-78	浅灰、灰白色中、粗砂岩及含砾粗砂岩及深灰色泥岩。
			山西组	山 2	P _{1s} ²	2500-2816	10-63	深灰、灰黑色泥岩与浅灰、灰白色中、粗砂岩。
				山 1	P _{1s} ¹	2551-2881	42-94	深灰、灰黑色泥岩与浅灰、灰白色中、粗砂岩夹煤层及炭质泥岩。
		石炭系	上统	太 2	C _{3t} ²	2562-2901	2-52	深灰、灰黑色泥岩与灰白色中砂岩及灰黑色灰岩。
				太 1	C _{3t} ¹	2595-2920	9-63	厚煤层、灰黑色泥岩、灰色泥质粉砂岩及细砂岩，
		中统	本溪组	-	C _{2b}	2603-2924	0-21	灰白色铝土质粘土岩及黄褐色铁质结核。
下 古 生 界	奥陶系	下统	上马家沟组	-	O _{1sm}	2700 以下	>200 (未穿)	灰、灰白色灰质云岩、含灰云岩、云岩为主，中部夹灰黑色灰岩。

项目标准井地层层序图见图 2-2。

图 2-3 标准井地层层系图

四、地表水

榆林市境内河流属黄河水系，北、西及东南部为无定河流域，面积 5904km²，占

全市总面积的 86.4%，无定河流经境内总长 75km，常年平均流量 $18.7\text{m}^3/\text{s}$ ；东北小部分为秃尾河、佳芦河流域，面积分别为 620km^2 和 410km^2 。境内河道纵横，有大小河流 837 条，其中常年流水河 570 条，季节性流水支沟 261 条，流域面积 10 平方公里以上的沟道 53 条，100 平方公里以上的河流 23 条。

图 2-3 区域水系图

流域地形复杂，沙漠滩地区河流水量较大，流量稳定，河道比降缓，洪水小；黄土丘陵沟壑区沟谷河道狭窄，河床比降大，河流水量随季节变化，多呈间歇性溪流，雨季流量大，且含泥沙量高，河流洪、枯流量差值极大，如峁沟河，历史最大洪流量达 $1000\text{m}^3/\text{s}$ ，而枯水季节流量为 $0.3\text{m}^3/\text{s}$ 。最大的河是过境无定河，其次是境内的榆溪河和过境的秃尾河，其余河流多为这 3 条较大河流的小支流、小溪沟。

大牛地气田所在区域属内陆水系，最大的地表水体为红碱淖，主要水系分布情况详见图 2-2。

本项目主要涉及石板太河。石板太河发源于沙地腹地的湿地，流向红碱淖湖泊。圪丑沟、宫泊沟，属于秃尾河支流，发源于气田内，向东南径流汇入瑶镇水库。

五、地下水

1、区域地下水系统

榆林市境内地下水，潜水和承压水皆有。由于降水强度、水文地质、地形地貌、岩性、气温等因素，形成沙漠滩地（包括低缓黄土山梁）、丘陵沟壑、河川 3 个不同的地下水文地质区。项目位于沙漠滩地地下水文地质区。沙漠滩地区地形四周高，中部低洼，地势平缓，有利于地表水的汇集下渗；上覆第四纪沉积物以细砂为主，具有一定厚度，分布广，透水性好，对地下水的汇集和储存十分有利；下伏基岩以胶结差，结构疏松的洛河组砂岩为主，透水性较好；朱罗系基岩风化壳也未遭到严重的切割破坏，几方面的优越条件，使沙漠滩地区成为一个富水的水文地质单元。

根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告》（西安地质矿产研究所，2006 年），大牛地气田地下水系统跨越白垩系碎屑岩裂隙孔隙含水层系统（II）与松散层孔隙含水层系

统（Ⅲ）。

（1）白垩系碎屑岩裂隙孔隙含水层系统

根据地形地貌、水动力、水化学和补径排等特点，白垩系碎屑岩裂隙孔隙含水层系统（Ⅱ）划分为三个子系统，即乌兰木伦河子系统（Ⅱ1-1），苏贝淖-红碱淖子系统（Ⅱ1-2），无定河子系统（Ⅱ1-3），本项目涉及无定河子系统（Ⅱ1-3）的东北部。无定河子系统（Ⅱ1-3）是以湖泊和河流为最终排泄点形成众多水流系统，地下水呈向心状和扇状分别向湖泊和河流中汇流，上下层水流方向不一致，根据循环规律划分为三个地下水流动系统，由上到下分别为浅循环系统、中间流动系统、深循环系统，以无定河为最终排泄点的区域流动系统，循环深度最大，地下水中由西向东径流，最远补给区位于四十里梁-盐池分水岭地区，西部地区地下水其水流潜行于众多小湖泊控制的局域流动系统。

（2）松散层孔隙含水层系统

松散层孔隙含水层系统（Ⅲ）是指沙漠滩地区萨拉乌苏组含水层压系统，分布于无定河以北、考考乌素沟以南的沙漠滩地区。西部边界是白垩系分布边界，两侧第四系沉积物是连续的，水文地质特征基本相同，地下水总体流向从西向东流。在无定河、榆溪河、秃尾河、窟野河流域内，地下水依势子分水岭向河谷径流排泄，形成无定河、榆溪河、秃尾河、窟野河四个相对独立的地下水流系统（Ⅲ1、Ⅲ2、Ⅲ3、Ⅲ4）。项目涉及榆溪河水流系统（Ⅲ2）和秃尾河水流系统（Ⅲ3）两个子系统。

图 2-4 区域地下水系统分布

地下水资源主要以人、畜用水和少量农业浇灌用水为主，地下水开采利用程度低。

2、项目主要含水层与隔水层

根据区域地下水系统含水介质的特性，参考《中国石油化工股份有限公司华北油气分公司大牛地气田大65-大70井区天然气开发项目》环境影响报告书（2018.01），由新到老分为以下几个含水岩组，分别为第四系全新统风积层潜水含水层，第四系上更新统萨拉乌苏组潜水含水层，白垩系下统碎屑岩类孔隙—裂隙岩水层，侏罗系裂隙水

含水层。稳定的隔水层主要为侏罗系沙泥岩，白垩系顶部的风化壳分布不连续，且厚度不大，为弱透水层。其次第四系含水层和白垩系含水层中间杂一些泥岩、粘土透镜体，分布不连续，与含水层上下叠置，水平交错，使含水层为半承压性。区域地下水系统具有供水意义的含水层主要为第四系上更新统萨拉乌苏组孔隙含水层和白垩系下统环河洛河组碎屑岩类孔隙裂隙含水层。

（1）第四系上更新统萨拉乌苏组孔隙含水层

项目区域风积砂广泛分布，为一套第四系上更新世的冲湖积地层。含水介质岩性为细砂、粉细砂，由于受沉积环境，下部基岩面起伏和后期侵蚀作用的影响，各处沉积厚度不同。该层厚度在工作区从北到南，从东到西沉积厚度逐渐变大，含水岩层粒度变化规律是东细西粗。

该套含水层岩性在水平方向上没有太大的差异，垂直方向上岩性差异较大，下粗上细，下部以粗中粒砂为主，上部以细砂、粉细砂为主。该含水层水位埋藏普遍较浅，一般水位埋藏1~10m左右，仅在风积砂覆盖的较高的固定半固定砂丘地形上，水位埋藏大于3m，在湖淖附近，埋深小于1m。该含水层富水性普遍较好，水量较丰富，总的趋势为从北到南，含水层的富水性增加；北部红碱淖地区钻孔揭露单井涌水量为10~200m³/d，南部小壕兔地区钻孔揭露单井涌水量为500~1000m³/d，局部富水地段达到1000m³/d，渗透系数3~10m/d，平均为5m/d，给水度0.1。矿化度均小于1g/L，多为HCO₃—Ca·Mg型水，仅在湖淖附近和地势低洼的地区，由于地下水埋深较浅，蒸发浓缩作用强烈，地下水为HCO₃—Ca·Na型。该含水层为区内主要的供水含水层。

（2）白垩系下统碎屑岩类孔隙裂隙含水层

区域地下水系统白垩系下统碎屑岩类裂隙孔隙含水层为一个向西缓倾的单斜储水构造，包括白垩系下统洛河组和环河组两个含水岩组。洛河组与上覆的环河组整合接触，洛河组主要为沙漠相沉积，岩性为厚层紫红色长石石英砂岩，产状稳定，颗粒结构均匀，分选性好。环河组为河流相沉积，岩性以紫红、棕红中-细砂岩，粗砂岩为主，砂岩连续性较好，泥岩呈透镜体产出，无区域隔水层，因此可视为一个含水岩组。这两组含水层在工作区从西到东厚度逐渐变小，埋深变浅，在东部东经109°50'一线尖灭。分布广泛，埋藏于第四系地层之下。该含水层沉积厚度大，没有沉积韵律，岩性以中

细砂岩、细砂岩和粉细砂岩为主，钙质胶结和后生溶隙空隙发育，后生溶隙的发育，且连通性较好，使得该类砂岩为本区主要的含水层，具有丰富的地下储水空间，间夹透镜体状的泥岩、泥质粉砂岩或钙质砂岩，形成弱透水层或隔水层，无区域连续的隔水层，强含水层和中等含水层在垂向上呈叠置与组合关系，共同构成了一个统一的含水层，该含水层厚度较大，钻孔揭露厚度201.96~289.64m，随上覆第四系松散层厚度和钻孔深度而变化。由于白垩系砂岩含水层、隔水层和弱透水层交替出现，且没有统一完整的隔水顶板，只在局部具有承压性质的半承压水，因而各含水层之间以及与上覆潜水含水层之间联通性较好，水力联系密切，从而构成白垩系砂岩含水层复杂的储水导水系统。

该含水层富水性普遍中等，单井涌水量 500~1000m³/d，渗透系数 0.07~0.84m/d，导水系数 16.98~77.95m²/d，弹性释水系数 $3.16 \times 10^{-5} \sim 1.34 \times 10^{-3}$ ，影响半径 102.1~240.0m。水质普遍较好，矿化度小于 0.5g/l，以 HCO₃—Na、HCO₃—Na·Ca 型水为主。该含水层为区内主要的含水层之一。

3、地下水补径排特征

境内地下水径流方向，深层由西北而东南，浅层与河谷水系流向相同。

(1) 第四系萨拉乌苏组含水层补给、径流与排泄

项目所在区内地势平缓，地表多为第四系风积砂覆盖。工作区第四系风积砂厚度表现出由北向南变厚，由西向东变厚。大部分地区为固定半固定丛草沙丘或沙地，植被比较发育，少数地区为流动半流动沙丘，植被覆盖率较低，风积砂的渗透性能较好，大气降水可直接入渗补给地下水，很难形成地表径流，沟溪极不发育。而湖盆滩地地区，一般地势低洼平缓，地表一般由沙质壤土（厚 10~30cm）—沙土组成，对接受大气降水的入渗补给也较为有利，降雨入渗系数一般为 0.3，因此潜水含水层主要的补给来源为大气降水，另外还有西边和北边侧向径流补给，在一些地势低洼的地段承压水顶托补给潜水。在东经 109°50'一线，由于白垩系地层尖灭，白垩系环河和洛河组含水层向上越流补给第四系孔隙水，还有沙丘凝结水补给。

第四系孔隙水的径流主要受鄂尔多斯高原东区地下水子系统、地形地貌、榆溪河和秃尾河、红碱淖等因素的控制。

北部潜水主要以地表蒸发，其次向向小型的湖淖地表水体排泄，最后人工开采排泄；南部地下水主要以地表蒸发为主，其次是流出工作区向区外的榆溪河和秃尾河排泄，最后是人工开采排泄。

（2）白垩系环河洛河组含水层的补给、径流与排泄

白垩系环河洛河组地下水的补给、径流与排泄与第四系孔隙水相比比较简单，其补给主要是第四系下渗补给和接受大气降水的入渗补给，其次是侧向补给。在地形较高的地段，第四系孔隙水水位一般高于白垩系环河洛河组水位，由于白垩系环河洛河组含水层的隔水顶板相变复杂，且分布不稳定，不连续，上部孔隙水可以通过相对隔水层或“天窗”补给。在一些基岩裸露或者第四系较薄的地区白垩系地下水也接受大气降水的入渗补给。

工作区白垩系地下水水总的径流受到鄂尔多斯高原地下水子系统、地形地貌和区域排泄基准面控制，东部地形落差比较大，承压水的径流速度较快，自然水力坡度在0.0066~0.0096；西部和南部地形比较缓，承压水径流速度比较慢，自然水力坡度为0.0040~0.0055。

北部承压水向小型的湖淖和第四系含水层排泄，西南部水流出工作区向区外的榆溪河排泄，工作区承压水位和潜水位基本相近，说明二者之间存在互补关系。另外，近年来由于人工对地下水的开采，也是白垩系地下水的排泄方式之一。

（3）各含水层之间的水力联系

第四系松散岩类含水层不整合覆盖于白垩系碎屑岩类地层之上。根据钻孔所揭露的白垩系下统洛河组碎屑岩类地层的岩性分析，其顶部与第四系松散岩类地层接触的部位普遍有2~3m的风化层，其岩性多为粉细砂岩、细砂岩或钙质粉砂岩、粉细砂岩，其渗透性能较差，为弱透水路。而第四系上更新统萨拉乌苏组松散岩类含水层则渗透性能较好，相对而言，白垩系碎屑岩类地层可视作萨拉乌苏组潜水含水层的底板。工作区风化层分布不连续，存在“天窗”，部分地区与萨拉乌苏组松散岩类地层接触的是白垩系细砂岩或粉砂岩，渗透性能相对较好，同时根据潜水和承压水的水化学特征分析，也揭示了白垩系承压水与萨拉乌苏组潜水水力联系密切，承压水和潜水位相差不大，地势高的地段，潜水位高于承压水位，地势低洼的地方，潜水下渗补给承压水；

或承压水位高于潜水位，承压水顶托越流补给潜水。含水层水力联系十分密切。

侏罗系裂隙水含水层与其他含水层没有水力联系，仅在东部局部地段，第四系含水层与侏罗系浅部含水层有水力联系，仅在浅部循环。

六、气候气象

本区属中温带半干旱大陆性季风气候。天气多变，春季干旱而多风沙，夏季炎热多雷雨，秋季凉爽而短促，冬季干冷而漫长，日照充足，降水稀少，雨热同季。年平均气温 8.7℃，极端最高气温 39.0℃，极端最低气温-32.7℃，日温差 15~20℃。多年平均降水量 380.4mm，年平均蒸发量 1907.2mm。7~9 月份为雨季，10 月中旬降雪，翌年 2 月解冻，无霜期 150~180 天。冬季至春末夏初多风，平均风速 2.1m/s，最大风速可达 18.7m/s，风向多为西北偏北。

七、生态环境现状

（1）生态系统类型及特征

评价区以草地生态系统为主，分布广、面积大。项目所在区域各个生态系统的类型及特征见表 2-2。

表 2-2 项目所在区域各生态系统类型及特征表

序号	生态系统	主要物种	空间分布特征
1	草地生态系统	草本植物主要有沙蒿、沙蓬、砂珍棘豆、蒺藜、碱蓬等	呈大面积分布于评价区内
2	沙地生态系统	多为流动及半流动沙丘覆盖，植物分布以耐寒植物为主，分布稀疏，覆盖度低	呈较大面积分布于评价区内
3	农田生态系统	农作物有玉米、土豆、糜子、谷类、薯类等	呈不规则斑块状散布于评价区内
4	林地生态系统	以灌木林分布为主，主要植物有沙柳、沙蒿、花棒、沙地柏等，伴生植物有牛心朴子、白草、角蒿等	呈不规则斑块状散布于评价区内
5	水域生态系统	以水生藻类、水草等为主，湖泊周边湿地处生长有沙柳、狼毒、麻黄、旱蒿等植物，此外分布有少量的鸟类	呈片状分布于评价区内
6	村镇生态系统	以人为主，人工绿色植物	呈斑块状散布评价区内

（2）动物资源现状

项目所在区野生动物有兽类、禽类和虫类。兽类境内有野兔，狐狸，黄鼬（黄鼠狼），獭，蝙蝠，松鼠，田鼠，中华鼯鼠，家鼠，獾等。野生虫很多，常见有蚊、蝇、蚤、蟋蟀、土蜂、壁虎、萤火虫、长舌虫、水马、蜗牛、蝴蝶、履虫（鞋底虫）、蜘蛛、蜥蜴、蝎等。区内未发现国家及陕西省重点保护的野生动物及濒危动物。项目所在区域未发现一、二级保护野生动物。

（3）植物资源现状

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

乔木类植物：主要有侧柏、刺槐、枣树、山杏、旱柳、小叶杨、油松、水桐树、木瓜、臭椿等。

灌木类植物：有红柳、杞柳、臭柏、沙柳、酸枣、柠条、踏郎、樱桃树、野枸杞、黑沙蒿、白沙蒿、山榆、蒙桑等 20 余种。

粮食作物：包括小麦、玉米、糜子、高粱、谷子、绿豆、小豆、黄豆等；蔬菜、瓜果类有圆白菜、大白菜、胡萝卜、芥菜、豆角、土豆、黄瓜、辣椒、大葱、葫芦、西瓜、香瓜等；经济植物有胡麻、向日葵、茴香、甜菜、黄芥、沙枣等。

草本植物：中药用野生植物有茵陈蒿、甘草、苍耳、蒲公英、柴胡、菟丝子、车前子、益母草、知母、艾蒿、远志、马齿苋、夏枯草、秦艽等。

防风固沙植物：杨、榆、羊柴、沙枣、沙棘、柠条、沙柳、黄柳、乌柳、百里香、沙蒿、沙打旺、草木樨等。

牧草：主要有沙蒿、碱蒿、长芒草、白草、柠条、苜蓿、羊柴、山野豌豆、沙打旺、早熟禾、芦苇、冰草、狗尾草、披碱草、羊草、赖草、沙竹、小车前、灰条等。

水土保持植物：红柳、沙柳、柠条、沙枣、沙棘、大黄榆、黄芪、苜蓿、牛枝子、百里香、羊草、芨芨草等。

项目所在区域有省级重点保护植物多枝怪柳（红柳）和臭柏（沙地柏）。本次项目所在范围内无国家、省级重点保护野生植物。

（4）土壤

该区域属毛乌素沙地，土壤类型为栗钙土、风沙土、潮土，项目所在区域土壤类型主要为风沙土，有机质含量普遍偏低，微偏碱性。

（5）水土保持现状

评价区域地表结构疏松，年度、昼夜温差较大，易于风化，是形成沙地的物质基础，加之属强风区，风多风大，是形成沙地和引起沙土活动的主要因素。由于久经强风蚀、风剥，形成沙丘连绵或风沙类土地，质地疏松，渗透性强。评价区主要以季节性风力剥蚀为主，再加上前几十年沙区过度放牧、过度垦荒种植以及樵柴等活动，致使土地、草场退化沙化，沙地面积扩大，加速了水土流失。

近几年来，随着退耕还林、还草政策的落实以及采取牛羊圈养和封沙育草措施，同时加大种树种草的力度，提高当地群众生态环境保护意识，提高了沙区植被的覆盖度，通过引水拉沙和造林，有效遏制了沙漠化进程，使流沙基本得到控制，风蚀侵害明显减弱，当地生态环境明显改善。

九、环境敏感区

（1）瑶镇水库水源地

瑶镇水库位于神木市境内秃尾河上游，上游支流为圪丑沟、宫泊沟，距榆神公路13km，东距神木市43km。总库容1060万 m^3 ，属中型水库。左支沟宫泊沟河长23.4km，右支沟圪丑沟河长19.5km。流域区为风沙草滩地貌，水源主要由地表水和降雨入渗形成的沙区地下水汇聚而成，水质清澈，水量稳定。

一级保护区：水域范围为水库水域（正常蓄水水位线1160.5高程以下）和两个支流入库点以上500m的水域，面积为1.16 km^2 ，陆域为水库正常蓄水水位线外延200m的区域，面积为2.04 km^2 ，一级保护区总面积3.2 km^2 。

二级保护区：为水库上游两条支流宫泊沟和圪丑沟一级保护区界至河源起点的水域范围，陆域为一级保护区外延2km的区域，水库上游两侧支沟河岸向两侧外延2km

区域，二级保护区总面积 173.03km²。

准保护区：水库控制流域面积除去一级、二级保护区以外的区域及流域边界线（分水岭）以外 1km 内的影响区域，准保护区总面积 675.97km²。

28 口天然气井井位于水源地准保护区中，项目施工期、运行期各项废物均可得到有效处置，不外排，可满足《陕西省城市饮用水水源保护区环境保护条例》（2002.3.28）文件第十六条、第十九条要求。

（2）神木臭柏自然保护区

神木臭柏自然保护区以保护天然臭柏灌丛及其生存环境为主要目的的自然保护区。神木臭柏自然保护区位于神木市西北部风沙区，东临瑶镇乡，西至大保当乡，北连尔林兔乡，南接高家堡镇，南北长约 45km，东西宽约 5km，总面积 7666hm²。

神木臭柏自然保护区范围内无本项目新建井场、管线、道路工程。

（3）陕西红碱淖湿地自然保护区

红碱淖位于毛乌素沙地和鄂尔多斯高原交汇处，地跨陕西省神木市和内蒙古自治区伊金霍洛旗，是我国最大的沙漠淡水湖，也是濒危物种遗鸥等珍稀濒危鸟类的重要栖息地，湿地生物多样性丰富，具有重要的生态功能和较高的保护价值。

陕西红碱淖湿地自然保护区范围内无本项目新建井场、管线、道路工程。

环境质量状况

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

一、环境空气

本次评价对环境空气质量特征污染物（非甲烷总烃、总烃和硫化氢）进行了补充监测，对区域内的居民点声环境质量、地下水以及土壤环境现状进行监测，监测单位为河南中天云测检测技术有限公司，监测点位布置图见附图 5，环境现状监测报告见附件 4。

1、基本污染物

根据陕西省环境保护办公室 2020 年 1 月 23 日发布的环保快报（SNJB0048）“附表 5、2019 年 1-12 月陕北地区 26 个县（区）中榆阳区、神木市空气质量状况统计表”中相关数据，榆阳区、神木市 2019 年 1~12 月的空气质量状况中，PM₁₀、PM_{2.5}、NO₂ 三项评价指标不符合《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中二级标准规定的浓度限值，判断项目所在区域属于环境空气质量不达标区域。2019 年榆林市环境空气质量综合评价见表表 3-1。

表 3-1 2019 年环境空气质量综合评价分析一览表

序号	因子	评价指标	现状浓度(μg/m ³)		标准限值 (μg/m ³)	占标率%		达标情况
			榆阳区	神木市		榆阳区	神木市	
1	SO ₂	年平均浓度	23	22	60	38.33	3.6.7	达标
2	NO ₂	年平均浓度	55	49	40	137.5	122.5	不达标
3	PM ₁₀	年平均浓度	75	100	70	107.1	142.9	不达标
4	PM _{2.5}	年平均浓度	48	53	35	137.1	151.4	不达标
5	CO	第 95 百分位浓度	2.2	2.0	4000	0.1	0.1	达标
6	O ₃	第 90 百分位浓度	68	58	160	42.5	36.3	达标

2、特征污染物

本项目环境空气质量现状补充监测数据采用河南中天云测检测技术有限公司于 2020 年 4 月 21 日~2020 年 4 月 27 日对贾明采当村（E109.59743°，N38.75678°）、石

板太村（E109.75204°，N38.98736°）和阿芦太村（E109.82155°，N38.84110°）环境空气检测点的检测数据。监测数据及统计分析结果见下表 3-2。

表 3-2 环境空气质量现状补充监测结果统计分析一览表

监测点位	监测因子	监测时段	测值范围 (mg/m ³)	标准限值 (mg/m ³)	单因子污染 指数范围	超标率 (%)	最大超 标倍数
贾明采当村	非甲烷总烃	1 小时平均	0.76~0.93	2	0.38~0.465	0	0
	总烃	1 小时平均	2.74~2.95	5	0.548~0.59	0	0
	硫化氢	1 小时平均	0.002~0.004	0.01	0.2~0.4	0	0
石板太村	非甲烷总烃	1 小时平均	0.82~0.98	2	0.41~0.49	0	0
	总烃	1 小时平均	2.78~3.02	5	0.556~0.604	0	0
	硫化氢	1 小时平均	0.002~0.004	0.01	0.2~0.4	0	0
阿芦太村	非甲烷总烃	1 小时平均	0.80~0.97	2	0.40~0.485	0	0
	总烃	1 小时平均	2.78~3.01	5	0.556~0.602	0	0
	硫化氢	1 小时平均	0.002~0.004	0.01	0.2~0.4	0	0

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

二、声环境

本项目所在区域均为村镇地区，本次评价采用河南中天云测检测技术有限公司于 2020 年 4 月 22 日-2020 年 4 月 23 日对本项目区域及村庄的声环境质量进行现场监测，监测结果及统计分析见表 3-3。

表 3-3 声环境现状监测结果一览表（单位：dB(A)）

监测点位	2020.4.22		2020.4.23	
	昼间	夜间	昼间	夜间
D12-004井	47.4	41.9	47.5	44.2
D66-005井	47.5	43.5	45.7	43.9
巴得汗村	45.9	41.2	46.6	42.2

(E109.75309° , N38.83865°)				
段家伙场 (E109.81189° , N38.75634°)	46.1	39.2	45.5	42.6
标准限值	60	50	60	50
超标率	0	0	0	0
最大超标倍数	0	0	0	0

由上表得知，目前本项目区域内声环境质量现状能满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）2类区标准。

三、地表水环境

根据榆林市县级集中式生活饮用水源水质状况报告显示，2019年第一至第四季度瑶镇水库水源地水质达到《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准或对应的标准限值。

四、地下水环境

本项目地下水环境现状监测共布设5个水质监测点位，监测因子有：

- （1）阴阳离子8项（ K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} ）；
- （2）基本因子17项（pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、挥发酚、氟化物、氰化物、高锰酸盐指数、溶解性总固体、铁、锰、铅、砷、汞、镉、六价铬）；
- （3）特征因子1项（石油类）。

本次评价采用河南中天云测检测技术有限公司于2020年4月27日现场监测数据，检测结果见表3-4。

表3-4 地下水环境现状检测结果一览表（单位：mg/L，pH除外）

监测因子	监测结果					III类标准值	超标率	最大超标倍数
	49号集气站外水井	61号集气站外水井	35号集气站外水井	39号集气站外水井	12号集气站外水井			
pH	7.58	7.67	7.52	7.27	7.25	6.5~8.5	0	0
总硬度	186	253	256	260	333	≤450	0	0
溶解性总固体	228	266	275	298	738	≤1000	0	0

氨氮	<0.025	<0.025	<0.031	<0.025	<0.116	≤0.5	0	0
硫酸盐	20.0	17.5	35.2	26.6	295	≤250	20%	0.18
氯化物	3.94	3.20	7.27	7.38	39.9	≤250	0	0
氟化物	0.14	0.10	0.27	0.12	0.26	≤1.0	0	0
氰化物	<0.002	<0.002	<0.002	<0.002	<0.002	≤0.05	0	0
挥发酚	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0010	≤0.002	0	0
高锰酸盐指数	0.99	1.20	1.20	1.33	2.18	≤3.0	0	0
亚硝酸盐（以N 计）	0.002	0.008	0.026	<0.001	<0.001	≤1	0	0
硝酸盐（以N 计）	0.86	0.86	2.14	0.71	0.39	≤20	0	0
碳酸根	<5	<5	<5	<5	<5	/	0	0
重碳酸根	168	182	173	234	238	/	0	0
钾	1.38	1.33	1.24	0.89	1.42	/	0	0
钠	42.0	39.1	38.9	38.4	41.4	≤200	0	0
钙	60.4	69.5	65.7	76.0	112	/	0	0
镁	12.6	16.8	17.2	17.9	32.8	/	0	0
铁	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	≤0.3	0	0
锰	0.023	0.023	0.050	0.044	0.045	≤0.1	0	0
铅	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	≤0.01	0	0
砷	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	≤0.01	0	0
汞	<0.00004	<0.00004	<0.00004	<0.00004	<0.00004	≤0.001	0	0
镉	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	≤0.005	0	0
六价铬	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	≤0.05	0	0
石油类	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	≤0.3	0	0

由上表得知，12 号集气站外水井硫酸盐浓度不满足《地下水质量标准》(GB/T 14748-2017)III类水质标准，最大超标倍数为 0.18；其余各点位各监测因子均能满足《地下水质量标准》(GB/T 14748-2017)III类水质标准，区域内地下水水质总体较好。

五、土壤环境

本次土壤环境质量现状监测在评价区域内共布设了 6 个监测点，由河南中天云测检测技术有限公司于 2020 年 4 月 27 日对各监测点位的土壤进行了检测。土壤现状监测布点表详见表 3-5，土壤环境质量现状见表 3-6，监测布点图详见附图 5。

表 3-5 本项目土壤现状监测布点

序号	监测点位	采样点	监测项目
1	D12-005 井场内	柱状样，0.2m、0.8 各取一个样	砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a] 蒽、苯并[a] 芘、苯并[b] 荧蒽、苯并[k] 荧蒽、蒽、二苯并[a, h] 蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、蔡、石油烃
2	D66-006 井场内	柱状样，0.2m、0.8 各取一个样	石油烃
3	D66-001 井场内	柱状样，0.2m、0.8 各取一个样	石油烃
4	D66-005 井场内	表层样，0.2m 取一个样	石油烃
5	D12-005 井场外 10m	表层样，0.2m 取一个样	pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃
6	D66-005 井场外 10m	表层样，0.2m 取一个样	

表 3-6 土壤环境质量现状检测结果 单位 mg/kg

检测点位	检测项目	检测结果		执行标准	超标率	超标倍数
		采样深度 20cm	采样深度 20cm			
D12-005 井场内	砷	12.2	9.4	60	0	0
	镉	0.09	0.09	65	0	0
	铬（六价）	<0.1	0.2	5.7	0	0
	铜	44	46	18000	0	0

铅	36.9	29.4	800	0	0
汞	0.047	0.044	38	0	0
镍	48	44	900	0	0
四氯化碳	<0.0021	<0.0021	2.8	0	0
氯仿	<0.0015	<0.0015	0.9	0	0
氯甲烷	<0.003	<0.003	37	0	0
1,1-二氯乙烷	<0.0016	<0.0016	9	0	0
1,2-二氯乙烷	<0.0013	<0.0013	5	0	0
1,1-二氯乙烯	<0.0008	<0.0008	66	0	0
顺-1,2-二氯乙烯	<0.0009	<0.0009	596	0	0
反-1,2-二氯乙烯	<0.0009	<0.0009	54	0	0
二氯甲烷	<0.0026	<0.0026	616	0	0
1,2-二氯丙烷	<0.0019	<0.0019	5	0	0
1,1,1,2-四氯乙烷	<0.0010	<0.0010	10	0	0
1,1,2,2-四氯乙烷	<0.0008	<0.0008	6.8	0	0
四氯乙烯	<0.0008	<0.0008	53	0	0
1,1,1-三氯乙烷	<0.0011	<0.0011	840	0	0
1,1,2-三氯乙烷	<0.0014	<0.0014	2.8	0	0
三氯乙烯	<0.0009	<0.0009	2.8	0	0
1,2,3-三氯丙烷	<0.0010	<0.0010	0.5	0	0
氯乙烯	<0.0015	<0.0015	0.43	0	0
苯	<0.0016	<0.0016	4	0	0
氯苯	<0.0011	<0.0011	270	0	0
1,2-二氯苯	<0.0010	<0.0010	560	0	0
1,4-二氯苯	<0.0012	<0.0012	20	0	0
乙苯	<0.0012	<0.0012	28	0	0
苯乙烯	<0.0016	<0.0016	1290	0	0
甲苯	<0.0020	<0.0020	1200	0	0
间二甲苯+对二甲苯	<0.0036	<0.0036	570	0	0
邻二甲苯	<0.0013	<0.0013	640	0	0
硝基苯	<0.09	<0.09	76	0	0
苯胺	<0.01	<0.01	260	0	0
2-氯酚	<0.06	<0.06	2256	0	0
苯并[a] 蒽	<0.1	<0.1	15	0	0
苯并[a] 芘	<0.1	<0.1	1.5	0	0
苯并[b] 荧蒽	<0.2	<0.2	15	0	0

	苯并[k] 荧蒽	<0.1	<0.1	151	0	0
	蒽	<0.1	<0.1	1293	0	0
	二苯并[a, h] 蒽	<0.1	<0.1	1.5	0	0
	茚并[1,2,3-cd]芘	<0.1	<0.1	15	0	0
	萘	<0.09	<0.09	70	0	0
	石油烃	21	32	4500	0	0
D66-006 井场内	石油烃	12	11	4500	0	0
D66-001 井场内	石油烃	11	12	4500	0	0
D66-005 井场内	石油烃	19	/	4500	0	0
D12-005 井场外 10m	pH	8.35	/	/	0	0
	砷	7.65	/	25	0	0
	镉	0.13	/	0.6	0	0
	铬	160	/	250	0	0
	铜	54	/	100	0	0
	铅	34.4	/	170	0	0
	汞	0.079	/	3.4	0	0
	镍	64	/	190	0	0
	锌	70	/	300	0	0
	石油烃	18	/	4500	0	0
D66-005 井场外 10m	pH	7.95	/	/	0	0
	砷	15.0	/	25	0	0
	镉	0.13	/	0.6	0	0
	铬	140	/	250	0	0
	铜	54	/	100	0	0
	铅	31.9	/	170	0	0
	汞	0.084	/	3.4	0	0
	镍	65	/	190	0	0
	锌	66	/	300	0	0
	石油烃	15	/	4500	0	0

由上表可知，项目井场新增占地范围内土壤监测点位基本因子及特征因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二

类用地风险筛选值；项目井场新增占地范围外土壤监测点位基本因子及特征因子均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中 pH>7.5 风险筛选值。

主要环境保护目标：

本项目环境保护目标见表 3-7，气田开发范围内居民点分布情况见表 3-8，井场、管线、站场环境保护目标见表 3-9。井场、管线、站场环境保护目标分布情况见附图 7。

表 3-7 本项目环境保护目标表

环境要素	保护对象	保护内容	保护目标
大气	项目区域内居民点	空气质量	《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级
声环境	项目区域内居民点	声环境	《声环境质量标准》（GB 3096-2008）2 类标准
地表水环境	D66 井区、D17 井区、D12 井区内瑶镇水库水源地准保护区	水质	《地表水质量标准》（GB 3838-2002）III类标准
	D12 井区内石板太河	水质	
地下水环境	项目区域内第四系松散岩类含水层	地下水水质	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类
	项目区域内白垩系碎屑岩含水层	水量、水质	
	项目区域内居民分散水源井	地下水水质	
土壤环境	项目区域内土壤	土壤质量	GB 36600-2018 第二类用地筛选值；GB 15618-2018 风险筛选值
生态环境	项目区域内植被、景观、水土流失、生态系统等	生态环境	生态系统完整性与稳定性

表 3-8 气田开发范围内居民点分布情况

乡镇	行政村	户数（户）	人数（人）	所在区块
小壕兔乡	武素采当村	253	742	DK13 井区
	东奔滩村	169	500	
	小壕兔村	710	2400	
	掌高兔村	171	594	
	史不扣村	336	1010	
	耳林村	100	350	

	公合补兔村	169	494	D66 井区
	早留太村	235	820	
	沙则汗村	260	910	
大保当镇	阿卜达村	195	543	D17 井区
	啊芦太村	80	227	
	东北湾村	365	1061	
尔林兔镇	昌鸡兔村	110	310	D12 井区
	吧吓采当村	384	1100	
	石板太村	910	2210	
	依肯托拉村	243	830	
	袁家圪堵村	289	1230	

表 3-9 井场、管线、站点环境保护目标分布情况表

环境要素	工程内容	保护对象	户数	方位	距离	保护级别/要求
井场						
大气环境	D1-546/D1-547/D1-548	贾明采当 (散户)	1 户	W	386m	《环境空气质量标准》 (GB 3095-2012) 二级
			4 户	SW	366m	
			1 户	SE	430m	
	D12-82/D12-009/D12-010	袁家圪堵 二队	1 户	SW	309m	
			5 户	NW	306m	
	D12-P53/D12-P007/D12-P008/D12-P009	散户	1 户	NE	460m	
	D12-P36/D12-P001/D12-P002/D12-P003	王家湾 (散户)	3 户	SW	230m	
地表水环境	D12-75/D12-001/D12-83/D12-006/D12-007/D12-P51/D12-P004/D12-P005/D12-P006/D12-84/D12-008/D12-P56/D66-245/D12-004/D12-005/D12-76/D12-77/D12-002/D12-003/D66-246/D66-001/D12-P54/D12-P010/D12-011/D12-012/D12-82/D12-009/D12-010	瑶镇水库 水源准保护区	/	其中	0m	《地表水质量标准》 (GB 3838-2002) III类 标准
地下水环境	D12-P36/D12-P001/D12-P002/D12-P003	王家湾 (散户) 水源井	3 户	SW	230m	《地下水质量标准》 (GB/T 14848-2017) III 类标准

管线工程						
大气环境、声环境	D1-547/D1-548/D1-549 至 12 号集气站管线	贾明采当（散户）	1 户	S	70m	《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级 《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 2 类标准
			1 户	N	61m	
			1 户	S	115m	
地表水环境	D12-75/D12-001/D12-83/D12-006/D12-007/D12-P51/D12-P004/D12-P005/D12-P006/D12-84/D12-008/D12-P56/D66-245/D12-004/D12-005/D12-76/D12-77/D12-002/D12-003/D66-246/D66-001/D12-P54/D12-P010/D12-011/D12-012/D12-82/D12-009/D12-010 集输管线	瑶镇水库水源准保护区	/	其中	0m	《地表水质量标准》（GB 3838-2002）Ⅲ类标准
地下水环境	D1-547/D1-548/D1-549 至 12 号集气站管线	贾明采当（散户）水源井	1 户	S	70m	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准
			1 户	N	61m	
			1 户	S	115m	
回注站点						
地下水环境	D18 回注站点	瑶镇水库水源准保护区	/	其中	0m	《地表水质量标准》（GB 3838-2002）Ⅲ类标准
	DP26T 回注站点					

评价适用标准

环境 质量 标准	1、环境空气质量标准					
	本项目环境空气质量现状评价执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中的二级标准，对于标准中未包含的因子，则参照其他标准执行：总烃参照执行以色列环境质量标准；非甲烷总烃参照《大气污染物排放标准详解》，以 2.0 mg/m³ 作为非甲烷总烃的小时浓度标准限值；硫化氢浓度参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）。					
	序号	污染因子	24 小时平均 (mg/Nm ³)	1 小时平均 (mg/Nm ³)	日最大 8 小时平 均 (mg/Nm ³)	执行标准
	1	SO ₂	0.15	0.50	-	《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级
	2	NO ₂	0.08	0.20	-	
	3	CO	4	10	-	
	4	O ₃	-	0.2	0.16	
	5	PM ₁₀	0.15	-	-	
	6	PM _{2.5}	0.075	-	-	
	7	TSP	0.3	-	-	
	8	总烃	2.00	5.00	-	以色列标准
	9	硫化氢	-	0.01	-	参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）
	11	非甲烷总烃	-	2.0	-	《大气污染物排放标准详解》
	2、声环境质量标准					
	本项目声环境执行《声环境质量标准》（GB 3096-2008）2 类标准，昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。					
	项目					标准限值
	昼间 dB（A）					60
	夜间 dB（A）					50
	3、地下水质量标准					
	本项目评价区域地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中					

的 III 类标准，石油类参照执行《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006）。

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

注：石油类参照执行《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006）

4、土壤质量标准

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

序号	污染物名称	单位	第二类用地
			筛选值
1	砷	mg/kg	60
2	镉	mg/kg	65
3	铬（六价）	mg/kg	5.7
4	铜	mg/kg	18000
5	铅	mg/kg	800
6	汞	mg/kg	38
7	镍	mg/kg	900
8	四氯化碳	mg/kg	2.8
9	氯仿	mg/kg	0.9
10	氯甲烷	mg/kg	37
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9

12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54
16	二氯甲烷	mg/kg	616
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8
20	四氯乙烯	mg/kg	53
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
25	氯乙烯	mg/kg	0.43
26	苯	mg/kg	4
27	氯苯	mg/kg	270
28	1,2-二氯苯	mg/kg	560
29	1,4-二氯苯	mg/kg	20
30	乙苯	mg/kg	28
31	苯乙烯	mg/kg	1290
32	甲苯	mg/kg	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
34	邻二甲苯	mg/kg	640
35	硝基苯	mg/kg	76
36	苯胺	mg/kg	260
37	2-氯酚	mg/kg	2256
38	苯并[a]蒽	mg/kg	15
39	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
42	蒽	mg/kg	1293
43	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15
45	萘	mg/kg	70
46	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	4500
47	pH	无量纲	-

染
物
排
放
标
准

1、大气污染物排放标准

大气污染物排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值。

污染物	标准限值	执行标准
非甲烷总烃	4.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求

2、噪声排放标准

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中的相关规定；运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)2类标准。

时段	昼间 dB(A)	夜间 dB(A)	执行标准
施工期	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）
运营期	60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008)2 类标准

3、废水

项目压裂返排液经处理后回注地层，回注水质应执行《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中注入水的基本要求，但《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中无具体的水质标准，因此本次注入水水质参照执行《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）。

悬浮固体含量，mg/L	K>0.2 μm ² 时	<25
	K≤0.2 μm ² 时	≤15
悬浮物颗粒直径中值，μm	K>0.2μm ² 时	<10
	K≤0.2μm ² 时	≤8
含油，mg/L	<30	
pH	6~9	

注：K渗透率

3、固体废弃物排放标准

固体废物处置执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB

	18599-2001) 及其修改单要求; 危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单要求。
总量控制指标	根据实施总量控制的原则, 本项目不设总量控制指标。

建设项目工程分析

工艺流程简述（图示）：

一、施工期

本项目施工期主要涉及钻完井工程、井场工程、配套管线工程及回注站点建设工程，各施工环节均由具有一定施工机械设备的专业化队伍完成。

1 施工期工艺流程

1、钻完井工程

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

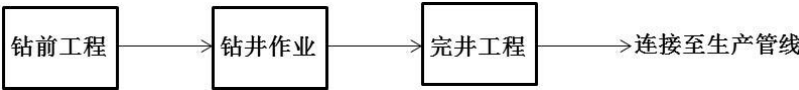


图 5-1 钻井工程总流程图

钻井工艺过程及产污节点见图 5-2。

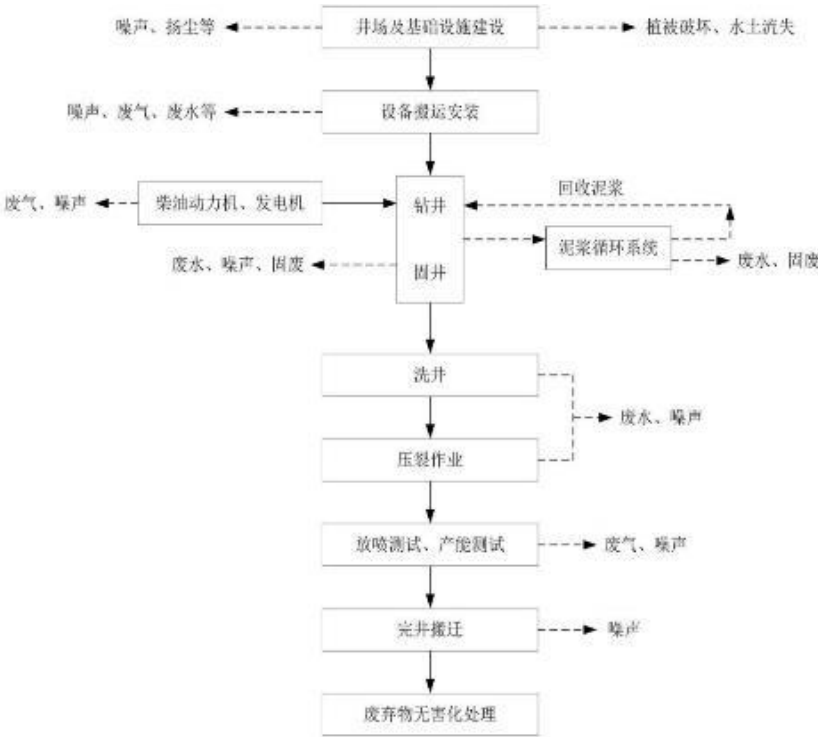


图 5-2 工艺过程及产污节点见图

钻完井过程采用工厂化批量作业方式，即相同井型每个井场施工方式一致，气井井身结构一致，钻进和压裂作业方式一致。直井和水平井井身结构不同，但两者钻井的过程基本相似。

（1）钻前工程

井场的钻前工程主要包括：修建进场道路、平整井场、泥浆循环系统及设备的基础准备、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备以及活动房布置等。本项目采用“泥浆不落地”工艺，配套 2 台泥浆泵及配套齐全的泥浆罐循环系统及加重混合系统，以降低泥浆泄漏对土壤地下水的污染风险；配备 35MPa 井控装置、远程控制台、司钻控制台、节流管汇、防喷管线、方钻杆上、下旋塞；投掷式止回阀、箭形回压凡尔、钻具旁通阀等内防工具以及二层台安全逃离装置。

（2）钻井作业

1) 钻进过程

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

直井采用二级井身结构，一开使用 $\Phi 241.3\text{mm}$ 井眼尺寸，二开使用 $\Phi 165.1\text{mm}$ 井眼尺寸，井身结构见表 5-1。

表 5-1 直井井身结构

开数	井眼尺寸×井深	套管尺寸×下深	水泥返高
一开	$\Phi 241.3\text{mm}$ ($\Phi 9\ 1/2''$) ×一开底	$\Phi 193.7\text{mm}$ ($\Phi 7\ 5/8''$) ×一开底	地面
二开	$\Phi 165.1\text{mm}$ ($\Phi 6\ 1/2''$) ×井底	$\Phi 114.3\text{mm}$ ($\Phi 4\ 1/2''$) ×井底	地面

水平井盒 1 主体采用二级井身结构，下入 $5\ 1/2''$ 生产套管全封固井；水平井太 2 采用三级井身结构，三开采用 $4\ 1/2''$ 生产套管，固井采用一次注水泥双凝近平衡的封固方案，尾浆上返至最上气层顶部以上 300m。水平井井身结构见表 5-2。

表 5-2 水平井三级井身结构

开钻次序	井眼尺寸×井深	套管尺寸×下深	水泥返高
水平井二级井深结构			
一开	Φ 311.2mm（12 1/4"） ×一开底	Φ244.5mm（9 5/8"） ×一开底	地面
二开	Φ 215.9mm（8 1/2"） ×水平 B 点	Φ139.7mm（5 1/2"） ×B 点	地面
水平井三级井深结构			
一开	Φ 311.2mm（12 1/4"） ×一开底	Φ244.5mm（9 5/8"） ×一开底	地面
二开导眼	Φ 222.3mm（8 3/4"） ×水平 A 点	/	打水泥塞回填
二开	Φ 222.3mm（8 3/4"） ×设计垂深	Φ177.8mm（7"） ×A 点	地面
三开	Φ 152.4 mm（6"） ×水平 B 点	套管固井完井	油气层顶界以上 300m
	Φ 155.6 mm（6 1/8"） ×水平 B 点	试验固井滑套	
备注：大牛地气田水平井表套下深要求不少于 400m，依据防碰设计调整，完井按压裂方式定。加强地层对比，经地质确认进入 A 靶点后实施着陆及水平井段至 B 靶点。			

钻井液是钻井过程中使用的循环的流体，是液体、固体和化学处理剂的混合物，也称为钻井泥浆。本工程采用水基泥浆，以水为分散介质，以黏土（膨润土）、加重剂及各种化学处理剂为分散相的溶胶悬浮体混合体系。

井身结构图见图 5-3。

图 5-3 井身结构图

2) 固井

在钻井钻至设计深度后，下入套管，在套管和裸眼之间环形空间内注入满足一定性能要求的水泥浆候凝，使得套管和裸眼之间的水泥石具有一定的强度，称为固井。固井水泥的返高也是封隔井筒与地下水的主要措施，本项目导管和一开固井水泥均返高至地面，可以多层防护与隔绝井内流体与含水层之间的联系。

3) 洗井

通井、钻塞结束后，正循环大排量洗井至第一射孔段底界 10m 以上后提出钻扫管柱。

4) 钻井泥浆

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

本项目水平井和直井均使用水基泥浆体系，但在钻遇不同的地层时，会加入不同的添加剂以满足不同的功能需求。水基泥浆体系使用的化学添加剂大多以聚合物和无机盐为主。单井钻井过程中产生的携带大量岩屑的钻井泥浆，钻井泥浆经螺旋输送机输送至双联振动筛分离大颗粒岩屑后，然后依次经过除砂器、除泥器及离心机，分别从其中分离出细颗粒岩屑、砂和泥，固液分离后的泥浆进入泥浆罐，经再生处理后重新回用于配制钻井液，钻井结束后拉运至下一个井场使用。“泥浆不落地”工艺流程见图 5-4 所示。

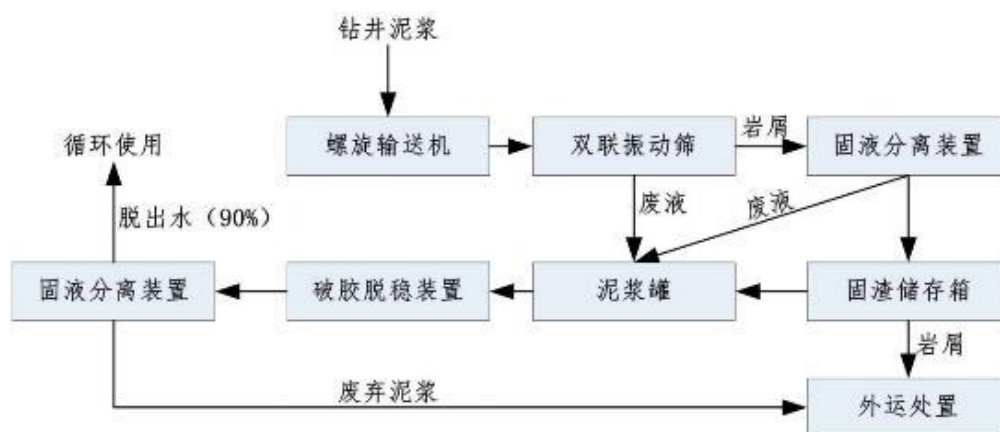


图 5-4 泥浆不落地工艺流程图

(3) 完井工程

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

完井作业工艺流程及产污环节见图 5-5。

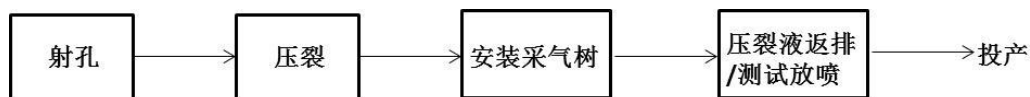


图 5-5 完井作业工艺流程图

1) 射孔

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

2) 压裂

射孔后,为提高产层的渗透能力,实施压裂作业。压裂过程是使用压裂车从地面泵入携带支撑剂的高压工作液,使地层形成并保持裂缝,在井筒中形成高压迫使地层形成裂缝,以达到增产目的的施工过程。改造层 ≤ 3 层,采用机械分压工艺,改造层 >3 层,采用可溶桥塞分压工艺。压裂液体系采用羟丙基瓜胶压裂液体系,结合前期试验混合水现场应用效果,并推广应用混合水和新型混合水压裂液体。支撑剂选择:全部采用 0.21-0.43mm 石英砂+0.9-0.45mm 尾追陶粒组合方式。

3) 排液

受地层压力作用,压裂后产生的压裂返排液返至地面,其中 45%的压裂液将返排至地面。钻井井场设压裂液回收装置,对压裂返排液进行回收,现场处置后循环使用,钻井结束后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注站点进行处理达标回注。

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

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

大部分的压裂返排液会在 1~2 天返出,此后将井连入生产管线。

2、井场工程

(1) 井场建设

井场建设工程主要包含场地平整、安装配套系统、安装井场栅栏。井场无人值守,

场地只作简单处理，平面布置根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）考虑安全防火间距，单井井场占地 $30\text{m} \times 40\text{m}$ ，井场铁栅栏围墙 $30\text{m} \times 40\text{m} \times 1.5\text{m}$ ；双井式井场占地 $40\text{m} \times 40\text{m}$ ，井场铁栅栏围墙 $40\text{m} \times 40\text{m} \times 1.5\text{m}$ ；三井式井场占地 $40\text{m} \times 40\text{m}$ 计，井场铁栅栏围墙 $40\text{m} \times 40\text{m} \times 1.5\text{m}$ ；四井式井场占地 $40\text{m} \times 50\text{m}$ 计，井场铁栅栏围墙 $40\text{m} \times 50\text{m} \times 1.5\text{m}$ 。

（2）道路建设

道路建设主要包含路基施工及路面施工，新建井场道路，路面结构采用砼路面。

3、配套管线工程

本项目配套管线工程包括采气管线、注醇管线，同沟埋地敷设。集输管网施工内容主要是管线布设、管沟开挖、管道加工、管道组装与焊接、管段下沟及回填、吹扫、试压、置换等。管线施工断面图见图 5-6，管线工程施工工艺流程与产排污节点图见图 5-7。

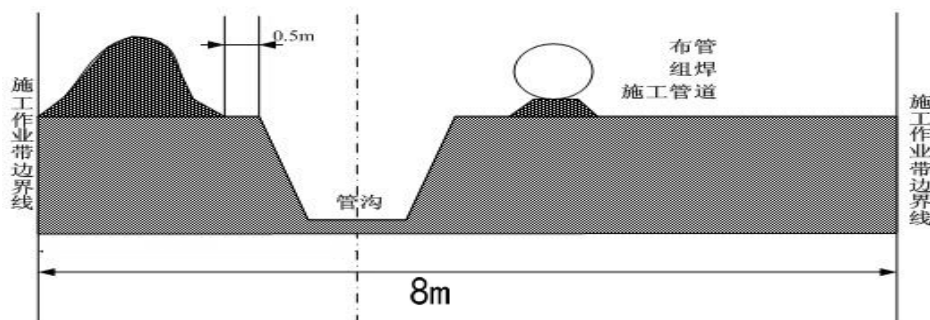


图 5-6 管线施工断面图

（1）管线布设

本项目管线施工时先根据选线情况进行路线布设。

（2）管沟开挖

集输管网全线采用埋地敷设，管顶埋深约 1.4m ，管沟边坡坡度以确保基坑边坡稳定为宜。施工作业带宽度控制在 8m 以内。

（3）管道加工

新建采气管线主体采用两层 PE 防腐层，注醇管线采用普通级 2 层 PE 防腐层，管

线防腐层补口采用无溶剂液体环氧涂料（干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ）+热收缩补口套（带）。

（4）管道组装与焊接

管道组装前将管内污物清理干净，并将管端 20mm 以内的浮锈、熔渣等清理干净，并不得有裂纹、夹层等缺陷。管道组焊方式均采用沟上焊接，管道焊接均采用氩弧焊打底。焊接工艺评定试件应尽量符合工程施工时现场的自然条件；在其评定合格后，施工单位应编制相应焊接工艺规程；然后按焊接工艺规程进行现场组焊。焊接工艺评定应按《钢质管道焊接及验收》（SY/T4103-2014）的有关规定执行。

（5）管段下沟及回填

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

（6）试压

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

（7）置换

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

a. 氮气置换空气：放空气体测定的含氧量小于 2%。

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

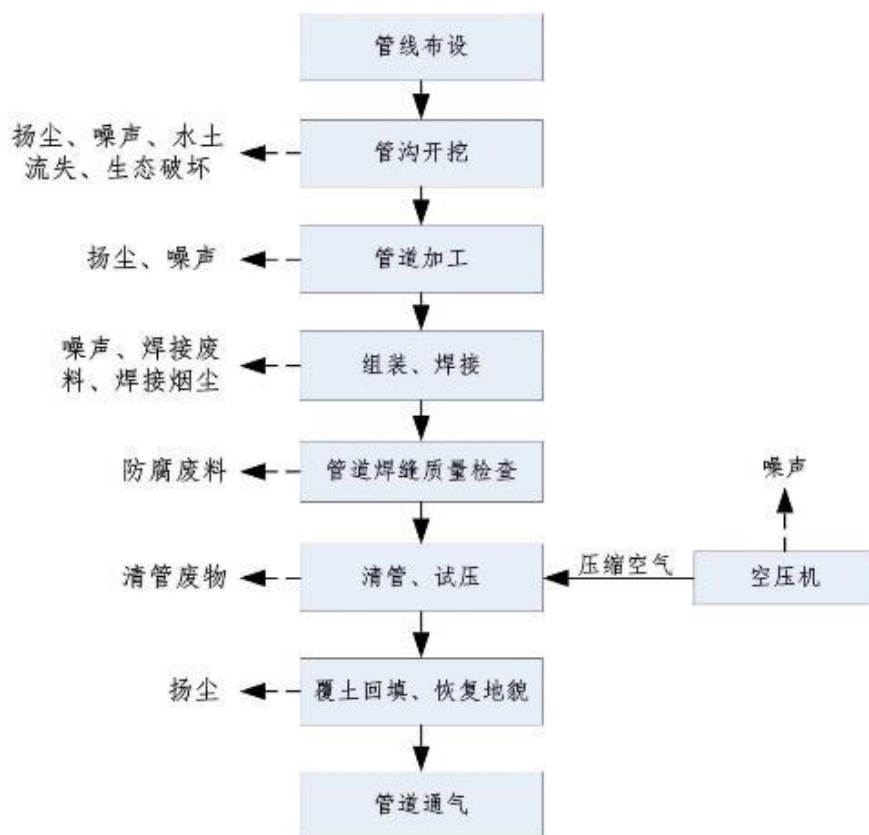


图 5-7 管线工程施工工艺流程与产排污节点图

4、回注站点建设工程

压裂返排液采用罐车拉运至回注站点，主要建设内容包括利用不具有开采价值的 DP26T、D18、D65-1 三口常规天然气井建设为回注井、回注站点建设。单个回注站点占地 3500m²，部分依托原天然气井场建设，新征占地 2300m²。主要污染因素包括施工扬尘、施工机械废气、柴油发电机废气、施工噪声、废旧井口设备和施工生活污水、生活垃圾。

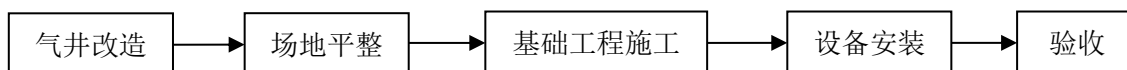


图 5-8 回注站点建设工程工艺流程图

2 施工期产污环节分析

本项目施工期产污环节分析见表 5-3。

表 5-3 施工期产污环节分析

工程内容	污染物				
	废气	废水	固体废物	噪声	生态
钻完井工程	施工扬尘、施工机械废气、运输扬尘、运输车辆尾气、柴油发电机废气、放喷废气	钻井废水、洗井废水、压裂返排液、生活污水	废弃钻井泥浆、岩屑、废机油、生活垃圾	施工机械、设备和运输车辆产生的噪声、高压气流噪声	占地对土壤和植被的破坏,加剧水土流失
井场工程	施工扬尘、施工机械废气	/	/	施工噪声	施工范围内的土壤、植被将受到影响或破坏,用地性质改变
管线工程	场地平整、开挖管沟以及材料现场堆放会造成施工扬尘、运输扬尘、运输车辆尾气、焊烟	试压废水	/	施工机械、设备和运输车辆产生的噪声	临时占地对土壤和植被的破坏,加剧水土流失
回注站点建设工程	施工扬尘、施工机械废气、运输扬尘、运输车辆尾气、柴油发电机废气	生活污水	废旧井口设备、生活垃圾	施工机械、设备和运输车辆产生的噪声	占地对土壤和植被的破坏,加剧水土流失

3 施工期污染源强分析

1、施工期废气

施工期产生的废气主要为：柴油机燃油废气、放喷天然气燃烧废气、施工扬尘、施工机械废气、焊烟等，施工废气无组织排放。

（1）柴油机燃油废气

管线工程、井场工程及回注点建设工程施工期柴油消耗量较少，产生的燃油废气也较少。钻完井工程施工期采用柴油发电机提供电力，使用的机械车辆也多为柴油动力型。因此本项目施工期排放的燃油废气主要产生在钻完井工程施工阶段，主要污染物为 NO_x、SO₂ 和烟尘。

钻完井工程施工期采用柴油发电机提供电力，钻井过程中，井场一般配备 880kW 的柴油发电机 2 台，300kW 柴油发电机组 2 台，均为一用一备。根据华北油气分公司

对钻井工程的类比分析，每 100m 进尺消耗柴油约 5t，本项目新建直井 30 口，水平井 20 口，水平井设计井深 4100m、直井设计井深 3100m，总进尺 175000m，共计耗柴油 8750t。

自 2019 年 1 月 1 日起，陕西省全面供应符合国六标准的汽柴油。根据《车用柴油（GB 19147-2016）》表 3 车用柴油（VI）技术要求和试验方法可知，车用柴油（VI）中硫含量不大于 10mg/kg，则 SO₂ 排放系数不大于 0.02kg/t 柴油。依据《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材（社会区域）》，柴油燃料的污染物排放因子为：烟尘 0.31kg/t 柴油、NO_x2.92kg/t。则本项目钻井作业期间柴油燃烧废气污染物排放速率为烟尘 0.087kg/h、SO₂ 0.0056 kg/h 和 0.82kg/h，柴油燃烧废气污染物排放量为烟尘 2.71t，SO₂ 为 0.18t，NO_x 为 25.55t。

（2）放喷天然气燃烧废气

本项目天然气不含硫化氢，放喷废气主要产物为 NO_x、烟尘。返排期间气体流量以气井设计产量的 80%计，即直井放喷天然气量约 300m³/h、水平井放喷天然气量约 700m³/h，放喷时间约 2 天。参考《环境影响评价工程师执业资格登记培训教材社会区域类》（中国环境科学出版社出版）中油、气燃料的污染物排放因子，每燃 1000m³ 天然气排放 NO_x 1.76kg，烟尘 0.14kg，天然气燃烧产生的 NO_x 和烟尘排放速率：直井 0.528kg/h、0.042kg/h，水平井 1.232kg/h、0.098kg/h。放喷废气污染物核算见表 5-4。

表 5-4 放喷燃烧废气污染物排放数据表

废气源	排放速率（kg/h）		单井排放时间（h）	井数（口）	排放总量（kg）	
	烟尘	NO _x			烟尘	NO _x
直井放喷废气	0.042	0.528	48	30	60.48	760.32
水平井放喷废气	0.098	1.232	48	20	94.08	1182.72
合计	/	/	/	50	154.56	1943.04

（3）施工扬尘

扬尘产生量的大小与施工现场条件、管理水平、施工季节及天气等因素有关。施工现场的扬尘主要来源于场地平整、管沟开挖以及材料现场堆放造成的扬尘，管线和站场等地面工程建设过程中，进行土石方开挖将破坏原有土壤及植被，致使地表产生

增加；运输过程中的扬尘主要来源于设备拉运、材料的运输等过程造成的扬尘，造成各井场场地、管道沿线及其附近一带环境空气 TSP 浓度增高，其中施工区内车辆运输引起的道路扬尘约占场地扬尘总量的 50%以上。

（4）施工机械废气

施工过程中使用的施工机械主要包括挖掘机、装载机、推土机等。施工机械以柴油为燃料，将产生一定量废气，其污染物主要有 NO_x、SO₂、烃类物质等，属于无组织排放。本项目地面工程施工范围在井/站场、管线临时占地范围内，施工时间短，施工扬尘及机械废气产排量小。

（5）焊烟

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

2、废水

施工期废水主要为钻井废水、洗井废水、压裂返排液、试压废水及施工生活污水。

（1）钻井废水

钻井废水包括钻井泥浆，洗井废水，钻进、起下钻和固井作业及设备、储罐清洗废水等。钻井泥浆经“泥浆不落地”装置处理后循环使用；根据类比调查，在气井钻进过程中起、降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备、检修、等排放的废水，每口井施工过程中产生量约 15m³，本项目共计产生钻井废水 750m³，收集后用于配置钻井泥浆，不外排。

（2）洗井废水

本项目采用清水洗井，压入井内的清水冲洗套管壁，根据经验数据每口井洗井废水产生量约 200m³，本项目共计产生洗井废水 10000m³，收集后用于配置钻井泥浆，不外排。根据查阅资料，钻井废水中 COD 含量 100~500mg/L，石油类含量 50~400mg/L，SS 含量 170~850mg/L。

（3）压裂返排液

类比大牛地气田已压裂气井，水平井压裂液使用量 2000m³/口井，直井压裂液使用量 800m³/口井，其中 45%的压裂液将返排至地面。即水平井返排液量约 900m³/口井，

直井返排液量约 360m³/口井，压裂返排液总量为 28800m³。类比大牛地气田同类压裂返排液监测结果，压裂返排液中主要污染物为石油类：200~300mg/L，SS：300~500 mg/L，pH：8~12。

（4）试压废水

本项目管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，试压前已进行吹扫，试压介质为洁净水，主要污染为悬浮物 200mg/L，试压废水产生量为 413m³，经收集后用于施工场地洒水抑尘。

（5）生活污水

井场地面工程不设施工营地、管道施工分段进行不设施工营地，施工人员食宿依托附近村镇和现有工程；钻完井工程施工期间，每口直井施工周期 20 天，每口水平井施工周期 55 天，现场作业人员按 50 人计，人均用水量为 50L/d，则钻完井工程施工期生活用水总量为 4250m³，生活污水产生量按用水量的 85%计，生活污水产生量为 3612.5m³；回注点建设工程每口井施工周期 10 天，现场作业人员按 10 人计，人均用水量为 50L/d，则钻完井工程施工期生活用水总量为 5m³，生活污水产生量按用水量的 85%计，生活污水产生量为 4.25m³。

生活污水产生总量为 3616.75m³，主要污染因子及产生浓度分别为：COD 400mg/L、BOD₅ 150mg/L、SS 250mg/L、氨氮 25mg/L。

3、噪声

钻完井工程施工期噪声主要为钻机、柴油发电机、振动筛、泥浆泵、压裂车、施工车辆等机械设备运行产生的噪声；管线工程施工期噪声主要为施工作业噪声和施工车辆噪声；回注站点建设工程施工期噪声主要为柴油发电机和施工车辆噪声。施工期噪声源统计见表 5-5。

表 5-5 钻完井工程施工期噪声源统计表（单个井场）

施工阶段	声源名称	运行数量（台）	噪声源强（dB（A））	声源性质
钻完井工程				
钻前工程	装载机	1	85-90	间歇排放
	挖掘机	1	85-90	间歇排放

	运输车	2	80-85	间歇排放
钻井作业	钻机	1	90-95	持续排放
	柴油发电机	2	95-100	持续排放
	泥浆泵	2	85-95	持续排放
	振动筛	2	80-85	持续排放
	离心机	2	80-85	持续排放
完井工程	压裂车	2	95-100	持续排放
	柴油发电机	2	95-100	持续排放
	测试放喷	/	90-100	间歇排放
管线工程				
管线工程	载重车	1	80-85	间歇排放
	吊管机	1	85-90	间歇排放
	挖掘机	1	85-90	间歇排放
	推土机	1	85-90	间歇排放
	电焊机	1	60-70	间歇排放
回注站点建设工程				
回注站点建设工程	修井机	1	90-95	持续排放
	柴油发电机	2	90-95	持续排放
	运输车	2	80-85	间歇排放

4、固体废物

施工过程中产生的固体废物主要有钻井废弃泥浆、废弃岩屑、废机油、废旧井口设备及施工人员产生的生活垃圾。完井后 3 天内，钻井泥浆、岩屑、由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至有处理能力单位处置，废机油委托有资质单位进行处置；废旧井口设备由建设单位进行回收利用；生活垃圾经收集后运至当地环卫部门处理。

（1）钻井废弃泥浆

本工程钻井过程中使用水基泥浆，泥浆带出地面的钻井泥浆岩屑经“泥浆不落地装置”固控设备进行分离，液体泥浆继续循环使用。部分钻井泥浆因无法继续使用而废弃，每钻进 1000m 产生量大约 30m³ 废弃泥浆，本项目含 30 口 3100m 深的直井及 20 口 4100m 深的水平井，钻井废弃泥浆产生总量为 5250m³。

（2）钻井岩屑

每口井实际产生的钻井废弃岩屑取决于钻井深度，根据大牛地气田已钻井统计数

据，每钻进 1000m 产生大约 77m³ 的钻井岩屑。本项目共产生钻井岩屑 13475m³。

（3）废机油

废机油产生于施工机械设备保养过程，产生量约为 0.4t/井，产生总量 20t。

（4）废旧井口设备

气井改造过程中拆除的废旧井口设备重约 0.6t。

（5）生活垃圾

井场工程、管线工程不设施工营地；钻完井工程每口直井施工周期 20 天，每口水平井施工周期 55 天，现场作业人员按 50 人计，人均垃圾产生量为 0.5kg/d，则生活垃圾量计 42.5t；回注点建设工程每口井施工周期 10 天，现场作业人员按 10 人计，人均垃圾产生量为 0.5kg/d，则生活垃圾量总计 0.05t。

施工期生活垃圾产生总量为 42.55t。

（5）生态影响

生态环境的影响主要是永久占地、临时占地以及施工活动对土壤及植被等的影响，从而影响局部生态系统或引发相关环境问题。

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

二、运营期工程分析

1 运营期工艺流程

项目运营期主要包括采气、注醇、井下作业、压裂返排液处理回注。

（1）采气

本项目新增井口天然气通过新建采气管线输送至集气站，依托现有集气站处理。

（2）注醇

注醇的目的主要为防冻及防止形成水合物，避免影响后续工序。

（3）井下作业

以井下故障维修和产能恢复为目的，采用工程措施恢复采气井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。井下作业包括包括维护作业和措施作业等。

（4）压裂返排液处理回注

压裂返排液拉运：压裂过程中产生的压裂返排液经由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注站点进行处理达标回注。压裂返排液处理工艺见图 5-11。

混凝系统：压裂返排液从污水储存系统中吸入，由污水提升泵吸入混凝系统，同时加药系统给混凝反应器加药。

气浮系统：压裂返排液和适当的药剂在混凝反应器中充分混合反应后，进入气浮系统。

沉淀系统：气浮系统的漂浮物直接通过管道送入污泥处理系统，清水流入沉降系统。

缓存水箱：经过沉淀系统处理后，底泥通过管道由污泥泵泵入污泥处理系统脱水，清水流入缓存水箱；污泥压滤废水进入压力返排液处理系统进行处理。

活性炭过滤器：通过增压泵将缓存水箱的水，泵入活性炭过滤器，清水流入下一级缓存水箱。

出水水质工程应达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中注入水基本要求（参照执行《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）回注水控制指标。

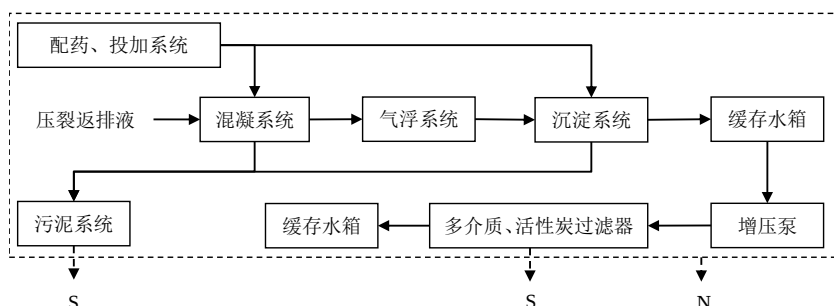


图 5-9 压裂返排液处理工艺流程及产污环节图

2 运营期产污环节分析

运营期主要产污环节分析见表 5-6。

表 5-6 运营期主要产污环节分析一览表

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
采气	/	/	/	/
注醇	/	/	/	/
井下作业	/	井下作业废水	/	/
压裂返排液处理回注	/	污泥压滤废水、设备冲洗废水、生活污水	污泥、废石英砂、废活性炭、生活垃圾	设备运行噪声

3 运营期污染源强分析

1、废气

项目正常运营井场无人值守，管道密闭输送，集气站集中处理，正常工况下井场和管道输送环节基本无无生产废气产生。

2、废水

类比现有工程井下作业废水产生量，每次井下作业产生的废水量约 15m^3 ，按每年单井井下作业 1 次计算，本工程井下作业废水产生量为 $750\text{m}^3/\text{a}$ 。井下作业废水主要污染物为石油类：200~300mg/L，SS：300~500mg/L，pH：8~12。

压裂返排液回注过程中产生的污泥压滤废水、设备冲洗废水进入压力返排液处理系统进行处理，不外排。天然气井场为无人值守井场；回注站点新增劳动定员 5 人/站，人均用水量为 50L/d，年运行天数 200 天，则生活用水量为 50m^3 ，生活污水产生量按用水量的 85%计，生活污水产生量为 42.5m^3 ，主要污染因子及产生浓度分别为：COD 400mg/L、BOD₅ 150mg/L、SS 250mg/L、氨氮 25mg/L。

项目建设 3 个回注站点，生活污水产生总量为 127.5m^3 。

3、噪声

运营期噪声主要为压裂返排液处理回注过程机泵运行产生的噪声。单个回注站点噪声源统计见表 5-7。

表 5-7 运营期噪声源统计表

项目	声源名称	运行数量（台）	噪声源强（dB（A））	声源性质
回注站点	机泵	4	85-90	持续排放

4、固废

项目建成后，固体废物主要为压裂返排液处理过程中产生的污泥、废石英砂、废活性炭及生活垃圾等。

（1）污泥

根据《压裂返排液处置装置技术方案》可知，单个回注站点满负荷运行污泥产生量约 $5\text{m}^3/\text{h}$ （含水率 95%），经污泥系统脱水处理后污泥产生量约 $0.71\text{m}^3/\text{h}$ （含水率 65%），年运行天数 200 天，则回注站点污泥产生量为 $3408\text{m}^3/\text{a} \cdot \text{站}$ 。

项目建设 3 个回注站点，污泥产生总量为 $10224\text{m}^3/\text{a}$ 。

（2）废石英砂

石英砂过滤介质更换周期为一年两次，每次更换产生量约 1m^3 ，单个回注站点废石英砂年产生量为 $2\text{m}^3/\text{a} \cdot \text{站}$ 。

项目建设 3 个回注站点，废石英砂产生总量为 $6\text{m}^3/\text{a}$ 。

（3）废活性炭

活性炭吸附介质更换周期为一年两次，每次更换产生量约 1m^3 ，单个回注站点废活性炭年产生量为 $2\text{m}^3/\text{a} \cdot \text{站}$ 。

项目建设 3 个回注站点，废活性炭产生总量为 $6\text{m}^3/\text{a}$ 。

（4）生活垃圾

天然气井场为无人值守井场；回注站点新增劳动定员 5 人/站，人均垃圾产生量为 $0.5\text{kg}/\text{d}$ ，年运行天数 200 天，则生活垃圾量为 $0.5\text{t}/\text{a} \cdot \text{站}$ 。

项目建设 3 个回注站点，生活垃圾总量为 $1.5\text{t}/\text{a}$ 。

三、闭井期工程分析

1 闭井期工艺流程

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终气田将进入闭井期。当气井开

发接近尾声时，气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理、井场生态恢复等。本项目服务期满进入闭井期后，采气活动停止，气井封井，土地使用功能也开始恢复。

封井通常分井筒封堵和井口封堵两个部分进行封井进行。

（1）井筒封堵方案

先在射孔井段（即产层）以上 200m 内，注 50m 厚水泥塞封井；然后在距井口 200m 以内注 50m 厚水泥塞。

（2）井口封堵方案

对已封堵的井套管接头要露出地面，采用厚度不低于 5mm 的圆形钢板从边缘焊接，用焊痕标注井号和日期。焊封井口浇筑水泥墩，形体为高度不小于 50cm、直径不小于 150cm 的圆柱型。并标明井号、封井日期、作业队伍名称以及安全警示标志。

2 闭井期产污环节分析

项目进入闭井期，无污染物产生，闭井作业过程中产生少量污染物。闭井作业包括井场设备拆除、井筒及井口封堵、井场清理、井场生态环境恢复等。

表 5-8 闭井期主要产污环节分析一览表

工程内容	污染物			
	废气	废水	噪声	固体废物
设备拆除、封井施工	/	/	/	废旧井口设备、废弃建筑残渣

3 闭井期污染源强分析

1、固废

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废旧井口设备及少量建筑垃圾，应集中清理收集，不能回收的外运至指定填埋场填埋处理。

2、生态

对废弃的井场应采取生态恢复措施，采取设置素土草袋、草方格、播撒草籽等方式，全部恢复植被。

项目主要污染物产生及预计排放情况

内容 类型	排放源	污染物名称	处理前产生浓度及产生量		排放浓度及排放量	
大气 污 染 物	施 工 期	施工扬尘	TSP		少量	
		柴油发电机废气	颗粒物		/	2.71t
			SO ₂		/	0.18t
			NO _x		/	25.55t
		放喷废气	NO _x		/	1.94t
			颗粒物		/	0.15t
		车辆、机械废气	烃类		少量	
		焊烟	CO、NO _x		少量	
	运 营 期	/	/		/	
	闭 井 期	/	/		/	
水 污 染 物	施 工 期	钻井废水	COD、石油类、SS		750m ³	
		洗井废水	COD、石油类、SS		10000m ³	
		压裂返排液	石油类、SS、总铁		28800m ³	
		试压废水	废水量		413m ³	
			SS 等		200mg/L	82.6kg
		生活污水	废水量		3616.75m ³	
			COD		400 mg/L	1446.7kg
			BOD ₅		150 mg/L	542.51kg
			氨氮		25mg/L	90.42kg
			SS		250mg/L	904.19kg
	运 营 期	井下作业废水	废水量		750m ³ /a	
		生活污水	废水量		127.5m ³ /a	
	闭 井 期	/	/		/	
固 体 废 物	施 工 期	钻井工程	废弃泥浆		5250m ³	
			钻井岩屑		13475m ³	
		机械保养	废机油		20t	
		气井改造	废旧井口设备		0.6t	

内容 类型		排放源	污染物名称	处理前产生浓度及产生 量	排放浓度 及排放量
		施工人员生活	生活垃圾	42.55t	0
	运营期	回注站点	污泥	10224t/a	0
			废石英砂	6t/a	0
			废活性炭	6t/a	0
			生活垃圾	1.5t/a	0
	闭井期	设备拆除	废旧井口设备、建 筑垃圾	少量	0
噪声	施工期	项目施工期的噪声主要为施工机械设备运行时噪声，其噪声源强在70~100dB(A)，施工结束即停止影响，运输车辆经过居民点时减速慢行，禁止鸣笛，高噪声作业尽量安排在昼间进行，最大限度降低对周边环境的噪声影响。			
	运营期	运营期噪声主要为回注站点设备运行噪声，其噪声源强在85~90dB(A)。压裂返排液处理设备通过合理布局、减震垫等措施降低对周边环境的噪声影响。			
	闭井期	/			
主要生态影响： 1、占压土地 本项目永久占地 36900m ² ，主要包括井场占地、回注站点占地等；临时占地 692875m ² ，临时占地主要包括钻井井场占地、施工作业带、施工便道、堆管点等。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型，因此不会对土地利用结构造成影响。 2、破坏植被及景观 施工期对植被的影响主要有占地面积原有草本植物的清理，占压及人群的干扰；对景观格局和功能产生临时性影响。工程施工范围内被破坏或影响的植物均为广布种和常见种，不会使评价区植物群落的种类组成发生变化，更不会造成某一物种的消失。 3、破坏土壤 井场工程建设、管线建设会新增一定量的土壤侵蚀。项目土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而对原生植被的生长造成一定的影响，通过对施工场地地表					

内容 类型	排放源	污染物名称	处理前产生浓度及产生 量	排放浓度 及排放量
植被的恢复可有效减轻施工过程中对土壤环境的影响。 4、对动物的影响 施工人员的活动、机械噪声、夜间作业灯光等会使一定范围内野生动物的活动和栖息产生影响，施工结束这种影响随之结束，项目建设不会使评价区野生动物物种和种群数量发生变化。				

环境影响分析

一、施工期环境影响分析：

1、大气环境影响分析

(1) 大气环境影响

项目施工期大气污染物主要包括柴油机燃油废气、放喷天然气燃烧废气、施工扬尘、施工机械废气、焊烟等。

1) 柴油机燃油废气

项目施工过程中产生的柴油机燃油废气，其主要污染物为烃类、烟尘、 NO_x 和 SO_2 ，为无组织、分散排放。根据工程分析，项目施工期共计耗柴油 8750t，柴油燃烧废气污染物排放总量为烟尘 2.71t， SO_2 为 0.18t， NO_x 为 25.55t。由于项目分散施工，所在区域风速较大，利于污染物扩散，因此实际上钻井过程中，柴油发电机废气对环境空气的影响较小。

2) 天然气放喷燃烧废气

项目放喷废气其主要污染物为烟尘、 NO_x ，为无组织、分散排放，排放量小，且天然气放喷作业时间较短，项目所在地地势开阔，风速较大，利于污染物扩散，因此天然气放喷燃烧废气对周边环境的影响较小。

3) 施工扬尘

在气田开发施工阶段，进出评价区域的人流物流增大，汽车运输量增大，特别是井施工、管线敷设会开挖大量土方，尽管开挖的土石方做了相应的处置后均可回用，但开挖过程仍使地表结构受损，部分植被遭到破坏，加剧了水土流失，使局部环境空气质量受到影响。加之评价区属强风区，风速高且出现频繁（主要出现在春夏季），在风力作用下，松动的地面及缺少植被覆盖的沙土随风而起漂浮在空气中，使局部空气中 TSP 浓度增加，甚至随风移动，影响下风向较远距离空气质量。

根据类比调查，施工期运输道路下风向 TSP 轴线净增浓度主要对道路两侧各 50m 范围影响较大，将形成扬尘污染带，在 200m 处基本恢复到背景值。由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，采取洒水抑尘等控制措施后，施工影响范围有限，施工扬尘对

区域环境空气质量影响不大。随着施工期的结束，影响将会消失。

4) 施工机械废气

本项目地面工程施工范围在井场、管线临时占地范围内，施工时间短，施工机械废气产排量小。施工结束停止产污，且项目所在地地势开阔，风速较大，利于污染物扩散，因此施工机械废气对周边环境影响较小。

5) 焊接烟尘

本工程焊接工作量较少，焊接烟尘排放量也较少，且项目所在地地势开阔，风速较大，利于污染物扩散，因此焊接烟尘排放对周边环境影响较小。

(2) 施工期大气污染防治措施

为减少施工过程中柴油机燃油废气的排放，减轻项目施工扬尘对周围环境的影响，根据《榆林市铁腕治霾（尘）打赢蓝天保卫战三年行动方案（2018-2020 年）（修订版）》等相关要求，评价建议项目采取如下措施：

1) 在具备条件的施工场地采用网电作业，减少柴油发电机组废气排放；施工期间全部使用符合国六标准的柴油，减少污染物排放；定期对燃油机械设备进行养护，提高柴油的燃烧效率，减少废气排放；使用高效节能环保型柴油动力机组。

2) 要求施工单位注重文明施工，加强场地内的建材管理；加强对施工机械管理，科学安排其运行时间，严格按照施工时间作业，不允许在附近村庄进行运输作业和任意扩大施工路线；施工期间，应选用尾气排放达到相关国家和地方标准规定的运输车辆，运输车辆要统一调度，避免出现拥挤，尽可能正常装载和行驶；施工材料在运输过程中要全覆盖，车辆不应装载过满，以免在运输途中震动洒落；临时弃土集中堆放在背风侧，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；遇 4 级以上大风天气应停止土方作业；运输车辆进入沙地时，应以不高于 40km/h 的中、低速行驶。路过村庄等人群密集区时，速度保持在 20km/h 以下；为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有路网；站场进场道路，施工期修建砂石路，以减少路面扬尘对道路两侧居民的影响和植被的扰动；冬季采暖期结合当地大气污染防治计划，采取少动土或禁式动土作业的措施减少大气污染排放。

3) 天然气集输管线尽可能沿道路走向设计, 以避免施工活动对土地和地表植被的扰动; 在保证施工安全的前提下, 管沟开挖宽度及作业带宽度严格控制在设计范围内, 避免因施工破坏土地可能带来的水土流失及土地沙化; 合理规划施工进度, 及时开挖及时回填, 防止弃土风化失水而起沙起尘; 开挖过程中, 弃土应放置于背风一侧, 尽量平摊, 由开挖管沟往地面送土时, 施工人员应当低抛; 施工完成后, 在绿化季节到来时应立即对管线施工临时占地进行植被恢复, 并确保绿化面积和植被成活率。

4) 施工过程中使用符合标准的焊条, 尽量减少现场焊接作业。

综上所述, 工程施工期环境空气污染影响程度和范围均不大, 其影响随建设期的结束而停止, 不会产生累积的污染影响。井场周围地势平缓空旷, 环境空气扩散条件良好, 在采取上述相应防治措施情况下, 施工期废气对周围环境空气影响较小。

2、地表水环境影响分析

(1) 施工期废水

施工期产生的废水主要为钻井废水、压裂返排液、试压废水及施工生活污水。

(2) 施工期废水污染防治措施

钻井废水: 本项目钻井过程中使用水基泥浆, 循环使用, 钻井循环率达到 95% 以上; 钻进、起下钻和固井作业及设备、储罐清洗废水经收集后循环使用, 不外排。

洗井废水: 经收集后用于配置钻井泥浆, 循环使用, 不外排。

压裂返排液: 采用可回收无毒的压裂液体系, 钻井井场设压裂液回收装置, 对压裂返排液进行回收, 现场处置后循环使用, 钻井结束后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注站点进行处理达标回注。

试压废水: 试压废水经收集后用于施工场地洒水抑尘。

生活污水: 井场工程不设施工营地、管道施工均分段进行不设施工营地, 施工人员食宿依托附近村镇和现有工程, 钻完井工程、回注站点建设工程施工场地配备移动环保厕所, 生活污水由罐车收集后依托市政污水处理厂处理。

本项目 28 口天然气井井位于水源区准保护区中, 饮用水地表水源保护要求见表 7-1。

表 7-1 饮用水地表水源保护要求

序号	保护要求	本项目
1	饮用水地表水水源保护区内禁止下列活动： （一）破坏水源涵养林、护岸林以及与水源地保护相关的植被； （二）向水域倾倒工业废渣、垃圾、粪便及其他废弃物； （三）使用剧毒、高残留农药； （四）使用炸药、毒药捕杀鱼类和其他生物； （五）使用不符合国家规定防污条件的运载工具，运载油类、粪便及其他有毒有害物品通过水源保护区。 禁止运输危险化学品的车辆通过饮用水地表水水源保护区；确需通过的，应当依照国务院《危险化学品安全管理条例》的有关规定执行。	项目施工期无废水外排，钻井废水、洗井废水经废液收集罐收集后，用于配置钻井泥浆；钻井井场设压裂液回收装置，现场处置后循环使用，钻井结束后压裂返排液拉运至回注站点处理，严禁生活污水外排。同时，施工期井场应做好分区防渗工作。管线敷设严格控制施工作业带宽度，避免项目实施对瑶镇水库水源地准保护区造成污染影响。
2	在饮用水地表水水源准保护区内，向水域排放污染物的，实行污染物排放浓度和总量控制	

综上所述，本项目施工期废污水均不外排，对地表水环境影响较小。

3、施工噪声环境影响分析

（1）施工期噪声影响

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

采用噪声点源衰减模式对主要噪声源进行预测，

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

式中：

$L_{A(r)}$ —距离声源 r 米处噪声预测值，[dB(A)]；

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

r_0 —参照点到声源的距离，（m）；

r —预测点到声源的距离，（m）。

根据该模式，对施工期各主要产噪机械设备在不同距离的噪声贡献值进行计算，结果见表 7-2。

表 7-2 施工期主要产噪设备噪声影响程度及范围

设备名称	等效连续 A 声级[dB(A)], 距声源距离					
	1m	10m	50m	100m	150m	200m
钻前工程						
装载机	90	70	56.02	50	46.48	43.98
挖掘机	90	70	56.02	50	46.48	43.98
运输车辆	88	68	54.02	48	44.48	41.98
钻井作业						
钻井设备	95	75	61.02	55	51.48	48.98
柴油发电机	100	80	66.02	60	56.48	53.98
泥浆泵	93	73	59.02	53	49.48	46.98
振动筛	88	68	54.02	48	44.48	41.98
离心机	88	68	54.02	48	44.48	41.98
完井工程						
压裂车	103	83	69.02	63	59.48	56.98
测试放喷	100	80	66.02	60	56.48	53.98
管线工程						
载重车	85	65	51.02	45	41.48	38.98
吊管机	90	70	56.02	50	46.48	43.98
挖掘机	90	70	56.02	50	46.48	43.98
推土机	90	70	56.02	50	46.48	43.98
电焊机	70	50	36.02	30	26.48	23.98

根据工程分析施工期的主要噪声源噪声值一般为 70~100dB（A）。本项目单个作业场地施工时间短，项目所在地人口稀疏且分散，施工结束即停止影响，通过采取运输车辆经过居民点时减速慢行、禁止鸣笛、高噪声作业尽量安排在昼间进行、距离衰减等措施，最大限度降低对周边环境的噪声影响，对周边声环境敏感点的影响较小且在施工结束后影响随之消失。

（2）施工期噪声污染防治措施

为进一步减少施工期噪声对周边环境的影响，评价建议在施工期采取以下措施：

1) 根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013），气井井口距民宅不小于 100m。

2) 钻井施工时，在柴油发电机及泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，选用低噪声压裂设备，在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声。

3) 基础施工场地距居民点较近时，禁止夜间高噪声施工。

4) 合理布置施工现场，应尽量避免在施工现场同一地点安排大量的高噪声设备。

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

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

7) 加强施工组织和施工管理，合理安排施工进度和时间，环保施工、文明施工，快速施工。

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

4、施工固体废物影响分析

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

（1）废弃泥浆

本工程钻井过程中使用水基泥浆，泥浆带出地面的钻井岩屑经泥浆循环系统固控设备进行分离，钻井泥浆大部分继续循环使用，小部分钻井泥浆因无法继续使用而废弃。废弃泥浆是一种液态细腻胶状物，主要成分是粘土、CMC（羧甲基纤维素）和少量纯碱等，失水后变成固态物，其性质与钻井岩屑类似，按一般固废处置，排入固渣储存箱暂存，完井后 3 天内，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至有处理能力单位处置。

（2）钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，混入钻井泥浆中，经泥浆循环泵带出井口进入泥浆不落地系统，经振动筛、除砂器、除泥器及离心机进行固液分离，按一般固废处置，排入固渣储存箱暂存，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至有处理能力单位处置。

（3）废机油

机械设备使用过程中，机油使用一段时间后必定伴随着变质而需要更换机油，废机油的变质更换周期因各设备的使用情况、油品质量、性质不同而有所差异。根据《国家危险废物名录》（2016 版），本项目产生的废机油属于危险废物，废物类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码：900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及含矿物油废物。废机油采用密闭桶装后暂存于井场危废间内，危废间为移动式密闭板房结构，面积为 5m²（2×2.5m），并按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单中的相关要求建设，最终交由有资质单位处理。

（4）废旧井口设备

气井改造过程中产生的废旧井口设备应由建设单位统一回收利用。

（5）生活垃圾

生活垃圾暂存于施工场地内垃圾桶中，收集后交由环卫部门统一处理。

（6）施工期固体废物污染防治措施

为减轻项目施工期产生的固体废物对周围环境的影响，评价要求拟采取以下措施：

1) 严格执行“泥浆不落地”施工工艺，钻井施工作业中，加强对泥浆循环系统设备的维护和保养，减少泥浆的跑、冒、滴、漏，保证设备润滑部件密封点和阀件无破损和泄漏；钻井废弃泥浆及钻井岩屑贮存、运输过程做好防渗漏措施，防止遗撒至地面造成二次污染。

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

3) 管线开挖产生的土石方等，必须用于回填，做到土石方平衡。

4) 施工完成后,退场前施工单位应清理场地,做到工完料净,现场不留任何垃圾。

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

5、生态环境影响分析

(1) 生态环境影响

本项目永久占地 36900m²,主要包括井场占地、回注站点占地等;临时占地 692875m²,临时占地主要包括钻井井场占地、施工作业带、施工便道、堆管点等。气田开发过程中永久或临时占用部分土地资源,在一定程度上影响到地表植被生长,使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能,使项目区内部分草地和荒地改变为建设用地。但由于工程永久占地面积很小,并且通过场地绿化等措施可以恢复一定面积的生态植被,因此对区域生态环境不会造成较大影响。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型,不会对土地利用结构造成较大影响。

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

(2) 生态环境保护和恢复措施

评价建议施工单位需采取以下有效生态环境保护及恢复措施:

1) 井场生态保护和恢复措施

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

②在钻井前期井场平整和管线施工过程中,要采取尽量少占地和少破坏植被的原则;尽量缩小施工范围,各种施工活动应严格控制在施工区域内,并将临时占地面积控制在最低限度,以免造成土壤与植被不必要的破坏。

③妥善处理施工期产生的各类污染物,防止对生态环境造成污染;

④建设单位作为生态保护的主体,对施工过程中破坏的植被,要制定补偿措施,进行补偿。损失多少,必须补偿多少,原地补偿或异地补充。在开挖地表、平整

土地时，尽可能将表土堆放在一旁，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。施工结束后，要及时拆除井场临时设施、建筑，平整地面，植树种草，栽植树种、草种应保持与建设前植物种类一致。采用灌、草结合方式全面恢复植被，2~3年内，植被恢复率达到100%，植被覆盖度不低于建设前。

⑤制定严格的施工操作规范，相对固定沿路伴行，减少土壤侵蚀，严禁施工车辆随意开辟施工便道，严禁随意砍伐植被。

2) 管线生态恢复和保护措施

①优化道路布局，尽可能利用现有道路，鼓励建成硬质路面。

②施工过程中，加强施工管理，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。对于植被生长较好的地段，尽量不要设置工棚、料场等。

③对管道施工过程中无法避让必须占用的植被，挖掘时应将表层土、底层土分开堆放，在施工结束后分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

④严格控制施工作业范围，减少临时占地。

⑤施工便道、管线临时占地在施工结束后，属草地和荒地的撒播草种或种植沙蒿、沙柳等当地物种，尽快复垦并与周围生态景观协调一致，生态恢复宽度应不小于施工作业宽度。

⑥加大管线临时占地的植被恢复面积，临时占地植被恢复率100%。

3) 沙地植被恢复及防治治沙措施

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

②在沙丘上，施工之前，应先剥去沙丘上至少半米厚的沙子及其中所有的根系与块茎。至少表面上30cm厚的土层应被视作表土。管沟填埋时，也应分层回填，即底土回填在下，表土回填在上，尽可能保持植物原有的生活环境。回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。

③保护好沙地的建群种—沙蒿。在工程建设过程中，对于生长良好、大面积的沙蒿植被，不要轻易进行破坏。

④工程结束后，对所有主要的切割面都要立即进行固定工作，应根据当地的具体情况 & 可获得的器材来决定主要适用的固沙措施。一般来说，开始时恢复植被的步骤应包括工程措施，如设置树枝沙障或草方格；在作业完成之后，种植工作在考虑到选择乡土树种，树种的生长季节以及气候条件的前提下应尽快地开始进行。

⑤根据当地生态恢复的经验，植被恢复应同时配以树枝沙障、草方格等工程措施，植被种植时间还应根据树种的生长季节和当地的气象条件进行合理选择。当工程结束时，恰逢雨季或播种季节，则应根据立地条件，立即种植适应当地环境的苗木或种子，随后再建草方格或沙障等进行固沙；若施工结束时为秋冬季，则首先应采用沙障等措施固沙，来年春季再种植苗木或撒播草种。

(5)其他生态保护措施

①为弥补因工程建设引起的植被占用和破坏导致的生态损失，评价提出要对评价区林地、草地等非农业用地进行植被恢复，生态恢复措施要在紧邻施工完成的生长季节进行。

②根据区域环境特征、立地条件、气候等环境因素，结合类比工程资料，评价推荐植被恢复以当地易生长的草、灌木为主，选取耐旱、耐盐类的沙柳、沙蒿、花棒、沙棘、怪柳等为主；草本以旱生类的、油蒿、沙米、针茅类为主。

综上，项目施工采取有效措施后，对周围生态环境影响较小。

二、运营期环境影响分析

1、大气环境影响分析

项目正常运营井场无人值守，管道密闭输送，集气站集中处理，正常工况下井场和管道输送环节基本无生产废气产生。

2、地表水环境影响分析

(1)运营期废水影响

运营期产生的废水主要为井下作业废水、生活污水。

(2)运营期废水污染防治措施

井下作业废水：井下作业废水由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注站点进行处理达标回注，不外排。

生活污水：站点建设容积为 12m³ 的玻璃钢化粪池 1 座，定期清掏，拉运至采气管理区经一体化生活污水处理设施处理后，冬储夏灌，不外排。

本项目 2 个回注站点于水源区准保护区中，饮用水地表水源保护要求见表 7-3。

表 7-3 饮用水地表水源保护要求

序号	保护要求	本项目
1	饮用水地表水水源保护区内禁止下列活动： （一）破坏水源涵养林、护岸林以及与水源保护相关的植被； （二）向水域倾倒工业废渣、垃圾、粪便及其他废弃物； （三）使用剧毒、高残留农药； （四）使用炸药、毒药捕杀鱼类和其他生物； （五）使用不符合国家规定防污条件的运载工具，运载油类、粪便及其他有毒有害物品通过水源保护区。 禁止运输危险化学品的车辆通过饮用水地表水水源保护区；确需通过的，应当依照国务院《危险化学品安全管理条例》的有关规定执行。	项目运营期无废水外排，井下作业废水经废液收集罐收集后，拉运至回注站点处理回注；严禁生活污水外排。同时，运营期回注站点应做好分区防渗工作，做好罐区及污水池池壁及吃点重点防渗工作，避免项目实施对瑶镇水库水源地准保护区造成污染影响。
2	在饮用水地表水水源准保护区内，向水域排放污染物的，实行污染物排放浓度和总量控制	

综上所述，本项目运营期废污水均不外排，对地表水环境影响较小。

4、声环境影响分析

（1）运营期噪声影响

本项目运营期噪声主要来自压裂返排液处理系统设备运行噪声。

采用噪声点源衰减模式对主要噪声源进行预测，

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

式中：

$L_{A(r)}$ —距离声源 r 米处噪声预测值，[dB(A)]；

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

r_0 —参照点到声源的距离，（m）；

r —预测点到声源的距离，（m）。

根据该模式，对主要产噪机械设备在不同距离的噪声贡献值进行计算，结果见表 7-4。

表 7-4 运营期主要产噪设备噪声影响程度及范围

设备名称	等效连续 A 声级[dB(A)], 距声源距离					
	1m	10m	50m	100m	150m	200m
井场-井下作业						
修井机	95	75	61.02	55	51.48	48.98
柴油发电机	95	75	61.02	55	51.48	48.98
运输车	85	68	54.02	48	44.48	41.98
回注站点						
机泵	90	75	61.02	55	51.48	48.98

井下作业时间短，且项目所在地人口稀疏且分散，对周边声环境敏感点的影响较小且在井下作业结束后影响随之消失。

压裂返排液处理系统周边 200m 范围内无居民点分布，经距离衰减后对周边环境影响较小。

(2) 运营期噪声污染防治措施

为进一步减少运营期噪声对周边环境的影响，评价建议加强压裂返排液处理系统各设备的维护和保养，保持其良好的工况，以便从根本上降低噪声源强。

项目在采取上述防治措施后，其运营期产生的噪声对周围声环境影响较小。

5、固体废物环境影响分析

(1) 运营期固体废物环境影响

运营期产生的固体废物主要有污泥、废石英砂、废活性炭及生活垃圾。根据《国家危险废物名录》（2016 版），本项目产生的污泥、废石英砂、废活性炭属于危险废物，废物类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码：900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及含矿物油废物。

(4) 运营期固体废物污染防治措施

为减轻项目运营期产生的固体废物对周围环境的影响，评价要求拟采取以下措施：

- 1) 污泥暂存于污泥储存罐，定期委托有资质单位处置。
- 2) 废石英砂更换后直接拉运至首站危废暂存点暂存，定期交由有资质单位处置。
- 3) 废活性炭更换后直接拉运至首站危废暂存点暂存，定期交由有资质单位处置。
- 4) 生活垃圾采用垃圾箱集中收集，定期送当地环卫部门统一处理。

评价要求污泥储存罐按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）要求进行防风、防雨、防晒、防渗等建设，并设置围堰等。企业应对回注站点污泥储存罐区，首站危废暂存点加强管理，危险废物必须按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及修改单中的相关规定进行收集、储存，并按要求建立危险废物管理台账，如实记录相关信息并及时向所在地环境保护主管部门报告。贮存危险废物必须采取符合国家环境保护标准的防护措施，并不得超过一年；确需延长期限的，必须报经原批准经营许可证的环境保护行政主管部门批准。禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。将危废收集后，严格按照国家环保总局环发[1999]05 号令颁布的《危险废物转移联单管理办法》定期交由具有资质的单位统一处置。

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

三、闭井期环境影响分析

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

1、固体废物影响分析

闭井期固体废物主要包含废弃井口设备、废弃建筑残渣。

防止天然气泄漏，对废弃井加强封井混凝土回灌等措施，会产生建筑垃圾；井场清理等工作还会产生部分废弃建筑残渣，对这些废弃残渣将进行集中清理收集，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理；废旧井口设备由建设单位进行回收利用。

综上，各项固体废物均得到有效处理，对周边环境产生的影响较小。

2、生态影响分析

闭井期井场永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫将被清理，随后进行植被

恢复，有助于区域生态环境的改善。

(1) 在闭井期，场站应首先在井下打水泥筛封好井口，并拆除采气设备及井场围墙，挖松夯实和固化的地面，覆土造地。

(2) 根据立地条件和因地制宜原则，对生态环境进行恢复和重建。井场植被恢复初期可撒播草籽，后期可种植沙柳、花棒等灌木。

(3) 保留各类绿化、生态保护设施，使气田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于目前现状。

四、地下水环境影响分析

1、地下水评价工作等级划分

(1) 建设项目行业分类

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 地下水环境影响评价行业分类表，确定本项目工程涉及的项目类别为“F 石油、天然气”中天然气开采（含净化）项目属于地下水Ⅱ类项目。

(2) 地下水环境敏感程度分级

本项目井场、采气管线所在区域不属于集中式饮用水水源准保护区、不属于热水、矿泉水、温泉等特殊地下水源保护区，项目周围存在分散式居民饮用水源，本项目所在区域属于地下水环境较敏感区。

(3) 评价工作等级

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分依据见表 7-5。

表 7-5 地下水环境影响评价工作等级判定表

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

本项目为Ⅱ类项目，所在区域属于地下水环境较敏感区，因此，评价等级为二级。

2、调查评价范围

建设项目（除线性工程外）地下水环境影响现状调查评价范围可采用公式计算法，计算公式如下：

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

式中，L——下游迁移距离，m；

α ——变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K——渗透系数，m/d，根据附录 B 表 B.1 取经验值；风沙草滩区潜水含水层岩性以粉砂、细砂为主，参考《中国石油化工股份有限公司华北油气分公司大牛地气田大 65-大 70 井区天然气开发项目》环境影响报告书（2018.01）、《大牛地气田甲醇污水处理工程（3）期扩建工程及附属设施环境影响报告书》第四系上更新统萨拉乌苏组含水层渗透系数，K 取 3.58m/d；

I——水力坡度，无量纲， $I = (H_1 - H_2) / L$ ，根据收集到的水文地质资料，取 0.218%；

T——质点迁移天数，取值不小于 5000d；

ne——有效孔隙度，无量纲，根据收集到的水文地质资料，本次取第四系萨拉乌苏组含水层给水度 0.1。

根据计算得 $L=780m$ 。因此该项目地下水评价范围以井场、回注站点为中心，上游及两侧 390m、下游 780m 的矩形区域；管线两侧外延 200m 区域。

本项目对地下水最有可能产生污染情形见表 7-6。

表 7-6 地下水环境影响识别表

污染区域	污染途径	污染特征
施工期		
施工现场污染物下渗	正常工况下，钻井泥浆岩屑进行不落地收集不会对地下水环境产生影响。在非正常情况下或事故状态下，钻井废水、泥浆等渗入地层可能对地下水环境产生影响。	非正常情况下或事故状态下，钻井废水、泥浆等渗入地层可能对上更新统萨拉乌苏组含水层产生影响。
井喷事故污染物下渗	正常工况下，不会发生井喷事故。事故状态下，发生井喷，污染物渗入地层可能对地下水环境产生影响。	事故状态下，发生井喷，污染物渗入地层可能对上更新统萨拉乌苏组含水层产生影响。
井漏事故	正常工况下钻井过程不会对地	非正常工况下，钻井过程中套

	下水环境产生影响。在非正常情况下或事故状态下，导致套管破裂、井壁坍塌，钻井液、压裂液外渗则可能对地下水环境产生影响。	管破裂、井壁坍塌导致钻井液、压裂液等井漏事故，污染第四系上更新统萨拉乌苏组含水层和白垩系承压含水层。
运营期		
回注井井管腐蚀破损	正常工况下压裂返排液处理后回注流程封闭，不会对地下水环境产生影响。在非正常情况下或事故状态下，回注井井管在注入层以外的地层段出现破损、腐蚀等情况时，回注污水外渗则可能对地下水环境产生影响。	非正常情况回注井井壁可能发生破损，回注废水泄漏比较隐蔽，难以被发现，泄漏过程持久，泄漏污染的含水层可能有第四系上更新统萨拉乌苏组含水层和白垩系承压含水层。
集输管线穿孔	正常工况下，管线密闭输送，不会对地下水产生影响。非正常工况，管线发生刺漏、断裂等，污染物泄露通过包气带进入地下水。	非正常工况，管线发生刺漏、断裂等，污染物泄露通过包气带进入第四系上更新统萨拉乌苏组含水层。
回注站点污水池渗漏破损、压裂返排液处理设备储罐破损	正常工况下，不会对地下水产生影响。非正常工况，污水池防渗层破损、污水处理储罐发生刺漏，污染物泄露通过包气带进入地下水。	非正常工况，污水池防渗层破损、污水处理储罐发生刺漏，污染物泄露通过包气带进入第四系上更新统萨拉乌苏组含水层。

3、施工期地下水影响分析

(1) 施工期地下水污染途径

本项目施工期对地下水的影响主要表现在钻井施工现场污染物下渗，井喷事故污染物下渗及钻井过程中套管破裂、井壁坍塌导致钻井泥浆、压裂液等井漏事故，污染地下水，影响居民用水。

施工现场配备废弃钻井泥浆地上移动式泥浆罐，对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，并由防渗漏、防溢流的泥浆罐车统一运至具有资质的有处理能力单位处置；且施工现场进行分区防渗，对地下水造成污染的可能性小。

非正常工况下发生井喷，井喷事故为瞬时排放，短期大量排放，一般能及时发现，并可通过收集污染的土壤等方式加以控制，阻断污染物下渗途径，井喷污染地下水的可行性小。通过加强生产管理和监督，根据不同井身结构采用不同井控装置及钻具内放喷工具，就可有效地防止和减轻污染，对地下水造成污染的可能性小。

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆、压裂液漏失于地下水含水层中；项目使用环境友好型的水性泥浆、压裂液，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度、钻井过程中定期监测钻井液漏失量，遇异常漏失及时采取封堵等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，对地下水环境的影响小。

综合分析中污废水产生情况，选择压裂液事故漏失对地下水可能造成的影响进行预测和评价。

1) 预测情景及源强

根据压裂返排液主要污染物成分，选择石油类作为预测因子。根据压裂返排液水质分析，压裂返排液中的石油类浓度为 200~300mg/L，考虑到石油类进入含水层后，只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。单井压裂返排液最大量为 900m³，假设全部渗漏，则石油类的源强为 16.2kg。

2) 评价因子限值

石油类预测因子的检出限值及标准限值的确定见表 7-7。

表 7-7 预测因子检出限值及标准限值一览表

预测因子	检出限		标准限	
	分析依据	检出限值（mg/L）	参考标准	标准限值（mg/L）
石油类	红外分光光度法 HJ 637-2012	0.01	石油类参照执行《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006）	0.3

3) 模型概化

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

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M —含水层的厚度，m；

m_M —瞬时注入示踪剂的质量，kg；

u —水流速度，m/d；

n —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；

π —圆周率。

本次预测所用模型需要的参数有：含水层厚度 M ；外泄污染物质量 m_M ；岩层的有效孔隙度 n ；水流速度 u ；污染物纵向弥散系数 D_L ；污染物横向弥散系数 D_T 。这些参数主要参照《中国石油化工股份有限公司华北油气分公司大牛地气田大 65-大 70 井区天然气开发项目》环境影响报告书（2018.01）、《大牛地气田甲醇污水处理工程（3）期扩建工程及附属设施环境影响报告书》。

4）模型参数选取：

a.含水层厚度 M ：萨拉乌苏组潜水含水层厚度 M_1 取 50m，白垩系下统碎屑岩类孔隙裂隙含水层厚度 M_2 取 250m。

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

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

d.水流速度 u ：萨拉乌苏组潜水含水层渗透系数取 K_1 取 3.58m/d，白垩系承

压水含水层渗透系数 K_2 取 0.8m/d。水力坡度约为 0.00218，因此地下水的渗流速度 $v_1 = K_1 I = 0.0078044\text{m/d}$ ， $v_2 = K_2 I = 0.001744\text{m/d}$ ，水流速度取实际流速 $u_1 = v_1/n = 0.078044\text{m/d}$ ， $u_2 = v_2/n = 0.01744\text{m/d}$ 。

e.纵向 x 方向的弥散系数 D_L ：纵向弥散度取值为 25m。由此计算评估区含水层中的纵向弥散系数： $D_{L1} = \alpha_L \times u_1 = 1.9511\text{m}^2/\text{d}$ 。 $D_{L2} = \alpha_L \times u_2 = 0.436\text{m}^2/\text{d}$ 。

f.横向 y 方向的弥散系数 D_T ：根据经验一般 $D_T:D_L=0.1$ ，因此 D_{T1} 取值 $0.19511\text{m}^2/\text{d}$ ， D_{T2} 取值 $0.0436\text{m}^2/\text{d}$ 。

5) 预测结果

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

a.萨拉乌苏组潜水含水层影响预测

本次预测选取了 100d、1000d、1500d 三个时间点，当发生压裂液事故漏失后，随着时间推移，石油类在萨拉乌苏组潜水含水层的运移情况见表 7-8、附图 9。

表 7-8 萨拉乌苏组潜水含水层石油类运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度 (mg/L)	最远影响距离 (m)	最远超标距离 (m)	影响面积 (m ²)	超标面积 (m ²)
100d	4.179	77	54	4675	2045
1000d	0.418	179	59	28951	2574
1500d	0.279	210	未超标	38695	未超标

由预测结果可知，泄漏 100 天时，下游最大浓度为：4.179mg/L，超标距离最远为 54m，超标面积为 2045m²，影响距离最远为下游 76.80m，影响面积为 4675m²；泄漏 1000 天时，下游最大浓度为：0.418mg/L，超标距离最远为 129m，超标面积为 2574m²，影响距离最远为下游 249m，影响面积为 28945m²；泄漏 1500 天时，下游最大浓度为：0.279mg/L，未超标。

b.白垩系承压水含水层影响预测

本次预测选取了 100d、1000d、1500d 三个时间点，当发生压裂液事故漏失后，随着时间推移，石油类在白垩系承压水含水层的运移情况见表 7-9、附图 9。

表 7-9 白垩系承压水含水层石油类运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度 (mg/L)	最远影响距离 (m)	最远超标距离 (m)	影响面积 (m ²)	超标面积 (m ²)
100d	3.74	35	23	1029	437
1000d	0.374	98	38	381	6276
1500d	0.249	118	未超标	8347	未超标

由预测结果可知，泄漏 100 天时，下游最大浓度为：3.74mg/L，超标距离最远为 23m，超标面积为 437m²，影响距离最远为下游 35m，影响面积为 1029m²；泄漏 1000 天时，下游最大浓度为：0.374mg/L，超标距离最远为 38m，超标面积为 381m²，影响距离最远为下游 98m，影响面积为 6276m²；泄漏 1500 天时，下游最大浓度为：0.279mg/L，未超标。

6) 小结

综上，在正常情况下，项目产生的污废水均可得到合理处置，不会对地下水产生影响。在非正常情况下，污废水泄漏会对项目周边地下水环境造成一定的影响，但影响范围不大，且随着地下水的自净作用，泄漏 1500 天后其超标范围消失。通过采取地下水污染防治措施，可避免非正常情况出现，消除项目实施对地下水环境的污染风险。

(2) 施工期地下水污染防治措施

为了减少钻井施工对地下水的影响，环评要求建设单位采取以下污染防治措施：

1) 一开采用清水泥浆钻井，钻至≥400m 以下，表层套管下深大于第四系底层以下 30m 并采用水泥封固，防止后续钻井过程中地下水被钻井泥浆污染。各类型井表层套管采用全段封固，水泥返至井口，井口回填牢固；生产/技术套管主体采用一次上返，纯水泥返至气层顶界以上 300m，低密度水泥返至表套内 200m 以上，用以保护地下水。

2) 钻井及压裂过程中对钻井液及压裂液进行实时监测，一旦发现漏失，立即采取封堵措施；采用生物清洁可回收压裂液体系，避免对地下水产生污染。

3) 施工过程中，井场产生的钻井废水、洗井废水循环使用；施工场地配备移动环保厕所，生活污水由罐车收集后依托市政污水处理厂处理；废压裂液置于废液收集罐，在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移交有资质的单位处置，不外排。

4) 严格按照操作规程施工, 提高固井质量, 并定期检查, 做到固井合格率 100%。避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。固井前, 进行声幅测井、变密度测井。声幅值 $\leq 15\%$ 为优, 纯水泥声幅值在 15~30%之间为合格, 低密度声幅值在 15~40%之间为合格。声幅曲线测至人工井底以上 2~5m。对套管采用阴极保护、有机涂层套管内涂层等技术进行防腐处理, 延长套管的使用寿命。

5) 分区防渗

井场施工过程中, 场地分为重点防渗区、一般防渗区。

a、重点防渗区

柴油罐区、钻井作业区等可能产生物料泄漏的污染区地面等进行重点防渗, 铺设防渗膜, 等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$, 防渗系数不大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$; 废机油暂存场地进行重点防渗, 等效 2mm 人工防渗材料, 防渗系数不大于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。

b、一般防渗区

一般防渗区是指生产区除了上述重点防渗区以外的其它建筑区, 指裸露于地面的生产功能单元, 污染地下水环境的物料或污染物泄漏后, 可及时发现和处理的区域或部位。一般防渗区要求等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, 防渗系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。

6) 跟踪监测

定期开展地下水监测, 发现地下水污染及时采取应急措施

综上所述, 采取以上措施后, 钻井过程对地下水环境影响较小。

3、运营期地下水环境影响分析

(1) 运营期地下水污染途径

本项目运营期对地下水的影响主要表现在回注井井管腐蚀破损、集输管线穿孔、回注站点污水池防渗层破损、压裂返排液处理设备储罐破损, 导致污染物泄漏污染地下水, 影响居民用水。

回注井属隐蔽工程, 在运营期注入污水的过程中井壁有可能发生破损, 回注井中的污水将直接进入含水层污染第四系萨拉乌苏组和白垩系承压层地下水, 因此, 事故工况下, 注水井发生泄漏时对含水层的污染最直接, 且直接污染含水层层数更多, 同等泄漏源强情况下, 其造成的地下水污染更严重。

集输管线属隐蔽工程，在运营期集输管线可能发生刺漏，集输管线污水则可能通过包气带间接污染萨拉乌苏组潜水含水层。本项目主要为天然气单井集输管线，风险物质主要为天然气，采出水含量较少，管线泄漏对地下水影响较小；注醇管线主要风险物质为甲醇，管线刺漏可能对地下水造成一定程度影响。模拟一处长 3.77km 注醇管线发生泄漏，假设管线全管径断裂，单井注醇泵排量为 $0.08\text{m}^3/\text{h}$ ，甲醇密度为 $0.792\text{kg}/\text{m}^3$ ，设定管线泄漏 30min 后被发现并及时处理，则甲醇一次的泄漏量为 0.97t；甲醇参照前苏联《生活饮用水和娱乐用水水体中有害物质最高允许浓度》（ $3\text{mg}/\text{L}$ ）；采用《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水一维稳定流二维水动力弥散瞬时注入模式，采用解析法进行估算，下游最大浓度为 $0.25\text{mg}/\text{L}$ ，未超标，对地下水环境影响较小。

回注站点污水池防渗层破损，污水通过包气带进入第四系上更新统萨拉乌苏组含水层，与回注井井壁泄露污染地下水相似。压裂返排液处理设备储罐可能发生跑、冒、滴、漏，若地面防渗层也发生破损，则滴落到地面的液体可能顺着裂缝下渗至含水层，污染地下水；但设备发生跑冒滴漏的区域皆位于可视范围内，企业应制定严格的管理制度，加强日常巡视管理，发现地面破损及时进行修补，发现跑冒滴漏及时进行封堵和清理，则装置区泄漏对地下水造成污染的可能性小。

综合分析中污废水产生情况，选择回注井井壁破损对地下水可能造成的影响进行预测和评价。

1) 预测情景及源强

根据回注水主要污染物成分，选择石油类作为预测因子。根据压裂返排液水质分析，回注水中的石油类浓度为 $25\sim 30\text{mg}/\text{L}$ ，考虑到石油类进入含水层后，只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 $18\text{mg}/\text{L}$ 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。每口回注井回注量为 $600\text{m}^3/\text{d}$ ，假设由于井筒破损有 1% 的废水外渗进入萨拉乌苏组含水层、白垩系承压水含水层（即泄漏强度为 $6\text{m}^3/\text{d}$ ）。

回注井井管由于各种原因破损后，地表一般难以发现或只有通过监测才会发现，因此从服务于污染监测及风险评估的角度考虑，具体预测分两种情况：第一种情况是

以评价区稳定流模型为平台，在此基础上来进行发生短期泄漏，然后经发现并及时封堵泄漏源，但任由污水在地下水中迁移的预测，预测结果不但可表明事故发生初期污染物的扩散范围和污染程度，也可作为污染监测提供技术依据。第二种情况是以评价区稳定流模型为平台，在此基础上来进行长期泄漏得不到控制的预测，预测结果可表明，在污染发生并得不到处理的情况下，污染物的扩散范围和污染程度，为极端的风险评价服务。

2) 评价因子限值

石油类预测因子的检出限值及标准限值的确定见表 7-10。

表 7-10 预测因子检出限值及标准限值一览表

预测因子	检出限		标准限	
	分析依据	检出限值 (mg/L)	参考标准	标准限值 (mg/L)
石油类	红外分光光度法 HJ 637-2012	0.01	石油类参照执行《生活饮用水卫生标准》(GB 5749-2006)	0.3

3) 模型概化

污染物以入渗的方式进入含水层，项目区域地下水流向呈一维流动，地下水位动态稳定，因此污染物在含水层中的迁移，可概化为连续注入示踪剂的一维稳定流动二维水动力弥散问题。本次评价采用《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中的地下水一维稳定流二维水动力弥散连续注入模式，采用解析法进行估算。

$$C(x, y, t) = \frac{m_i}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L}} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度, g/L;

M —含水层的厚度, m;

M_t —单位时间注入示踪剂的质量, kg/d;

u —水流速度, m/d;

n —有效孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ;

π —圆周率;

$K_0(\beta)$ —第二类零阶正贝塞尔函数;

$W\left(\frac{tU^2}{4D_L}, \beta\right)$ —第一类越流系数井函数。

本次预测所用模型需要的参数有: 含水层厚度 M ; 单位时间外泄污染物质量 m_t ; 岩层的有效孔隙度 n ; 水流速度 u ; 污染物纵向弥散系数 D_L ; 污染物横向弥散系数 D_T ; 泄漏时间。这些参数主要参照《中国石油化工股份有限公司华北油气分公司大牛地气田大 65-大 70 井区天然气开发项目》环境影响报告书(2018.01)、《大牛地气田甲醇污水处理工程(3)期扩建工程及附属设施环境影响报告书》。

4) 模型参数选取:

a. 含水层厚度 M : 萨拉乌苏组潜水含水层厚度 M_1 取 50m, 白垩系下统碎屑岩类孔隙裂隙含水层厚度 M_2 取 250m。

b. 单位时间注入的示踪剂质量 m_t : 项目在压裂过程井筒破裂发生渗透性漏失, 最大漏失量进行最不利计算, 选取污染物特征因子石油类, m_t 取值为 0.108。

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

d. 水流速度 u : 萨拉乌苏组潜水含水层渗透系数取 K_1 取 3.58m/d, 白垩系承压水含水层渗透系数 K_2 取 0.8m/d。水力坡度约为 0.00218, 因此地下水的渗流速度 $v_1 = K_1 I = 0.0078044m/d$, $v_2 = K_2 I = 0.001744m/d$, 水流速度取实际流速 $u_1 = v_1/n = 0.078044m/d$, $u_2 = v_2/n = 0.01744m/d$ 。

e.纵向 x 方向的弥散系数 D_L : 纵向弥散度取值为 25m。由此计算评估区含水层中的纵向弥散系数: $D_{L1}=\alpha_L \times u_1=1.9511\text{m}^2/\text{d}$ 。 $D_{L2}=\alpha_L \times u_2=0.436\text{m}^2/\text{d}$ 。

f.横向 y 方向的弥散系数 D_T : 根据经验一般 $D_T:D_L=0.1$, 因此 D_{T1} 取值 $0.19511\text{m}^2/\text{d}$, D_{T2} 取值 $0.0436\text{m}^2/\text{d}$ 。

g. 假设泄漏短时间后及时被发现, 泄漏持续时间为 180 天; 假设泄漏后一直未被发现, 泄漏持续时间为 10 年 (3650 天)。

5) 预测结果

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

a. 短期泄漏

①萨拉乌苏组潜水含水层影响预测

本次预测选取了 100d、1000d、2000d 三个时间点, 当发生井筒破损回注水入渗地下水后, 随着时间推移, 石油类在萨拉乌苏组潜水含水层的运移情况见表 7-11、附图 9。

表 7-11 萨拉乌苏组潜水含水层石油类运移特征表

预测时段	最远影响距离 (m)	最远超标距离 (m)	影响面积 (m^2)	超标面积 (m^2)
100d	56	34	3129	1126
1000d	184	111	31359	11247
2000d	235	0	48389	0

由预测结果可知, 泄漏 100 天时, 超标距离最远为 34m, 超标面积为 1126m^2 , 影响距离最远为下游 56m, 影响面积为 3129m^2 ; 泄漏 1000 天时, 超标距离最远为 111m, 超标面积为 11247m^2 , 影响距离最远为下游 184m, 影响面积为 31359m^2 ; 泄漏 2000 天时, 未超标, 影响距离最远为下游 235m, 影响面积为 48389m^2 。

②白垩系承压水含水层影响预测

本次预测选取了 100d、1000d、2000d 三个时间点, 当发生井筒破损回注水入渗地下水后, 随着时间推移, 石油类在白垩系承压水含水层的运移情况见表 7-12、附图 9。

表 7-10 白垩系承压水含水层石油类运移特征表

预测时段	最远影响距离 (m)	最远超标距离 (m)	影响面积 (m ²)	超标面积 (m ²)
100d	27	16	687	241
1000d	97	61	6880	2415
2000d	135	0	10450	0

由预测结果可知，泄漏 100 天时，超标距离最远为 16m，超标面积为 241m²，影响距离最远为下游 27m，影响面积为 687m²；泄漏 1000 天时，超标距离最远为 61m，超标面积为 6415m²，影响距离最远为下游 97m，影响面积为 2880m²；泄漏 2000 天时，未超标，影响距离最远为下游 135m，影响面积为 10450m²。

6) 小结

综上，在正常情况下，项目回注水不会对地下水产生影响。在非正常情况下，回注水泄漏会对项目周边地下水环境造成一定的影响。项目假定发生短期泄漏，然后经发现并及时封堵泄漏源，其影响范围不大，且随着地下水的自净作用，泄漏 2000 天后其超标范围消失。通过采取地下水污染防治措施，可避免非正常情况出现，消除项目实施对地下水环境的污染风险。

b. 长期泄漏

①萨拉乌苏组潜水含水层影响预测

本次预测选取了 100d、1000d、3650d 三个时间点，当发生井筒破损回注水入渗地下水后，随着时间推移，石油类在萨拉乌苏组潜水含水层的运移情况见表 7-13、附图 9。

表 7-13 萨拉乌苏组潜水含水层石油类运移特征表

预测时段	最远影响距离 (m)	最远超标距离 (m)	影响面积 (m ²)	超标面积 (m ²)
100d	63	40	3144	1132
1000d	245	163	31889	11747
3650d	593	420	123040	47305

由预测结果可知，泄漏 100 天时，超标距离最远为 40m，超标面积为 1132m²，影

响距离最远为下游 63m，影响面积为 3144m²；泄漏 1000 天时，超标距离最远为 163m，超标面积为 11747m²，影响距离最远为下游 245m，影响面积为 31889m²；泄漏 3650 天时，超标距离最远为 420m，超标面积为 47305m²，影响距离最远为下游 593m，影响面积为 123040m²。

②白垩系承压水含水层影响预测

本次预测选取了 100d、1000d、3650d 三个时间点，当发生井筒破损回注水入渗地下水后，随着时间推移，石油类在白垩系承压水含水层的运移情况见表 7-14、附图 9。

表 7-14 白垩系承压水含水层石油类运移特征表

预测时段	最远影响距离 (m)	最远超标距离 (m)	影响面积 (m ²)	超标面积 (m ²)
100d	28	17	695	231
1000d	98	62	6881	2416
1500d	213	139	25341	9035

由预测结果可知，泄漏 100 天时，超标距离最远为 17m，超标面积为 231m²，影响距离最远为下游 28m，影响面积为 695m²；泄漏 1000 天时，超标距离最远为 62m，超标面积为 2416m²，影响距离最远为下游 98m，影响面积为 6881m²；泄漏 3650 天时，超标距离最远为 139m，超标面积为 9035m²，影响距离最远为下游 213m，影响面积为 25341m²。

6) 小结

综上，在正常情况下，项目回注水不会对地下水产生影响。在非正常情况下，回注水泄漏会对项目周边地下水环境造成一定的影响。项目假定发生长期泄漏，假设泄漏后一直未被发现。对比短时泄漏，随着地下水的自净作用，泄漏 2000 天后其超标范围消失，长期泄漏对地下水造成的影响范围较大。当然长期预测结果是极端的情况，项目实际运营过程中，可通过布置监测井对地下水进行监测，以便及时发现回注污水入渗地下水的情况发生，并采取适当的措施，避免极端事故的发生。

(2) 运营期地下水污染防治措施

为了减少运营期对地下水的影响，环评要求建设单位采取以下污染防治措施：

1) 加强回注站点的运行管理, 定期检维修压裂返排液处理系统, 定期对回注水水质进行检测, 确保回注水水质合格。

2) 在回注井投入使用后, 一是建立回注系统操作规程, 记录注水量、水质、泵压变化情况, 定期开展动态分析; 二是对污水回注井每周进行一次巡检, 每年定期开展检修工作, 及时发现回注井存在的问题, 延长注水井的使用寿命。

3) 回注井附近设置地下水监测井, 每年开展水质检测, 并建立台账、及时对比分析水质变化。

4) 定期对回注井的套管进行测井作业, 掌握套管腐蚀结垢情况, 及时采取相应的保护措施。

5) 对压裂返排液处理设备进行分区防渗

结合回注站点平面布置图, 场地分为重点防渗区、一般防渗区。

a、重点防渗区

污水池池底及壁面应进行重点防渗, 等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, 防渗系数不大于 $1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 污泥储存罐区所进行重点防渗, 等效 2mm 人工防渗材料, 防渗系数不大于 $1.0 \times 10^{-10} cm/s$ 。

b、一般防渗区

一般防渗区是指生产区除了上述重点防渗区以外的其它建筑区, 指裸露于地面的生产功能单元, 污染地下水环境的物料或污染物泄漏后, 可及时发现和处理的区域或部位。一般防渗区要求等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, 防渗系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 。

6) 跟踪监测

定期开展地下水监测, 发现地下水污染及时采取应急措施。

综上所述, 采取以上措施后, 钻井过程对地下水环境影响较小。

五、土壤环境影响分析

1、土壤环境影响评价工作等级

(1) 土壤环境影响识别

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

本项目对土壤环境影响途径包含地面漫流影响、垂直入渗影响。影响识别结果见表 7-15。

表 7-15 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则-土壤环境（试行）》（HJ964-2018）6.2.2.1 将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ），项目井场占地面积 2000m^2 、回注站点占地面积 3500m^2 ，占地规模属于小型。

（3）土壤敏感程度

建设项目所在周边的土壤环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感。本次开发区域内无水源地一、二级保护区、重要湿地、自然保护区，井场选址避让居民点、居民饮用水源井等环境敏感目标；禁止占用基本农田，不得占用耕地和林地。井场、回注站点占地主要为沙地、荒草地，周边不存在土壤环境敏感目标，由此判定项目土壤环境敏感程度为“不敏感”。

（4）评价工作等级划分

根据土壤环境影响评价项目类别、占地规模与敏感程度划分评价工作等级。本项目为 II 类建设项目，占地规模为小型，敏感程度为不敏感，所以本项目土壤环境评价工作等级为三级。

2、调查评价范围

三级污染影响型调查范围为占地范围内+占地范围外 0.05km 范围。

3、土壤环境现状调查

本项目井场、回注站点占地主要为沙地、林地、荒草地，且土壤环境影响特征因子主要为石油类，根据现场调查，无造成土壤环境影响后果的影响源。项目所在地土壤类型、气象资料、地形地貌特征资料、水文及水文地质资料调查详见本报告“建设项目所在地自然环境简况”。

4、现状监测及评价

本次土壤环境质量现状监测在评价区域内共布设了 6 个监测点，由监测结果可知项目井场新增占地范围内土壤监测点位基本因子及特征因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地风险筛选值；项目井场新增占地范围外土壤监测点位基本因子及特征因子均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中 pH>7.5 风险筛选值。

5、土壤影响分析

（1）地面漫流影响

本项目建设期钻井过程中使用水基泥浆，循环使用，钻井循环率达到 95%以上；钻进、起下钻和固井作业及设备、储罐清洗废水经收集后循环使用，不外排；钻井井场设压裂液回收装置，对压裂返排液进行回收，现场处置后循环使用，钻井结束后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注处理点进行处理达标回注；试压废水经收集后用于施工场地洒水抑尘；井场工程、管道施工均分段进行，不设施工营地，施工人员食宿依托附近村镇和现有工程，钻完井工程施工场地配备移动环保厕所，生活污水由罐车收集后依托市政污水处理厂处理。建设期发生地面漫流造成土壤污染的可能性很小。

本项目运营期井场设置废液收集罐，井下作业完成后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注处理点进行处理达标回注；回注站点建设容积为 12m³ 的玻璃钢化粪池 1 座，定期清掏，拉运至采气管理区经一体化生活污水处理设施处理后，冬储夏灌，不外排。

（2）渗入影响

本项目建设期废弃钻井泥浆与钻井岩屑进行不落地收集，并由防渗漏、防溢流的泥浆罐车统一运至有处理能力单位处置；废机油采用密闭桶装后暂存于井场危废间内，最终交由有资质单位处理。对柴油罐区、钻井作业区等可能产生物料泄漏的污染区地面等进行重点防渗，等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ，防渗系数不大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；废机油暂存场地进行重点防渗，等效 2mm 人工防渗材料，防渗系数不大于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；其他区域进行一般防渗。因此，建设期出现下渗对厂区土壤产生影响的可能性极低。

本项目运营期污泥暂存于暂存于污泥储存罐，定期委托有资质单位处置；废石英砂、废活性炭更换后直接拉运至首站危废暂存点暂存，定期交由有资质单位处置。污泥储存罐区、污水池进行重点防渗，等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ，防渗系数不大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，其他区域进行一般防渗；首站危废暂存点严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单要求管理。因此，运营期出现下渗对厂区土壤产生影响的可能性极低。

综上分析，项目的建设实施对项目区及周边土壤环境影响很小，满足 GB 15618 土壤污染防治相关规定。

6、土壤环境现状保障措施

(1) 源头控制措施

钻井过程采用泥浆不落地工艺。钻前减少了挖泥浆池的工作量，钻后免去了处理废弃钻井液及回填泥浆池的工作量；避免因渗漏造成污染，解决了泥浆池占地后造成二次污染和难以复耕的问题。

集输管线主体采用两层 PE 防腐层，注醇管线采用普通级 2 层 PE 防腐层，管线防腐层补口采用无溶剂液体环氧涂料（干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ）+热收缩补口套（带）；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。

(2) 过程防控措施

项目对井场、回注站点采取分区防渗措施，以便及时地将泄漏/渗漏的污染物进行

收集处理，以有效防止泄漏物料渗入地下，污染土壤和地下水。

严格按照《石油天然气管道保护条例》及《石油天然气管道安全监督与管理暂行规定》等规定的内容对管道进行保护；每三年进行管道壁厚的测量；每半年检查一次管道安全保护系统；对事故易发地段，要加大巡线频率，提高巡线的有效性；在管道沿线设置自动感测压力、流量的仪器和能自动感测管道内压降速率的自动紧急截断阀，一旦管道发生事故或大的泄漏，事故段两端的截断阀在感测到情况后可自动切断管路，降低泄漏污染物对土壤的环境影响。

7、土壤环境影响评价自查表

本项目土壤环境影响评价自查表见表 7-16。

表 7-16 本项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☐				
	占地规模	井场（0.20）hm ² 、回注站点（0.35）hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（无）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☒ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他（）				
	全部污染物	COD、SS				
	特征因子	石油烃（石油类）				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☐ ；II 类 ☒ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☐ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☒				
评价工作等级		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☒				
现状调查内容	资料收集	a) ☐ ；b) ☒ ；c) ☐ ；d) ☒				
	理化特性					
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	附图 5 环境现状监测布点图
		表层样点数	4	2	20cm	
		柱状样点数	3	0	80cm	
	现状监测因子	占地范围内 1 个表层土样、柱状样监测《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）监测 45 项基本因子及石油烃；其他点位监测石油烃；占地范围外表层土样监测 pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、石油烃				
现	评价因子	同上				

状 评 价	评价标准	GB 15618 ☒ ; GB 36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ()		
	现状评价结论	满足 GB 15618-2018、GB 36600-2018 筛选值		
影 响 预 测	预测因子			
	预测方法	附录 E ☐ ; 附录 F ☐ ; 其他 (定性描述)		
	预测分析内容	影响范围 (占地范围内+占地范围外 0.05km 范围) 影响程度 (不会对项目区及周边土壤环境产生影响)		
	预测结论	达标结论: a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☒ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐		
防 治 措 施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他 ()		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		3	pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃	五年一次
	信息公开指标			
评价结论		项目的建设实施对项目区及周边土壤环境影响很小		

注 1: “☐”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。
注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。

六、环境风险分析

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

1、风险调查

(1) 建设项目风险调查

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018) 附录 B 及《重大危险源辨识》(GB 18218-2018), 本项目涉及的主要危险物质为甲烷、柴油、甲醇。其中甲烷为采出气的主要成分, 约占天然气采出气组分的 90%。本项目施工期, 正常状况下无污染物外排, 不会对环境造成影响, 非正常状况下可能发生井喷事故、柴油泄漏事故, 对环境造成一定程度影响; 运营期正常状况下全封闭运行, 无人看守, 没有污染物排放, 不会对环境造成影响, 非正常状况下, 甲醇、采气管线、药剂储罐发生刺

漏，对环境造成一定影响。项目所涉及风险物质主要为甲烷、柴油、甲醇。

(2) 环境敏感目标调查

环境敏感目标分别情况详见表 3-7、3-8、3-9。

2、环境风险潜势初判

(1) 分级确定

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q ；

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值 Q ：

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

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——各种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

本项目各管线路由所处环境基本一致，可选择环境风险最大者进行代表性评价。

选择一处长 6.36km 采气、注醇管线进行风险物质最大存在量计算。风险物质数量与临界量比值情况见表 7-17。

表 7-17 q/Q 值计算表

序号	物质名称	最大储量或在线量 (t)	临界量 (t)	q_n/Q_n
施工期—钻完井工程				
1	柴油	17	2500	0.007
运营期—管线工程				
1	甲烷	3.1	10	0.31
2	甲醇	1.57	2.5	0.63

注：天然气密度按 0.72g/L 计，甲醇密度按 0.792g/cm³ 计，柴油密度按 0.84 g/mL 计。

Q 值计算：施工期 $Q < 1$ ，运营期管线工程 $Q < 1$ 。由以上计算结果可知，施工期、运营期 Q 值均在 $Q < 1$ 范围内，项目环境风险潜势为 I。

(2) 评价工作等级确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169—2018），风险评价工作等级

划分见下表 7-18。

表 7-18 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析

对照上表可知，项目环境风险评价工作的等级仅进行简单分析即可。

3、环境风险识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）规定，环境风险评价简单分析风险识别内容为物质危险性识别，生产系统危险性识别、危险物质向环境转移的途径识别。

（1）物质危险性识别

1) 甲烷

甲烷物料特性及风险识别见表 7-19。

表 7-19 甲烷物料特性及风险识别表

标识	中文名：天然气	英文名：natural gas	别名：沼气
	危险货物编号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8
	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体		火灾危险类别：甲 B
理化特性	主要组成：甲烷		外观：无色、无味、无毒可燃性气体，含硫时有臭鸡蛋味
	分子量：16.04		稳定性：稳定
	相对密度(空气=1)：0.65		溶解性：微溶于水，溶于醇、乙醚
燃爆特性	沸点/°C：-160		闪点/°C：-188
	引燃温度/°C：482~632		火焰表面温度/°C：2020
	易燃易爆性：易燃		最大爆炸压力/MPa 0.717
	最小点火能/kJ：280		爆炸极限[%（V/V）]：5~14
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。其蒸气遇明火会引着回燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。雾状水、泡沫、二氧化碳。灭火器 泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。		
健康	甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲		

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

2) 柴油

柴油物料特性及风险识别见表 7-20。

表 7-20 柴油理化性质

标识	中文名：柴油	英文名：Diesel oil, Diesel fuel	别名：油渣
	危险货物编号：/	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
	危险性类别：第 3.3 类 高闪点易燃液体		
理化特性	相对密度(水=1)：0.87-0.9	外观：稍有粘性的棕色液体	
	溶解性：无资料	危险类别：乙	
燃爆特性	沸点/℃：282-338	闪点/℃：≥55℃	
	自燃温度/℃：257	易燃易爆性：易燃	
	熔点/℃：-18	临界温度：无资料	
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已		

	变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。
健康危害	皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。裂解燃料油（柴油调合组分）可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。裂解燃料油（柴油调合组分）废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用活性炭或其它惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。
防护措施	工程控制：采用通风装置。空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具。紧急事态抢救或撤离时，应佩戴空气呼吸器。 眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿一般作业防护服。 手防护：戴橡胶耐油手套。
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。食入：尽快彻底洗胃。就医。

3) 甲醇

甲醇物料特性及风险识别见表 7-21。

表 7-21 甲醇物料特性及风险识别表

标识	中文名： 甲醇	英文名： methyl alcohol	别名： 木醇
	危险货物编号： 32058	UN 编号： 1230	CAS 号： 67-56-1
	危险性类别： 第 3.2 类 中闪点易燃液体		火灾危险类别： 甲类
理化特性	外观： 无色澄清透明液体，有酒香刺激性气味。	溶解性： 溶于水，可混溶于醇、醚等多数有机溶剂。	
	相对密度(水=1)： 0.79	危险类别： 甲	
燃爆特性	沸点/℃： 64.8℃		闪点/℃： 11
	引燃温度/℃： 385		自燃点/℃： 464
	易燃易爆性： 易燃		稳定性： 稳定
	燃烧热/kJ/mol： 727		爆炸极限[%（V/V）]： 5.5～44
	危险特性： 易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。在火场中，受热的容器有爆炸危险。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。		

	禁忌物：酸类、酸酐、强氧化剂、碱金属。 有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。用水灭火无效。
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 对中枢神经系统有麻痹作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制型空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗水稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸汽灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。
防护措施	呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴橡胶耐油手套。防护服：穿防静电工作服。
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮足量温水，催吐，用清水或1%硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。

（2）生产系统危险性识别

1) 施工期

当钻井进入气层后，遇到高压气流，因各种原因使井底压力不能平衡底层压力而造成井喷和井喷失控事故。井喷失控发生的机率虽然很小，但危害较大，主要表现在井喷后会有大量的天然气逸散到空气中，对周围的环境空气造成一定的影响；井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人，引起连锁反应。

柴油使用、储运过程中的风险分析：一般而言，柴油的安全性是比较好的，但其易燃易爆性是不容忽视的。井场上用柴油罐对柴油进行储存。柴油在使用、储运过程中的风险主要来自于柴油罐自身缺陷、人员误操作、老化等造成的泄漏以及外部破坏产生的事故，包括人为破坏及洪水、地震等不可抗拒因素。柴油泄漏可能引起火灾、

爆炸，造成人员伤亡及财产损失。

2) 运营期

管线刺漏：运营期管线刺漏导致环境风险物质进入环境。集气管线刺漏导致天然气逸散到空气中，对周围的环境空气造成一定的影响；若泄漏天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人，引起连锁反应。注醇管线刺漏导致甲醇泄漏，伴随蒸发过程，对周围地下水、环境空气造成一定的影响，项目运营期仅冬季注醇，项目所在地为风沙草滩区，且冬季气温偏低，发生泄漏后甲醇蒸发量较小，根据地下水环境影响分析，甲醇泄漏对地下水环境影响程度较低。

4、环境风险分析

(1) 风险事故情景

表 7-22 主要突发环境事件情景分析一览表

编号	情景 类型	典型事件	风险物质	环境影响
情景 1	泄漏 事件	井喷	甲烷	大气污染
		柴油储罐泄漏	柴油	土壤污染
		天然气管线泄漏	天然气	大气污染
		注醇管线泄漏	甲醇	地下水污染
情景 2	火灾 爆炸	井喷引发火灾爆炸	燃烧废气	大气污染
		柴油储罐泄漏引发火灾爆炸	燃烧废气	大气污染
		天然气管线泄漏引发火灾爆炸	燃烧废气	大气污染

(2) 事故概率调查

1) 井喷失控将导致油气资源的严重损失，极易酿成火灾、爆炸事故，从而造成人员伤亡、设备损坏、气井报废和自然环境的污染。据不完全统计，国内各油田在开发建设过程中，累计发生井喷失控 230 多井次，占完井总数的 0.24%，其中井喷失控又着火的井 78 口，占失控井的 34%，井喷时喷出的油气流可高达数十米，喷出气体（烃类）几万至几十万立方米、原油数百乃至上千吨，造成严重后果。从事故原因分析表明，多数井喷的发生是由于操作人员直接原因造成。由于起钻抽吸不浇灌泥浆或灌泥

浆不认真，不能发现溢流或处理不当，占井喷井的 51%；由于井口未安装防喷器或防喷器安装不符合要求，以及泥浆密度过低，占井喷失控的 40.5%；其它原因仅占 8.5%。因此，井喷失控事故概率为 0.603×10^{-4} 次/年，其中井喷失控着火事故概率为 0.203×10^{-4} 次/年，未着火的概率为 0.4×10^{-4} 次/年。因地层的复杂多变性，钻井过程中存在井喷事故发生的可能性，但油田已发生的井喷事故多发生在油田勘探开发初期，随着对地层和地质状况的不断深入了解，随开采年限的增长，地层压力下降，井喷事故发生的概率很小，加之防喷技术的提高，目前油田勘探开发过程中井喷事故的发生概率在不断降低。

2) 参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 E，储罐发生重大事故的概率为 $1.00 \times 10^{-6} - 5.00 \times 10^{-4}$ 之间。

3) 管道事故按破裂大小可分为三类：针孔、裂纹（损坏处的直径 $\leq 20\text{mm}$ ）、穿孔（损坏处的直径 $> 20\text{mm}$ ，但小于管道的半径）、断裂（损坏处的直径 $>$ 管道的半径）。事故发生频率见下表。

表 7-23 事故发生频率（ $\times 10^{-3} / \text{km} \cdot \text{a}$ ）

序号	事故原因	针孔/裂纹	穿孔	断裂	总计
1	外部影响	0.073	0.168	0.095	0.336
2	常压开孔	0.02	0.02	0	0.04
3	腐蚀	0.088	0.01	0.098	0.196
4	施工缺陷和材料缺陷	0.073	0.044	0.01	0.127
5	地移动	0.01	0.02	0	0.03
6	其他	0.044	0.01	0.01	0.064
7	合计	0.308	0.272	0.213	0.793

由上表可见，管道事故发生的频率为 $0.793 \times 10^{-3} / \text{km} \cdot \text{a}$ ，其中针孔、裂纹发生的频率最高，穿孔次之，断裂最少。从事故原因分析，外部影响造成的事故频率最大（ $0.336 \times 10^{-3} / \text{km} \cdot \text{年}$ ），大多数属于穿孔；其次是因腐蚀而引发事故的频率为 $0.196 \times 10^{-3} / \text{km} \cdot \text{a}$ ；因施工缺陷和材料缺陷而引发的事故，事故发生频率为 $0.127 \times 10^{-3} / \text{km} \cdot \text{a}$ ；由于第三方原因造成的事故通常是形成穿孔或断裂，发生频率为 $0.084 \times 10^{-3} / \text{km} \cdot \text{a}$ 。

（3）事故情形分析

根据事故调查概率分析，结合风险物质危险特性，最终确定本项目事故情形分析为井喷事故。

(4) 源项分析

1) 事故源强

预测施工期发生井喷事故污染物泄漏量：根据本项目水平井单井预计最大产量 $5.56 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，若发生井喷事故，最大无阻流量计按 $18 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 计，15min 井喷故称泄漏的天然气量为 1.35t。

2) 后果计算

假设井喷事故发生 10min 得到控制，井喷泄露天然气产生量为 1350kg。项目所在地地势开阔，风速较大，利于污染物扩散，对大气环境影响较小。

5、环境风险防范措施及应急要求

(1) 钻井风险防范措施措施

施工单位应按《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6283-1997) 及相关的井控技术标准和规范中的有关规定执行，并针对本井情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求。

严格执行井控工作九项管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层。

各种井控装备及其它专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常。

进入油气层前 50~100m 对上部裸眼段进行承压试验无井漏后并将钻井液密度逐步调整值设计要求值；每次起钻前必须活动方钻杆旋塞一次，每次起钻完检查活动闸板封井器一次，半月活动检查环型封井器一次，以保证其正常可靠。

气层钻进中，必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根防喷单根（钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）。

按班组进行防喷演习，并达到规定要求。

严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其它辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须作好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认。

认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门。

严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液。

加强井场设备的运行、保养和检查，保证设备的正常运行，设备检修必须按有关规定执行。

钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井求压后迅速实施压井作业。

发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进。

关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80%地层破裂压力三者中的最小值。

钻进过程中，要注意观察井口返浆情况，振动筛上的岩屑返出、岩屑形状的变化，及时发现地层岩性变化，及早发现泥岩，调整钻井液性能，提高钻井液的抑制性，保证井壁的稳定性和井下安全。严格控制钻井液性能达到设计要求，提高钻井液的抑制防塌、悬浮、携带岩屑能力，确保正常钻进。

加强固控设备的使用，钻井过程中使用四级固控设备，及时清除钻井液中的有害固相。

水平段随时调节钻井液流型，保持较高粘切、动塑比大于 0.5，增强体系护壁能力及悬浮携带能力。配合工程短起、倒划等措施以有效地清除岩屑，保证井眼畅通，并根据现场情况具体调整钻井液性能。

以半封和全封防喷器为主体的防喷装置，包括高压闸门、自封、四通、套管头、

过渡法兰等；以节流管汇为主体的井控管汇，包括放喷管线、压井管线等；井下管柱防喷工具，包括钻具、防喷单流阀等；具有净化、加大密度、原料储备及自动调配、自动灌装等功能的压井液储备系统；防止井喷失控专用设备、设施，包括高压自封、不压井起下管柱装置等。

（2）柴油运输、储存及使用风险防范措施

加强职工的安全教育，提高安全防范风险的意识；针对可能发生的异常现象和存在的安全隐患，设置合理可行的技术措施；制定严格的操作规程；柴油转输前对输送管接头进行检查，确定密封严密后才进行输送；加强柴油运输过程管理，确保运输过程无泄漏发生；对易发生泄漏的部位实行定期的巡检制度，及时发现问题，尽快解决；

严格执行防火、防爆、防雷击、防毒害等各项要求；井场的柴油罐区应设置有效防渗措施，防止油罐破损泄漏的柴油污染地表土壤、地下水等。

（3）管道风险防范措施

严格按照《石油天然气管道保护条例》及《石油天然气管道安全监督与管理暂行规定》等规定的内容对管道进行保护，其中包括在管道中心线两侧 50m 范围内不得修建大型建构筑物。

每三年进行管道壁厚的测量，对管壁严重减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故发生。

每半年检查一次管道安全保护系统，使管道在超压时能安全处理。

对事故易发地段，要加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止，采取相应的措施并向上级报告。

在管道沿线设置自动感测压力、流量的仪器和能自动感测管道内压降速率的自动紧急截断阀，一旦管道发生事故或大的泄漏，事故段两端的截断阀在感测到情况后可自动切断管路，使事故排放或泄漏的天然气量限制在最小范围内。管网系统中的电动截止阀应采用双路电源，自动切换，并定期对电气系统和传动机构进行维修保养。

在管线上方做好明显标志，以免其他单位人员施工或农业活动挖断管线，造成危险物质泄漏。

（4）环境风险应急预案

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

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

项目可能造成环境风险的突发性事故应急预案内容及要求见表 7-24。

表 7-24 应急预案内容一览表

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

10、分析结论

井场作业需严格按照钻井作业操作规程进行，并制定相应的应急预案，做好防范措施。该项工程采取的环境风险措施及制定的预案切实可行。在严格落实风险防范措施、应急预案后，井场环境风险达到可接受水平。

尽管拟建工程针对风险事故采取了多种防范措施，将风险事故的概率降至了较低的水平，但概率不会降为零，一旦发生事故仍需采取应急措施，控制和减少事故危害。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2004)和《石油天然气管道保护条例》有关规定制定应急预案。

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

七、环境管理与监测计划

1、污染物排放清单

根据 2017 年 11 月 14 日环保部办公厅文件《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），结合排污许可证申请与核发技术规范，对项目的产排污环节、污染物种类及污染防治设施和措施等基本信息；依据国家或地方污染物排放标准、环境质量和总量控制要求等管理规定，按照污染源强核算技术指南、环境影响评价要素导则等技术文件，对项目污染的排放清单进行汇总。

表 7-25 本项目污染物排放清单

污染类型		污染物	产生量	排放量	总量指标	防治措施	执行标准
废水	作业废水	石油类、SS、总铁	750m ³ /a	0m ³ /a	/	井下作业完成后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注处理点进行处理达标回注	《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）
	生活污水	氨氮、COD、BOD ₅ 、	127.5m ³ /a	0m ³ /a	/	建设容积为 12m ³ 的玻璃钢化粪池 1 座，定期清掏，拉运至采	/

		SS				气管理区经一体化生活污水处理设施处理后，冬储夏灌	
噪声	设备运行	噪声	/	/	/	选用低噪声设备，选用低噪声设备，风机基础下设置隔振垫，并在风机进风口上安装消声器，在出风口上安装可曲挠橡胶接头，以减少振动产生的噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2类标准
固废	污水处理	污泥	10224t/a	0t/a	/	定期委托有资质单位处理	《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单
		废石英砂	6t/a	0t/a		暂存于危险废物暂存间，定期交由有资质单位处置	
		废活性炭	6t/a	0t/a	/	暂存于危险废物暂存间，定期交由有资质单位处置	
		生活垃圾	1.5t/a	0t/a	/	采用垃圾箱集中收集，定期送当地环卫部门统一处理	/

2、环境管理

(1) 环境管理制度

建设单位须重视环境保护工作，已制定一系列规章制度以促进治理项目的环境保护工作。建设单位需具体落实各项环境保护措施。运营期的环保管理与监测必须由专职人员实施。

(2) 环境管理机构职责

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

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

③建立完善的环境保护管理档案，收集相关的环保法规和标准、地方环保行政主

管部门文件、环境风险事故应急预案等资料。

④制定各项环保设施的操作规程，定期检查和维护，加强处理设施的运行管理。

⑤开展环保教育、技术培训等工作，提高相关工作人员环保意识和素质。

(3) 管理要求

根据《陕北油气田开采清洁文明井场验收标准》文件要求，气井清洁文明井场应满足以下管理要求：

①井场应当建立包括日产液量、输送液量、污水油泥产生量及处置量等内容的明细台帐。②井场应做到清洁卫生，无跑、冒、滴、漏现象，场外无油污、无垃圾，杜绝污染物乱堆乱放。③泥浆池、泥浆槽、集油槽、导油槽、污油回收池及钻井、修井等作业的防渗漏措施必须经环保部门验收合格后，方可投入使用。④按照环境事故应急预案，要对井场操作人员进行应急培训，并储备相应抢险应急物资。⑤清洁文明井场实行动态管理。

3、环境监测计划

环评要求在建成投入生产后建设单位应对项目产生的各污染源、周边环境质量以及项目产品主要成分进行监测和分析，特别应及时对重点污染源防治措施进行有效性鉴定。

运行期的环境监测，建设单位可自行监测或委托有资质的监测机构监测。监测工作应按照国家 and 地方环保的要求，采用国家规定的标准监测分析方法，监测时段与方法按《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）技术进行。

(1) 污染源监测计划

项目运行期污染源监测计划见表 7-26。

表 7-26 运行期污染源排放监测项目及计划

监测点位置	监测项目	监测技术	监测频率	控制指标
回注站点厂界四周	等效连续 A 声级 Leq(A)	手工监测	每季度一次，每次监测 2 天，分昼间、夜间进行	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准

(2) 环境质量监测

建设单位可以委托资质监测单位定期项目区域内环境质量状况，以掌握环境质量变化趋势，监测计划见表 7-27。

表 7-27 运行期环境监测计划

监测点位置	监测项目	监测技术	监测频率	控制指标
代表性敏感点	总烃、非甲烷总烃	手工监测	半年一次	总烃参照执行以色列环境质量标准；非甲烷总烃参照《大气污染物排放标准详解》
回注站点地下水监测井	阴阳离子 8 项、基本因子 17 项、石油烃	手工监测	半年一次	执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准、石油类参照执行《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006）
代表性敏感点	等效连续 A 声级 Leq(A)	手工监测	每半年昼间、夜间各一次	执行《声环境质量标准》（GB 3096-2008）2 类标准
回注站点周边土壤	pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃	手工监测	五年一次	执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）

4、企业信息公开内容

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

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

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

七、环保投资

该项目的环保投资估算约为 5340 万元，占总投资的 18.03%，其环保投资详见表 7-28。

表 7-28 环保投资概况一览表

时段	项目		单位费用 (万元)	数量 (口)	总费用 (万元)	备注
施工期	废气	施工扬尘设置围挡、洒水设施、防尘网	0.5/井	50	25	
	废水	压裂返排液收集设施及拉运	1/井	50	50	
		井场移动环保厕所	0.2/井	50	10	
		生活废水收集罐	0.2/井	50	10	
	固废	废弃钻井泥浆岩屑处置	50/井	50	2500	
		井场生活垃圾收集箱	0.1/井	50	5	
	噪声	噪声防治	0.2/井	50	10	
	生态	完井搬迁，钻后治理，水土保持、植被恢复情况	40/井	50	2000	
运营期	压裂返排液处理系统		/	/	680	
其他	环境管理及风险防范		/	/	50	
合计					5340	

八、环保验收

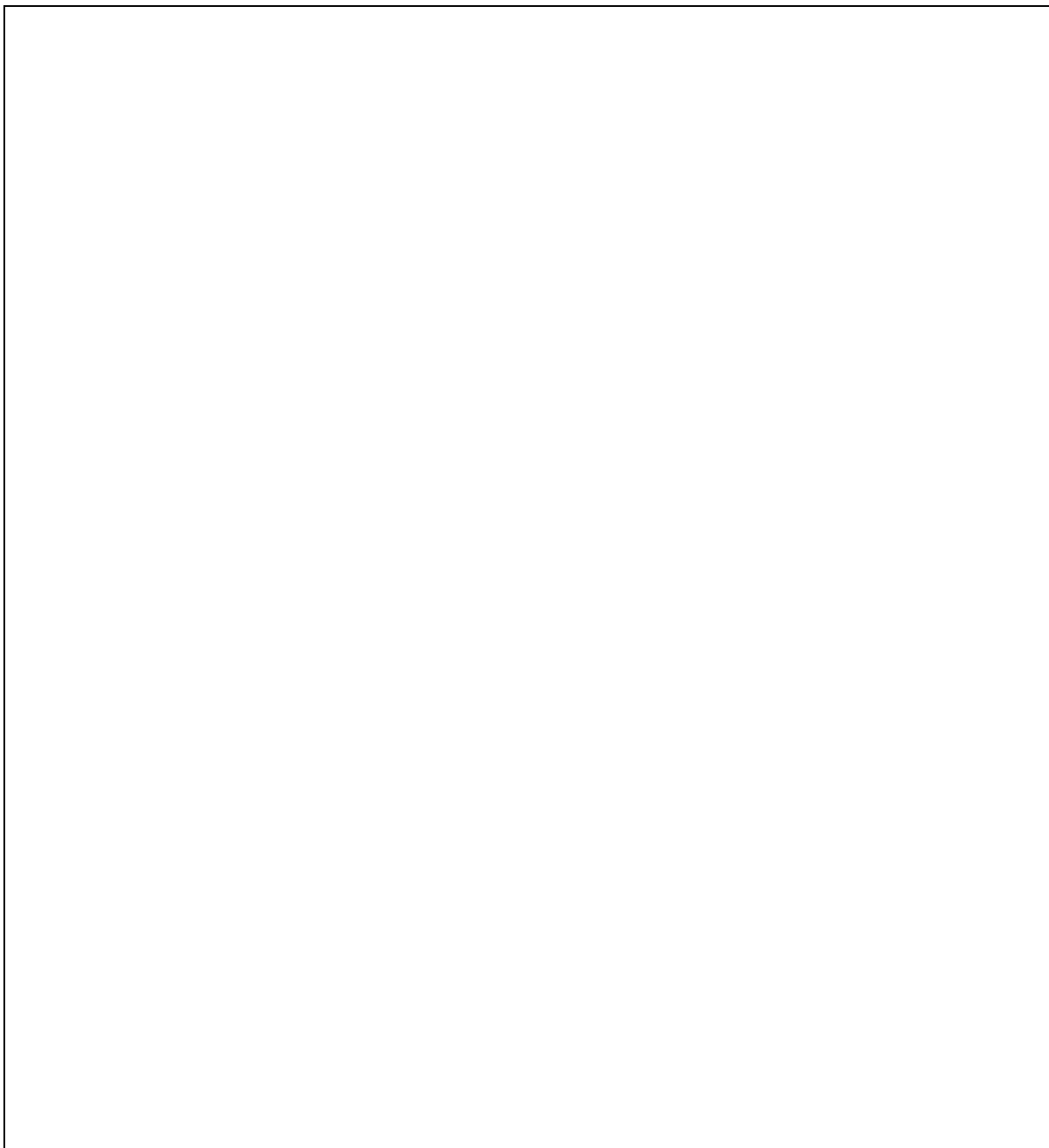
建设单位应根据《建设项目环境保护管理条例》和《关于规范建设单位自主开展建设项目竣工环境保护验收的通知》的要求, 在本项目建设完成后正式投产前进行竣工环境保护验收, 并根据要求进行竣工时间、试运行时间的公示。

本项目环保验收“三同时”一览表见表 7-29。

表 7-29 项目环保验收“三同时”一览表

污染因素			工程拟采取措施及验收内容	措施效果及标准
施工期	废水	钻井废水 洗井废水	收集后用于配置钻井泥浆, 不外排	不外排
		压裂返排液	钻井井场设压裂液回收装置, 对压裂返排液进行回收, 现场处置后循环使用, 钻井结束后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注处	达标回注, 不外排

			理点进行处理达标回注	
		试压废水	经收集后用于施工场地洒水抑尘	合理处置
		生活污水	井场工程、管道施工均分段进行，不设施工营地，施工人员食宿依托附近村镇和现有工程，钻完井工程施工场地配备移动环保厕所，生活污水由罐车收集后依托市政污水处理厂处理	不外排
	固废	废弃泥浆	完井后 3 天内，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至有处理能力单位处置	合理处置，不外排
		钻井岩屑		
		废机油	采用密闭桶装后暂存于井场危废间内，最终交由有资质单位处置	满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单要求
		废旧井口设备	由建设单位集中进行回收利用	合理处置，不外排
		生活垃圾	收集后交由环卫部门统一处理	合理处置，不外排
	生态	合理制定施工计划，严格施工现场管理，施工期结束时临时占地完成生态恢复	生态恢复状态良好	
	运营期	废水	井下作业废水	井场设置废液收集罐，井下作业完成后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注处理点进行处理达标回注
生活污水			建设容积为 12m ³ 的玻璃钢化粪池 1 座，定期清掏，拉运至采气管理区经一体化生活污水处理设施处理后，冬储夏灌	不外排
噪声		设备运行噪声	选用低噪声设备，选用低噪声设备，风机基础下设置隔振垫，并在风机进风口上安装消声器，在出风口上安装可曲挠橡胶接头，以减少振动产生的噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准
固废		污泥	压裂返排液撬装处理系统产生的污泥定期委托有资质单位处理	不外排，合理处置
		废石英砂	废石英砂更换后直接拉运至首站危废暂存点暂存，定期交由有资质单位处置	
		废活性炭	废活性炭更换后直接拉运至首站危废暂存点暂存，定期交由有资质单位处置	
		生活垃圾	采用垃圾箱集中收集，定期送当地环卫部门统一处理	



建设项目拟采取的防治措施及预期治理效果

内容 类型		排放源	污染物名称	防治措施	预期治理效果
大气 污染物	施工期	施工扬尘	TSP	文明施工，洒水抑尘等	项目所在地地势开阔，风速较大，利于污染物扩散，对周围环境影响较小
		燃油废气	SO ₂ 、NO _x 、烟尘	使用符合国六标准的柴油	
		放喷废气	NO _x 、烟尘	放喷燃烧	
		车辆、机械废气	烃类	选择符合国家环保要求的车辆和设备，做好设备维护	
		焊烟	CO、NO _x	无组织排放	
水 污染物	施工期	钻井废水	石油类、SS、COD	钻井过程中使用水基泥浆，循环使用，钻井循环率达到 95% 以上；钻进、起下钻和固井作业及设备、储罐清洗废水经收集后用于配置钻井泥浆，不外排	不外排，对周围环境影响较小
		洗井废水	石油类、SS、COD	经收集后用于配置钻井泥浆，不外排	
		压裂返排液	石油类、SS、总铁	钻井井场设压裂液回收装置，对压裂返排液进行回收，现场处置后循环使用，钻井结束后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注处理点进行处理达标回注	
		试压废水	SS	收集后用于施工场地洒水抑尘	
		施工人员生活污水	氨氮、COD、BOD ₅ 、SS	井场工程、管道施工均分段进行，不设施工营地，施工人员食宿依托附近村镇和现有工程，钻完井工程施工场地配备移动环保厕所，生活污水由罐车收集后依托市政污水处理厂处理	
	运营期	井下作业废水	石油类、SS、总铁	井场设置废液收集罐，井下作业完成后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注处理点进行处理达标回注	不外排，对周围环境影响较小

		生活污水	氨氮、COD、BOD ₅ 、SS	建设容积为 12m ³ 的玻璃钢化粪池 1 座，定期清掏，拉运至采气管理区经一体化生活污水处理设施处理后，冬储夏灌	不外排,对周围环境影响较小
固体废物	施工期	钻井工程	废弃泥浆	由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至有处理能力单位处置	对周围环境影响较小
		钻井工程	废弃岩屑		对周围环境影响较小
		机械保养	废机油	采用密闭桶装后暂存于井场危废间内，最终交由有资质单位处理	对周围环境影响较小
		气井改造	废旧井口设备	建设单位回收利用	对周围环境影响较小
		施工人员	生活垃圾	暂存于施工场地内垃圾桶中，收集后交由环卫部门统一处理	对周围环境影响较小
	运营期	回注站点	污泥	暂存于污泥储存罐，定期委托有资质单位处置	对周围环境影响较小
			废石英砂	更换后直接拉运至首站危废暂存点暂存，定期委托有资质单位处置	对周围环境影响较小
			废活性炭	更换后直接拉运至首站危废暂存点暂存，定期委托有资质单位处置	对周围环境影响较小
			生活垃圾	采用垃圾箱集中收集，定期送当地环卫部门统一处理	对周围环境影响较小
噪声	施工期	项目运营期主要高噪声值介于 70~100dB（A）之间，通过合理布局，并经距离衰减各场界均可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）2 类标准要求，对周围的声环境影响较小。			
	运营期	运营期噪声主要为压裂返排液处理设备运行噪声，其噪声源强在 85~90dB(A)。压裂返排液处理设备通过合理布局、减震垫等措施降低对周边环境的噪声影响。			
生态保护措施及预期效果：					
项目在工程设计时合理选址、选线，尽量利用荒草地等土壤贫瘠的地段，避开农田、林地、地表水体，避开人口密集区等环境敏感区域，施工期加强施工管理，避开植物生长期，施工结束后分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，运营期加强对管道回填区的绿化和管理抚育工作。及时在管道两边及其所涉及区域进行植被恢复，提高					

植被覆盖率。综上，项目对生态环境影响较小。

结论与建议

一、结论

1、建设项目概况

大牛地气田大 12-大 66 井区 2020 年调整项目位于陕西省榆林市榆阳区、神木市境内，属于大牛地气田大 12 井区、大 66 井区、DK13 井区、大 17 井区范围内。本项目部署气井 50 口，其中水平井 20 口、直井 30 口，新建产能 $2.32 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ；地面配套建设采气管线 71km、注醇管线 71km；项目对区块内三口气井进行改造，并在井口附近配套建设 3 个回注站点，采用压裂返排液撬装处理设备对压裂返排液进行处理后达标回注；天然气处理及外输依托区块内已建集气站。工程建设总投资 29622 万元，其中环保投资 5340 万元，占工程总投资的 18.03%。本项目永久占地 36900m^2 ，主要包括井场占地、回注站点占地等；临时占地 692875m^2 ，临时占地主要包括钻井井场占地、施工作业带、施工便道、堆管点等。

2、产业政策及其规划相符性

本项目属于《产业结构调整目录（2019 年本）》“鼓励类”中第七条“石油、天然气”中第 1 款“常规石油、天然气勘探与开采”，符合国家产业政策；对标《市场准入负面清单（2018 年版）》，本项目属于允许类，符合国家产业政策要求。

本项目工程建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《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》、《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》、《榆林市油(气)开采废弃物处置环保暂行管理办法》、“三线一单”、《陕西省矿产资源总体规划（2016-2020）》、《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》（陕环发〔2016〕31 号）等相关规划文件要求。同时，对标大牛地气田区块环评要求，本项目项目符合区块环评环保要求。

3、选址合理性

根据气田开采历史经验，新建井位位置及编号具有不确定性，相应的采气管线走线局部可能产生变更。为了掌握每个气井钻井、开采可能造成的环境影响，本次环评要求，各单项工程实施位置发生变化，应向榆林市多规合一辅助决策窗口申请进行单

项工程的选址“一张图”控制线检测，合理避让各敏感目标，同时向当地环保部门汇报后再施工，并在钻井和气田开发过程中主动接受环保部门和群众的监督。

4、环境质量现状

项目位于榆林市神木市和榆阳区，属于不达标区。评价范围内非甲烷总烃 1 小时平均值可以满足《大气污染物综合排放标准详解》标准要求，总烃 1 小时平均值可以满足以色列标准要求，硫化氢 1 小时平均值可以满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）标准要求。12 号集气站外水井硫酸盐浓度不满足《地下水质量标准》（GB/T 14748-2017）III类水质标准，最大超标倍数为 0.18；其余各点位各监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T 14748-2017）III类水质标准，区域内地下水水质总体较好。项目环境背景噪声值昼夜间均达到《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 2 类区标准，声环境质量良好。

5、环境影响及防治措施

（1）施工期

1) 大气环境

项目施工期大气污染物主要包括柴油机燃油废气、放喷天然气燃烧废气、施工扬尘、施工机械废气、焊烟等。项目排放的废气量较小，且所在地较空旷，污染物易被稀释扩散。因此，项目废气对周围环境影响较小。

2) 地表水环境

施工期产生的废水主要为钻井废水、洗井废水、压裂返排液、试压废水及施工生活污水。本项目钻井过程中使用水基泥浆，循环使用，钻井循环率达到 95%以上；洗井废水经收集后用于配置钻井泥浆，循环使用，不外排；钻进、起下钻和固井作业及设备、储罐清洗废水经收集后循环使用，不外排；钻井井场设压裂液回收装置，对压裂返排液进行回收，现场处置后循环使用，钻井结束后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注处理点进行处理达标回注；试压废水经收集后用于施工场地洒水抑尘；井场工程、管道施工均分段进行，不设施工营地，施工人员食宿依托附近村镇和现有工程，钻完井工程施工场地配备移动环保厕所，生活污水由罐车收集后依托市政污水处理厂处理。因此，施工期废水对周围水环境影响较小。

3) 地下水环境

本项目在施工期正常情况下，产生的废水、泥浆采用泥浆不落地技术均可得到合理处置，对地下水无影响。若发生事故泄漏，则对地下水产生一定程度的影响，风险可控。因此，施工期废水对周围地下水环境影响较小。

4) 声环境

本项目施工期噪声主要来自钻机、泥浆泵、振动筛、离心机、压裂车、挖掘机、搅拌机、吊车、电焊机等施工机械作业时产生的噪声和出入施工场地车辆（主要是材料运输车辆）产生的噪声。根据工程分析施工期的主要噪声源噪声值一般为 70~100dB（A）。本项目单个作业场地施工时间短，项目所在地人口稀疏且分散，噪声源经过距离衰减，对周边声环境敏感点的影响较小且在施工结束后影响随之消失。因此，施工期噪声对周围声环境影响较小。

5) 固废废物

施工过程产生的固体废物主要有废弃钻井泥浆、岩屑、废机油、废旧井口设备及施工人员产生的生活垃圾。钻井废弃泥浆、岩屑、压裂返排液完井后 3 天内，压裂返排液由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至有处理能力单位处置；废机油采用密闭桶装后暂存于井场危废间内，最终交由有资质单位处理；废旧井口设备由建设单位回收利用；生活垃圾暂存于施工场地内垃圾桶中，收集后交由环卫部门统一处理。因此，施工期固体废物对周围环境影响较小。

6) 生态影响

本项目施工期的生态影响主要是井场、管道施工等工程临时占地造成的影响。本项目永久占地 36900m²，主要包括井场占地、回注站点占地等；临时占地 692875m²，临时占地主要包括钻井井场占地、施工作业带、施工便道、堆管点等。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。

（2）运营期

1) 大气环境

项目正常运营井场无人值守，管道密闭输送，集气站集中处理，正常工况下井场和管道输送环节基本无无生产废气产生。

2) 地表水环境

运营期产生的废水主要为井下作业废水、生活污水。井场设置废液收集罐，井下作业完成后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至压裂返排液回注处理点进行处理达标回注；建设容积为 12m³ 的玻璃钢化粪池 1 座，定期清掏，拉运至采气管理区经一体化生活污水处理设施处理后，冬储夏灌，不外排。因此，施工期废水对周围水环境影响较小。

3) 地下水环境

本项目在运营期正常情况下，回注水不会对地下水产生影响。若发生事故泄漏，则对地下水产生一定程度的影响，风险可控。因此，运营期废水对周围地下水环境影响可接受。

4) 声环境

本项目运营期噪声主要为压裂返排液处理设备运行噪声，其噪声源强在 85~90dB(A)。压裂返排液处理设备通过合理布局、减震垫等措施降低对周边环境的噪声影响，且项目周边 200m 范围内无居民点分布。因此，运营期噪声对周围环境影响较小。

5) 固废废物

运营期产生的固体废物主要有污泥、废石英砂、废活性炭、生活垃圾。污泥暂存于污泥储存罐，定期委托有资质单位处置；废石英砂、废活性炭更换后直接拉运至首站危废暂存点暂存，定期交由有资质单位处置；生活垃圾采用垃圾箱集中收集，定期送当地环卫部门统一处理，各项固废均得到合理处置。因此，运营期固体废物对周围环境影响较小。

(5) 环境风险

本项目风险事故主要为施工期井喷事故、运营期管线刺漏事故、回注井井壁破损事故，事故情形下会对环境造成一定的影响。本项目所在站场通过制定风险防范措施，并有效落实，制定安全生产规范，通过加强员工的安全、环保知识和风险事故安全教

育，提高职工的风险意识，掌握本职工作所需安全知识和技能，严格遵守安全规章制度和操作规程，了解站场存在的危险有害因素及所采取的防范措施和环境突发事故应急措施，以减少风险发生的概率。本项目存在一定风险，但项目的风险可控，项目的风险防范措施可行。

二、要求及建议

1、由于本项目包括井场、管线等多个单项工程，评价建议，各单项工程实施前，应向榆林市多规合一辅助决策窗口申请进行单项工程的选址“一张图”控制线检测。

2、项目实际建设出现《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》（十七）条规定的情形，依法应当重新报批环评文件。

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

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

5、危险废物转移严格执行危险废物转移联单制度。

6、3口回注井附近设置地下水监测井，并进行定期监测。

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

8、加强工程的安全综合管理，强化对员工的职业素质教育，杜绝违章作业。

预审意见：

公 章

经办人：

年 月 日

审批意见：

公 章

经办人：

年 月 日

注 释

一、本报告表应附以下附件、附图：

附图 1 项目地理位置图

附图 2 项目与各敏感区位置关系图

附图 3 施工期井场平面布置图

附图 4 标准化井场平面布置图、回注站点平面布置图

附图 5 环境现状监测点位分布示意图

附图 6 气井井场及管线走向分布示意图

附件 7 项目依托集气站、回注站点平面布置图

附图 8 环境敏感目标分布示意图

附件 1 工作任务书

附件 2 项目立项文件

附件 3 检测报告

附件 4 榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告

附件 5~附件 11 主要依托工程环保手续文件

附件 12 钻井废弃物拉运、处置合同

附件 13 危险废物处置合同

二、如果本报告表不能说明项目产生的污染及对环境造成的影响，应进行专项评价。根据建设项目的特点和当地环境特征，应选下列 1-2 项进行专项评价。

1、大气环境影响专项评价

2、水环境影响专项评价

3、生态影响专项评价

4、声环境专项评价

5、土壤影响专项评价

6、固体废弃物影响专项评价

以上专项评价未包括的可另列专项，专项评价按照《环境影响评价技术导则》中的要求进行。